



CEU

*Universidad
Cardenal Herrera*

**FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES Y JURÍDICAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA**

**LA LEY 54/1997
DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL
Y
LOS OBSTÁCULOS A LA LIBRE COMPETENCIA**

TESIS DOCTORAL

Autor: D. José Pascual Ruiz Maciá

Director: Dr. D. Enrique de Miguel Fernández

Valencia 10 de marzo de 2008

A Pepa, Rafa, María, Amparo y Paloma

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS.....	9
ÍNDICE DE CUADROS, ESQUEMAS Y GRÁFICOS.....	11
INTRODUCCIÓN	21
CAPÍTULO 1. EL SECTOR ELÉCTRICO: ASPECTOS GENERALES	
1.1 Características técnicas y económicas de la electricidad.....	69
1.2 Las actividades eléctricas.....	76
1.3 La demanda eléctrica	88
1.4 El balance energético.....	93
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES	
2.1 Visión histórica del Sector Eléctrico	99
2.2 El Marco Legal y Estable (MLE).....	143
2.3 La LOSEN: Un intento de liberalización del sector eléctrico, que, por poco ambicioso, resultó infructuoso	169
CAPÍTULO 3. EL MARCO ACTUAL: LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	
3.1 La vía hacia la liberalización del sector eléctrico.....	179
3.2 La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico	188
3.3 La Comisión Nacional de la Energía (CNE)	196
3.3.1 Modificación de la Función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos	207
3.4 Los grupos empresariales eléctricos españoles: Estructuras societarias.....	211
3.5 La situación económico-financiera	236
3.5.1 Actividades eléctricas reguladas: balance y resultados	240
3.5.2 Actividades eléctricas liberalizadas: balance y resultados	248
3.5.3 Ratios económico financieros de las actividades reguladas y liberalizadas	253

3.5.4 Valoración de los valores registrados	258
3.5.5 Valor añadido del sector eléctrico español.....	262
3.5.6 Subsector de los pequeños distribuidores de energía eléctrica	264

CAPÍTULO 4. LAS ACTIVIDADES LIBERALIZADAS

4.1 La generación hidráulica, la térmica y las energías alternativas	269
4.2 Las centrales térmicas de gas de ciclo combinado (CGCC). La inversión en nueva generación	279
4.3 Argumentos en contra de la competencia y en defensa de una estructura horizontal del sector eléctrico español	288
4.4 La comercialización	289

CAPÍTULO 5. LAS ACTIVIDADES REGULADAS

5.1 Transporte: REE del 55 % al 100 % de la red de alta tensión (AT).....	293
5.2 Operación del sistema (REE).....	296
5.3 Distribución.....	303
5.4 La inversión en redes	305
5.5 Actividades eléctricas reguladas. Su retribución	308
5.6 Operación del Mercado. El Mercado Mayorista (OMEL)	310
5.7 Separación jurídica y contable, pero no de propiedad, de las actividades eléctricas.	327

CAPÍTULO 6. TARIFAS

6.1 Las tarifas de acceso (peajes) y la tarifa integral	331
6.2 Criterios de reparto:.....	361
6.2.1 Asignación de los costes de transporte y distribución	361
6.2.2 Asignación de los costes de gestión comercial de clientes a tarifas de acceso	363
6.3 El déficit tarifario	367
6.4 El errático modelo de funcionamiento actual de la tarifa eléctrica.....	373

CAPÍTULO 7. LOS EFECTOS DE LA PLANIFICACIÓN

7.1 Introducción.....	391
7.2 La moratoria nuclear	395
7.3 La transición a la competencia: La retribución fija de los CTCs una cantidad variable	418
7.4 Vicisitudes normativas de los costes de transición a la competencia.....	431
7.5 Aplicación del art. 87 del Tratado CE a los CTCs españoles	457
7.6 Categorías contables incluidas en los CTCs españoles.....	468
7.7 Evolución de la retribución fija.....	472
7.8 Los CTCs pendientes de cobrar.....	473
7.9 Los incidentes de otoño de 2003.....	476

CAPÍTULO 8. LOS OBSTÁCULOS AL FUNCIONAMIENTO SIMÉTRICO DEL
MERCADO ÚNICO EUROPEO DE LA ELECTRICIDAD:
RESTRICCIONES A LA LIBRE CIRCULACIÓN

8.1. Los obstáculos al funcionamiento simétrico del mercado único de la electricidad: restricciones a la libre circulación	493
8.2. La operación de concentración de Gas Natural SDG, S.A. sobre Endesa	501
8.3. Relación de actividades de las partes intervinientes	504
8.4. Principales partícipes accionariales de las empresas implicadas en la operación de concentración	508
8.5. Procedimiento de tramitación de la operación pública de adquisición (OPA) de valores mobiliarios	512
8.5.1. Acciones legales relacionadas con la operación de concentración promovidas por las partes interesadas	514
8.6. Mapa eléctrico y gasístico en el supuesto de haber prosperado la OPA de Gas Natural sobre Endesa	520
8.7. Los criterios de valoración de la operación desde el punto de vista de la competencia	525
8.8. La respuesta de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a la adquisición del control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural S.A., mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA)	544
8.9. La Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) del grupo E.ON sobre Endesa	561
8.10. E.ON ZWÖLFTE VERWALTUNGS GMBH	564
8.10.1 Historia del grupo E.ON	564
8.10.2. Objeto social de E.ON	565
8.10.3. Estrategia corporativa de E.ON	566
8.10.4. Accionariado y gobierno corporativo de E.ON	566
8.10.5. Actividades principales de E.ON	568
8.10.6. E.ON en el mercado eléctrico alemán	576
8.11. El grupo Endesa	582
8.11.1. Historia de Endesa	582
8.11.2. Objeto social y estrategia corporativa de Endesa	583
8.11.3. Accionistas y gobierno corporativo de Endesa	584
8.11.4. Actividades principales de Endesa	585
8.11.5. Endesa en el mercado eléctrico español	590
8.12. La respuesta del Gobierno español a la OPA de E.ON sobre Endesa: Modificación de la Función Decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos	593
8.13. Alegaciones formuladas por E.ON y ENDESA en el trámite de audiencia ante la Comisión Nacional de la Energía (CNE)	598
8.13.1. Alegaciones formuladas por E.ON ante la CNE	598
8.13.2. Alegaciones formuladas por Endesa ante la CNE	602
8.14. La tramitación de la operación de OPA de E.ON sobre Endesa por la Comisión Nacional de la Energía (CNE)	604
8.14.1. Fundamentos de derecho:	604
8.14.1.1. Competencia de la Comisión Nacional de la Energía ...	604

8.14.1.2. Principios generales para la aplicación de la Función 14ª.....	606
8.14.1.3. La noción de “interés general”	609
8.14.1.4. La seguridad de suministro.....	613
8.14.2. Del procedimiento seguido y de la normativa aplicable	617
8.15. Resolución del expediente de OPA de E.ON sobre Endesa por la Comisión Nacional de la Energía (CNE)	637
8.16. La repuesta de la Comisión Europea a la OPA de E.ON sobre Endesa .	644
8.17. A la tercera va la vencida: Acciona y Enel se hacen con el control efectivo de Endesa	647
8.18. Consideraciones finales	657
Capítulo 9. CONCLUSIONES.....	669
Bibliografía.....	693
Anexo Legislativo.....	707

ABREVIATURAS

ACS:	Grupo de Actividades de Construcción y Servicios
ADR:	American Depositary Receipts
ADS:	American Depositary Shares
AIE:	Agencia Internacional de la Energía
ATR:	Acceso de terceros a las redes
BCM:	Miles de millones de metros cúbico de gas natural
CC.AA.:	Comunidades Autónomas
CE:	Constitución Española
CECA:	Comunidad Económica del Carbón y el Acero
CECOEL:	Centro de Control Eléctrico
CEORE:	Centro de Operación Regional
CEPSA:	Compañía Española de Petróleos, S.A.
CGCC:	Centrales de Gas de Ciclo Combinado
CNE:	Comisión Nacional de la Energía
CNMV:	Comisión Nacional del Mercado de Valores
CNSE:	Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
CSEN:	Comisión del Sistema Eléctrico Nacional
CTCs:	Costes de Transición a la Competencia
CV:	Caballo de vapor (unidad de potencia)
DGE:	Dirección General de la Energía
DGPEM:	Dirección General de Política Energética y Minas
EBITDA:	Resultado Bruto de Explotación
ECYR:	Endesa Cogeneración y Renovables S.A.
EDF:	Compañía de Electricidad de Francia
EDP:	Electricidade de Portugal
EEE:	Espacio Económico Europeo
EGPC:	Egyptian General Petroleum Corporation
ELCOGAS:	Central térmica de Puertollano
ENAGAS:	Transportista y Gestor Técnico del Sistema, garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural
ENDESA:	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.
ENEL:	<i>Ente Nazionale per l'Energía eLettrica</i> (Italia)
ENELSA:	Empresa Nacional de Electricidad, S.A.
ENCASUR:	Empresa Carbonífera del Sur, S.A.
ENHEL:	Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana
ENRESA:	Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.
ENUSA:	Empresa Nacional del Uranio, S.A.
ERZ:	Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.
FAA:	Fondo de Amortización Actualizado
FECSA:	Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.
FENOSA:	Fuerzas Eléctricas del Noroeste, S.A.
FTAMN:	Fondo de Titulización de Activos de la Moratoria Nuclear
GICC:	Gasificación Integrada en Ciclo Combinado
GNL:	Gas natural licuado
GW:	Gigavatio eléctrico (unidad de potencia equivalente a 1.000 MW)
HECSA:	Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.
HHI:	Índice de Concentración de <i>Herfindahl-Hirschman</i>
HUNOSA:	Hulleras del Norte, S.A.
IBERINCO:	Iberdrola Ingeniería y Consultoría

INALTA:	Infraestructura de Alta Tensión, S.A.
INI:	Instituto Nacional de Industria
IPC:	Índice de Precios al Consumo
IPRI:	Índice de Precios Industriales
kW:	Kilovatio (unidad de potencia)
kWh:	Kilovatio hora (unidad de potencia)
LOSEN:	Ley Orgánica 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
LRJ-PAC:	Ley de Régimen Jurídico del Procedimiento Administrativo Común
LSH:	Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos
MEDGAZ:	Sociedad creada para el estudio y diseño, construcción y operación del gasoducto que unirá Argelia con Europa a través de España.
MIBEL:	Mercado Eléctrico de Electricidad
MINER:	Ministerio de Industria y Energía
MLE:	Marco Legal y Estable
MOP:	Ministerio de Obras Públicas
MW:	Megavatio eléctrico (unidad de potencia equivalente a 1.000 kW)
NIEPI:	Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada
NT:	Nivel de Tensión
OFICO:	Oficina de Compensación de Energía Eléctrica
OFILE:	Oficina Liquidadora de Energía
OMEL:	Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
OMI:	Operador del Mercado Ibérico
OPA:	Oferta Pública de Adquisición de Acciones
OPV:	Oferta Pública de Venta de Acciones
OXERA:	<i>Oxford Economic Research Associates Ltd</i>
PEN:	Plan Energético Nacional
PGE:	Presupuestos Generales del Estado
RECA:	Repartidor Central de Cargas
REE:	Red Eléctrica de España
RRHH:	Recursos humanos
SDC:	Servicio de Defensa de la Competencia
SIFE:	Sistema Integrado de Facturación de Electricidad
SODESA:	Empresa eléctrica participada por Sonae y Endesa
STC:	Sentencia del Tribunal Constitucional
TCE:	Tratado de la Comunidad Europea
TDC:	Tribunal de Defensa de la Competencia
TEC:	Tonelada equivalente de carbón
TTU:	Tarifas Topes Unificadas
TUE:	Tratado de la Unión Europea
UE:	Unión Europea
UNELCO:	Unión Eléctrica de Canarias
UNESA:	Unidad Eléctrica, S.A.
VABE:	Valores Actualizados Brutos Estándar
VANE:	Valores Actualizados Netos Estándar
VEBA:	Sociedad Industriales Unidas Unida de Electricidad y Minería (Alemania)
VIAG:	Sociedad de Empresas (Alemania)

ÍNDICE
DE
CUADROS, ESQUEMAS Y GRÁFICOS

CAPÍTULO 1

El sector eléctrico: Aspectos generales.

➤ Esquema 1.1. Clases de energía	70
➤ Esquema 1.2. Características técnicas y económicas de la electricidad	73
➤ Esquema 1.3. Unidades más empleadas en el sector energético.....	75
➤ Esquema 1.4. Tipos de recursos energéticos	76
➤ Gráfico 1.1. Red eléctrica integrada por dos tramos	81
➤ Gráfico 1.2. Red eléctrica integrada por tres tramos.....	82
➤ Esquema 1.5. Clasificación de las actividades eléctricas	84
➤ Cuadro 1.1. Ejemplo de asignación de actividades a sujetos	86
➤ Cuadro 1.2. Demanda punta	92
➤ Cuadro 1.3. Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2000)	93
➤ Cuadro 1.4. Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2001)	94
➤ Cuadro 1.5. Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2002)	94
➤ Cuadro 1.6. Balance energético (año 2002)	95
➤ Cuadro 1.7. Balance energético (año 2003)	95
➤ Cuadro 1.8. Balance eléctrico peninsular (año 2003)	96

CAPÍTULO 2

Antecedentes

➤ Esquema 2.1. Las fases históricas del sector eléctrico español	103
➤ Cuadro 2.1. Balance general de energía eléctrica (previsión para 1969)	123
➤ Cuadro 2.2. Previsiones del PEN para 1972 – 1981	125
➤ Esquema 2.2. Marco Legal Estable: Concepto y Objetivos	144
➤ Esquema 2.3. Conceptos de costes estándar reconocidos por el MLE	145
➤ Esquema 2.4. Factores que explican las disparidades existentes en el cálculo de los costes históricos.....	147
➤ Gráfico 2.1. Supuesto de capacidad suficiente de restricción de oferta.....	175

CAPÍTULO 3

El marco actual: La liberalización del sector eléctrico

➤ Cuadro 3.1. Calendario de elegibilidad del sector eléctrico	186
➤ Cuadro 3.2. El modelo de liberalización del mercado energético	187
➤ Esquema 3.1. Organización del mercado regulado del sector eléctrico.....	189
➤ Esquema 3.2. Organización del mercado liberalizado del sector eléctrico	192
➤ Cuadro 3.3. Cuadro comparativo mercado regulado vs liberalizado.....	194
➤ Esquema 3.3. Funciones de la Comisión Nacional de la Energía.....	202
➤ Esquema 3.4. Estructura societaria del Grupo Endesa.....	228

➤ Esquema 3.5. Estructura societaria del Grupo Iberdrola.....	229
➤ Esquema 3.6. Estructura societaria del Grupo Unión Fenosa	230
➤ Esquema 3.7. Estructura societaria del Grupo Hidrocantábrico.....	231
➤ Esquema 3.8. Grupo Enel – Viesgo.....	232
➤ Esquema 3.9. Estructura societaria de Red Eléctrica de España, S.A.	233
➤ Esquema 3.10. Participaciones accionariales.....	234
➤ Esquema 3.11. Participaciones accionariales.....	235
➤ Cuadro 3.4. Subsector de las actividades eléctricas reguladas	240
➤ Cuadro 3.5. Balance de situación (2003): distribución y transporte	240
➤ Cuadro 3.6. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003).....	241
➤ Cuadro 3.7. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003).....	242
➤ Cuadro 3.8. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003).....	242
➤ Cuadro 3.9. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003).....	243
➤ Cuadro 3.10. Cuenta de Resultados (2003) subsector de las actividades Eléctricas reguladas.....	243
➤ Cuadro 3.11. Cuenta de Resultados (2003): Distribución y Transporte	244
➤ Cuadro 3.12. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003): Endesa e Iberdrola.....	245
➤ Cuadro 3.13. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003): Unión Fenosa e Hidrocantábrico.....	246
➤ Cuadro 3.14. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003): Viesgo y resto de empresas.....	246
➤ Cuadro 3.15. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003): REE e INALTA	247
➤ Cuadro 3.16. Datos relativos a la cuenta de pérdidas y ganancias del grupo resto de empresas	247
➤ Cuadro 3.17. Subsector de las actividades eléctricas liberalizadas: Balance de situación (2003).....	248
➤ Cuadro 3.18. Subsector de las actividades eléctricas liberalizadas: Balance de situación (2003).....	248
➤ Cuadro 3.19. Porcentajes relativos al Balance de situación (2003).....	249
➤ Cuadro 3.20. Subsector de las actividades eléctricas liberalizadas: Balance de situación (2003).....	250
➤ Cuadro 3.21. Subsector de las actividades eléctricas liberalizadas: Cuenta de Resultados (2003).....	250
➤ Cuadro 3.22. Subsector de las actividades eléctricas liberalizadas: Cuenta de Resultados (2003).....	251
➤ Cuadro 3.23. Porcentajes relativos de la Cuenta de Resultados (2003).....	252
➤ Cuadro 3.24. Ratios económicos y financieros del sector eléctrico	253
➤ Cuadro 3.25. Ratios económicos y financieros de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa	254
➤ Cuadro 3.26. Ratios económicos y financieros de Hidrocantábrico, Viesgo y resto de empresas	254
➤ Cuadro 3.27. Ratios económicos y financieros de REE e INALTA	254
➤ Cuadro 3.28. Balance de situación (2003): Distribución y Transporte	258
➤ Gráfico 3.1. Subsector eléctrico de las actividades reguladas: Valor de la producción (100 %).....	262
➤ Gráfico 3.2. Subsector eléctrico de las actividades liberalizadas: Valor de la producción (100 %)	263

➤ Cuadro 3.29. Principales magnitudes financieras del subsector de pequeñas distribuidoras > 45 GWh.....	265
--	-----

CAPÍTULO 4

Las actividades liberalizadas

➤ Esquema 4.1. Tipos de centrales hidroeléctricas.....	270
➤ Esquema 4.2. Características de la energía de producción hidroeléctrica.....	272
➤ Esquema 4.3. Clasificación de la producción de origen térmico.....	273
➤ Esquema 4.4. Clasificación de las energías alternativas en función de su aplicación.....	274
➤ Cuadro 4.1. Recursos de generación que satisfacen la demanda de Electricidad en España.....	277
➤ Cuadro 4.2. La producción hidroeléctrica (1993 – 1997).....	278
➤ Esquema 4.5. Características de la industria gasista en España.....	282
➤ Cuadro 4.3. Distribución por país de origen de la oferta nacional de gas.....	283
➤ Cuadro 4.4. Demanda punta de gas derivada de los ciclos combinados.....	285
➤ Cuadro 4.5. Estado de los proyectos de construcción de las centrales de Energía eléctrica de ciclo combinado de gas.....	286
➤ Gráfico 4.1. Evolución de los costes de comercialización (1989 – 1998).....	289
➤ Cuadro 4.6. Reparto de las pólizas suscritas por los clientes a tarifa entre las principales empresas suministradoras.....	290

CAPÍTULO 5

Las actividades reguladas

➤ Cuadro 5.1. La red de transporte de REE.....	294
➤ Cuadro 5.2. Intercambios internacionales en 1997.....	295
➤ Cuadro 5.3. Ingresos de REE por actividades.....	297
➤ Cuadro 5.4. Cuenta de resultados del Operador del Sistema.....	298
➤ Cuadro 5.5. Ajuste de la retribución de REE en cinco años.....	300
➤ Cuadro 5.6. Ajuste de la retribución de REE en cuatro años.....	300
➤ Cuadro 5.7. Ajuste de la retribución de REE en tres años.....	301
➤ Cuadro 5.8. Ajuste de la retribución de REE en dos años.....	301
➤ Cuadro 5.9. Cuenta de resultados del Operador del Sistema.....	302
➤ Cuadro 5.10. Energía eléctrica distribuida (1998).....	303
➤ Cuadro 5.11. Instalaciones de la red de transporte propiedad de REE.....	306
➤ Cuadro 5.12. Inversiones totales en infraestructuras eléctricas.....	307
➤ Cuadro 5.13. Modelo de retribución de la distribución: El coste de la electricidad en España.....	309
➤ Esquema 5.1. El mercado eléctrico mayorista.....	313
➤ Cuadro 5.14. Energía vendida en el mercado mayorista (mercados diario e intradiario).....	314
➤ Cuadro 5.15. Energía vendida en el mercado mayorista (mercados diario e intradiario).....	315

➤ Cuadro 5.16. Mercado liberalizado: Componentes del precio medio horario final para comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos (2002)	315
➤ Cuadro 5.17. Tarifa de 6 periodos horarios.....	318
➤ Cuadro 5.18. Precios horarios.....	319
➤ Cuadro 5.19. Balance de situación de la compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A.	323
➤ Cuadro 5.20. Balance de situación de la compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A.	324
➤ Cuadro 5.21. Costes de acceso (1998 – 2002).....	325
➤ Cuadro 5.22. Costes de acceso (2003).....	326

CAPÍTULO 6

Las tarifas

➤ Esquema 6.1. Costes del Sistema eléctrico.....	334
➤ Esquema 6.2. Aspectos básicos de la tarifa integral.....	335
➤ Esquema 6.3. Aspectos básicos de la tarifa de acceso.....	335
➤ Cuadro 6.1. Niveles de consumo anual consumidores cualificados.....	336
➤ Cuadro 6.2. Situación actual del mercado minorista.....	337
➤ Esquema 6.4. Precios para los consumidores a tarifa.....	339
➤ Cuadro 6.3. Las zonas eléctricas a efectos de las exigencias en calidad.....	344
➤ Cuadro 6.4. Media tensión: 36 kilowatios > T > 1.000 watios.....	345
➤ Cuadro 6.5. Baja tensión: T < 1.000 watios.....	345
➤ Cuadro 6.6. Previsión CNE de participación en el mercado.....	352
➤ Cuadro 6.7. Conceptos de costes a recuperar por tarifas de acceso.....	356
➤ Cuadro 6.8. Los costes de la tarifa (2003).....	357
➤ Cuadro 6.9. Los costes de la tarifa (2003).....	358
➤ Cuadro 6.10. Los costes de la tarifa (1998 – 2002).....	359
➤ Gráfico 6.1. Variación de la tarifa media.....	360
➤ Gráfico 6.2. Evolución de la tarifa doméstica.....	360
➤ Cuadro 6.11. Conceptos de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	364
➤ Cuadro 6.12. Estructura de la tarifa eléctrica.....	366
➤ Cuadro 6.13. Subida de las tarifas eléctricas en 2007: Tarifa doméstica por tramos.....	384
➤ Cuadro 6.14. Subida de las tarifas eléctricas en 2007: Tarifa industrial.....	385

CAPÍTULO 7

Los efectos de la planificación

➤ Cuadro 7.1. Centrales nucleares españolas.....	397
➤ Cuadro 7.2. Importe de la compensación por centrales.....	399
➤ Cuadro 7.3. Importe de la compensación por empresas.....	400
➤ Cuadro 7.4. Importe de la compensación abonada a los cedentes en el momento de la cesión del derecho (04-07-96).....	401
➤ Cuadro 7.5. Importe pendiente de la compensación a 4 de julio de 1996.....	402

➤ Cuadro 7.6. Financiación de la adquisición del derecho de compensación.....	402
➤ Cuadro 7.7. Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del año n-1 (valor base)	404
➤ Cuadro 7.8. Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2003.....	405
➤ Cuadro 7.9. Periodo de devengo (número de días).....	407
➤ Cuadro 7.10. Periodo de devengo (número de días).....	409
➤ Cuadro 7.11. Cálculo de los tipos de interés por periodos de desembolso.....	409
➤ Cuadro 7.12. Resumen de cobros por meses.....	410
➤ Cuadro 7.13. Porcentaje de reparto entre los proyectos vigentes a 31 de diciembre de 2001.....	411
➤ Cuadro 7.14. Importe de la compensación en 2002.....	412
➤ Cuadro 7.15. Valor de la desinversión y gastos de la Central Nuclear de Lemóniz	413
➤ Cuadro 7.16. Valor de la desinversión y gastos de la Central Nuclear de Valdecaballeros.....	413
➤ Cuadro 7.17. Valor de la desinversión y gastos de la Central Nuclear de Trillo, Unidad II.....	413
➤ Cuadro 7.18. Importes de desinversiones a considerar en el cálculo del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	414
➤ Cuadro 7.19. Importe de la anualidad a 31 de diciembre de 2002.....	414
➤ Cuadro 7.20. Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	415
➤ Cuadro 7.21. Evolución de la compensación de la moratoria nuclear.....	416
➤ Cuadro 7.22. Previsión de la evolución de la factura eléctrica (2002 – 2010).....	417
➤ Esquema 7.1. Causas que dan lugar a la existencia de costes varados	420
➤ Esquema 7.2. Principales argumentos sobre la recuperación de los costes varados	422
➤ Esquema 7.3. Efectos positivos y riesgos de la desregulación y liberalización del sector eléctrico.....	426
➤ Cuadro 7.23. Unión Fenosa: Valor neto contable y valor de mercado de los activos de generación.....	427
➤ Cuadro 7.24. Porcentajes de reparto entre las empresas productoras de electricidad indicados en el Real Decreto 2017/1997	433
➤ Cuadro 7.25. Porcentajes de asignación de CTCs	434
➤ Esquema 7.4. Componentes de los CTCs	435
➤ Cuadro 7.26. Porcentajes de asignación de déficit de ingresos.....	438
➤ Esquema 7.5. Cuantía de los CTCs: Modificaciones de la Ley 50/1998 y posteriores	448
➤ Cuadro 7.27. Escenarios analizados por la CNSE sobre el importe final de los CTCs	453
➤ Cuadro 7.28. Previsión de pagos regulados a los generadores sin titulización	453
➤ Cuadro 7.29. Previsión de pagos regulados con titulización y manteniendo la tarifa a partir de 2002	454
➤ Cuadro 7.30. Previsión de pagos regulados con titulización e incremento de tarifas en el 2002 de un 2% para finalizar en 2007	454

➤ Cuadro 7.31. Previsión de pagos regulados con titulización e incremento de tarifas en el 2002 de un 34% para finalizar en 2002	455
➤ Cuadro 7.32. Comparación entre la cantidad de energía objeto de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono y la fracción del 15 % de la cantidad total de energía primaria.....	464
➤ Cuadro 7.33. Evolución de la retribución fija de los CTCs	472
➤ Cuadro 7.34. Senda de recuperación de los CTCs.....	474
➤ Cuadro 7.35. ¿Cuáles serían hoy los CTCs?: Saldo de CTCs teniendo en cuenta horas de producción (netas de costes) y plusvalías	476
➤ Gráfico 7.1. Cálculo de Umbral de Beneficio o Punto Muerto	477
➤ Gráfico 7.2. Cálculo de los CTCs tecnológicos	478
➤ Gráfico 7.3. Cálculo de los CTCs tecnológicos: Mayor funcionamiento de las centrales	479
➤ Gráfico 7.4. Mayor funcionamiento de las centrales: CTCs distintos	480
➤ Gráfico 7.5. Reparto CTCs finales	481
➤ Gráfico 7.6. Total CTCs: Memoria Ley 54/1997	481
➤ Gráfico 7.7. Cálculo de los CTCs bajo distintas hipótesis	482
➤ Gráfico 7.8. Saldo actual de los CTCs	483
➤ Cuadro 7.36. Los CTCs según Iberdrola.....	484
➤ Cuadro 7.37. Diferencia entre el cálculo original de ingresos de generación y la realidad	486
➤ Cuadro 7.38. Los distintos ritmos seguidos en la recuperación de los CTCs para las distintas empresas.....	487
➤ Cuadro 7.39. La evolución de los CTCs.....	490

CAPÍTULO 8

Los obstáculos al funcionamiento simétrico del mercado único europeo de la electricidad: Restricciones a la libre circulación

➤ Esquema 8.1. Elementos fundamentales del mercado único	494
➤ Esquema 8.2. El mercado único: El Libro Blanco de Jacques Delors.....	495
➤ Cuadro 8.1. Plan de desinversiones propuesto por Gas Natural SDG, S.A.	502
➤ Cuadro 8.2. Principales accionistas de Iberdrola, Gas Natural y Endesa	508
➤ Cuadro 8.3. Cotización bursátil de Iberdrola, Gas Natural y Endesa	509
➤ Cuadro 8.4. Deuda neta del sector eléctrico español.....	509
➤ Cuadro 8.5. Principales empresas energéticas europeas por capitalización bursátil.....	510
➤ Cuadro 8.6. Principales empresas energéticas europeas por volumen de negocio (2004)	511
➤ Cuadro 8.7. Principales accionistas de Endesa (2007).....	517
➤ Cuadro 8.8. Valor bursátil de las empresas eléctricas europeas (2007).....	519
➤ Cuadro 8.9. Mapa eléctrico y gasístico en el supuesto de haber prosperado la OPA de Gas Natural sobre Endesa.....	521
➤ Cuadro 8.10. Cuotas de producción por empresas en el mercado Mayorista (año 2005)	522
➤ Cuadro 8.11. Cuotas de producción por empresas en el mercado Mayorista (año 2006)	524

➤ Cuadro 8.12. Principales relaciones comerciales en los sectores del Gas y de la electricidad en España	528
➤ Cuadro 8.13. Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones Internacionales en periodos punta	541
➤ Cuadro 8.14. Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones Internacionales en periodos valle.....	541
➤ Cuadro 8.15. Capacidad de importación de los Estados miembros de la Unión Europea	542
➤ Cuadro 8.16. Resumen mercados relevantes para la operación Gas Natural – Endesa.....	543
➤ Cuadro 8.17. Resumen de inversiones previstas en generación (MW)	551
➤ Cuadro 8.18. Gas Natural: Potencia de las centrales de ciclo combinado	553
➤ Cuadro 8.19. Endesa: Potencia de las centrales de ciclo combinado.....	553
➤ Cuadro 8.20. Condiciones de la OPA de E.ON.....	561
➤ Cuadro 8.21. Reparto de la producción de electricidad: GN + Endesa y E.ON + Endesa	562
➤ Cuadro 8.22. Capitalización bursátil empresas energéticas europeas (año 2006).....	562
➤ Cuadro 8.23. Reparto de la producción de electricidad: GN + Endesa y E.ON + Endesa	563
➤ Cuadro 8.24. Sociedades que sirven de matriz a cada una de las unidades del negocio energético de E.ON	568
➤ Cuadro 8.25. Grupo E.ON.....	569
➤ Cuadro 8.26. Distribución de las ventas y del resultado del Grupo E.ON entre las distintas unidades del negocio energético.....	569
➤ Cuadro 8.27. Cuotas de mercado de E.ON por actividad en sus principales mercados competitivos	570
➤ Cuadro 8.28. Orígenes del gas comprado por E.ON Ruhrgas	570
➤ Cuadro 8.29. Principales magnitudes de la unidad Europa Central	571
➤ Cuadro 8.30. Principales magnitudes de la unidad de gas Paneuropeo.....	572
➤ Cuadro 8.31. Principales magnitudes de la unidad Reino Unido	573
➤ Cuadro 8.32. Principales magnitudes de la unidad Reino Unido: Región Nórdica.....	574
➤ Cuadro 8.33. Principales magnitudes de la unidad Estados Unidos-Medio Oeste.....	575
➤ Cuadro 8.34. Cuotas de mercado de las principales compañías eléctricas en Alemania	577
➤ Cuadro 8.35. Principales compañías transportistas de gas en Alemania	580
➤ Cuadro 8.36. Principales compañías energéticas en Europa	581
➤ Cuadro 8.37. Principales accionistas de Endesa, S.A. (2005).....	584
➤ Cuadro 8.38. Estructura del capital social de Endesa, S.A.	584
➤ Cuadro 8.39. Datos económicos del Grupo Endesa por áreas geográficas.....	586
➤ Cuadro 8.40. Evolución del Beneficio neto de Endesa (2005).....	587
➤ Cuadro 8.41. Principales magnitudes operativas de Endesa, S.A.	588
➤ Cuadro 8.42. Principales sociedades que componen el Grupo Endesa, S.A....	589
➤ Cuadro 8.43. Cuota de mercado de Endesa como vendedor en cada segmento del mercado de producción de energía eléctrica.....	590
➤ Cuadro 8.44. Cuota de mercado de Endesa como comprador en cada segmento del mercado de producción de energía eléctrica.....	591
➤ Cuadro 8.45. Cuotas de mercado de Endesa en cada segmento del mercado de producción de energía eléctrica. Resumen	591
➤ Cuadro 8.46. Número total de consumidores en la red de distribución	

de Endesa	592
➤ Cuadro 8.47. Grado de fidelización de los consumidores de Endesa	592
➤ Cuadro 8.48. Declaración de Schuman	658

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En el sector eléctrico, objeto de esta tesis doctoral, concurren diversos aspectos, que trataremos de abordar y presentar como resultado del conocimiento que hemos podido conseguir con su estudio y análisis pormenorizado desde su introducción en España a finales del siglo XIX.

En este trabajo vamos a referirnos a la situación actual del propio sector que se debate con dificultades en la adopción de conductas y normas manifiestamente competitivas, introducidas por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el abandono definitivo de comportamientos enraizados en su reciente pasado como empresas de servicio público, que disfrutaban de los privilegios característicos del monopolio natural y de los errores de la acción planificadora de la Administración del Estado.

En nuestra opinión, la Ley 54/1997 supone una profunda transformación del marco regulador al que estaba, con anterioridad, sujeto el sector eléctrico, ya que a partir de su entrada en vigor, el 1 de enero de 1998, introduce un nuevo marco de liberalización para el desarrollo de la competencia; en consecuencia, los Consejos de Administración de las distintas compañías eléctricas habrán de asumir a partir de esa fecha, en las cuentas de pérdidas y ganancias, los resultados negativos, si los hubiere, de la toma de decisiones, sin, como se hacía con anterioridad a la Ley 54/1997, recurrir al usuario final del suministro eléctrico.

En todos los sectores que funcionan bajo derechos de exclusiva (monopolio legal), la eficiencia empresarial depende de la implantación de un nuevo modelo de regulación que facilite la competencia. Pero los procesos de privatización y liberalización pueden ganar en impopularidad si los consumidores perciben que las empresas explotan su poder de mercado y los mayores beneficios son para los accionistas y no para los consumidores o usuarios finales del suministro eléctrico. La privatización y liberalización deben incrementar la eficiencia del sector productivo, mediante un desarrollo sostenido de la inversión.

Hoy en día, en las sociedades modernas la electricidad constituye un bien económico de indudable interés para el conjunto de los ciudadanos. Nadie discute que nuestras vidas se hallan condicionadas por la electricidad, de modo que, como en tantas otras ocasiones, sólo nos damos cuenta de que es imprescindible cuando nos falta. Todo ello es manifestación de que la energía eléctrica es simultáneamente un *input* de la práctica totalidad del resto de los procesos productivos y un bien de consumo final. Así, cuando diariamente encendemos la lavadora o el ordenador, o conectamos una cadena de montaje en una fábrica de calzado o de automóviles, estamos utilizando un bien económico de primera necesidad, la energía eléctrica, que se está produciendo a través de un conjunto de tecnologías distintas¹ y transmitiendo en el mismo instante en que la consumimos. En las economías desarrolladas la electricidad es un bien esencial cuyo suministro y consumo alcanza a todas las actividades de la sociedad. La forma en que se organiza y regula el sector eléctrico no sólo afecta a las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, sino a las que participan en la producción de bienes y servicios en otros sectores de la economía, para las que la electricidad es un *input*

¹ Por su origen se clasifican en: hidráulica, térmica, nuclear y renovables.

básico que puede alterar sensiblemente su estructura de costes cuando el precio del mismo se modifica. Igualmente ocurre para todos las unidades de consumo que gastan una pequeña fracción de su renta en su adquisición. También los Gobiernos conocen la importante repercusión de la electricidad sobre magnitudes macroeconómicas como la inflación, el empleo o la distribución de la renta, de forma que la misma regulación de éstos se ha venido utilizando como una variable más de política económica.

Es precisamente el estudio de cómo está organizado y regulado el sector eléctrico el punto de partida de nuestra investigación para descubrir sus deficiencias estructurales en el marco actual, iniciado a finales del siglo XX, de un proceso de transición con liberalización de actividades eléctricas sometidas a la libre competencia en generación y comercialización. El objetivo de esta investigación se centra en averiguar si la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tras casi una década desde su implantación, ha conseguido su objetivo de introducir y fomentar la competencia en el sector, entre todos los agentes que operan en él y especialmente entre las empresas generadoras de electricidad y las empresas comercializadoras.

La competencia efectiva exige de un modelo regulatorio que favorezca la transparencia, consistencia y predictibilidad, que reduzca el poder de mercado, introduzca mejoras en la calidad y la seguridad de suministro, que ha de ser fiable y respetuoso con el medioambiente, internalizando los costes. El modelo regulatorio ha de favorecer la inversión, la diversidad de energías primarias y tecnológicas y atender las necesidades de todos los consumidores y, al mismo tiempo, posibilitar un suministro de energía eléctrica a precios mínimos.

También trataremos de dar respuesta, tras una década de vigencia de la citada Ley, a si existe o no una correcta y eficiente organización del sector en los términos expuestos y si se respeta el principio de buena regulación, que en definitiva consiste en que los reguladores no pierdan de vista que lo importante es derribar las barreras a la entrada de nuevos operadores en el sector. Para ello nos cuestionaremos de forma pormenorizada los siguientes aspectos:

¿Se realiza el cálculo de la tarifa, que pagamos los consumidores de electricidad, del modo en que la propia Ley 54/1997 lo contempla, recogiendo los incrementos de costes, es decir, incorporando el precio real del mercado de la energía?;

¿Ha podido servir el cálculo de la tarifa eléctrica a intereses de política macroeconómica en un marco regulatorio oficialmente orientado a la competencia?

¿Cumple la metodología de tarifas los principios establecidos por la Ley del Sector Eléctrico de objetividad, transparencia y no discriminación?

¿Se ha respetado en la práctica el carácter normativo que obliga a que la tarifa eléctrica sea única en todo el territorio nacional?

¿La actual política de los precios eléctricos permite un consumo eficiente?

¿En el mercado eléctrico actúa eficazmente el sistema de fijación de precios emitiendo las señales oportunas para facilitar el equilibrio eficiente entre la oferta y la demanda?

¿Se han respetado los criterios de eficiencia y ahorro energético que la citada Ley 54/1997 pretendía conseguir?;

¿Cuáles son las consecuencias del perfil claramente estructural que viene adoptando el déficit tarifario en nuestro país?

¿Por qué no se ha decidido financiar los CTCs bajo el instrumento de la ampliación total o parcial del capital de las compañías eléctricas por la cuantía de los mismos y así responsabilizar al accionista de dichos costes de transición a la competencia?

¿El establecimiento de los CTCs ha podido constituir un obstáculo o freno a la entrada de nuevos agentes en el sector eléctrico?

¿El sistema de pagos por diferencias de los CTCs ha podido llegar a actuar como mecanismo de control de los precios de generación?

¿Disfruta la autoridad reguladora del sector eléctrico, la Comisión Nacional de la Energía (CNE), de la independencia necesaria del Gobierno para que su contribución técnica y profesional sea coherente en la regulación del sistema eléctrico, al tiempo que garantiza de una competencia saludable en el sector y para la seguridad del suministro?

¿Dada la convergencia actual entre los mercados de gas y electricidad, con políticas y regulaciones independientes, no sería conveniente que dichas políticas y regulaciones cubrieran simultáneamente ambos mercados?

¿Es suficiente el grado de segregación existente entre la gestión de las redes y las actividades en competencia con la separación contable y jurídica de las actividades de distribución, comercialización y generación?

¿En qué medida la escasa capacidad de interconexión internacional dificulta o limita la competencia y eficiencia en el sistema eléctrico español?

¿Ha permitido reducir la Ley 54/1997 el poder de mercado que venían disfrutando las dos principales compañías españolas generadoras de electricidad, debido a su alto grado de concentración tanto horizontal como vertical, y dificultar con ello la competitividad en el sector eléctrico frenando la entrada de nuevos operadores en generación y comercialización?

¿De qué forma afecta al desarrollo de la competencia en el sector eléctrico la obligación impuesta a las empresas eléctricas de adquirir carbón nacional?

¿Prevé la Ley 54/1997 algún tipo de mecanismo que permita que las empresas garanticen el suministro de electricidad, contando con una oferta

excedentaria suficiente que permita hacer frente al crecimiento de la demanda y evitar así las interrupciones del suministro?

Además, durante el desarrollo de este trabajo ha tenido lugar un proceso reiterado de Adquisición Pública de Acciones (OPA) de Endesa por parte, en primer lugar, de Gas Natural SDG, S.A., con fecha 5 de septiembre de 2005. En segundo lugar, seis meses después, el 21 de febrero de 2006, E.ON, la mayor empresa energética privada mundial de electricidad y gas, y tercer grupo industrial de Alemania, presentaba una oferta pública de adquisición sobre el 100 por ciento de Endesa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), en competencia con la oferta presentada en septiembre de 2005 por Gas Natural. Finalmente, el 23 de marzo de 2007, las empresas Enel Energy Europe, S.r.l., y Acciona, S.A., deciden también lanzar una OPA sobre Endesa si fracasaba la OPA de E.ON. Poco tiempo después, el 2 de abril, E.ON llegaba a un acuerdo con Enel y Acciona para retirar su OPA sobre Endesa a cambio de adquirir activos de la compañía eléctrica Endesa en Francia, Polonia, Turquía, Italia y España.

Esta macro operación, lejos de circunscribirse exclusivamente a su marco natural, el mercado de valores, y a la supervisión de los organismos reguladores correspondientes, ha llegado no sólo a suscitar el interés de los distintos gobiernos europeos a través de sus empresas implicadas en la operación, sino también el de la propia Comisión Europea, que ha decidido presentar denuncia ante el Tribunal de Luxemburgo por ponerse trabas a los principios básicos que inspiran el mercado único europeo: la libre circulación de capitales, la libre circulación de mercancías y la libertad de establecimiento.

De este enfrentamiento o controversia, suscitada por la citada operación de adquisición de acciones de Endesa, nos cuestionamos múltiples interrogantes como el de la preeminencia o no en la seguridad del suministro que todo país debe proteger en el entramado de un mercado único, máxime teniendo en cuenta la falta de interconexiones existente en el mercado único europeo de electricidad.

Las interconexiones internacionales representan un elemento importante para aumentar la seguridad del suministro eléctrico. Podrían permitir a los consumidores prescindir del producto que se vende en el mercado nacional y su sustitución por el proporcionado por una oferta intracomunitaria más eficiente, impidiendo con ello el que se pueda incrementar el precio. ¿Cómo es posible la existencia de un mercado único europeo de electricidad ante la falta de interconexiones internacionales, que mantiene aislados unos de otros a una multiplicidad de Estados e imposibilita a los competidores acceder? ¿Cómo es factible que en algunos de ellos continúen empresas con estructuras monopolísticas o con relevantes participaciones gubernamentales en su accionariado que constituyen barreras a la entrada de nuevos operadores? ¿Cómo es viable la existencia de un mercado único europeo energético ante la multiplicidad de organismos reguladores nacionales y la enorme disparidad de normas regulatorias?

De lo que sí estamos seguros es que para que el sector energético europeo sea eficiente, y que el mercado único europeo de electricidad sea una realidad y funcione con total transparencia, deben cumplirse muchas condiciones; una de

ellas es que unas potentes infraestructuras posibiliten a los competidores en el mercado acceder a los clientes sin obstáculos materiales. En el sector eléctrico europeo, las interconexiones internacionales, permitirían trasladar la electricidad desde el lugar o país en el que se produce hasta cada punto del mercado único europeo en el que es consumida.

Para proporcionar una visión lo más clara posible y facilitar la explicación de la investigación llevada a cabo, se ha considerado necesario estructurar el trabajo del siguiente modo:

Tras esta introducción realizamos un breve análisis de las características técnicas y económicas de la electricidad y de las actividades eléctricas. A tal efecto, en el Capítulo 1 se hace una detallada descripción de las mismas que, como podrá comprobarse, difícilmente pueden encontrarse de forma simultánea en otros sectores productivos y que exige coordinación entre las fases², lo que ha servido para justificar históricamente una organización productiva centralizada como un monopolio³ de servicio público intervenido y con precios regulados. Sus singulares características han impedido la aparición generalizada de mercados espontáneos y han retrasado la introducción de modelos de organización institucional capaces de acoger sus actividades en un mercado competitivo.

Para las empresas eléctricas resulta primordial que se les garantice la recuperación de sus inversiones y la adecuada remuneración de las mismas, con el fin de planificar sus decisiones a largo plazo. No menos importante resulta para los usuarios que las empresas eléctricas cuenten con los incentivos adecuados a la máxima eficiencia de costes que derive en la prestación del servicio.

Se ha llegado al convencimiento en bastantes académicos y políticos de que la vía de la planificación y la gestión directa es, en el momento presente, un factor distorsionador del crecimiento de la actividad económica. Se trata no sólo de un cambio de política económica sino de un verdadero cambio cultural que se aprecia en las actitudes y convicciones de los individuos, en las que se ha producido una verdadera renovación. Se ha impuesto una concepción política que abre un amplio campo a la libre iniciativa y a la competencia de los mercados, en la que los demandantes buscan la mejor relación entre la calidad y el precio del producto o servicio que necesitan. La respuesta más eficaz resulta de la confrontación entre los oferentes, obligados a buscar aisladamente los medios de alcanzar este equilibrio entre la calidad y el precio con el fin de satisfacer lo mejor posible la demanda. Para que la competencia sea eficaz, el mercado debe estar constituido por oferentes independientes entre sí y sometidos a la presión competitiva.

Una vez hechos los anteriores comentarios nos adentramos en el análisis del concepto de demanda eléctrica, caracterizada especialmente por considerables variaciones estacionales, semanales y diarias, así como en la composición del balance energético, que representa la participación de cada una de las materias primas energéticas en la satisfacción de la demanda total de energía primaria.

² Generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

³ Las actividades relacionadas con el suministro eléctrico han sido tradicionalmente consideradas monopolios naturales y, por consiguiente, las empresas realizaban tales actividades en régimen de concesión exclusiva, dentro de un área geográfica determinada, de tal forma que aunque existieran varias empresas en un país, éstas no competían entre sí.

La regulación del mercado eléctrico clasifica la demanda eléctrica distinguiendo, entre los consumidores (cualificados), que pueden elegir libremente al suministrador o al comercializador, con el que pueden pactar el precio del suministro o mantenerse en el régimen de precios regulados (tarifas eléctricas), y los restantes consumidores, que serán suministrados por sus actuales distribuidores a precios regulados (tarifa eléctrica integral). La demanda de energía eléctrica depende de numerosos factores, entre los que destacan el crecimiento económico, su distribución por sectores y la evolución de los precios energéticos. El consumo de energía eléctrica está considerado como un buen indicador del crecimiento de la actividad industrial de un país. Teniendo en cuenta que la electricidad no es almacenable, el equilibrio del sistema eléctrico requiere que la suma de energías demandadas se iguale a la energía ofertada menos las pérdidas de transporte en todos los puntos de consumo. Esto exige el funcionamiento de una capacidad de generación mayor que la estrictamente necesaria, porque la demanda puede aumentar rápidamente en cualquier momento o porque alguno de los generadores puede sufrir una indisponibilidad, reglada o fortuita, que conduzca a su desconexión.

La primera conclusión que puede extraerse, teniendo en cuenta tanto las características técnicas como la demanda, es que para lograr una determinada calidad de servicio se tiene una gran ventaja económica incrementando la dimensión del sistema eléctrico conjunto. Pero esto no implica necesariamente que las empresas eléctricas deban ser más grandes, sino que deben estar interconectadas, posibilitando así la reducción de los costes variables de generación por medio del intercambio de energía eléctrica entre las empresas que forman parte de los sistemas interconectados, y la rebaja de los costes asociados a las incertidumbres aleatorias de demanda. Todo ello requiere, con objeto de que el sistema eléctrico pueda ser mantenido en equilibrio, una coordinación entre las distintas fases del proceso de producción. Como es obvio, la materialización de esta coordinación siempre dependerá de la configuración elegida de sistema.

El parque generador óptimo de una economía es el conjunto de centrales de diverso tipo cuya combinación proporcione el menor coste total para satisfacer la demanda de energía presente y futura. Ello exigiría disponer del *mix* de centrales cuyo coste fuera mínimo para generar energía de base, de punta y en todas las situaciones intermedias, y además proporcionara la potencia de reserva mínima, pero suficiente, para garantizar la satisfacción de la demanda en cualquier circunstancia.

Una segunda conclusión de esta investigación deriva de ser la demanda⁴ de energía eléctrica relativamente inelástica, ya que hasta una pequeña compañía puede ser capaz de provocar un incremento de los precios si reduce su producción cuando el consumo es muy alto y ninguna otra empresa puede reemplazarla.

⁴ Las empresas generadoras producen un bien homogéneo y no almacenable, y cada una se esfuerza por maximizar su beneficio, decidiendo la cantidad a producir de forma casi simultánea todas las empresas. Conocen con aproximación (*ex ante*) cuál es la demanda eléctrica en las distintas fracciones horarias, pudiendo con ello restringir la oferta con el objeto de incrementar el precio del kWh. Cada empresa elige la cantidad que produce considerando como dada la cantidad producida por sus competidores. Esta situación induciría a que los precios no sean en la mayor parte de los casos iguales al coste marginal y no cabe esperar una situación de eficiencia paretiana. Puede demostrarse que la diferencia entre el precio y el coste marginal es directamente proporcional a la parte del mercado que detenta la empresa.

Algunas empresas generadoras, cuando las restantes no son capaces de aportar más electricidad, pueden exigir por su producción un precio muy superior al coste marginal, usando con ello de su poder de mercado. En particular, la rigidez de precio le resta al mercado la posibilidad de defenderse ante un generador que suba artificialmente los precios. En un mercado competitivo, donde existe elasticidad de la demanda ante variaciones en los precios, si un productor sube éstos la demanda tiende a ajustarse a ese nuevo precio disminuyendo su consumo, con lo que se neutraliza el efecto buscado por el productor que ejerce poder de mercado. Cualquier medida que incremente la competencia en la comercialización puede contribuir a lograr fortalecer el papel de la demanda en el mercado mayorista.

Una tercera conclusión emana de las restricciones del 17 de diciembre de 2001 que reflejan dos problemas que afectan tanto a la oferta como a la demanda. En cuanto a la oferta, porque no hay en la Ley 54/1997 un mecanismo por el que las empresas garanticen el suministro al no existir, a diferencia del marco regulatorio anterior, la decisión de inversión impuesta por el planificador a las empresas. La actual regulación sólo se ocupa de abonar una cantidad significativa y no estable⁵ por concepto de garantía de potencia pero no garantiza con ello la existencia de una potencia suficiente para atender la demanda. Esta cantidad se les abona a las empresas para mantener en funcionamiento las centrales, con independencia de que se necesiten o no, y no constituye un incentivo a invertir. En los últimos años se ha ido estrechando la diferencia entre la potencia y la demanda de energía en nuestro país. Es necesario contar con una oferta excedentaria suficiente.

Constatamos que las congestiones en la red de transporte restringen el mercado relevante a la zona o región que ha quedado aislada y deja reducido el número de operadores, por lo que es necesario y urgente que se emprenda un desarrollo más adecuado de la red de transporte y que el sistema de tarifas de acceso no sea discriminatorio, realizándose su fijación se realice con la máxima transparencia en beneficio de todos los agentes del mercado eléctrico.

En los últimos años, mientras la demanda de potencia ha ido creciendo, la oferta no lo ha hecho en la misma proporción, provocando que el margen de cobertura haya disminuido a niveles preocupantes y situando a mínimos los márgenes de seguridad. Nuestro país necesita incrementar la capacidad eléctrica para atender unas necesidades de demanda crecientes. El 70 por ciento del consumo de electricidad permanece en régimen de tarifas. Hasta 2002, tan sólo el 33 por ciento de los consumidores cualificados accedió al mercado.

En el Capítulo 2 se presenta una visión histórica del sector eléctrico español, desde su implantación en 1875 con la construcción de la primera central eléctrica hasta el momento presente, para un mejor conocimiento de su evolución e importancia en el desarrollo económico de nuestro país; una exposición del Marco Legal y Estable (MLE) y su contribución a la estabilización de la situación económico-financiera, al establecer un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas que permitió disminuir el desequilibrio financiero contraído por las empresas tras las sucesivas crisis petrolíferas.

⁵ Se ha modificado en varias ocasiones en los últimos años.

El objetivo del MLE era proporcionar un marco de referencia y estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y la determinación de la tarifa en condiciones de mínimo coste. El MLE tiene tres componentes: la tarifa eléctrica, el sistema de compensaciones y la estructura tarifaria. El MLE fija sobre todo dos aspectos: el incremento anual en la tarifa eléctrica media, y el reparto de la facturación del sector entre las compañías que prestan el servicio. La pieza clave en la que descansa el MLE es la estandarización de los costes necesarios para la prestación del servicio.

Concluye el Capítulo 2 con la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sector Eléctrico (LOSEN), como un intento poco ambicioso y frustrado de liberalización del propio sector, que preveía la creación de un Sistema de Generación Independiente que funcionaría en régimen de competencia, manteniendo un régimen regulado en el que, en principio, se inscribirían las instalaciones de generación ya existentes. La citada Ley establecía la libertad de instalación en generación, obligando a separar actividades –separación contable, jurídica y de gestión- y garantizando la recuperación de los costes asociados de las inversiones sujetas a la moratoria nuclear. La separación jurídica rompe con el modelo tradicional de empresa eléctrica en nuestro país, propietaria de las centrales y de las redes de su mercado y elimina el sistema de compensaciones intercompañías: todas las empresas generadoras venderán su producción al mercado mayorista (*pool*), del que se abastecerán todas las empresas distribuidoras.

Del texto de la LOSEN no se deducía de manera clara cuál sería el modelo de futuro del sistema eléctrico español, ya que no especificaba si se trataba de caminar hacia un sistema abierto y competitivo, con la introducción de un Sistema Independiente y entrada de nuevos operadores, con apertura de redes y con mercado de energía al por mayor o, por el contrario, se trataría de mantener básicamente las cosas como estaban, mejorando la gestión. La LOSEN no ofrecía la vía o instrumento apropiado para la incorporación gradual de competencia en el sector eléctrico, si bien es plausible su interpretación como una ley de transición, que abría las posibilidades potenciales de introducción de la competencia en el futuro.

Los argumentos a favor de la separación de actividades descansan en el fomento de la especialización de los negocios, el aumento en la transparencia en la asignación de costes del sector y la conveniencia de delimitar las actividades que constituyen un monopolio natural como el transporte y la distribución. La LOSEN creó la CSEN, como órgano encargado de velar por la competencia y los intereses de los consumidores en la regulación del sector eléctrico y la titulación de la moratoria nuclear.

En el Capítulo 3 realizamos una valoración crítica del marco actual del sector eléctrico español, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que implanta los cambios normativos más importantes de la historia del sector en España y del órgano regulador la CNE. Se lleva a cabo igualmente un análisis riguroso y estructural de los grupos empresariales eléctricos españoles, así como de su situación económico-financiera, diferenciando en el balance y en la cuenta de resultados las actividades eléctricas reguladas de las liberalizadas. Seguidamente se efectúa una estimación de los valores registrados y se expone el valor añadido del sector

eléctrico español y del subsector de los pequeños distribuidores de energía eléctrica.

La Ley 54/1997 incorpora nuevas reglas en todas las actividades necesarias para llevar el producto hasta el cliente, es decir, nuevas reglas para las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. La Ley 54/1997 viene a consolidar un nuevo modelo de funcionamiento del sector a través de introducir la liberalización de la actividad de generación y comercialización, implantándose un mercado en base al cual se determina el despacho de los diferentes grupos. Considera esencial el suministro eléctrico para el funcionamiento de la sociedad española, si bien, a diferencia de regulaciones anteriores, la Ley 54/1997 se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro, su calidad y que se realice al menor coste posible, sin olvidar la protección del medioambiente, no requiere de más intervención estatal que la propia regulación específica. Se mantienen reguladas las actividades de transporte y distribución, dada su característica de monopolios naturales, mientras que se liberalizan las actividades de generación y comercialización. A la vez posibilita la aplicación futura de otros tipos de contratos al margen de este mercado.

No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndolo por la expresa garantía de suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.

La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal, desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista (*pool*) organizado de energía eléctrica.

La planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos.

El diseño del nuevo modelo hace necesaria una nueva concepción de la gestión del sistema, tanto desde el punto de vista económico como técnico, para lo que se acuerda la creación del Operador del Mercado (OMEL), que será el responsable de la gestión económica, y del Operador del Sistema (REE), encargado de la gestión técnica, es decir, de garantizar la continuidad, la calidad y la seguridad del suministro. En la generación de energía eléctrica se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. Se abandona el principio de retribución en

función de unos costes de inversión fijados administrativamente, a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Por otra parte, las actividades de transporte y distribución (construir, operar y mantener las redes) permanecen reguladas, dada su característica de monopolio natural, si bien se introduce la posibilidad de acceso de terceros a las mismas mediante el pago del correspondiente peaje (tarifa de acceso). La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijadas administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. La Ley 54/1997 exige una separación jurídica y contable entre las actividades reguladas como monopolios (transporte y distribución) y las actividades liberalizadas (generación y comercialización de energía). La Ley igualmente establece la liberalización paulatina del suministro eléctrico (venta de energía al consumidor final), de manera que los clientes con unas determinadas características (consumo anual, nivel de tensión) estén cualificados para que puedan negociar, adquirir y pagar la energía eléctrica a través de comercializadores independientes o accediendo directamente al mercado organizado de electricidad. Se establece un periodo transitorio para que el proceso de liberalización de la comercialización de la energía eléctrica se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años.

Del estudio, valoración y análisis de los elementos introducidos por la Ley 54/1997 para elevar el grado de competencia en el sector eléctrico español, consideramos que algunos de dichos elementos pueden dificultar la consecución de ese objetivo. Dichos elementos serán definidos en nuestras conclusiones finales, pero sí anticipamos, en primer lugar, que la entrada de suministradores independientes de las compañías tradicionales va a depender, en gran medida, de que se amplíen las posibilidades de negociación⁶ en el mercado mayorista⁷, eje del sector eléctrico, y de que exista verdadera competencia en el mismo; en segundo lugar, que del análisis del sector se desprende que continúan existiendo deficiencias estructurales como un alto grado de concentración horizontal y una desintegración vertical insuficiente, lo que impide que el mercado opere de manera efectiva. La industria está concentrada principalmente en dos grandes empresas (Endesa e Iberdrola), que controlan cerca del 80 por ciento del mercado.

La regulación española del sector eléctrico no exige separación de propiedad entre los negocios en competencia (generación y comercialización) y los negocios de red, transporte y distribución, dando lugar a problemas de información asimétrica, ya que las nuevas comercializadoras, al no tener distribución, no tienen

⁶ Cualquier medida que pueda incentivar el interés por la competencia entre los agentes que operan en el mismo debe ser prioritaria.

⁷ En la actualidad el número de empresas que operan en el mercado mayorista español es muy reducido, y como la construcción de plantas de generación requiere largos periodos de tiempo, tendrán que pasar muchos años hasta que los nuevos productores dispongan de unas instalaciones que les permitan competir, en igualdad de condiciones, con las compañías ya ubicadas en el mercado, que cuentan con el beneficio de la experiencia y poseen un parque de generación diversificado.

la misma información que las comercializadoras que forman parte de un grupo integrado.

La CNE es un órgano regulador público, independiente e integrador en el ámbito de sus actuaciones de los sectores de la electricidad, del gas y de los productos derivados del petróleo, y vigilante del mercado energético integrado, velando por la competencia, objetividad y transparencia de funcionamiento. Creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y desarrollada por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó su Reglamento. Los objetivos de la CNE son velar por la competencia efectiva en los sectores energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos y de los consumidores que operan en ellos.

La desregulación de los mercados eléctricos es un proceso dinámico, que requiere instituciones independientes y flexibles, capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones del mercado. Para ello, la independencia de las instituciones a cargo de la política energética del Gobierno es fundamental. La autoridad reguladora debe disfrutar de suficiente independencia de los gobiernos nacionales o autonómicos en el día a día. Esto permite garantizar la bondad y la estabilidad de la regulación y evitar situaciones en que se modifiquen constantemente las decisiones de la autoridad.

En el Capítulo 4 se estudian las actividades liberalizadas: generación y comercialización. Se detallan los tipos y características de la producción de energía eléctrica de origen térmico, de las energías alternativas y las centrales de gas de ciclo combinado (CGCC), y se exponen los motivos de la tardía penetración del gas natural en España respecto a otros países y las características de la industria gasista española.

La generación de electricidad es una de las actividades más relevantes del sector, por cuanto representa alrededor del 60 por ciento de los costes. En el sector eléctrico la unidad de producción y, consecuentemente, de consumo es el kilowatio-hora (kWh), que es una unidad de trabajo o energía. La potencia eléctrica instalada se define como la capacidad de producción horaria. Su unidad de medida es el kilowatio (kW), siendo el megawatio o megavatio (MW) y el gigawatio o gigavatio (GW) los múltiplos más usuales, equivalentes a 1.000 y a un millón de kilowatios, respectivamente. Junto a estas dos magnitudes –producción/consumo y potencia instalada-, en el sector eléctrico es frecuente utilizar el concepto de demanda de potencia o de demanda de potencia instalada. Con esta magnitud se quiere medir la potencia instalada necesaria para atender una determinada demanda de producción o, lo que es lo mismo, un consumo estipulado.

Como es sabido, cuando en un hogar el consumo en un determinado momento es superior a la potencia instalada los fusibles se disparan, por lo que es conveniente reducir el número de electrodomésticos o fuentes de consumo en funcionamiento simultáneo. Si van a ser muchos los momentos en los que el consumo supere la potencia instalada, lo más aconsejable será aumentarla. Cuando esto ocurra se producirá una demanda de potencia instalada. Este fenómeno, frecuente en el ámbito doméstico, también tiene lugar a nivel sectorial y nacional.

La estructura por tecnologías de la producción no tiene por qué coincidir con la estructura de potencia instalada. Esto es una consecuencia de tener un parque de generación diversificado, de modo que ante cambios de los precios de los *inputs* de generación o de los recursos hidráulicos puede optarse entre una variada gama de *mix*⁸ de energías diferentes para alcanzar la misma producción final. La evolución que dicho *mix* de energía ha sufrido durante la última década se explica principalmente por los *shocks*⁹ en el precio del petróleo registrados durante la década de los setenta. El sector eléctrico reaccionó sustituyendo masivamente la generación a través del fuel por otra que consumía carbón y combustible nuclear. Este cambio pudo conseguirse no sólo con nuevas instalaciones de estas tecnologías, sino aumentando el grado de utilización de las centrales ya en funcionamiento. La capacidad instalada se basa en la combinación de varios tipos de combustibles primarios. Alrededor del 90 por ciento de la demanda se satisface con electricidad generada en centrales de energía nuclear, hidroeléctrica y térmica de carbón.

La capacidad instalada total del sector supera en más del 50 por ciento la demanda punta, aunque la efectiva varía en función de la hidraulicidad. La producción hidroeléctrica desempeña un papel fundamental en el sector español del suministro eléctrico. A pesar de que la capacidad instalada es considerable, la producción de energía a partir de generadores hidroeléctricos depende en gran medida de las condiciones hidrológicas.

De acuerdo con la Ley 54/1997, la comercialización de energía eléctrica se declara como actividad no regulada, si bien la comercialización a tarifa la seguirán realizando los distribuidores. Los consumidores cualificados podrán comprar la energía directamente a los generadores, o bien a través de la nueva figura del comercializador.

Respecto del estudio de la comercialización concluimos que puede darse la existencia de factores que limiten la entrada de nuevas empresas en el ámbito de la comercialización, como la decisión del Gobierno de reconocer a las compañías distribuidoras costes de gestión comercial por los servicios prestados a consumidores cualificados, o la privilegiada situación en que se encuentran los proveedores tradicionales, que no sólo se benefician de su posición de partida, sino que también disfrutan de las ventajas que otorga la posesión de las redes de media y baja tensión.

Otra conclusión que podemos extraer es que durante los últimos años en los que se ha implantado el nuevo marco regulatorio, se ha observado una mínima entrada de nuevos operadores en generación y comercialización, al contrario, por ejemplo, de los países nórdicos e Inglaterra, en los que se ha observado que la liberalización ha facilitado una entrada notable de nuevos productores en generación y de nuevos comercializadores. Es preciso aumentar el grado suficiente de contestabilidad del mercado eléctrico que facilite la posibilidad de que entren nuevos operadores y ejerzan una presión competitiva sobre las empresas que

⁸ Combinación.

⁹ Fuertes elevaciones.

actualmente dominan el mercado, con el fin de obligarlas a adoptar un comportamiento competitivo para defender su posición.

En el Capítulo 5 se analizan como actividades reguladas el transporte y la distribución. La unión de los centros de producción o generación con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo por la red de transporte que, en general, incluye aquellas instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kW y las interconexiones internacionales. REE es la compañía responsable de la operación del sistema eléctrico español y de la gestión técnica de la red de transporte de energía eléctrica de alta tensión. Es la única empresa especializada en la actividad de transporte de energía eléctrica en España.

En la Península, ese transporte se lleva a cabo en su mayor parte por REE, en tanto que en los sistemas extrapeninsulares lo realizan las empresas privadas Gesa en Baleares y Unelco en Canarias. Dentro del transporte peninsular hay que distinguir entre la red de 400 kW y los circuitos a 220 kW. Se trata de una red de transporte de energía eléctrica robusta y suficientemente mallada, que origina pocas restricciones. Pero, por el contrario, presenta un déficit relevante en cuanto a las conexiones internacionales, de las que de forma reiterada se ha constatado su escasa capacidad.

Comprobamos que la reducida capacidad actual de las interconexiones internacionales es otro factor que limita la competencia, al impedir que las empresas de otros países¹⁰ puedan exportar cantidades significativas al mercado español, reforzando el poder de mercado de las empresas generadoras españolas. La escasa interconexión internacional convierte al mercado peninsular español en el mercado relevante a efectos de rivalidad e impide la competencia de las importaciones, reduciendo la capacidad excedentaria que facilitaría el objetivo de la minimización de los costes. Pensamos que el eslabón más débil del sistema eléctrico sigue siendo la capacidad de interconexión, particularmente con Francia, que limita seriamente la importación y exportación de electricidad hacia el resto de Europa. La EDF francesa, por ejemplo, podría convertirse en un rival agresivo que facilitara la aparición de presiones competitivas. El Gobierno español ha llevado a cabo varios intentos para aumentar esta capacidad, pero hasta el momento no ha tenido éxito.

Las interconexiones internacionales representan un elemento primordial para aumentar la seguridad del suministro eléctrico. Las interconexiones internacionales podrían permitir a los consumidores prescindir del producto que se vende en el mercado nacional y su sustitución por el proporcionado por una oferta comunitaria¹¹

¹⁰ Estas compañías pueden vender en nuestro mercado mayorista la electricidad procedente de sus instalaciones ubicadas fuera de España. Para ello, sólo necesitan una autorización que les permita operar como “agente externo” y el acceso a las redes de transporte que deban emplear para trasladar su energía hasta el sistema eléctrico español.

¹¹ La Unión Europea se encuentra en proceso de acelerar la liberalización de los mercados de la electricidad por vía de la nueva Directiva de la Electricidad (2003/54/CE), que adquiere importancia trascendental para el funcionamiento del mercado interior. La nueva Directiva de la Electricidad establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad. También establece varios criterios mínimos comunes para las funciones reguladoras necesarias para las políticas de funcionamiento de los mercados.

más eficiente, impidiendo con ello el que se pueda incrementar el precio. Esto constituiría de por sí una notable amenaza para un mercado nacional con fuerte integración horizontal en generación, en el que tanto Endesa e Iberdrola presentan, como anteriormente expusimos, una estructura empresarial bastante concentrada¹², generando casi el 80 por ciento de la electricidad negociada. De momento, las aportaciones de electricidad a través de las interconexiones internacionales tienen muy poco peso en comparación con las que proceden del parque de generación perteneciente a los productores españoles.

La Ley 54/1997 obliga a REE a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica. REE contaba con dos direcciones generales totalmente diferentes para la realización de las actividades de transporte y operación del sistema. Recientemente, esta separación organizativa ha desaparecido, de modo que el transporte eléctrico y la operación del sistema están ubicados en la misma línea de mando. La operación del sistema eléctrico se efectúa desde Cecoel, con el apoyo de los Centros de Operación Regional (Ceore) de REE y los Despachos Técnicos de las empresas eléctricas, con el propósito de asegurar permanentemente la continuidad y calidad de suministro eléctrico y un mínimo coste de la energía generada, de acuerdo con las directrices de política energética.

Dado que el coste medio del transporte está ligado a la demanda real, la planificación de la red de transporte debe acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma, debe detectarse con la suficiente anticipación la necesidad de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.

La localización de las centrales de generación no ha de ser indiferente para el sistema, ya que la proximidad a los centros de consumo reduce la necesidad de redes de transporte y las pérdidas que se producen en las mismas. Resulta necesario, en línea con las tendencias europeas en esta materia, generar señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas.

El acceso por parte de terceros a las redes de transporte y distribución es regulado por el Ministerio competente y existe entrada libre en la generación de electricidad sujeta sólo a un procedimiento de autorización. Formalmente, el requisito de obtener una autorización para construir nuevas plantas no parece desafiante con relación a otros países de la OCDE. En la práctica, constatamos que los nuevos participantes se han quejado de que existen barreras de entrada significativas, tales como las derivadas de obtener permisos para la localización y de aseguramiento de acceso al gas.

¹² El índice de Herfindahl nos indica la existencia de una estructura empresarial bastante concentrada, en la que tres compañías (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa) se reparten más del 90 por ciento del mercado, pudiendo determinar la amplitud del margen entre el precio y los costes.

Por otro lado, al ser las compañías de gas¹³ potenciales entrantes en electricidad y viceversa, se produciría la existencia de integración vertical de la electricidad y del gas que puede amenazar el acceso a las fuentes de gas por otros generadores, reducir el número de competidores potenciales en los mercados de gas y de la electricidad y exacerbar el poder de mercado en algunos mercados locales. Endesa e Iberdrola acordaron alianzas estratégicas con las empresas que controlan el sector del gas, evitando que estas últimas se convirtieran en rivales y asegurándose condiciones económicas que dificultaran la entrada a los restantes generadores. La convergencia de los mercados de electricidad y gas requiere que las políticas y regulaciones¹⁴ cubran ambos mercados de forma simultánea. De forma tradicional, las políticas y las regulaciones se han fijado de manera independiente para cada industria y no existen, actualmente, criterios establecidos con claridad.

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

La Ley 54/1997 admite la distribución a través de la generalización del acceso a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red se pone a disposición de los diferentes agentes del sector eléctrico y de los consumidores. La retribución de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, para evitar, de esta forma, el posible abuso de la posición de dominio derivada de la existencia de una única red.

En la distribución se producen condiciones similares a las que nos permiten considerar el transporte como un monopolio natural. Las compañías distribuidoras¹⁵, al ejercer su poder de mercado sobre un ámbito territorial más reducido, han posibilitado la existencia de varias empresas que actúan como monopolistas en el área geográfica asignada. En España operan distintas compañías de distribución, desarrollando esta actividad en la zona geográfica por la que se extienden sus redes de baja y media tensión, encargándose al mismo tiempo de suministrar electricidad a los consumidores que no pueden elegir un proveedor alternativo y pagan la electricidad al precio que aparece en las tarifas establecidas por el Gobierno.

La normativa que contiene todos los aspectos de la retribución de las empresas eléctricas distribuidoras se encuentra recogida en el MLE. Los costes estándar son el elemento de incentivo clave para alcanzar la eficiencia en la distribución. La premisa fundamental de la retribución de la distribución es que cubra exactamente el coste de servicio, que es obtenido agregando todos los costes reconocidos para todos los elementos y todas las empresas.

¹³ En abril de 2003 la compañía dominante de gas, Gas Natural, inició una compra agresiva de la segunda compañía más grande de electricidad. La compra fue cuestionada por el regulador y fracasó.

¹⁴ El sector del gas se encuentra inmerso en un proceso de liberalización mucho más lento.

¹⁵ Realizan la transmisión de electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de un transformador que reduce el voltaje hasta los niveles requeridos por el usuario, normalmente 220 voltios.

El mecanismo de costes estándar puede dar lugar a comportamientos por parte de las empresas totalmente contrarios a los objetivos pretendidos por el regulador. Bajo este modelo de regulación, las empresas buscan maximizar la diferencia entre costes estándar y costes reales. Ahora bien, las empresas pueden adoptar la estrategia de incrementar los costes estándar reconocidos a través del reconocimiento de las inversiones extraordinarias en inmovilizados o por la vía de renovación de los mismos, valiéndose de su capacidad y poder negociador frente al regulador.

También es previsible, teniendo en cuenta que toda mejora de la calidad supone un incremento de los costes de producción, que los productores no tengan incentivos para invertir en calidad si estas inversiones no generan una reducción de sus costes estándar.

Los mercados eléctricos reorganizados desde 1998, se estructuran en torno a un nuevo mercado mayorista. Las empresas de generación compiten para vender electricidad en este mercado, y los comercializadores pueden comprar la energía y adquirir los derechos de acceso a las empresas de transporte y distribución para suministrar a los consumidores finales. Los clientes cualificados también pueden suscribir contratos directamente con los generadores.

El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales¹⁶ físicos efectuados por vendedores y compradores se integran en el mercado mayorista una vez finalizado el mercado diario. Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado mayorista como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores¹⁷ de electricidad, así como los consumidores cualificados¹⁸ de energía eléctrica y las empresas o consumidores residentes en otros países que tengan habilitación de agentes externos¹⁹. Los productores y los consumidores cualificados pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales físicos.

El funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad comenzó legalmente en España en 1998 con unas empresas no sólo horizontalmente muy

¹⁶ Son contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualificado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

¹⁷ Son aquellas personas jurídicas que accediendo a las redes de transporte o distribución tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir del 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

¹⁸ Son aquellos que son suministrados en alta tensión. Desde el 1 de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

¹⁹ Productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

concentradas, sino verticalmente²⁰ integradas. A pesar de que la LOSEN obligaba a realizar la separación de la distribución y la generación, nada se había avanzado hasta la aprobación de la Ley 54/1997.

Las ofertas se establecen por el orden de menor a mayor precio, originando una curva total de oferta creciente en precio y cantidad. Las demandas se establecen de mayor a menor precio, dando lugar a una curva agregada de pendiente negativa. Determinado el precio de equilibrio para una hora por la intersección de ambas curvas de mercado, y las centrales que van a producir por quedar sus ofertas por debajo y a la izquierda de este precio, la gestión técnica de la red u operación del sistema se encarga de que el despacho real se separe lo menos posible de esta casación del mercado.

El *pool* se gestiona por la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico (OMEL) y es independiente de las empresas eléctricas, a las que la Ley 54/1997 restringe su participación en el capital social de OMEL hasta el 10 por ciento; además, el conjunto de todas las empresas eléctricas no puede ostentar un porcentaje superior al 40 por ciento del capital de esta compañía.

El gestor técnico de la red, Operador del Sistema, en España está integrado en REE, que es una unidad funcional distinta de la que realiza la gestión y mantenimiento de la red de transmisión.

El funcionamiento del mercado mayorista se articula en cuatro procesos consecutivos e interrelacionados: el mercado diario, el mercado intradiario, la gestión de restricciones técnicas y los mercados de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

Corresponde al Operador del Mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, llevar a cabo la liquidación del mercado mayorista de energía eléctrica, proceso mediante el cual se determina el precio e importe final a pagar por el comprador y el importe a percibir por los vendedores, y comunicar las obligaciones de pago y derechos de cobro a que dé lugar el mercado mayorista de electricidad.

El Operador del Mercado efectúa la liquidación con la información resultante de los procesos de casación de los mercados diario e intradiario, de la solución de las restricciones técnicas y de la información que el Operador del Sistema pone a disposición del Operador del Mercado y de todos los agentes del mercado acerca de los resultados de los procesos que son de su responsabilidad: servicios complementarios, gestión de desvíos y los procesos de tiempo real.

El Operador del Mercado percibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que vienen

²⁰ En cuanto a la separación vertical, las dos razones principales en defensa de la separación entre actividades reguladas y actividades no reguladas son:

1. La separación vertical mitiga los incentivos de la empresa integrada a utilizar las tarifas de acceso a redes con fines predatorios o como barreras de entrada.
2. La separación vertical facilita la obtención de información, por parte del regulador, para determinar el coste de las actividades reguladas, que resultan imprescindibles para la fijación de las tarifas.

determinados como unos porcentajes aplicables a la facturación del sector eléctrico por el suministro efectivo de energía eléctrica y por los peajes de distribución, siendo el Ministerio de Economía el que fija anualmente dichos porcentajes.

El principio de “separación de actividades” en el sector eléctrico tiene su más inmediato antecedente en la regulación efectuada por la LOSEN, que en su art. 14.2²¹ exige la separación jurídica entre las actividades de generación y distribución. Pero dicho principio se implementó con una importante matización: las empresas que explotaban integradamente estas actividades podían continuar operando siempre y cuando constituyeran filiales diferentes por cada actividad. Las transacciones entre las empresas filiales pertenecientes a un mismo grupo quedaron sometidas a la inspección de la Administración, a fin de salvaguardar el principio de independencia.

Las empresas eléctricas en España se definían por la existencia de un sistema intervencionista y por la integración vertical de actividades. Además, el sector eléctrico empresarial se caracterizaba por su alta concentración horizontal, al actuar pocos operadores como oferentes en las distintas actividades.

El art. 14²² de la Ley 54/1997 exige nuevamente la separación jurídica de las actividades eléctricas. El principal cambio respecto del régimen regulatorio anterior, constituido por la LOSEN, deriva únicamente de la nueva regulación que la Ley 54/1997 efectúa de las actividades de transporte, comercialización y gestión del sistema eléctrico. Se exige, por consiguiente, la separación jurídica de las actividades reguladas y de las actividades no reguladas.

Pero no se trata de una separación absoluta, pues el art. 14 de la Ley 54/1997 permite el ejercicio conjunto de actividades reguladas y no reguladas dentro del mismo grupo. De esta forma, el objeto social de una empresa puede perfectamente abarcar, simultáneamente, las dos categorías de actividades, siempre y cuando éstas sean explotadas por medio de empresas filiales distintas.

La LOSEN requería cierta independencia entre las empresas filiales, al introducir la exigencia de que las transacciones entre las empresas filiales

²¹ El art. 14.2 de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, estipula que “Ninguna sociedad podrá tener como objeto social el desarrollo simultáneo de actividades de producción y distribución. En el caso en que tengan también actividades de transporte éstas deberán desarrollarse con la adecuada separación contable y de gestión”.

²² El art. 14 de la Ley 54/1997 establece: 1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas a que se refiere el apartado 2 del art. 11 deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización, sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores sometidos a tarifa reconocida a los distribuidores. 2. No obstante, en un grupo de sociedades podrán desarrollarse actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. A este efecto, el objeto social de una entidad podrá comprender actividades incompatibles conforme al apartado anterior, siempre que se prevea que una sola de las actividades sea ejercida de forma directa, y las demás mediante la titularidad de acciones o participaciones en otras sociedades que, si desarrollan actividades eléctricas, se ajusten a lo regulado en el apartado 1. 3. Aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos al eléctrico, previa obtención de la autorización a que se refiere la función decimoquinta del apartado 1 del artículo 8.

quedaban sometidas al control de la Administración. Sin embargo, esta disposición específica no fue incluida en la Ley 54/1997.

En el capítulo 6 se exponen las tarifas de acceso (peajes) y la tarifa integral que regulan el acceso a las redes, los criterios de reparto y el déficit tarifario. Las tarifas de acceso constituyen un elemento esencial en el funcionamiento del mercado en su conjunto. Cuanto más elevadas sean, mayores serán las dificultades para que nuevos agentes accedan al mercado. Resulta relevante para el funcionamiento de éste una adecuada estructura de las tarifas de acceso y la forma en que los costes se reparten sobre el conjunto de usuarios. Los peajes basados en un reparto proporcional de los costes ocasionados por el uso de la red, presentan como principal ventaja la facilidad de su gestión por parte del Operador del Sistema. Pero, no obstante, tiene el inconveniente de enviar información errónea acerca de los costes inducidos por cada usuario y sobre las necesidades y costes de ampliaciones futuras de la red.

La densidad de población²³ es un elemento significativo en el coste del suministro eléctrico. Resulta más barato suministrar en áreas densamente pobladas que en las zonas rurales, ya que en este último caso el coste fijo asociado a la construcción y mantenimiento de unas infraestructuras de transporte se reparte entre un reducido número de consumidores. En una situación de baja densidad geográfica, las necesidades de inversión por unidad de consumo se elevan.

Para calcular la tarifa media se integran los costes y demanda en consumo de todo el territorio nacional, incluyéndose los relativos a los sistemas extrapeninsulares e insulares. Por otra parte, se incorpora en la retribución de la distribución el margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997. Igualmente se incluyen como costes, que a efectos de su liquidación y cobro se considerarán un ingreso de las actividades reguladas, la cantidad suficiente para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado en periodos anteriores.

Para calcular el coste de generación se supone un precio medio del kWh para las sociedades con derecho a cobro de CTCs y otro diferente para el resto de instalaciones de producción.

El expediente de aprobación de las tarifas eléctricas es el acto regulatorio más trascendental de cada ejercicio y viene expresado en el art. 15 de la Ley 54/1997. Se puede afirmar que la tarifa de cada año equivale a los Presupuestos Generales de la parte regulada del sector eléctrico.

Las tarifas de acceso son una parte de las tarifas integrales, de modo que éstas se deben calcular añadiendo a las primeras los costes de las actividades no reguladas.

Los precios regulados de la electricidad (tarifa integral) son únicos para todos los consumidores con un mismo perfil de consumo y tienen el carácter de precios máximos en todo el territorio nacional.

²³ La densidad media de población es en la actualidad en España de 78 habitantes por km².

La tarifa eléctrica consta de dos términos: el “término de potencia”, que es un coste fijo que se paga en función de la potencia (kilowatios) que el consumidor tiene contratada en su suministro y el “término de energía”, que es un coste variable en función de la energía (kilowatios hora) que se consume. Existen unos complementos (discriminación horaria, reactiva) que son aplicados obligatoriamente por las compañías distribuidoras en algunas tarifas. Los precios de los términos de potencia (kW) y energía (kWh) son fijados todos los años por el Gobierno.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que todos los consumidores deberán pagar los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda. Esto significa que los costes de las redes de transporte y distribución, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los de gestión comercial a distribuidores deberán ser repercutidos a todos los consumidores, independientemente del régimen al que estén acogidos –tarifa y mercado-.

Los costes a asignar para establecer las tarifas de acceso son el transporte y la distribución, si bien, además de éstos, según la Ley 54/1997 los consumidores cualificados que acudan al mercado deberán abonar los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda.

La liberalización del sector eléctrico hace necesario establecer unas tarifas de acceso de aplicación a los clientes cualificados que ejerzan esta condición, a los comercializadores por la energía que suministren a los consumidores cualificados, a los pequeños distribuidores por la energía que adquieran ejerciendo la condición de cualificados, a los autoprodutores para el abastecimiento a sus instalaciones y a los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía que realicen.

La Ley del Sector Eléctrico establece que dichos precios son máximos y únicos en todo el territorio nacional. Esta restricción supone que los peajes por usos de las redes dependen, por tanto, del coste medio para el sistema de la red que corresponda, eliminando otros métodos para asignar costes de redes más eficientes como son los esquemas de imputación nodal o zonal.

Así mismo, las tarifas de acceso son precios regulados por el Ministerio, diseñadas con el objeto de cubrir los costes de transporte y distribución, así como los restantes costes citados anteriormente en conformidad con lo establecido por la Ley 54/1997 y que son definidos explícitamente en el art. 2 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Las tarifas integrales vigentes se estructuran en función de dos variables: del nivel de tensión y de la utilización de la potencia contratada. Estas dos variables junto con distintas opciones de discriminación horaria aplicables arrojan un total de 126 grupos tarifarios distintos, a los que hay que añadir los grupos de tarifas de acceso vigentes. Sus precios resultaban de aplicar unos porcentajes sobre los

términos de potencia y energía de las tarifas integrales que oscilaban entre un 30 por ciento y un 50 por ciento, dependiendo del grupo tarifario del que se trate.

El reparto de los costes de las redes de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos principios generales: el consumidor debe pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza y los peajes resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando el uso de la red en periodos horarios de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de máxima demanda, la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

El Real Decreto 2820/1998 determinó finalmente las tarifas de acceso que siguen vigentes hasta la fecha. El Real Decreto 2820/1998 presentaba una nueva estructura de tarifas de acceso, las denominadas tarifas generales, aplicables a todos los clientes de alta tensión, excepto los acogidos a la tarifa de acceso D, para pequeños distribuidores. Las tarifas de acceso generales de alta tensión muestran precios diferenciados por nivel de tensión y según el periodo horario en que se produce el consumo. Diferencian seis escalones de tensión, dos de ellos para la media tensión y uno, de precios muy reducidos, el escalón 6, destinado, en principio, a intercambios internacionales.

Para cada nivel de tensión se distinguen seis precios correspondientes a los seis tipos distintos de horas que configuran los seis periodos tarifarios. Para los consumos de baja tensión y para los de alta correspondiente a pequeños distribuidores y tracciones (opcional) se mantiene la misma estructura de tarifas de acceso que la del Real Decreto 2016/1997.

En líneas generales las nuevas tarifas de acceso de alta tensión del Real Decreto 2820/1998 representaron un importante avance respecto a las anteriores por su simplicidad, su carácter horario y el abandono a toda referencia a la estructura de tarifas integrales, referencia innecesaria una vez que los clientes acuden al mercado. Pero, dichas tarifas de acceso adolecían de una metodología que justificara la nueva estructura tarifaria general en alta tensión y que permitiera conocer los criterios utilizados en la asignación de los costes, lo que se considera necesario para analizar adecuadamente el efecto de establecer las nuevas tarifas de acceso y el mantenimiento de las tarifas integrales existentes. La única modificación introducida en la estructura de tarifas de acceso del Real Decreto 2820/1998 fue la correspondiente al art. 22 del Real Decreto Ley 6/2000. Dicho artículo permite a aquellos consumidores que cumplan determinados requisitos, poder acogerse, independientemente del nivel de tensión al que pertenezcan, a la tarifa general de alta tensión denominada de conexiones internacionales.

Para imputar a los consumidores, conectados a diferentes niveles de tensión, los costes de las redes que usan se parte de los costes totales de las redes de transporte y distribución por niveles de tensión.

Los Reales Decretos de tarifas establecen, anualmente, que los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución aplicados a los usuarios de las redes deben proporcionar los ingresos suficientes que permitan cubrir la retribución

reconocida a dichas actividades, que suponen aproximadamente el 62 por ciento del total de los costes a repercutir a través de las tarifas de acceso.

Los costes asociados a la actividad de distribución se asignan por niveles de tensión. La variable utilizada para el reparto de los costes de transporte y distribución por niveles de tensión es la potencia en punta de cada nivel de tensión (NT).

El criterio para asignar el coste de gestión comercial incorporado en las tarifas de acceso consiste en aplicar una cantidad fija por cliente. Se diferencia, únicamente, el coste por cliente de aquellos suministros cuya facturación, según el Real Decreto 1164/2001, puede ser bimestral (tarifas 2.0A y 2.0NA) de aquellos cuya facturación es mensual, aplicándoles a los primeros la mitad del coste por cliente que al resto de clientes. El coste de gestión comercial de tarifas de acceso supone, aproximadamente, un 2 por ciento de los costes a considerar en la tarifa de acceso. Los costes unitarios de la gestión comercial por clientes a mercado realizada por las empresas distribuidoras son aproximadamente el 50 por ciento de los correspondientes por clientes a tarifa integral, lo que según las empresas distribuidoras es contrario a la realidad, debido a que los costes en que realmente están incurriendo por dichos clientes son en la actualidad superiores a los de clientes a tarifa integral.

Del análisis y estudio relativo al comportamiento de las tarifas, en los últimos años e incluso hoy en día, hemos constatado un errático modelo de funcionamiento de la tarifa que exponemos y detallamos en el epígrafe 6.4. El procedimiento seguido para establecer tarifas incurre en previsiones de costes inferiores a los reales y como resultado se produce una insuficiencia de los ingresos para cubrir los costes. Frente a este desfase, se constata la necesidad de establecimiento de mecanismos correctores frente a los posibles desvíos.

Cabe no obstante señalar aquí que la existencia del déficit tarifario constituye uno de los principales problemas que tiene actualmente planteado el sector eléctrico. Esto significa que los ingresos no son suficientes para cubrir los costes y que el déficit lejos de constituir un problema coyuntural y pasajero presenta un preocupante y serio problema estructural. El déficit tarifario, en su concepción más amplia, es resultado de la insuficiencia de los ingresos sujetos a liquidación, obtenidos por tarifas integrales y por tarifas de acceso,

Los dos factores por los que se produce el déficit son que se generan unos ingresos por tarifas de acceso e integrales menores que los previstos en el expediente de tarifas por desviaciones en las previsiones del consumo, del desglose del mismo por grupos tarifarios y de la participación efectiva de clientes que acuden al mercado respecto a lo previsto en el expediente de tarifas, o que los costes que es necesario cubrir con los ingresos son superiores a los previstos en el ejercicio tarifario.

A finales de 2000 los ingresos obtenidos mediante las tarifas empezaron a ser insuficientes para abonar la compensación, e incluso para retribuir completamente todos los demás costes imputados a las mismas. El déficit que se produce en 2000, 2001 y 2002, e incluso en los años sucesivos, tiene su origen,

fundamentalmente, en la elevación del precio resultante del mercado, en comparación con los precios de la generación considerados en las tarifas integrales.

La existencia del déficit tarifario ha ido agravándose con el transcurso del tiempo, generando distorsiones en la gestión de las empresas y en el proceso de liquidación. De todo ello, podríamos deducir que, si en un principio nace como un problema de carácter coyuntural, con el paso del tiempo presenta un perfil claramente estructural.

La falta de ingresos impide compensar los CTCs máximos previstos, no cumpliéndose el *principio de suficiencia* considerado en la metodología de tarifas de acceso. Es decir, en la estructura tarifaria deberían reflejarse con la mayor exactitud posible, los costes reales en los que se incurre, y al mismo tiempo ser suficiente para poder cubrir los diferentes costes y retribuciones.

En lo referente a las previsiones realizadas en el expediente de tarifas se da la circunstancia de estimación del precio de referencia en 6 pesetas kWh, cuando en el expediente de tarifas la referencia se establece en 5,9 pesetas kWh, pudiendo darse el caso de generarse un déficit sin sobrepasar las 6 pesetas kWh e incluso que obteniendo ingresos medios de 6 pesetas kWh a las empresas no se les impute el déficit.

Por otra parte, con precios inferiores al de referencia también podría producirse el déficit debido a que el sobrecoste de la partida destinada al régimen especial exceda a la contemplada por el Real Decreto de tarifas.

Todas estas posibilidades pueden dar lugar a un incremento de la incertidumbre en las empresas generadoras, soportadoras del déficit, al provocar distorsiones en la gestión y en los futuros planes o proyectos de inversión, en cuanto a la rentabilidad de los mismos, lo que claramente perjudica la evolución del sector en nuestro país. Es decir, el propio sistema regulatorio, formalmente liberalizado en generación y comercialización, estaría sirviendo de freno a nuevos proyectos de inversión tan necesarios en el sector eléctrico español.

Para resolver el problema, es decir, la cobertura del déficit, surge la Orden Ministerial, de 21 de noviembre de 2000, que posibilita cubrir aquellos costes que la Administración infravalora en el momento de realizar el correspondiente Real Decreto de tarifas eléctricas. Con la citada Orden Ministerial lo que se pretende es paliar el déficit.

El mecanismo de cobertura del déficit sitúa a las empresas beneficiarias de los CTCs como sujetos que deben aportar los recursos necesarios. Pero, si bien es verdad que existen otros agentes que perciben la totalidad de los ingresos del mercado al precio establecido para todos sin que tengan que aportar a paliar el déficit. Este hecho puede ser motivo de distorsión dentro de una actividad que la ley considera liberalizada, discriminando a unas empresas en relación a otras.

Con la finalidad de solucionar el déficit se debería acometer una revisión del sistema tarifario y detectar todas aquellas variables que de alguna forma influyan

en la confección del déficit. La CNE, como institución reguladora, es la que debería estar más interesada en la búsqueda de una solución a la situación actual, en aras de la mayor seguridad de suministro y estabilidad del sistema eléctrico, erradicando la incertidumbre que soportan las empresas por el problema del déficit.

En el Capítulo 7 exponemos los efectos provocados por la incidencia de la acción planificadora de la Administración sobre el sector eléctrico: la moratoria nuclear y los CTCs. Dentro de estos últimos se especifican las causas que han dado lugar a la existencia de costes varados y los principales argumentos sobre la recuperación de los mismos, las categorías contables incluidas, la evolución de la retribución fija y los CTCs pendientes de cobrar. Además, hacemos alusión a las vicisitudes normativas habidas en torno a los CTCs, así como la aplicación del art. 87 del Tratado CE en relación a dichos costes. Finalmente, a título anecdótico, exponemos los anómalos incidentes ocurridos durante el otoño de 2003 que tuvieron como principales protagonistas a Endesa e Iberdrola.

En España las centrales nucleares se instalaron en una época en la que el Estado asumía buena parte de los riesgos económicos, políticos e incluso financieros.

La crisis energética de 1973 tiene una gran repercusión sobre la economía española y lleva a la elaboración del primer plan integrado de todo el sector energético. El PEN de 1975 se plantea como objetivo fundamental una drástica reducción de la dependencia del petróleo a costa sobre todo de un ambicioso desarrollo de la energía nuclear, que debía satisfacer el 22,8 por ciento de la energía primaria de ese año y el 56 por ciento de la producción de energía eléctrica. Este PEN de 1975, con una duración prevista de 1975 a 1985, trataba de dar un fuerte impulso a todas las fases del ciclo del combustible nuclear, encomendando su realización a la Empresa Nacional de Uranio y a la Junta de Energía Nuclear.

En 1977, se redacta un nuevo PEN que a pesar de que no llega a aprobarse, sirve de base al PEN de 1978. Éste comprende el periodo 1978 – 1987 y supone una reducción muy importante del programa nuclear, al pasar en el balance energético previsto para 1987 a representar el 14,8 por ciento de la producción total de energía primaria y el 37,2 por ciento de la producción eléctrica, lo que hace del mismo que sea menos ambicioso y más realista que el PEN de 1975.

Con la llegada al Gobierno del Partido Socialista Obrero Español, en noviembre de 1982, se suspende el PEN de 1978, que es sustituido, en marzo de 1984, por el PEN 1983–1992. Este Plan contempla únicamente el funcionamiento de cuatro centrales: Cofrentes, Ascó II, Vandellós II y Trillo.

En 1984, de acuerdo con el contenido del PEN aprobado en dicho año, fueron paralizadas las obras de cinco centrales nucleares que se hallaban entonces en fase de construcción: Lemóniz I y II en Vizcaya, con una potencia de 930 MW cada una, Valdecaballeros I y II en Badajoz con 975 MW de potencia unitaria, y Trillo II en Guadalajara con 1.041 MW. Desde entonces estas cinco unidades permanecieron en moratoria, es decir, con la construcción paralizada hasta que se decidiese su destino final.

El 30 de diciembre de 1994 entra en vigor la Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), que en su Disposición Adicional octava declaró la moratoria nuclear²⁴ que supuso la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y la unidad II de la central de Trillo, con extinción de las autorizaciones concedidas. A la central de Valdecaballeros le faltaba un año para empezar a funcionar, por lo que 400.000 millones de pesetas invertidos pasaron a quedar convertidos en piezas de saldo²⁵. El Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, por el que se dicta determinadas normas de desarrollo de la Disposición Adicional octava de la LOSEN, desarrolló la anterior disposición relativa a la moratoria nuclear.

La moratoria nuclear dejaba en los balances de las empresas eléctricas una inversión improductiva de 729.000 millones de pesetas (340.054 millones de pesetas de la central de Valdecaballeros, 378.238 millones de pesetas de Lemóniz y 11.017 millones de pesetas de la Unidad II de la central nuclear de Trillo) por la que se les debía compensar.

Con posterioridad, la Disposición Adicional séptima de la Ley 54/1997 declaró vigente la Disposición Adicional octava de la LOSEN, actualizando el texto de la misma. La LOSEN determinó que los titulares de los proyectos paralizados de construcción de las mencionadas centrales nucleares percibirían una compensación o anualidad por las inversiones realizadas en los mismos y por el coste de su financiación, mediante la afectación a este fin de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica a los usuarios. Este porcentaje sería determinado por el Gobierno, y fijado como máximo en el 3,54 por ciento.

Esta afectación parcial de la tarifa duraría como máximo 25 años, a partir de la entrada en vigor de la mencionada Ley. La Ley 54/1997 explicitó que el inicio de este plazo sería el 20 de enero de 1995, debiendo finalizar consecuentemente antes del 20 de enero de 2020.

El apartado 1 del art. 18 del Real Decreto 2202/1995 fija ese porcentaje en el mismo 3,54 por ciento y determina que no se podrá modificar hasta que el importe pendiente de compensación en la fecha de entrada en vigor de la Ley 40/1994 (valor base) se haya amortizado en un 50 por ciento.

El apartado 4 de la Disposición Adicional octava de la Ley 40/1994 fija este valor base en 4.383,24 millones de euros, siendo su 50 por ciento, 2.191,62 millones de euros. La LOSEN igualmente estableció su distribución por centrales.

La LOSEN reconocía la posibilidad de ceder el derecho de compensación a terceros. De esta forma, al amparo de lo previsto en el Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, que desarrolla la Disposición Adicional octava de la Ley 40/1994, los titulares del derecho de compensación, con fecha 4 de julio de 1996, cedieron los mismos al Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear.

²⁴ Aquellas plantas nucleares que disponían de autorización de construcción desde los años 70, vieron como se detenía su construcción por decisión gubernamental. Esto suponía casi la novena parte de la potencia eléctrica total instalada en el país.

²⁵ Es decir, activos absolutamente improductivos. Tertsch, H. (2001), "Valdecaballeros, la nuclear del nunca jamás". *El País*, 7 de enero, pp. 28-29.

A través de la titulización²⁶ o cesión del derecho de compensación, las empresas titulares de los proyectos dieron de baja de sus balances la deuda originada por las inversiones realizadas en las centrales nucleares. El Fondo pagó, de una sola vez, a las empresas un importe total de 4.278,18 millones de euros, con lo que éstas liquidaron sus deudas y lograron fortalecerse financieramente.

El problema de los costes varados o costes hundidos y su derivación en los CTCs se ha convertido en el centro de atención de los países que, han introducido reformas para introducir competencia, en aquellos sectores tradicionalmente protegidos por una regulación eminentemente restrictiva y protectora. Podemos definir los costes varados como la parte no amortizada de los *costes históricos*, cuya recuperación va a ser imposible²⁷.

El cambio regulatorio, implícito en la apertura a la competencia del sector eléctrico, inevitablemente ocasiona cambios importantes, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta. El debate acerca de los CTCs se ha centrado en la valoración de los costes que puede ocasionar el cambio regulatorio a las empresas establecidas en el sector.

También podría interpretarse este pago como una indemnización derivada del incumplimiento del pacto. De esta forma se imponen costes al regulador y a los propios consumidores.

La Disposición Transitoria 6^a²⁸ de la Ley 54/1997 reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo, de las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que, a 31 de diciembre de 1997, estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, sobre determinación de la tarifa eléctrica y la percepción de una retribución fija, expresada en pesetas por kWh.

En la memoria económica de la Ley 54/1997 se utilizó un método de valoración *ex ante* para calcular el valor máximo de costes varados a recuperar y se definió un procedimiento de recuperación de cálculo anual *ex post*.

Durante un plazo máximo de 10 años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución fija con la distribución que corresponda. Es decir, los CTCs –incluida la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono- deben ser

²⁶ Supone la conversión de los derechos de compensación derivados de la moratoria, en créditos y bonos susceptibles de ser adquiridos por los inversores; y que fueron mayoritariamente adjudicados (20 de junio de 1996) por el procedimiento de subasta al Banco Central Hispano Americano y al Banco Bilbao Vizcaya.

²⁷ El suministro eléctrico exige importantes inversiones en activos fijos que requieren de un periodo de amortización bastante amplio. Al modificarse las normas relativas al sector eléctrico antes de que se haya recuperado totalmente la inversión efectuada en tales activos fijos, ha aparecido un nuevo e importante componente de incertidumbre en las empresas eléctricas, que puede dificultar, lógicamente su acceso al mercado de capitales, con las lógicas consecuencias que se derivan.

²⁸ La Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997, que se refiere exclusivamente a los CTCs, ha sufrido varias redacciones desde la promulgación de la Ley hasta la fecha. En ella se reconoce la existencia de los CTCs y la percepción de una retribución fija que se calculará como diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa a la actividad de generación de las centrales acogidas al Real Decreto y la retribución que la propia Ley reconoce a la producción y que comprende el precio del mercado, la garantía de potencia y los servicios complementarios.

cobrados durante un periodo máximo de diez años, a contar desde el 1 de enero de 1998. Esta retribución será repercutida a todos los consumidores de energía eléctrica en las mismas condiciones que el conjunto de los costes permanentes del sistema eléctrico español, a través de las tarifas de acceso a la red para los consumidores cualificados y a través de la tarifa para los consumidores no cualificados.

La retribución fija es recaudada de ambas categorías de consumidores por las empresas distribuidoras de electricidad, que las ingresan en una cuenta abierta a nombre de la CNE, en las condiciones previstas en el Real Decreto 2017/1997. La CNE efectúa inmediatamente la liquidación de las sumas recibidas a las empresas beneficiarias.

Es importante destacar el carácter de “máximo” que tiene la citada cifra. Su significado básico²⁹ es que su cobro no está garantizado si, como resultado de la evolución del mercado, los precios que cobran las empresas fuesen superiores a las 6 pesetas/kWh que se consideraron en el cálculo de los CTCs. En ese caso se estimaba que las cantidades previstas a cobrar por CTCs se deberían reducir respecto a las establecidas.

La Ley 54/1997 decidió dar un tratamiento razonable a esos costes que estaban pendientes de cobro. La metodología adoptada consistió en calcular³⁰ la diferencia entre los ingresos aplazados que las empresas tenían pendientes de recibir de acuerdo con el antiguo sistema (MLE) de tarifas y los ingresos que con el nuevo sistema serían factibles de recuperación.

Esta diferencia fue estimada por las empresas eléctricas en 3,1 billones de pesetas. El MINER, después de haber realizado sus propias estimaciones, fijó la cantidad inicial en 2,5 billones de pesetas (600.000 millones de pesetas menos), solicitando, además, a las empresas una segunda reducción en la cifra presentada por las mismas en concepto de *factor de eficiencia* para contribuir a la viabilidad del nuevo sistema. Esa segunda reducción ascendió a 815.000 millones de pesetas (un 32,5 por ciento menos de la cantidad inicial presentada).

Finalmente, la Ley 54/1997 fijó en 1,988 billones de pesetas la cantidad máxima que las empresas podrían llegar a percibir en concepto de CTCs, en el plazo máximo de diez años, y que serían repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. De esa cantidad máxima de 1.988.561 millones de pesetas, unos 295.276 millones de pesetas correspondían a la prima al consumo de carbón autóctono y el resto 1.693.285 millones de pesetas a los denominados costes de transición tecnológicos del sector

²⁹ Posteriormente vulnerado o cuando menos alterado por la operativa que han seguido los diseños tarifarios.

³⁰ La programación de los costes de cada central fue objeto de una evaluación separada e independiente en el marco de ejercicios precedentes de fijación de tarifas. A partir de estos costes se determinó la media de horas anuales de funcionamiento por tecnologías. La “compensación tecnológica” se calcula como la diferencia descontada entre los costes de producción estándares y el precio supuesto de mercado de 6 pesetas por kWh. El tipo de descuento utilizado es por ejemplo del 5 por ciento. La diferencia resultante representó 2.508.000.000.000 de pesetas. A continuación esta cantidad se redujo en un 32,5 por ciento, es decir, 815.000 millones de pesetas a fin de tener en cuenta los posibles aumentos de productividad. El resultado fue la cifra de 1.693.000.000.000 de pesetas a la que se añadieron 295.000 millones de pesetas como compensación por carbón. Los costes hundidos se compensan mediante pagos anuales a los propietarios de las centrales.

eléctrico, es decir el 85 por ciento se destina a cubrir las pérdidas de ingresos de las once compañías como consecuencia de la disminución prevista del precio³¹ de la electricidad en el mercado mayorista como consecuencia de la introducción de competencia. El 50 por ciento aproximadamente de la compensación tecnológica total de CTCs debe abonarse al sector nuclear, el 31 por ciento al sector térmico convencional y el 19 por ciento al sector hidráulico.

Las disposiciones sobre los costes de transición al régimen de mercado competitivo tomaron forma inicialmente en el marco de un acuerdo que tuvo lugar el 11 de diciembre de 1996 entre el sector eléctrico y el MINER, antes de incluirse en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Las disposiciones fueron posteriormente modificadas en diciembre de 1998 por la Ley 50/1998, y después por el Real Decreto Ley 2/2001.

Desde la promulgación de la Ley 54/1997 se han producido tres hitos normativos que han cambiado la regulación de los CTCs y de la retribución fija. En primer lugar, el Real Decreto 2017/1997, en su artículo 9 determina que el importe base global máximo a 31 de diciembre de 1997 no podrá superar 1.988.561 millones de pesetas³² (11.951,49 millones de euros).

En segundo lugar, el 22 de septiembre de 1998, las empresas eléctricas y el MINER, ante la incertidumbre que planteaba esta situación a la hora de la recuperación de los CTCs, llegan a un acuerdo³³ que tiene como objetivo acelerar el proceso de recuperación de los CTCs a través de la titulización de más de 1 billón de pesetas de los citados costes estructurales del pasado. Este acuerdo tuvo su plasmación legal en el art. 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, que modifica la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997. La principal modificación se refiere a la forma de financiación y de recaudación de los CTCs.

En definitiva ello suponía que, a cambio de una quita (258.000 millones de pesetas), se garantiza la recuperación de una cantidad importante y, además, se permitía a las empresas titularlos³⁴, recuperando el resto según el método de “por diferencias”. En la Ley 54/1997 se admitía sólo la “existencia” de los CTCs y en la Ley 50/1998 se reconoce “el derecho a percibir una compensación por tales costes”.

Según las informaciones comunicadas a la Comisión Europea por las autoridades españolas, la suma de los CTCs tecnológicos a percibir a partir de

³¹ A efectos del cálculo del régimen de CTCs, se ha estimado que el precio de la electricidad puede descender a 6 pesetas por kWh.

³² El reparto de esta cantidad viene precisado por el Real Decreto 2017/1997: la suma total se divide, por una parte, en una prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono, y por otra parte, en dos asignaciones (asignación general y asignación específica). La parte de costes de transición al régimen de mercado competitivo que corresponde a estas dos asignaciones se define como “CTCs tecnológicos”.

³³ Dicho acuerdo o solución se recoge en la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social.

³⁴ Es decir, para que las empresas puedan trasladar a las entidades financieras el cobro de estos “derechos” que representan los CTCs. Esta nueva situación ocasionó un importante debate social con su correspondiente utilización con fines políticos, que llevó al PSOE a presentar en enero de 1999 un recurso de inconstitucionalidad.

1998 por las empresas a que se refiere el Real Decreto 2017/1997 sería de 1.352.634 millones de pesetas (8.129,49 millones de euros), teniendo en cuenta las disposiciones de la Ley 50/1998. Esta cantidad se repartía en 322.056 millones de pesetas (1.935,60 millones de euros) a percibir siguiendo el dispositivo anterior, y 1.030.578 millones de pesetas (6.193,90 millones de euros) a percibir mediante el recargo del 4,5 por ciento. Para esta última parte, se deroga la fecha límite para el cobro de los CTCs.

La suma de las cantidades percibidas “por diferencia” y mediante aplicación del recargo del 4,5 por ciento no puede exceder la cantidad que habría sido percibida según el anterior dispositivo de la Ley 54/1997, es decir, únicamente por diferencia. La Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, tal y como fue modificada por la Ley 50/1998, autoriza a las empresas beneficiarias de los CTCs a ceder a terceros el derecho a percibir el recargo del 4,5 por ciento, lo cual les permite proceder a la titulización de este derecho en las condiciones que establezca el Gobierno.

En el año 1999, muy seco, los precios del *pool* se elevan y las tarifas se calculan con unos costes menores a los que finalmente se dan. Al ser reducida la cantidad a recuperar de los CTCs por diferencias³⁵, no queda margen, no sólo para recuperar éstos, sino tampoco para asignar las cantidades correspondientes a la retribución del transporte y la distribución, ni tampoco para los CTCs ligados a los incentivos por consumo de carbón autóctono. Esta situación no estaba prevista desde el punto de vista regulatorio. Para hacer frente a este vacío legal, se realiza una nueva reforma regulatoria.

La Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, sobre precedencia en la recuperación del déficit de ingresos en las liquidaciones, establece la fórmula a aplicar en caso de que se produzcan déficits de ingresos que impidan pagar las actividades reguladas de transporte y distribución. Se crea un sistema de financiación de los déficits. Las empresas generadoras –o quienes tengan asignado el derecho a cobrar los CTCs- deben aportar las cantidades que permitan cubrir el déficit. Dichas cantidades se aportan proporcionalmente a las cantidades de CTCs tecnológicos recibidos en el pasado, añadiendo a estas cantidades los ingresos obtenidos en el mercado por superar las 6 pesetas/kWh.

En tercer lugar, debido a las dificultades que la aprobación de los CTCs estaba teniendo en Bruselas se introduce un nuevo cambio para eliminar el que parece ser el mayor obstáculo para Bruselas: la existencia de una recuperación parcial de los CTCs mediante el 4,5 por ciento de la facturación. De forma adicional y con objeto de poder clarificar la forma en que las desinversiones de activos de generación³⁶ afectarían a los CTCs se introdujeron otros cambios en la citada Disposición Transitoria sexta.

³⁵ La cantidad de CTCs adscrita al 4,5 por ciento se liquida como cuota, por lo tanto con un mayor grado de firmeza que el correspondiente a los costes que se liquidan a partir de los ingresos liquidables.

³⁶ En esos momentos estaba a punto de finalizar el proceso de fusión entre las empresas Endesa e Iberdrola.

El Real Decreto Ley 2/2001³⁷, de 2 de febrero, posteriormente tramitado y aprobado como Ley el 22 de mayo de 2001, introduce una nueva modificación en la redacción de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, que determina que el importe base global de los CTCs, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.736.778 millones de pesetas (hay que recordar que originalmente eran de 1.988.561 millones de pesetas).

En definitiva se vuelve a la situación inicial de los “CTCs por diferencias”, sin por ello recuperar la quita que se había acordado a cambio de la garantía de la recuperación.

En el momento del examen preliminar de las medidas transitorias españolas, los servicios competentes de la Comisión (Dirección XVII – Energía) se apercibieron de que algunas de las medidas notificadas podrían constituir ayudas de Estado en el sentido del art. 87 del Tratado CE. Los servicios de la Comisión advirtieron a las autoridades españolas que el régimen español de CTCs podría constituir una ayuda de Estado, y que por consiguiente convendría proceder a la notificación³⁸ formal de dicho régimen con arreglo al apartado 3 del art. 88 (antiguo apartado 3 del art. 93) del Tratado CE.

Mientras tanto, la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 fue modificada por el art. 107 de la Ley 50/1998. Como consecuencia de dicha modificación, se cambió el modo de financiación y el cálculo de los CTCs.

Mediante cartas de 28 de enero y de 1 de febrero de 1999, registradas por la Comisión el 1 de febrero de 1999, las autoridades españolas procedieron a la “notificación de la modificación del régimen transitorio del mercado de electricidad a los efectos prevenidos en el art. 24.2 de la Directiva 96/92/CE y, en su caso, del apartado 3 del art. 93 del Tratado CE”. Mediante dichas cartas, las autoridades españolas comunicaron el nuevo régimen del mercado eléctrico en España e indicaron que, a su juicio, este régimen no contiene elemento alguno de ayuda de Estado. En consecuencia, solicitaban a la Comisión que ratificase mediante escrito³⁹, a la mayor brevedad posible, la constatación de la inexistencia de ayudas de Estado.

La Comisión, por su parte, estima que, en el caso de que el dispositivo de los CTCs constituyese una ayuda de Estado en el sentido del apartado primero del art. 87 del Tratado CE, se trataría de una ayuda ilegal, abonada en contravención del apartado 3 del art. 88 del Tratado CE.

La Ley 54/1997 entró en vigor el 1 de enero de 1998 y las empresas comenzaron a percibir compensaciones por los CTCs desde el comienzo de ese mismo año. Según las informaciones de que dispone la Comisión, las empresas

³⁷ El artículo primero del Real Decreto Ley 2/2001, de 2 de febrero, modifica de nuevo la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997. Se anula la modificación del modo de financiación de los CTCs que había sido introducido por la Ley 50/1998. El conjunto de los CTCs vuelve a ser financiado mediante el método “por diferencias”.

³⁸ Esta postura fue confirmada mediante carta de la Comisión a la Representación permanente española de 4 de diciembre de 1998 (D/55012).

³⁹ La Comisión acusó recibo de esta notificación mediante carta de 18 de marzo de 1999 (D/37570). El expediente quedó registrado con el número N 68/99.

eléctricas habrían percibido 379.169 millones de pesetas (2.278 millones de euros) en concepto de CTCs entre 1998 y 2000.

La Comisión estima que no cabe considerar que los CTCs correspondan a una indemnización derivada de la modificación o de la supresión por el Estado español de un derecho adquirido perteneciente a las empresas eléctricas. Las autoridades españolas sostienen que el régimen del mercado de la electricidad anterior a la Ley 54/1997 –el MLE- garantizaba, por medio de la tarifa, unos ingresos suficientes para permitir a las empresas la cobertura de sus costes, que se calculaban de forma estándar: dichos ingresos constituirían así para las empresas afectadas un derecho adquirido.

En cualquier caso, los actos iniciales por los que se fijaban los ingresos de los productores y las tarifas de venta de la electricidad resultaban bajo el régimen del MLE de un poder discrecional de la Administración.

Por lo tanto, la Comisión estima que su modificación ulterior no podría dar lugar a compensación o indemnización para los beneficiarios. La Comisión estima que el régimen de los CTCs confiere una ventaja a ciertas empresas, las cuales se designan nominativamente en el art. 16 del Real Decreto 2017/1997, de forma que permite a estas empresas reforzar su posición con respecto a otras empresas, igualmente presentes en el mercado, que no reciben tales sumas. Además, para la Comisión está claro que el régimen de los CTCs es susceptible de afectar el comercio entre los Estados miembros, habida cuenta que la electricidad puede ser objeto de intercambios entre empresas de diferentes Estados miembros, particularmente tras la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE. El hecho de favorecer a algunas de estas empresas puede por tanto tener un efecto sobre el comercio intracomunitario y originar distorsiones de la competencia.

El régimen de los CTCs cumple por tanto al menos tres de las cuatro condiciones acumulativas que una medida debe cumplir para constituir una ayuda de Estado en el sentido del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE.

Mediante cartas de 8 de febrero de 1999, de 18 de marzo de 1999 y de 10 de enero de 2000 se interpuso una denuncia ante la Comisión. El denunciante considera que la modificación introducida en la Ley 54/1997 por el art. 107 de la Ley 50/1998 constituye efectivamente una ayuda de Estado en el sentido del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE, y que esta ayuda debía ser calificada como ilegal dado que no había sido notificada a la Comisión con suficiente antelación para poder presentar sus observaciones, infringiendo así el apartado 3 del art. 88 del Tratado CE.

Mediante carta de 30 de marzo de 1999 (D/51414), la Comisión informó a la Representación permanente española de que este expediente⁴⁰ debía ser considerado como un caso de ayuda no notificada, puesto que la Ley 54/1997 fue notificada como ayuda de Estado en febrero de 1999, es decir, con bastante posterioridad a su entrada en vigor, y cuando, según las informaciones en poder de la Comisión, las empresas beneficiarias ya habían recibido pagos en concepto de CTCs.

⁴⁰ El expediente fue inscrito en el registro de ayudas no notificadas (NN 49/99).

Bruselas decide en julio de 1999, a través de la Dirección General de Transporte y Energía, que los CTCs españoles no son acordes a las excepciones previstas en la Directiva 96/92/CE⁴¹ y que, por lo tanto, deberán analizarse en el marco de las ayudas de Estado y de las posibles implicaciones en el correcto funcionamiento del mercado.

El caso es enviado a la Dirección General de Competencia, que solicita más información al Gobierno español. La decisión⁴² de la Comisión rechazó la solicitud de las autoridades españolas, al considerar que el régimen de los CTCs no contiene medida alguna que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI ó VII de la Directiva, y que por consiguiente el art. 24 de la misma no es aplicable en este caso.

El 29 de septiembre de 1999, las autoridades españolas introdujeron un recurso contra esta decisión ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas. Posteriormente, la Comisión solicitó⁴³ a las autoridades españolas informaciones adicionales⁴⁴ relativas al modo de cálculo de los CTCs y encargó a la sociedad *Oxford Economic Research Associates Ltd (Oxera)* el peritaje⁴⁵ acerca del modo de cálculo de los CTCs, así como de las hipótesis técnicas y económicas tomadas en cuenta por las autoridades españolas.

El informe de la sociedad *Oxera* arroja un cálculo de CTCs inferior al del Gobierno español debido a las siguientes razones: al alto coste de las centrales nucleares españolas y a la esperanza de vida de las centrales hidráulicas, estimada en 35 años en el cálculo de CTCs, que *Oxera* elevó hasta los 65 años.

Mediante cartas de 4 de febrero y 20 de marzo de 2000, se presentó una segunda denuncia ante la Comisión. El denunciante⁴⁶ considera que la aplicación de los CTCs introduciría una discriminación respecto de otros productores presentes en el mercado español que no reciben pagos en concepto de CTCs, y a los que afecta igualmente la liberalización del mercado eléctrico.

⁴¹ Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Derogada a partir del 1 de julio de 2004, sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos de incorporación de dicha Directiva a su Derecho interno y para la aplicación de la misma. Las referencias a la Directiva derogada se interpretarán como referencias a la nueva Directiva 2003/54/EC y deberán ser leídas de acuerdo con la tabla de correspondencias que figura en el Anexo B.

⁴² Decisión de la Comisión de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español de un régimen transitorio con arreglo al art. 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. DOCE L 319 de 11.12.1999, pág. 41.

⁴³ Mediante carta de 27 de noviembre de 1999 (D/64756).

⁴⁴ Mediante cartas de 21 de febrero de 2000, registrada el 22 de febrero de 2000, de 23 de febrero de 2000, registrada el 29 de febrero de 2000, fax de 29 de marzo de 2000, registrado el 30 de marzo de 2000, y carta de 24 de abril de 2000, registrada el 27 de abril de 2000, las autoridades españolas transmitieron informaciones complementarias destinadas a proporcionar justificaciones suplementarias a las hipótesis de cálculo de los CTCs, y a cuantificar el impacto que tendría la reevaluación de algunas de ellas sobre el resultado final del cálculo.

⁴⁵ El informe de la sociedad *Oxera* fue remitido a la Comisión el 10 de enero de 2000.

⁴⁶ El denunciante representa a productores que no estaban sometidos al régimen del mercado de electricidad anterior a la liberalización del sector (Marco Legal Estable).

Después de un complejo trámite, y ya con la regulación prevista de CTCs que anulaba la posible titulización de los mismos, la Comisión Europea autoriza⁴⁷ los CTCs tecnológicos, argumentando que, en el supuesto de que constituyeran ayudas de Estado, serían compatibles con el mercado común.

Por el contrario, la Comisión no autoriza los CTCs asociados a la producción de electricidad con carbón autóctono al considerarlas ayudas no compatibles con el mercado común, dando una salida a que los mismos puedan acogerse al criterio previsto en la Directiva 96/92/CE por el que se autoriza a los Estados miembros a dar prioridad a las energías autóctonas en la producción de electricidad con el límite del 15 por ciento del total.

No obstante, conviene tener en cuenta que esta resolución, favorable a los CTCs, no implica una garantía en su cobro, ya que las cantidades percibidas dependen también de las previsiones que el Gobierno realice a la hora de establecer las tarifas, pudiendo darse el caso de que no quede margen para recuperar estas partidas.

Entre las conclusiones que del presente trabajo de investigación se extraen, en referencia al reconocimiento a las empresas eléctricas tradicionales de unos CTCs, por una cuantía considerable (8 millones de euros), hemos de subrayar, primero, el hecho de que los CTCs supongan más un apoyo hacia los planes de la Administración de reforma del sector eléctrico español hacia la liberalización e introducción de competencia en líneas parecidas a las reformas de los sectores eléctricos emprendidas en Inglaterra, Gales y California. Segundo, son fruto de un acuerdo entre el Gobierno y las empresas generadoras para la recuperación de los costes de las inversiones realizadas durante la vigencia del marco regulador anterior, una compensación por los costes incurridos en el pasado derivados de sus obligaciones de servicio público. Es decir, una fórmula atractiva por parte del Gobierno de la nación de involucrar a las compañías interesadas y atraerse los apoyos de los accionistas de las grandes empresas del sector eléctrico hacia las reformas liberalizadoras en un marco regulatorio competitivo. Los CTCs suponen un peaje al proceso de liberalización del sector eléctrico. Un precio o tasa a percibir por las empresas eléctricas de generación por abandonar su tradicional estructura monopolística. Son resultado del predominio en nuestro país, durante muchas décadas, de las actividades de no mercado frente a las actividades propias de mercado.

En el transcurso de este trabajo de investigación, como señalamos anteriormente, se produjeron dos acontecimientos, cuya repercusión sobre el futuro mapa eléctrico y gasístico español iban a acaparar la atención no sólo del conjunto de los agentes operadores en el sector eléctrico y del gas, sino de los gobiernos español y alemán, además de los organismos reguladores de la competencia, el TDC, la CNE y de la Comisaría de Competencia de la Comisión Europea. Por ello, hemos creído conveniente, por la importancia y trascendencia de dichos acontecimientos dedicar el capítulo 8 de este trabajo a su descripción y valoración.

⁴⁷ El 25 de julio de 2001, el Colegio de Comisarios de la Comisión Europea respaldó por unanimidad la decisión preparada por el responsable de Competencia, Mario Monti, que autorizó los CTCs concedidos a las eléctricas españolas, después de un intenso debate.

El primero de dichos acontecimientos fue motivado por el lanzamiento de una operación pública de adquisición de acciones (OPA) de la empresa Gas Natural SDG, S.A. sobre Endesa, S.A., el 5 de septiembre de 2005. La oferta se dirigió al 100 por ciento del capital social de Endesa y consistió en un intercambio de acciones y pago en efectivo en las proporciones de 65,5 y 34,5 por ciento, respectivamente. Así los accionistas de Endesa por cada acción de dicha sociedad recibirían como contraprestación 7,34 euros en efectivo y 0,560 acciones de nueva emisión de Gas Natural.

En el marco de la citada operación de concentración Endesa fue valorada en 22.549 millones de euros y, de acuerdo con los precios de cierre a 2 de septiembre de 2005, la ecuación de canje y el pago en metálico equivalían a una valoración de 21,30 euros por acción.

La oferta presentada estaba condicionada a una aceptación de al menos el 75 por ciento de las acciones de Endesa y a que la Junta General de Accionistas de Endesa adoptara el acuerdo de modificar ciertos preceptos recogidos en los artículos 32, 37 y 38, y 42 de los Estatutos de la Sociedad⁴⁸, que hacen alusión, respectivamente, a la supresión de toda restricción en cuanto al número de votos que pueden ejercer los accionistas de Endesa; a la supresión de los requisitos de tipología y composición mayoritaria del Consejo de Administración y, finalmente, al hecho de que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de Endesa o Consejero Delegado, distinta de las establecidas en la Ley.

La financiación de la operación relativa a la parte correspondiente a la contraprestación en metálico estaba cubierta mediante un préstamo y un aval bancario de 7.806 millones de euros cada uno concedido por diversas entidades.

El plan de compromisos incluía un plan de enajenaciones con objeto de limitar el tamaño del grupo resultante en el mercado español. Con fecha 5 de septiembre de 2005, fecha en la que la OPA fue presentada ante la CNMV, Gas Natural SDG, S.A. suscribe un acuerdo con Iberdrola, S.A. por el que el primero se obliga a vender y el segundo a adquirir, determinados activos y participaciones. El citado acuerdo tenía por objeto, en parte, facilitar la ejecución de las enajenaciones que forman parte de la notificación a los efectos de que se lleven a cabo de forma rápida y efectiva.

El compromiso de compra-venta estaba sujeto a que Gas Natural, mediante la adquisición de una participación mayoritaria en Endesa, y por medio de los órganos societarios de ésta, pudiera disponer sobre dichos activos o participaciones y a que ello fuera compatible con la decisión que adoptasen las Autoridades competentes.

⁴⁸ En los Estatutos sociales de Endesa el derecho a voto está limitado al 10 por ciento del capital. Se exigen *quórum*s reforzados para cambiar dichos Estatutos y plazos para ser Presidente del Consejo. El comprador Gas Natural, en este caso, puede encontrarse con que a pesar de adquirir la mayoría del capital su poder de voto no rebase el 10 por ciento y de no disponer de resortes para desmontar dicho blindaje.

El objetivo de Gas Natural, por un lado, era cubrir sus carencias estructurales en generación eléctrica⁴⁹, ya que construir sus propias centrales le requería importantes inversiones y sobre todo tiempo y, por otro lado, pretendía ganar tamaño creando el cuarto operador por capitalización bursátil del mercado único europeo, tras E.ON, Enel y RWE, con una valoración bursátil de más de 31.000 millones de euros, con un volumen de activos de más de 62.000 millones de euros y con 30 millones de clientes en once países.

El grupo resultante tendría sede en Barcelona y dos sedes corporativas en Madrid y en la capital catalana. El plan pasaba por la territorialización de dicha estructura, con sociedades encargadas de la generación y distribución en Cataluña, Aragón, Andalucía, Canarias, Baleares y Madrid.

La operación⁵⁰ planteada suponía una estrategia de integración entre empresas eléctricas y gasistas en un momento en el que el futuro de la producción eléctrica pasa por el gas quemado en las centrales de ciclo combinado. Actualmente una quinta parte de la electricidad que se genera en España procede de las centrales de gas.

La operación implicaba directamente al mayor operador nacional de gas y al mayor productor de electricidad, e indirectamente a Iberdrola⁵¹, el segundo grupo eléctrico español. Con vistas a sortear los posibles obstáculos que pudieran producirse en el ámbito de la competencia (el TDC y la CNE), Gas Natural ofrecía a Iberdrola la posibilidad de quedarse con un 20 por ciento de los activos⁵² de gas y electricidad (fundamentalmente de carbón) del grupo resultante en Italia, Francia (Snet) y España, valorados entre 7.000 y 9.000 millones de euros, y determinadas áreas de distribución de gas que incluían 1.250.000 clientes. La OPA supondría una fuerte concentración de un único operador energético en Cataluña, ya que Endesa y Gas Natural son dominantes en el mercado catalán y eliminaría al consumidor el derecho a escoger compañía para su suministro energético.

Endesa estudió todas las líneas de defensa posible frente a la oferta de compra, al considerarla hostil, y acudió a *Clifford Chance* (asesor jurídico) y a cuatro bancos de inversión: *JP Morgan*, *Lehman Brothers*, *Citigroup* y *Deutsche Bank* para que solventaran todos los resquicios legales de la operación. Tampoco descartaba franquear la entrada de un *caballero blanco*⁵³ en su accionariado para tratar de bloquear la OPA de Gas Natural, ya que la misma estaba condicionada a que fuese aceptada por el 75 por ciento del accionariado de Endesa y la compañía

⁴⁹ Para Gas Natural, que cuenta, aproximadamente, con un 7,4 por ciento del mercado liberalizado de electricidad y con 1.600 MW operativos, la electricidad sigue siendo su objetivo estratégico ya que pretende contar para finales de 2008 con 4.800 MW de generación.

⁵⁰ En cuyo diseño han participado los bancos *UBS*, *Goldman Sachs*, *Société Generale* y La Caixa y los bufetes *Freshfields Bruckhaus Deringer* (asesores en la OPA y su financiación), *Allen & Overy* (asesores en la OPA) y *Jones Day* (especialistas en derecho de competencia comunitaria).

⁵¹ Iberdrola que siempre ha estado dispuesta a disputarle la primacía del mercado eléctrico nacional a Endesa se ha sumado a la operación y va a facilitar su tramitación ante las autoridades de la competencia al comprometerse a adquirir un importante porcentaje de los activos eléctricos de Endesa y de los clientes de gas del grupo catalán.

⁵² La doctrina de la Comisión Europea aconseja en operaciones de concentración acordar la venta de activos con un tercero.

⁵³ Como se conoce en el lenguaje bursátil al inversor que acude en defensa de una empresa que ha recibido una oferta hostil.

tan sólo contaba con un accionista dominante, Caja Madrid, con un 9 por ciento del capital, mientras que el 65 por ciento de las acciones estaba en poder de fondos de inversión mayoritariamente internacionales.

Igualmente, Endesa solicitaba que fuese la Comisión Europea la que decidiera sobre la OPA de Gas Natural. La Comisión debe analizar operaciones cuyo negocio total supere los 5.000 millones de euros y además la facturación en el ámbito comunitario de cada una de ellas exceda los 250 millones de euros, pero si dos tercios del negocio europeo se centran en un único Estado miembro, como es el caso de las empresas implicadas, son los organismos reguladores de ese país los que deben pronunciarse sin que deba existir notificación a Bruselas.

El 4 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros en virtud del artículo 17 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia autorizaba la OPA de Gas Natural sobre Endesa. Dicha autorización incluía las condiciones que la CNE había establecido en su informe como conclusiones fundamentales y condiciones que habría de subordinar a la operación para permitir su aprobación.

La CNE consideraba, en su conclusión previa, que la realización de la operación tendría como efecto una merma de las condiciones de competencia existentes, si bien tal efecto podría ser paliado y consecuentemente aprobado mediante la imposición de determinadas condiciones, algunas de carácter estructural para restaurar la situación de competencia existente con anterioridad a la concentración.

El propósito primordial de la CNE de ceñir la operación a tales condiciones no era el de mejorar la situación de competencia con anterioridad a la operación sino restablecer la situación existente en ese momento teniendo en cuenta los efectos restrictivos sobre la competencia que la operación suscita.

El segundo de dichos acontecimientos se produciría seis meses después de la presentación de la OPA de Gas Natural sobre Endesa, el 21 de febrero de 2006, cuando E.ON, la mayor empresa energética privada mundial de electricidad y gas y tercer grupo industrial de Alemania, presentaba una OPA sobre el 100 por ciento de Endesa a la CNMV, en competencia con la oferta presentada en septiembre de 2005 por Gas Natural y condicionada a su aceptación por un mínimo del 50,01 por ciento del capital de Endesa.

A diferencia de la OPA de Gas Natural, la oferta alemana, que contaba con HSBC como asesor financiero y *Citigroup*, *JP Morgan*, *Deutsche Bank* y HSBC como entidades financiadoras de la operación, había sido negociada con Endesa. El plan de E.ON era crear con Endesa, un gigante energético con 50 millones de clientes en más de 20 países y 107.000 empleados.

E.ON, con sede en *Dusseldorf* y con un 2,5 por ciento de capital público perteneciente al Estado de Baviera, ofrecía 27,5 euros, en efectivo, por cada acción de Endesa. La oferta superaba en un 29,1 por ciento la de Gas Natural y suponía valorar la compañía en 29.100 millones de euros. Comparativamente, suponía una prima del 48,2 por ciento respecto a la cotización de Endesa el 5 de septiembre de 2005, último día de cotización antes de la OPA de Gas Natural.

Además, E.ON se comprometía a adquirir todos los activos de Endesa y a que ésta continúe siendo una compañía española con sede en Madrid que se ocuparía del negocio del sur de Europa y América Latina.

La OPA tendría que ser comunicada y examinada por Bruselas, ya que la operación tenía dimensión comunitaria, al afectar a dos países miembros de la UE y a que el volumen de negocios conjunto E.ON-Endesa⁵⁴ superaba los 5.000 millones de euros y no se daba el caso, como sucedió en el examen por la Comisión Europea de la oferta de Gas Natural, de que dos tercios del negocio se realizara en uno de los Estados⁵⁵ miembros de la UE.

El Gobierno español, tras ser informado de la operación por la canciller alemana *Angela Merkel*, unas horas antes de que E.ON lo hiciera a la CNMV de su intención de adquirir la primera compañía eléctrica española, expresó su desacuerdo ya que su intención no era otra que la de crear un gran grupo energético español con Gas Natural y Endesa. Para el Gobierno español la operación debía ser enjuiciada de acuerdo con los objetivos y principios que inspiran la regulación, que son la seguridad, garantía, calidad y eficiencia del suministro energético en el mercado nacional. Sin embargo, la excesiva concentración de la actividad productiva que crea posiciones de monopolio y abuso de posición dominante que impiden o restringen la competencia es lo que ha de dirimir la Comisión Europea en este tipo de operaciones.

El Gobierno recurrió a la función Decimocuarta de la CNE⁵⁶, regulada en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificándola, por vía de urgencia, tras la OPA de E.ON por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, que refuerza los poderes del organismo regulador al condicionar a la autorización de la CNE la toma de participaciones por sociedades con actividades reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil.

Lo establecido por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, se aplicará a todas las operaciones de adquisición que se encuentren pendientes de ejecución a la entrada en vigor de la misma (como es el caso de la OPA de E.ON), salvo que con anterioridad ya hubieran obtenido la autorización de la CNE (como es el caso de la OPA de Gas Natural), en el ejercicio de la Función Decimocuarta de la Disposición Adicional

⁵⁴ En el supuesto actual, la facturación conjunta de ambas compañías es 10 veces mayor al límite fijado por el reglamento comunitario. A escala mundial E.ON factura 6.400 millones de euros y Endesa 18.281 millones, según los datos de 2005.

⁵⁵ El Gobierno español se enteró de la operación el día anterior de la presentación de la oferta ante la CNMV por una llamada de la canciller *Angela Merkel* al Presidente *José Luis Rodríguez Zapatero*, que informaba oficialmente al ejecutivo español de las intenciones de E.ON. El Gobierno, a través del Secretario de Estado de Comunicación, *Fernando Moraleda* expresó su posición ante una OPA inesperada que trastocaba buena parte de los planes de reestructuración del sector energético: *...el Gobierno hará todo lo que esté en su mano para que los españoles puedan tener un sector energético de base y matriz nacional.* (El País, 22 de febrero de 2006).

⁵⁶ Esta función otorga a la CNE una potestad que la Ley configura en términos restrictivos: *Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley.*

Undécima, Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Con la modificación de la función Decimocuarta de la CNE, el Gobierno reconoce, dadas las tendencias de concentración empresarial en los mercados energéticos mundiales y europeos, que la filosofía en cuanto a la competencia de la CNE frente a la OPA de E.ON sobre Endesa es, por un lado, “asimétrica” pues no somete a simétrica consideración las operaciones cualquiera que sea el agente promotor de las mismas y, por otro lado, es insuficiente al no contemplar todos los intereses cuya protección por los poderes públicos parece conveniente.

Es decir, la legislación permite al regulador pronunciarse en operaciones de pequeñas empresas españolas, garantizando que las operaciones no afecten al transporte y a la distribución de energía y lo impide en las grandes operaciones como la de E.ON. De ahí, la necesidad de haber reforzado la funciones de la CNE para que pueda examinar operaciones que pongan en riesgo los *principios de garantía y seguridad de suministro e interés general*, al no resultar, conforme a la legislación hasta ahora vigente, examinar en todos los supuestos la adquisición del control de unas empresas por otras, en la medida que afecten a intereses generales de la política energética española y a la seguridad pública.

Tal y como estaba redactada la disposición, era más que difícil que la vigilancia del regulador español pudiera extenderse a una entidad mercantil, nacional o extranjera, no regulada que adquiriera a otra nacional regulada. De ahí que el Gobierno español deseaba asegurarse que la CNE tuviera competencia de actuación en la OPA de E.ON sobre Endesa, con la idea de garantizar que las actividades reguladas, transporte y distribución de energía, se mantienen acordes al crecimiento de la demanda nacional de energía y con las inversiones necesarias para disponer de un sistema energético eficiente.

A partir de ahora la CNE podrá analizar operaciones que afectan a actividades reguladas, transporte y distribución de energía, cualquiera que sea el promotor de la iniciativa que afecten a intereses públicos protegibles. Hasta ahora la CNE sólo podía intervenir si Iberdrola, por ejemplo, compraba Zara (Inditex). No podía intervenir si era Zara la que compraba Iberdrola. Ahora podrá intervenir en los dos casos y aunque se trate de una empresa extranjera, como es el caso de E.ON.

La CNE, por la función Decimocuarta, autorizó la OPA de Gas Natural sobre Endesa al entender que no afectaba a la garantía de buen funcionamiento del transporte y la distribución. E.ON tendría que presentar su oferta sobre Endesa ante la CNE, esperar que el regulador la examinara y autorizara y posteriormente presentarla a la CNMV.

El Gobierno español apela a que la Comisión Europea aplique el denominado *principio de reciprocidad* puesto que el Gobierno alemán, presidido por el canciller *Gerhard Schröder*, aprobó, en 2002, la compra de *Ruhrgas* por E.ON a pesar de la oposición del Tribunal de la Competencia alemán, e incluso el Ministerio de Economía y Tecnología alemán blindó a E.ON ante posibles compras

no deseadas⁵⁷. Añadiendo, que el tercero que compre esos activos de gas deberá contar con la autorización expresa del Ministerio de Economía. Asimismo, y por los mismos motivos de “interés estratégico”, somete a autorización previa la venta de acciones de *Ruhrgas* a un tercero por E.ON.

El grupo E.ON quedó comprometido, además, a mantener sustancialmente *Ruhrgas* como la sociedad responsable de la importación, el transporte y el aprovisionamiento de gas. El acuerdo fijaba un periodo de vigencia de 10 años, hasta el 2012, aunque dejaba abierta la posibilidad de que se pudiera extender la prórroga de las condiciones citadas.

Para el Gobierno español se trataba de un blindaje en toda regla. La integración de *Ruhrgas* permitió que E.ON se convirtiera en el principal grupo energético europeo. En la actualidad, el gas supone las dos terceras partes de las ventas de la empresa, por lo que la obligación de desprenderse de la actividad del gas hace prácticamente imposible que otro grupo quiera adquirir E.ON. Se da así la paradoja de que E.ON no pueda ser comprada, pero sí pueda comprar. Una cuestión que pone en evidencia el *principio de reciprocidad*, que a juicio del Gobierno español debe ser estudiado por la Comisión Europea.

Con fecha 25 de julio de 2006 E.ON presentó en el Registro de la CNE escrito por el que formuló sus alegaciones en trámite de audiencia, con la finalidad de que la CNE autorizara la operación. E.ON en sus alegaciones ante el organismo regulador español, consideraba inaplicable a su oferta formulada sobre el capital social de Endesa, S.A. la denominada Función 14, en los términos redactados por el Real Decreto Ley 4/2006.

La CNE, ante la alegación de E.ON del carácter arbitrario y discriminatorio del citado RDL 4/2006, considera que no le corresponde, como organismo de la Administración Pública, sino al Tribunal Constitucional enjuiciar la constitucionalidad de la ley, por lo que no es posible que la CNE se pueda pronunciar sobre dicha arbitrariedad y discriminación, y no está autorizada a inaplicar el RDL 4/2006 por sí y ante sí una norma vigente del ordenamiento jurídico, ya que lo contrario supondría la infracción del *principio de legalidad* (art. 9 y art. 103.1 de la Constitución) al que todos los poderes públicos, y en particular las Administraciones Públicas, se hallan sometidos.

Además, la CNE afirma que el Real Decreto Ley 4/2006, prevé la posibilidad de que la toma de participación de que se trate pueda ser denegada o sometida a condiciones⁵⁸, por el organismo regulador, por cualquiera de las causas que se

⁵⁷ En el caso de que cualquier entidad adquiriese una mayoría de capital o de derechos de voto en E.ON, ésta quedará sujeta, cuando así lo requiera el Ministerio de Economía y Tecnología, a que las acciones de las que es titular directa o indirectamente en *Ruhrgas* sean enajenadas a un tercero, siempre que la entidad adquirente del control de E.ON dé motivos a estimar que los intereses de política energética de la República Federal de Alemania puedan quedar perjudicados.

⁵⁸ Esta posibilidad de dictar autorizaciones condicionadas ya la preveía de forma expresa la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 14ª de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción originaria, así como el art. 8.1 15ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el art. 14.5 de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sin que en la redacción de todas estas disposiciones se aprecie diferencia alguna en cuanto a la determinación del alcance y contenido del clausulado condicional que la CNE puede imponer en el ejercicio de esta potestad autorizatoria. De la lectura de los textos legales se deduce la atribución de una

detallan en dicho Real Decreto Ley. La CNE considera a Endesa en función de su tamaño como una sociedad de importancia estratégica para la consecución y garantía de suministro⁵⁹ energético en España, debido a su elevada cuota en cada una de las actividades del sector eléctrico y en especial en actividades reguladas y activos estratégicos. Considera, además, que la operación de llevarse a cabo produciría un efecto filialización que entrañaría riesgos o efectos negativos para los intereses generales de España en materia de seguridad de suministro.

En el análisis de la operación, la CNE concluye que el papel actual de Endesa, además de operador dominante en el mercado a nivel general, es muy significativo en la aportación de servicios que son claves para la garantía y seguridad de suministro, tanto a nivel local en las zonas donde ejerce la función de distribuidor o sus servicios de la generación son necesarios por su localización geográfica, como a nivel general en la aportación de servicios del sistema, siendo propietaria de activos que son fundamentales para asegurar, de forma continuada, un conjunto mínimo de servicios exigibles para la garantía de suministro.

Además, la adquisición de Endesa por parte de E.ON entrañaría riesgos esenciales y de relevancia para la seguridad pública, concretada en el mantenimiento de la garantía de suministro en España, así como los legítimos intereses generales en el diseño de la política energética, y en concreto, en el diseño de la elección de fuentes de suministro y de determinación de su política de abastecimiento, riesgos que pueden calificarse como una *amenaza real y grave* en los términos de la jurisprudencia comunitaria, que obliga a la CNE, en ejercicio de la potestad que le ha sido atribuida a modular el alcance de los derechos asociados a la Libertad Fundamental de Circulación de Capitales que consagra el TUE como uno de los pilares esenciales de construcción del Mercado Interior.

En consecuencia, el organismo regulador español, como resultado de su minucioso análisis de la operación de adquisición por parte de E.ON sobre Endesa, concluía otorgar la autorización solicitada por E.ON consistente en la toma de participación en el capital social de Endesa que resultaba de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV, sujeta a 19 condiciones, destinadas a eliminar o mitigar los riesgos detectados.

El 10 de agosto de 2006, E.ON interponía un recurso de alzada contra la resolución de la CNE ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por considerar que las condiciones impuestas por la CNE eran excesivas y no conforme a Derecho.

El 25 de septiembre de 2006, el grupo constructor y de servicios Acciona irrumpe en la pugna entre Gas Natural y E.ON por el control de Endesa con la compra del 10 por ciento de la eléctrica por 3.388 millones de euros.

potestad amplia, en la que no se excluye *a priori* ninguna cláusula posible. De esta forma, la CNE queda habilitada para otorgar las autorizaciones con sometimiento a cuantas condiciones se estimen idóneas y necesarias para proteger el interés general tutelado por la norma, con sometimiento al principio de proporcionalidad.

⁵⁹ La garantía y seguridad del suministro constituye una pieza fundamental del concepto de interés general expresado en el Real Decreto Ley 4/2006.

Mediante Decisión de fecha 26 de septiembre de 2006, la Comisión Europea declaró incompatibles con el Derecho comunitario dieciocho de las diecinueve condiciones impuestas a E.ON por la CNE y exigió su retirada sin demora. E.ON notificó la oferta sobre Endesa a la Comisión Europea el 16 de marzo de 2006. El 25 de abril de ese año, la Comisión Europea decidió no oponerse a la oferta notificada y declararla compatible con el mercado común de conformidad con el art. 6 (1) (b) del Reglamento 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas.

Para la Comisión Europea las condiciones fijadas por la CNE, que exigían la venta de una parte considerable de sus activos vulneraban los principios establecidos en el Tratado de la Unión Europea de “libre circulación de capitales” y “libertad de establecimiento”. El 18 de octubre de 2006, la Comisión Europea inició un procedimiento de infracción contra España por el hecho de que tres semanas después de la citada Decisión, las autoridades españolas no habían emprendido medida alguna para cumplirla.

El 3 de noviembre de 2006, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio dictó una resolución estimando parcialmente el recurso de alzada presentado por E.ON contra la resolución de la CNE. La resolución del Ministerio de Industria confirmaba la autorización de la oferta otorgada por la CNE, pero anulaba algunas de las condiciones impuestas por ésta y modificaba otras varias⁶⁰. E.ON entiende que las condiciones establecidas en la Resolución del Ministerio de Industria reflejaban los compromisos que E.ON había asumido frente a la CNE en relación con Endesa, y por tanto aceptaba dichas condiciones y no recurriría las mismas en la jurisdicción contencioso-administrativa.

La Comisión Europea, poco tiempo después, el 29 de noviembre, decidió que las nuevas condiciones fijadas por el Ministerio de Industria adolecían del mismo problema que las establecidas con anterioridad por la CNE: *infringen las reglas del Tratado relativas a la libre circulación de capitales y a la libertad de establecimiento*. La Comisión amenazó al Gobierno español con pasar a la segunda fase del procedimiento de infracción, el Dictamen Motivado, si no levantaba las condiciones impuestas por la CNE sobre la oferta de E.ON sobre Endesa, pero finalmente decidió dar un nuevo plazo, hasta el 13 de diciembre de 2006, para que el Gobierno español responda a las objeciones de la Comisión.

El Ministerio de Industria, con fecha 13 de diciembre, reiteraba a la Comisión Europea que las nuevas condiciones impuestas al grupo alemán E.ON para autorizar su OPA sobre Endesa se ajustaban a la normativa comunitaria, por entender que las citadas condiciones no limitaban los derechos y libertades reconocidos en el Derecho comunitario y recordaba a la Comisión Europea que la OPA de E.ON había sido autorizada de acuerdo con la normativa energética y bursátil y que el grupo alemán E.ON había aceptado las nuevas condiciones, quedando la oferta de compra sometida a un régimen económico y jurídico compatible con las exigencias del Derecho comunitario.

⁶⁰ Las condiciones establecidas por el Ministerio de Industria, el 3 de noviembre de 2006 incluían: la obligación de no vender activos de las instalaciones en los territorios insulares, Baleares y Canarias; el mantenimiento de la marca; la promesa de no distribuir gas natural en otros mercados que no fuera el territorio nacional español; y la obligación de consumir carbón nacional.

El 20 de diciembre, la Comisión Europea reiteró, en su comunicación al Gobierno español, la retirada inmediata de las condiciones impuestas en noviembre a la OPA de E.ON sobre Endesa. En concreto la Comisión acusaba al Gobierno español de violar el art. 21 de la legislación sobre fusiones que otorga a la Comisión Europea la competencia exclusiva en el caso de concentraciones de dimensión comunitaria como es el caso de la eléctrica española y la compañía alemana. La Comisión Europea detallaba las condiciones que consideraba ilegales y que eran incompatibles con la libre circulación de capitales, con la libertad de establecimiento y con la libre circulación de mercancías.

El 24 de enero de 2007, la Comisión Europea decide denunciar a España ante el Tribunal de Justicia de la UE, con sede en Luxemburgo, al considerar desproporcionados los poderes conferidos a la CNE, ya que a juicio de la Comisión *pueden restringir indebidamente la libre circulación de capitales y el derecho de establecimiento. La autorización previa a las adquisiciones que debe otorgar la CNE, según el decreto-ley, excede de lo necesario para garantizar el suministro energético y puede resultar disuasorio para las inversiones procedentes de otros Estados.*

El 1 de febrero de 2007, el Consejo de Administración de Gas Natural acuerda por unanimidad desistir de su oferta de adquisición del 100 por cien de acciones de la compañía Endesa, denunciando que esta última había mantenido un trato de favor hacia E.ON y entorpeciendo la oferta de Gas Natural⁶¹. Al día siguiente, el grupo alemán E.ON elevaba el precio de la OPA lanzada sobre Endesa hasta 38,75 euros por acción con lo que valoraba la empresa en 41.027 millones de euros. Al final de este mismo mes la empresa energética italiana Enel Energy Europe S.r.L. (en adelante Enel) adquiría el 9,99 por ciento de Endesa a un precio de 39 euros por acción, un 0,25 por ciento más que la oferta de E.ON, la operación ascendía a 4.126 millones de euros.

El 23 de marzo de 2007, las empresas Enel y Acciona que ya contaban, respectivamente, con el 24,9 y el 21,3 por ciento de las acciones de Endesa, deciden lanzar una OPA sobre Endesa si fracasaba la OPA de E.ON. Finalmente, el 2 de abril, E.ON llega a un acuerdo con Enel y Acciona para retirar su OPA sobre Endesa a cambio de adquirir activos de la compañía eléctrica Endesa en Francia, Polonia, Turquía, Italia y España⁶². En el marco de este acuerdo las tres empresas deciden retirar todas las demandas presentadas en distintas instancias, tanto administrativas como judiciales relativas a Endesa.

Con la retirada de la oferta de E.ON, Acciona y Enel, los dos máximos accionistas de Endesa con el 46 por cien de su capital social, formulan su oferta pública de adquisición de acciones sobre el 100 por cien de dicha empresa, a un precio mínimo de 41 euros por acción en efectivo, más los intereses devengados

⁶¹ El final de la OPA de Gas Natural impide que se lleve a la práctica el acuerdo de compraventa de activos suscrito con Iberdrola.

⁶² En España, E.ON se hará con el control de Viesgo, filial de Enel, y con tres centrales de Endesa que suman 1.475 MW de potencia: la de Los Barrios (Cádiz) central térmica de carbón importado, de 567,5 MW, la de Foix, central térmica de fuel-oil, de 520 MW y la de Besós 3, central de ciclo combinado, de 387,8 MW, ambas en Barcelona.

(tasa EURIBOR 3 meses), con ajuste por dividendos, lo que suponía valorar Endesa en 43.378 millones de euros. La oferta deberá ser aprobada por las autoridades de la competencia tanto europeas como españolas.

La CNE, el 4 de julio de 2007, otorga la autorización solicitada por Acciona y Enel para la adquisición de acciones de Endesa, sujeta al cumplimiento de doce condiciones, entre las que figura que Enel y Acciona deberán preservar la autonomía y la marca de Endesa, mantener su domicilio social y sus centros de decisión en España y crear una unidad orgánica dentro de la eléctrica española para gestionar sus activos nucleares. Al día siguiente, 5 de julio, la Comisión Europea aprobaba con arreglo al Reglamento comunitario de concentraciones⁶³, la adquisición del control exclusivo, mediante oferta pública de adquisición de Endesa por parte de Enel y Acciona. Tras examinar la operación propuesta, la Comisión llega a la conclusión de que no obstaculizará la competencia efectiva en el EEE. Finalmente, el 25 de julio, la CNMV autorizaba dicha oferta de adquisición dirigida al 100 por cien de las acciones que componen el capital social de Endesa.

Con fecha 3 de agosto de 2007, Acciona y Enel interponen recurso de alzada contra determinadas condiciones impuestas por el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE, de fecha 4 de julio de 2007, por el que se concedía a Acciona y Enel autorización para la adquisición de las acciones de Endesa. Para la Comisión Europea sólo una de las doce condiciones impuestas por la CNE está justificada, la que hace referencia al requisito de garantizar el suministro de energía en casos de emergencia.

La Junta de accionistas de Endesa, el 24 de septiembre de 2007, aprobaba, con el respaldo del 89,3 por ciento de los accionistas con derecho a voto la retirada de los blindajes que hasta el momento impedían a un solo accionista ejercer derechos de voto superiores al 10 por ciento (art. 32), con lo que Enel y Acciona ven cumplidas una de las principales condiciones de su oferta de adquisición de Endesa, y tras esta decisión podrán ejercer un poder de voto equivalente al 46,01 por ciento, que representa su participación conjunta en la sociedad. Igualmente la Junta de accionistas decide levantar los blindajes estatutarios para eliminar las distinciones entre tipos de miembros del Consejo de Administración de Endesa (arts. 37 y 38) e incompatibilidades de los miembros del Consejo⁶⁴ (art. 42). Acciona y Enel prevén hacerse con el control efectivo de Endesa a finales del presente ejercicio, una vez que el 1 de octubre de 2007 concluyera el plazo de aceptación de la OPA, y se aborde su liquidación, así como el resto de trámites de la operación.

Finalmente, en el capítulo 9 de esta tesis doctoral exponemos las conclusiones de este trabajo de investigación, para el que nos hemos valido de la escasa bibliografía existente. Al ser aún escaso el periodo transcurrido del nuevo marco competitivo, en el que se haya el sector eléctrico español, no hemos podido contar con una más amplia bibliografía que recogiera la experiencia existente de su

⁶³ Resolución de 5 de julio de 2007.

⁶⁴ El actual Consejo de Endesa está formado por once miembros, entre ellos los dos designados por los opantes, Fernando D'Ornellas y Borja Prado. En el Consejo también está presente el presidente de Caja Madrid, Miguel Blesa, cuya entidad accedió a vender su 9,3 por ciento de participación en Endesa. La sociedad estatal SEPI también vendió su participación del 2,95 por ciento.

evolución durante el periodo transitorio hacia la competencia. Este trabajo aspira a llenar esa laguna.

CAPÍTULO 1

EL SECTOR ELÉCTRICO: ASPECTOS GENERALES

1.1 LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA ELECTRICIDAD.

En las economías desarrolladas la electricidad es un bien esencial cuyo suministro⁶⁵ y consumo alcanza a todas las actividades de la sociedad. En el sector eléctrico concurren una serie de características técnicas y económicas que difícilmente pueden encontrarse de forma simultánea en otros sectores productivos, lo que ha servido para justificar históricamente una organización productiva centralizada como un monopolio de servicio público intervenido y con precios regulados.

Las características técnicas de la electricidad han favorecido o propiciado una configuración del sector eléctrico sobre la base de organizaciones monopolísticas⁶⁶ (monopolios naturales), verticalmente integradas y con implantaciones territoriales delimitadas ligadas a la extensión de una red, soporte del suministro de electricidad.

El suministro eléctrico es una actividad productiva compuesta de varias fases o actividades cuya realización es simultánea y exige coordinación entre las fases. La generación, transporte y distribución de energía eléctrica, siendo actividades productivas susceptibles de ser realizadas por empresas distintas, son técnicamente inseparables. Si el conjunto de actividades o fases del suministro eléctrico se realiza integrado en una sola empresa, la coordinación entre las distintas fases es más sencilla pero se imposibilita la contratación libre entre consumidores y empresas. Si, por el contrario, el suministro eléctrico se realiza por empresas distintas, la coordinación técnica del sistema eléctrico es más compleja, pero ofrece la ventaja de poder introducir la competencia en algunas fases o actividades del propio suministro de energía eléctrica.

En opinión de Fabra Utray (2000), son las características singulares que presenta la electricidad las que han impedido la aparición generalizada de mercados espontáneos y han retrasado la introducción de modelos de organización institucional capaces de acoger sus actividades en un mercado competitivo⁶⁷.

La energía eléctrica se genera a través de un conjunto de tecnologías distintas que por su origen podemos clasificar en: hidráulica, térmica, nuclear y renovables. Cada una de estas tecnologías ofrece una distinta capacidad de reacción⁶⁸ a los aumentos de la demanda, debido a las limitaciones para aumentar la energía generada y responder a imprevistos o restricciones en el funcionamiento de la red, para conseguir que la producción se adapte de forma instantánea a la demanda. Además, el uso de diferentes tecnologías en la generación de energía eléctrica facilita la protección medioambiental. Las hidráulicas o térmicas ofrecen,

⁶⁵ El término "suministro" se utiliza para referirse a la actividad de poner la energía eléctrica a disposición del consumidor final.

⁶⁶ Las empresas eléctricas se han considerado tradicionalmente como monopolios naturales debido a los efectos externos que origina la transmisión de energía eléctrica mediante una red de transporte y distribución única.

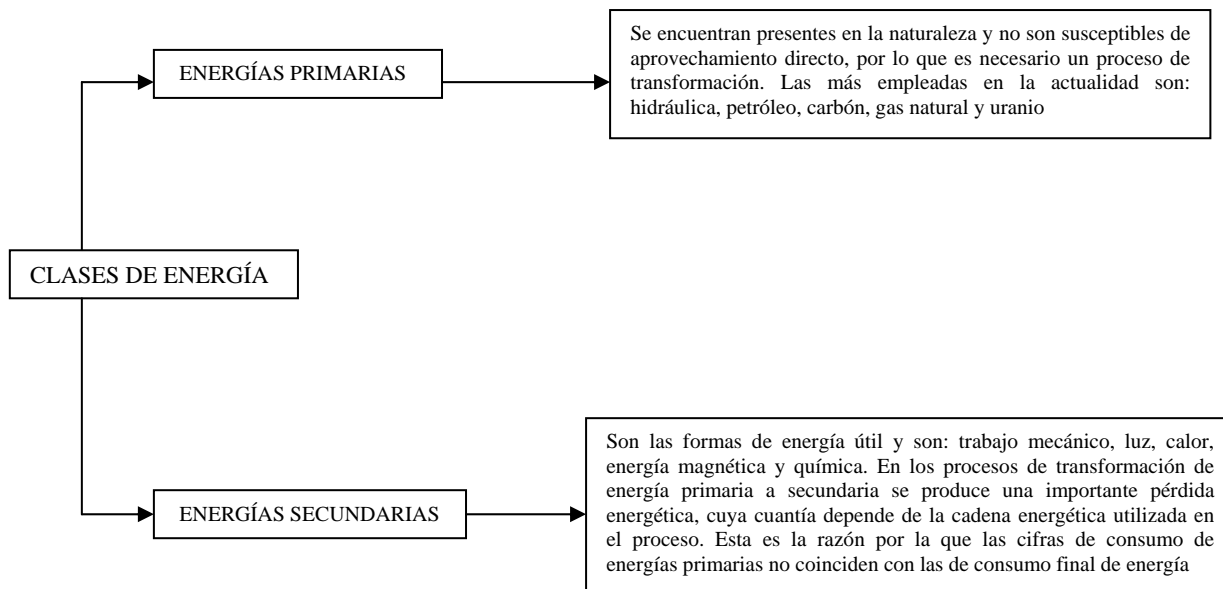
⁶⁷ Fabra Utray, Jorge (2000), "Hacia un mercado único de la energía", págs. 185-187, *XIV Jornadas de Alicante sobre Economía Española*, Biblioteca Civitas Economía y Empresa, Colección Economía.

⁶⁸ Esta capacidad de reacción es mayor en las empresas hidráulicas o térmicas que en las empresas nucleares o renovables.

además, mejor adaptación para la regulación de la red y responden mejor a los posibles imprevistos que las nucleares o las generadoras de energía renovables.

ESQUEMA 1.1

CLASES DE ENERGÍA



Fuente: Elaboración propia.

La electricidad presenta cinco características: se trata de un producto no almacenable, homogéneo, además constituye un servicio público, su demanda presenta una baja elasticidad y los costes de generación tienen el carácter de hundido.

En primer lugar, la energía eléctrica es un producto que no se puede acumular ni almacenar, por lo que en todo momento la producción y la demanda deben igualarse. Esta imposibilidad de generar energía eléctrica contra almacén o contra *stock* obliga a que la capacidad instalada sea capaz de generar electricidad para satisfacer la máxima demanda (pico de potencia) más un margen de seguridad que cubra la indisponibilidad (cualquier tipo de avería) fortuita de los equipos. Así pues, no existen posibilidades ni técnicas ni económicas de que una sola tecnología de generación pueda abastecer la demanda total de electricidad.

La no almacenabilidad de la electricidad quiere decir que estamos en presencia del bien más perecedero que podamos concebir. Se consume en el mismo instante en que se produce, lo que implica que la decisión de su producción es tomada por el consumidor en el mismo instante del consumo.

En la composición física de la electricidad aparece la variable tiempo, kWh, que es la razón de por qué la electricidad no es almacenable. De aquí se deduce la existencia de igualdad instantánea entre la producción y el consumo de electricidad. En cada instante, el equilibrio entre la producción y el consumo de electricidad tiene que estar asegurado.

En segundo lugar, la electricidad es un producto homogéneo, de modo que no puede distinguirse qué parte de la producción es obtenida en cada uno de los distintos procesos productivos (nuclear, hidráulica, de carbón, de fuel, eólica, etc.). Esto significa que la electricidad obtenida a diferentes costes debe ser vendida a un único precio.

Si bien es cierto que, en principio, debería generarse electricidad con el proceso productivo de coste mínimo, la verdad es que, por razones de seguridad en el suministro, la práctica totalidad de los Gobiernos se autoimponen la restricción de diversificar las fuentes de energía, utilizando la práctica totalidad de los procesos productivos (energías primarias).

Como consecuencia de ambas características –producto no almacenable y totalmente homogéneo–, los mecanismos de mercado aplicados al sector no generan una asignación eficiente de los recursos. De esta afirmación sólo es posible deducir que es necesaria una regulación. Sin embargo, es conveniente que la regulación asegure un funcionamiento del sector lo más próximo al que generaría el mercado en condiciones óptimas.

El transporte de electricidad sólo puede realizarse por hilos conductores organizados en redes. La red se nos ofrece como un conjunto de nodos unidos mediante tramos o líneas. Un nodo es un punto de la red de transmisión en el que concurren más de dos líneas de conducción. Una línea, tramo o rama de la red se define como el conjunto de elementos de la red comprendido entre dos nodos consecutivos. Una red mallada es aquella que conecta sus diferentes nodos mediante líneas que permiten acceder de uno a otro por distintas rutas alternativas.

Los cables, transformadores⁶⁹ y subestaciones conectan los centros de generación con los centros de consumo. Si bien, la electricidad solamente puede ser transportada por redes con extraordinarias restricciones o limitaciones técnicas (leyes de Kirchoff⁷⁰). Por consiguiente, su ámbito geográfico está condicionado

⁶⁹ Crea diferencias de tensión o de potencia en los extremos de un circuito.

⁷⁰ Estas limitaciones o restricciones técnicas denominadas “leyes de Kirchoff” rigen en la transmisión de energía mediante redes malladas y condicionan el funcionamiento de la red. Son las siguientes:

- La primera ley (“ley de las corrientes”) dice que la suma algebraica de las intensidades que llegan a un nodo es igual a la suma algebraica de todas las que salen. El saldo neto de la corriente de cada nodo en cada momento es siempre igual a cero.
- La segunda ley (“ley de las tensiones”) dice: que la corriente que circula entre dos nodos de una red mallada lo hace en proporción inversa a la impedancia de cada tramo que une esos dos puntos. De una manera simplificada, la impedancia es función de los materiales del cable, de su grosor, de la longitud del tramo y del

técnicamente. La transmisión utiliza tanto una red de alto voltaje, denominada red de transporte, como redes de medio y bajo voltaje llamadas redes de distribución.

En España la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, considera transporte las líneas de más de 220 kW y distribución las líneas de un voltaje inferior. Allá donde no llegan las redes eléctricas no pueden ampliarse los mercados. Además, al ser la generación y la transmisión bienes económicos complementarios, para poder generar electricidad es necesario estar conectado a la red de transmisión.

En tercer lugar, la LOSEN establecía que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, explotación unificada, intercambios internacionales, distribución y comercialización constituyen un servicio público⁷¹ que se extenderá a la garantía del suministro.

Las actividades relacionadas con el suministro han sido tradicionalmente consideradas monopolios naturales y, por consiguiente, las empresas realizaban tales actividades en régimen de concesión exclusiva, dentro de un área geográfica determinada, de tal forma que aunque existieran varias empresas en un país, éstas no competían entre sí.

El carácter de servicio público exige de las empresas suministradoras la observancia de una serie de derechos y obligaciones, tales como el de suministro universal y de calidad a todos los ciudadanos, amén de contribuir al logro de políticas públicas (nivel de precios, empleo o distribución de la renta).

Para garantizar el servicio público, el conjunto de actividades dedicadas al suministro de electricidad y los agentes económicos protagonistas se someten a una fuerte regulación.

La obligatoriedad de suministro tiene dos consecuencias. Por un lado, es necesario mantener unidades de producción en reserva para garantizar la satisfacción de los incrementos no esperados de la demanda. Por otro lado, es necesaria la coordinación entre generación y transporte.

El suministro tiene características económicas de bien compuesto en función de la variedad de fuentes energéticas primarias susceptibles de producir energía eléctrica a muy distinto coste. Aunque los consumidores no adviertan la fuente de origen de la electricidad, la diversificación del sistema eléctrico determina la seguridad del suministro.

ángulo de desfase entre los voltajes de los extremos de cada tramo, que varían según las condiciones de la energía inyectada y retirada en cada momento.

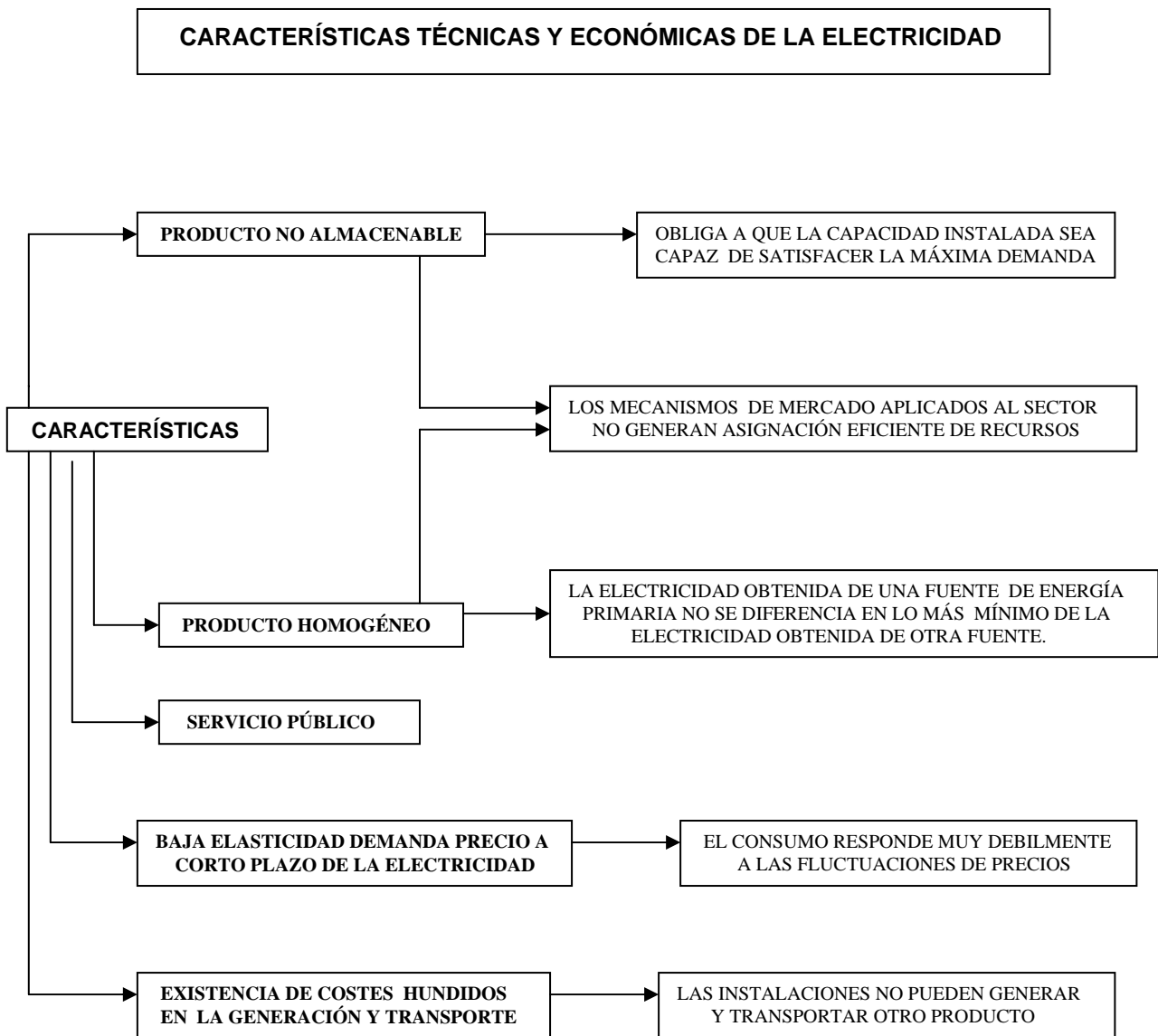
⁷¹ Se define el servicio público como la actividad organizada que se realiza conforme a disposiciones legales o reglamentarias, con el fin de satisfacer en forma *continua, uniforme y regular, necesidades de carácter colectivo*.

La doctrina ha considerado también como principios comunes a todos los servicios públicos el de continuidad, en razón de la permanencia de la necesidad que se pretende satisfacer, el de adaptación o la posibilidad de modificarlo a medida que vaya variando dicha necesidad y el de igualdad que significa que no debe discriminarse el goce del servicio a ningún particular que cumpla las condiciones legales.

Las diferentes fuentes de energía primarias no sólo presentan distintas estructuras de costes, sino también distintos niveles de riesgo de provocar interrupciones.

El suministro, en condiciones de máxima seguridad y mínimo coste, exige la existencia de una red de alta tensión interconectada y alimentada por unidades productoras convenientemente ubicadas y diversificadas.

ESQUEMA 1.2



En cuarto lugar, la demanda de electricidad responde, a corto plazo, muy débilmente a las fluctuaciones de precios. Dicho de otro modo, la demanda de electricidad presenta a corto plazo una baja elasticidad respecto al precio.

Por sus propias características económicas, el suministro de electricidad y especialmente todas las circunstancias que afectan al precio final, tienen una importante repercusión social. Las empresas utilizan la energía eléctrica como *input* básico en la inmensa mayoría de los procesos productivos y las familias asocian su consumo con el logro de unos objetivos básicos de calidad de vida.

También los Gobiernos conocen la importante repercusión de la electricidad sobre las magnitudes macroeconómicas como la inflación, el empleo o la distribución de la renta, de forma que la misma regulación de éstos se ha venido utilizando como una variable más de política económica⁷².

En quinto lugar, los costes de generación y de transporte son costes irre recuperables o hundidos⁷³ (*sunk cost*). Esto quiere decir que las instalaciones eléctricas de producción o de transporte no pueden convertirse para generar y transportar otro producto que no sea energía eléctrica. Estos costes irre recuperables suponen una barrera de entrada en el sector. La generación y transporte de energía exige cuantiosas inversiones en capital físico no susceptible de uso alternativo. Un activo se considera específico para una actividad, y supone un coste irre recuperable o hundido cuando su uso alternativo implica una pérdida significativa de valor.

Supongamos que una empresa eléctrica recibe la solicitud de suministrar energía a una planta siderúrgica, lo que exige la construcción de una central específica y el tendido de nuevas líneas de alta tensión. Si la compañía eléctrica y la siderurgia llegan a un acuerdo, la primera tendrá que invertir en la planta eléctrica nueva, pero, en caso de que al cabo de tres años la siderurgia no renovara el contrato de suministro, la compañía eléctrica se encontraría con unas instalaciones con un valor residual mínimo y sin uso alternativo, ya que la demanda normal de electricidad resultaría satisfecha con la capacidad instalada antes del acuerdo.

Un activo específico implica un coste irre recuperable adscrito a una transacción específica, y no al conjunto de la actividad de una empresa. La especificidad de los activos es importante porque su presencia hace que las relaciones entre empresas tengan características de bilateralidad, por lo que el mercado tiende a ser sustituido por relaciones más complejas entre las empresas. La siderurgia pedirá a todas las empresas eléctricas existentes las condiciones en que estarían dispuestas a realizar el suministro de energía; en principio, existirá competencia *ex-ante*. Una vez que se haya llegado al acuerdo con una concreta empresa eléctrica, y ésta haya llevado a cabo la inversión en activos específicos, el

⁷² Un ejemplo de ello es el Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, sobre Medidas Urgentes de Liberalización en Incremento de la Competencia, donde se utilizan los precios de algunos servicios públicos como instrumento para controlar un alza de la inflación.

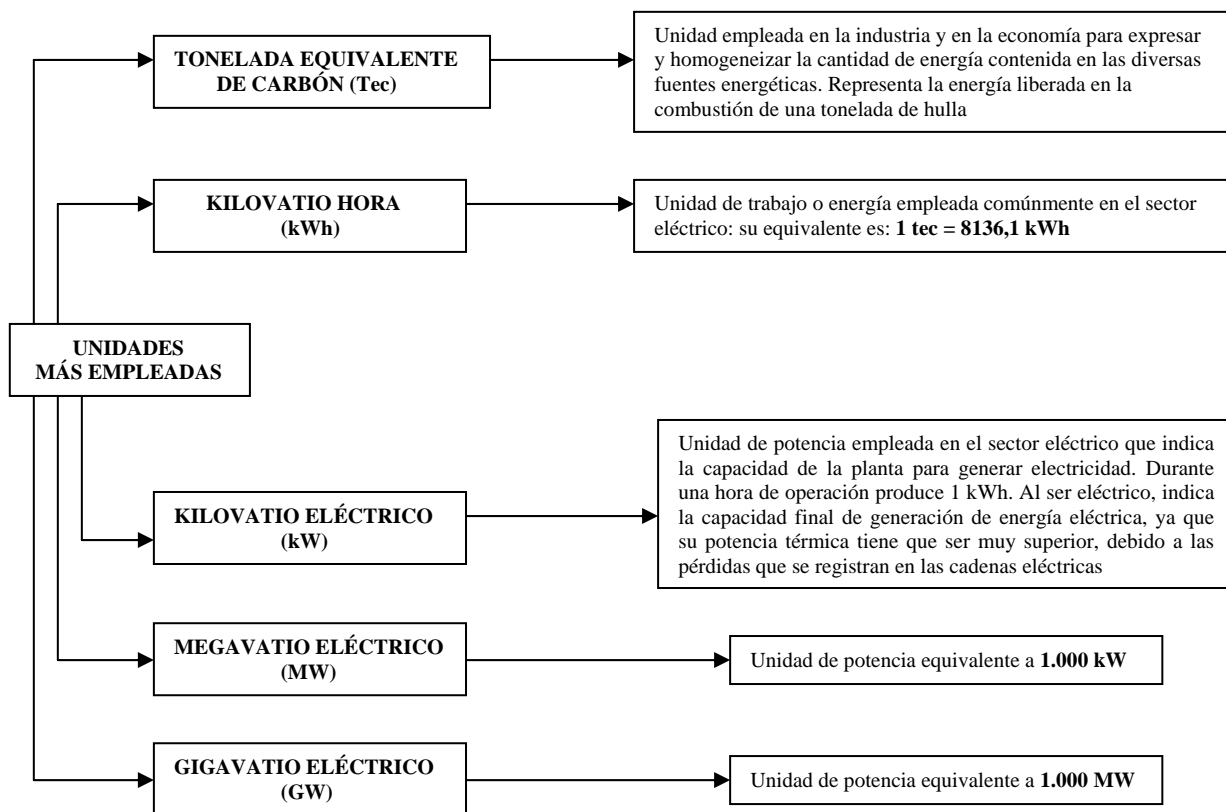
⁷³ Se trata de costes fijos de difícil recuperación en caso de abandono del mercado, que deben acometer todas aquellas empresas que deseen actuar en el mismo. Dado que los nuevos competidores deberán incurrir en ellos para poder llevar a cabo la actividad, éstos se comportan como una barrera económica a la entrada.

marco inicial de competencia se habrá convertido en un monopolio bilateral *ex-post*. Esto significa que queda pendiente el tema crucial del reparto de las ganancias, que constituye la indeterminación clásica del monopolio bilateral.

Para que exista competencia en el sentido económicamente relevante hay que analizar las características de las transacciones no sólo *ex-ante*, sino también *ex-post*, siempre que existan activos específicos involucrados en las mismas. Expresado sintéticamente: si existen activos específicos la competencia *ex-ante* no es condición suficiente de competencia. La existencia de activos específicos genera para el oferente un riesgo: que el demandante no renueve antes de la amortización total de las inversiones específicas el acuerdo de suministro. De dicho riesgo tendrá que cubrirse bien mediante un precio acordado de suministro, superior al que regiría en caso de activos no específicos, bien por medio de alguna cláusula contractual, tal como el cobro de una compensación en caso de rescisión anticipada del acuerdo.

ESQUEMA 1.3

UNIDADES MÁS EMPLEADAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO



Fuente: Elaboración propia.

1.2 LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS.

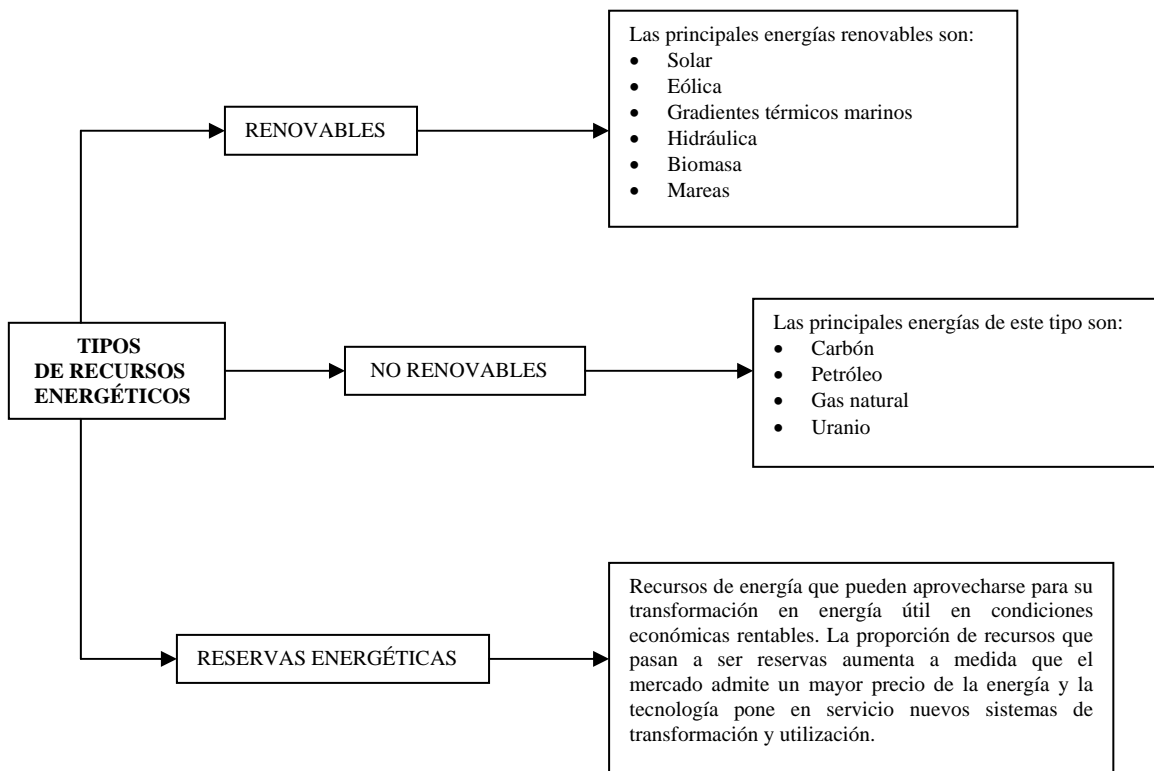
La energía primaria, o conjunto de recursos energéticos, es aquella que se obtiene directamente de la naturaleza, antes de cualquier transformación técnica. Como esta energía almacenada no es directamente útil, son necesarias operaciones de extracción y/o transformación denominadas cadenas energéticas para obtener energía secundaria o final, apta para ser aplicada al uso adecuado.

De las numerosas energías o fuentes primarias conocidas –carbón, petróleo, hidráulica, gas natural, nuclear, solar, eólica, maremotriz, geotérmica, etc.- actualmente sólo las cinco primeras tienen importancia económica. En las energías primarias pueden distinguirse las energías renovables de las energías no renovables.

Ninguna fuente primaria de energía está disponible en cantidad suficiente para abastecer todas las necesidades eléctricas. Para Fabra Utray este hecho implica, irremediablemente, que para alcanzar la capacidad de generación necesaria para cubrir la demanda de energía deben concurrir diversas tecnologías que, por ser diversas, presentan características y costes divergentes.

ESQUEMA 1.4

TIPOS DE RECURSOS ENERGÉTICOS



Los recursos renovables son aquellas fuentes de energía que tienen un potencial inagotable por provenir de la energía que continuamente alcanza nuestro planeta como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria de los otros planetas de nuestro sistema. Entre este tipo de recursos se encuentran la energía eólica, la energía solar –térmica y fotovoltaica-, la energía maremotriz, la biomasa y la energía hidráulica.

Los recursos no renovables incluyen el potencial energético que se encuentra presente en la Tierra desde hace miles de años en cantidades fijas y que, por tanto, se agotan progresivamente al consumirlos. Entre estos recursos hay que destacar la energía térmica de carbón, petróleo, gas y la procedente de la fisión nuclear. En la actualidad, la demanda mundial de energía se satisface fundamentalmente con este tipo de recursos.

Aunque hay un elevadísimo número de energías secundarias o finales, lo cierto es que, de todas ellas, la electricidad, algunos derivados del petróleo y el gas natural manufacturado son, con mucha diferencia, las fundamentales, ya que suponen más del 95 por ciento de la energía total consumida.

Aunque algunas materias primas energéticas (carbón⁷⁴, petróleo y gas natural, principalmente) tienen importantes usos específicos, en los que son insustituibles (la hulla⁷⁵ en los altos hornos siderúrgicos, la gasolina y los gasóleos en los motores de explosión y de combustión, etc.), lo cierto es que encuentran su principal utilización en la obtención de energía eléctrica.

La electricidad es la energía secundaria que goza de mayor aceptación por su facilidad, comodidad y limpieza de uso. Hay multitud de gestos rutinarios que, además de configurar nuestro modo de vida –poner en marcha las máquinas de todos los centros fabriles, encender el televisor, poner a funcionar la lavadora o la secadora, regular el calor o el frío en una habitación o pulsar el interruptor de la luz- exigen unas inmensas fuentes de generación eléctrica, capaces de suministrar instantáneamente la energía suficiente.

Nadie discute que nuestras vidas se hallan condicionadas por la electricidad, de modo que, como en tantas otras ocasiones, sólo nos damos cuenta de que es imprescindible cuando nos falta. Todo ello es manifestación de que la energía eléctrica es simultáneamente un *input* de la práctica totalidad del resto de los procesos productivos y un bien de consumo final. Por ello, casi todas las energías primarias tienden a ser transformadas en energía eléctrica para su utilización final. La electricidad es generada aplicando energía mecánica a un generador. Este

⁷⁴ Aunque pudiera parecer que los diferentes tipos de carbón son sustitutivos próximos en la generación térmica, lo cierto es que, en la práctica, la tecnología de las diferentes centrales está adaptada para la combustión de carbón con un determinado porcentaje de carbono lo que supone que las centrales de lignito no puedan utilizar antracitas u otros tipos, resultando difícil y costosa su sustitución.

⁷⁵ Las hullas, las antracitas, los lignitos negros y los lignitos pardos son tipos de carbón, distinguiéndose cada uno de ellos por el poder calorífico y por los volátiles y emisiones que producen en su combustión. Las hullas y las antracitas tienen un poder calorífico de unas 5.000 kcal por kg., los lignitos negros unas 3.500 kcal por kg. y los lignitos pardos unas 2.000 kcal por kg. Esta variedad en las características de los carbones implica que sus comportamientos ante procesos químicos o físicos sean distintos, orientándose hacia diferentes utilizaciones metalúrgicas o térmicas. Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, pág. 240, Ed. Ariel Economía.

generador y el equipo directamente asociado constituyen lo que se denomina unidad de generación

El proceso económico e industrial, que se precisa para abastecer de energía eléctrica a los consumidores finales, comprende diversas actividades de naturaleza técnica y económica muy diversa, pudiendo algunas de ellas ser realizada en régimen de competencia. En el sistema eléctrico hay que distinguir cuatro subsectores claramente diferenciados: generación o producción, transporte, distribución y comercialización; además, es necesario un operador del sistema.

En primer lugar, la generación o producción es el subsector encargado de obtener energía eléctrica mediante la transformación de las energías primarias, es decir, las diferentes técnicas usadas para producir la energía mecánica dan origen a las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica. La generación es una actividad muy intensiva en capital, en la que la recuperación de los recursos invertidos se produce a lo largo de amplios periodos de tiempo. Además, para la construcción de unidades generadoras se necesitan plazos muy dilatados, durante los cuales la inversión realizada no genera rendimientos. La vida útil de los equipos instalados también es muy larga, con importantes diferencias según el tipo de energía utilizada como factor de producción. A la tardanza en recuperar los capitales invertidos hemos de añadir que la generación implica unos elevados costes hundidos ya que es imposible dedicar los activos utilizados a un uso alternativo.

Ordenándolas por coste de combustible, en un extremo tenemos las plantas hidroeléctricas que generan la energía mecánica con la fuerza de caída del agua, y cuyo coste de combustible es nulo. En el otro extremo, están las turbinas de gas con coste de combustible alto aunque con un coste de capital relativamente bajo. Entre estos dos extremos, tenemos el grupo de plantas con generación térmica, donde el agua es calentada para producir vapor que hace girar la turbina del generador. De este tipo tenemos las plantas nucleares en las que el vapor es producido por un reactor nuclear, que presenta unos costes de combustible bajos pero unos costes de capital muy elevados.

El resto de generación térmica procede de plantas de combustible de origen fósil en las que se queman carbón, fuel y gas natural, y entre éstas son las plantas de carbón las que tienen unos costes de capital más altos y de combustible más bajos.

Las empresas de generación o producción necesitan instalaciones que exigen: un largo plazo de tiempo en su construcción, la realización de grandes inversiones que provocan altos costes fijos y economías de escala, que explican que en este sector predominen características de oligopolio natural.

El volumen de inversión está en función de la fuente energética a utilizar que a su vez condiciona la relación entre los costes fijos y los costes variables –más baja para las centrales de gas y más elevada para las de energía nuclear-. España cuenta con un parque de generación tecnológicamente muy diversificado: energía hidráulica, térmica convencional (combustión de carbones, fuel y gas) y energía nuclear.

Según estimaciones de la *Energy Information Administration* (1997), aproximadamente el 60 por ciento del carbón consumido por centrales eléctricas en el mundo es producido en un perímetro geográfico de menos de 50 km de distancia de la central térmica. Existe, por consiguiente, un elevado grado de integración vertical entre la generación de energía eléctrica y la producción de carbón. Según *Joskow*⁷⁶ (1985), esto es debido a que la adquisición de combustible y su posterior utilización como fuente energética para la producción de electricidad exige inversiones importantes en activos específicos por ambas partes:

- a) La localización de la planta de generación eléctrica es decisiva para la viabilidad económica, ya que puede depender del importe de los costes de abastecimiento. En los años sesenta y setenta, antes de la aparición de un mercado internacional, era frecuente que centrales de generación térmica se situaran a “boca mina” y firmaran contratos de larga duración⁷⁷, incluso se integraran verticalmente con la explotación carbonífera.
- b) Las inversiones en activos físicos, en calderas y equipos de combustión. Según el poder calorífico del combustible, su contenido en azufre, grado de humedad y contenido químico, el diseño de las calderas para su combustión es diferente, obteniendo su mejor rendimiento para el tipo de carbón para el que se diseñó, bajando enormemente su rendimiento ante la utilización de carbones de calidades distintas. Por ejemplo, la mayor parte de las plantas de generación de energía eléctrica mediante combustión de carbón que tienen más de diez años están diseñadas para alcanzar su eficiencia máxima sólo con un tipo de carbón específico y determinado.

Según *Lasheras*⁷⁸ (1999), esta relación entre los sectores del carbón y de la energía eléctrica ha influido en las políticas energéticas de los años ochenta y en los procesos de reestructuración del sector llevados a cabo en los años noventa. La integración vertical entre explotaciones mineras y empresas de generación y la firma de contratos de largo plazo, trasladando sus costes a las tarifas de venta a los consumidores finales de energía eléctrica, permiten subvencionar⁷⁹ la minería, aceptando por parte del regulador unas tarifas que incorporan estos costes.

En segundo lugar, el transporte es el subsector que traslada la energía eléctrica desde los centros de generación a las redes de distribución. El transporte sólo puede realizarse a través de redes especiales de altos costes fijos y elevada complejidad, de modo que ni técnica ni económicamente puede duplicarse la red de transporte, configurándose esta fase como un monopolio natural. A 31 de diciembre de 2003 la red española de transporte de energía esta formada por más

⁷⁶ Joskow, Paul L. (1985), “Vertical integration and long term contracts: the case of coalburning electric generating plants”, *Journal of Law, Economics and Organization*, primavera, nº 1, pags. 33-80.

⁷⁷ Esta especificidad del carbón como mercancía explica que la mayor parte de los intercambios comerciales se realicen mediante contratos bilaterales de largo plazo, que difícilmente se pueden ceder a terceros y, menos aún, estandarizar. *Lasheras, Miguel Ángel* (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, pág.242, Editorial Ariel Economía.

⁷⁸ *Lasheras, Miguel Ángel* (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, pág. 241.

⁷⁹ A partir de la primera crisis del petróleo en 1973, se intensifica la protección, autorizando la Administración unos precios del carbón a pagar por las centrales térmicas de generación de energía eléctrica que se trasladaban íntegramente a las tarifas eléctricas y aumentando la utilización de esta fuente de energía en la generación de electricidad.

de 50.700 kilómetros de circuitos en alta tensión (superior a 1.000 W), de los cuales 13.600 transportaban energía a una tensión de 400 kW, constituyendo la espina dorsal de la red, 15.000 kilómetros a 220 kW y los 19.000 kilómetros restantes a tensiones de 132/110 kW.

Las líneas a muy alta tensión presentan una configuración muy similar a la red nacional de carreteras. El transporte produce pérdidas considerables de energía eléctrica (10 por ciento de la producción total), que son crecientes con la distancia y con el volumen transportado.

A finales de 1984, el Gobierno español nacionalizó la red de transporte en alta tensión, pasando su propiedad a REE que es la responsable de la operación, el mantenimiento y la expansión de la red. REE decide qué empresa generadora es la encargada de introducir energía en la red para cubrir la demanda existente en cada intervalo de tiempo al mínimo coste. Así pues, la gestión técnica de la red constituiría el conjunto de decisiones, adoptadas en tiempo real, que ordenan la generación y la demanda en los diferentes puntos de la red para que el suministro de electricidad sea factible y cumpla los requisitos de seguridad exigidos. La gestión técnica de la red suele ser realizada por unidades de decisión o empresas distintas de los generadores y consumidores.

Una de las características del transporte de energía es la existencia de pérdidas o fugas de energía eléctrica que se producen en la transmisión al fluir de un nodo a otro, transformándose en otro tipo de energía. Debido a esta característica, la energía generada siempre debe superar a la energía demandada por las pérdidas de transmisión que se producen. El coste económico en forma de pérdidas de energía depende, por tanto, de la distancia de transporte.

Lasheras⁸⁰ (1999), de forma simplificada, afirma que las pérdidas (P) de energía, en un tramo con una resistencia (R) y una intensidad (I), son tales que:

$$P = I^2 \times R$$

Cada vez que se añade un tramo o deja de funcionar otro, en una red, las pérdidas de transmisión varían. Además, puesto que R depende de la distancia que recorre I, e I depende de la energía que se inyecta y se retira de la red en cada momento, las pérdidas varían cada vez que varía la composición de la generación y la demanda conectada a la red.

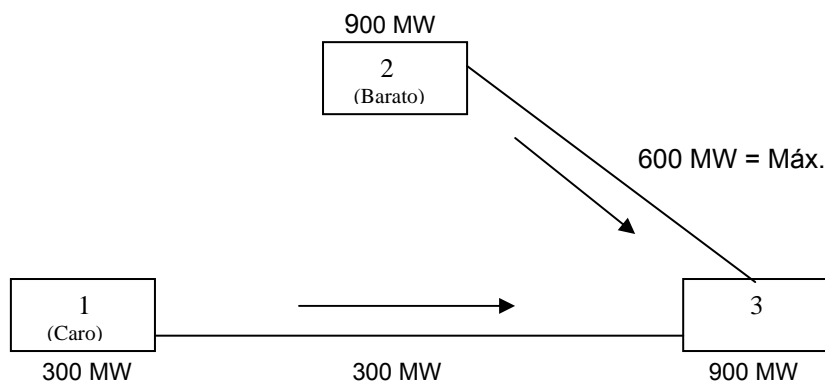
Lasheras, en cuanto a la conveniencia económica de construir un tramo de red, sostiene que ésta debe fundamentarse no sólo en los costes de construcción de ese tramo de red, sino también en las diferencias en el precio de la energía producida por cada planta generadora. Apoya su argumentación con un sencillo ejemplo, que ilustraremos a continuación, teniendo en cuenta los efectos de las

⁸⁰ Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, pág. 253.

restricciones y las leyes de *Kirchoff*, sobre el funcionamiento de la generación, transmisión y consumo de energía:

Supongamos que la red eléctrica está integrada (tal como se muestra en el gráfico 1.1) por la existencia de dos tramos que unen cada planta generadora de energía eléctrica, una cara (1) y otra barata (2) con capacidad para generar 900 MW, con un punto de consumo (3) cuya demanda es de 900 MW, siendo los tramos de características técnicas⁸¹ idénticas e igualmente idéntica la impedancia de los tramos que unen los nodos, existiendo una restricción de 600 MW, como capacidad máxima de transmisión en el único tramo de red (2,3) construido.

GRÁFICO 1.1



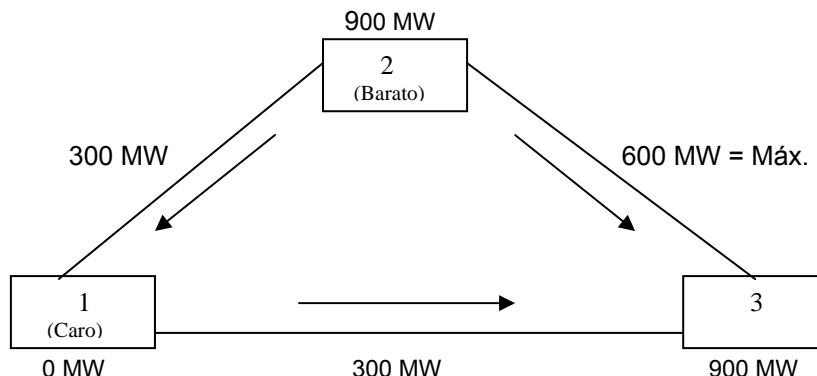
Bajo estos supuestos de partida, la satisfacción de la demanda (3) de forma óptima, existiendo una restricción⁸² de 600 MW como capacidad máxima de transmisión por el único tramo (2, 3) existente, exigiría una combinación de energía compuesta de 600 MW producidos por el generador más barato (2), que es lo máximo que puede transportar el tramo (2, 3) y 300 MW de energía, generados por la planta más cara (1).

Si suponemos ahora que la red cuenta con un tramo nuevo construido (1, 2), que une a las dos plantas de generación (tal como se muestra en el gráfico 1.2), quedando de esta forma la red mallada, ahora cada planta generadora dispondría de dos vías para satisfacer la demanda, es decir, de llegar al nodo (3). Se puede llegar a 3 desde 2, utilizando el tramo (2, 3) con restricción, o bien por los tramos (2, 1) y (1, 3) sin restricción.

⁸¹ Tramos de igual resistencia o impedancia y longitud, estando contruidos con los mismos materiales de modo que los flujos de energía, según las leyes de Kirchoff, dependen sólo de la distancia entre nodos.

⁸² Una restricción activa en un tramo de la red afecta a la energía que puede circular por los otros tramos, así como a los costes de despachar la generación para satisfacer la demanda totalmente. Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios público*, pág. 257.

GRÁFICO 1.2



En este caso, para satisfacer totalmente (900 MW) y de manera óptima la demanda (3) es suficiente con la producción de energía generada por la planta más barata (2), reduciendo a 0 MW la generación de la planta más cara (1). La demanda, pues, queda satisfecha con una generación más barata.

A través de este sencillo ejemplo queda clara la argumentación de Lasheras que, para ser eficientes, las decisiones de inversión en redes deben tener en cuenta la situación y los costes de cada planta de generación de energía, de cada centro de consumo y el funcionamiento conjunto de la red. La construcción del tramo (2, 1) uniendo las dos plantas generadoras resulta eficiente porque reduce los costes de generar 900 MW para satisfacer totalmente la demanda.

Si se hubiera dado el supuesto contrario de que el generador más barato era el generador (1) y el más caro el generador (2), no hubiera tenido sentido económico la construcción del tramo (2, 1). Es decir, si la situación de las plantas generadoras se altera, sin cambiar la red ni la localización de la demanda, esta unión obligaría a sustituir generación barata por generación cara y se produciría una pérdida de eficiencia económica.

Bajo el supuesto de un cambio en la cantidad demandada en (3), las condiciones de funcionamiento de la red se verían alteradas. Si, por ejemplo, la cantidad demandada pasara a ser de 1.800 MW, la planta generadora de energía más barata (2) no podría satisfacer la demanda, y la construcción del tramo (1, 2) resultaría ineficiente, dada la restricción representada por la energía que puede circular por el tramo (2, 3) (Máx. = 600 MW). Ahora, para poder satisfacer totalmente la demanda habría que contar con más producción de energía de la planta más cara (1) y menos de la más barata (2).

Así pues, una restricción del tramo (2, 3) obliga a sustituir la producción de energía de la planta 2 por generación de energía de la planta 1. De ello se desprende que la generación y la transmisión son bienes sustitutivos y que las restricciones que puedan presentar ciertos tramos de la red, como en el caso del

tramo (2, 3), acaban repercutiendo en la totalidad de la red y elevando, en consecuencia, los costes de transacción y afectando a las decisiones o acuerdos establecidos entre los distintos agentes del sector.

Una posible solución o soluciones para contrarrestar los efectos negativos, que para el conjunto del sistema eléctrico supone la existencia de restricciones técnicas, que imposibilitan atender cualquier incremento de la demanda a largo plazo a los mejores precios posibles, vendría dada por:

- Nuevas inversiones en la construcción de nuevas conexiones de red.
- Nuevas inversiones para reforzar las líneas existentes.
- Nuevas inversiones en la construcción de plantas de generación más baratas que desplacen a las más caras.

Una pequeña parte de la energía introducida en la red se pierde debido a imperfecciones en los cables. Esta pérdida es más acusada cuánto menor es el voltaje y cuanto mayor es la distancia entre las empresas generadoras y los consumidores finales.

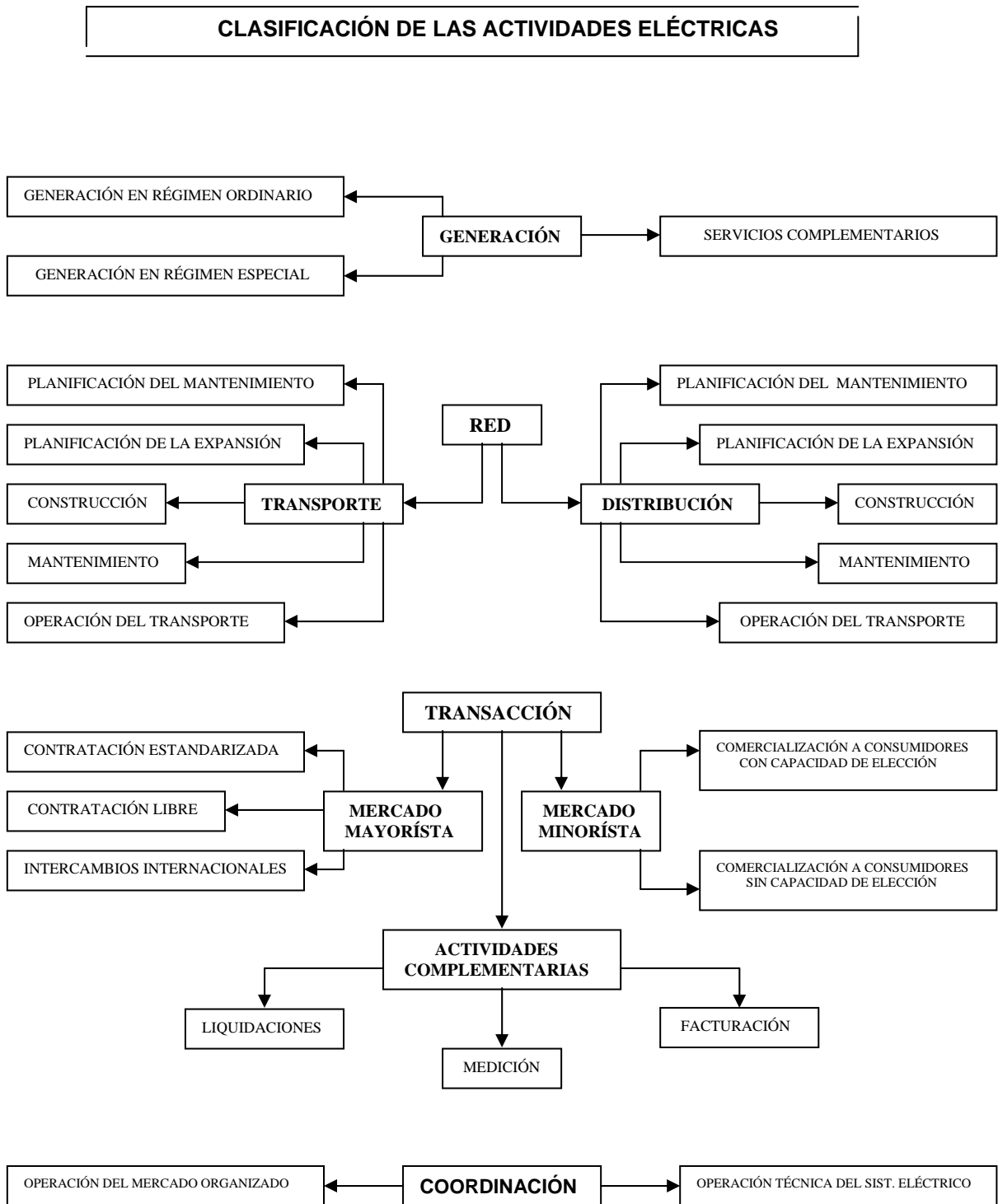
El coste de transporte y de la operación técnica del sistema es incluido en el cálculo de la tarifa eléctrica. REE ha de hacer frente al mantenimiento de la red de alta tensión a su cargo así como de las ampliaciones de la misma, necesarias para la seguridad y calidad del suministro de electricidad.

En tercer lugar, la distribución de la energía es la parte del proceso productivo que se encuentra en contacto con el usuario final, encargada de llevar la electricidad desde las redes de transporte hasta los consumidores finales, lo que es posible gracias a unas 300 empresas, que son exclusivamente distribuidoras.

La distribución, pues, tiene como función transportar energía eléctrica a una tensión más baja desde las línea de transporte de alta tensión a los consumidores geográficamente dispersos. Es frecuente separar, dentro del sistema de distribución, la mera función de transporte de energía, de la de suministro o abastecimiento, sustentada en dicha red, que comprende todas las actividades relacionadas con la venta y facturación a los usuarios finales (contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación, cobro). Todos estos componentes del sistema eléctrico son altamente interdependientes; cambios en cualquier parte del sistema generalmente afectan a todas las demás partes.

Además de su carácter de red, el transporte comparte con la distribución una condición de monopolio natural del que se derivan economías de escala de capacidad para conexiones específicas. Estas economías de escala obedecen al alto grado de intensividad en capital de las redes de distribución y transporte, junto a un bajo coste marginal del aumento de la energía que circula en las mismas hasta alcanzar su capacidad de saturación.

ESQUEMA 1.5



Fuente: Elaboración propia.

La confluencia de las ventajas derivadas de la gestión unitaria de la red que sustenta el servicio, junto con las economías de escala presentes en su funcionamiento, confieren a las fases de transporte y distribución características de monopolio natural.

La CSEN realizó un desglose⁸³ de actividades que ha venido utilizando frecuentemente en sus planteamientos regulatorios y que por su interés se reproduce a continuación. En opinión de Pérez Arriaga⁸⁴, este desglose, que pudiera parecer excesivo a primera vista, “es absolutamente imprescindible para diseñar una regulación correcta en el nuevo marco competitivo”.

El concepto tradicional de distribución integra al menos dos actividades de naturaleza regulatoria totalmente distinta: la red de distribución, que permite hacer llegar físicamente la energía desde la red de transporte⁸⁵ hasta los consumidores finales y que tiene características de monopolio natural⁸⁶, y la comercialización de esta energía, adquiriéndola al por mayor y vendiéndola al por menor, que puede realizarse en condiciones de competencia.

Pérez Arriaga es partidario de que la planificación de la expansión de la red de transporte, debido al carácter de monopolio natural de esta red y a su influencia sobre el funcionamiento del mercado, deba estar en última instancia en manos de la Administración, aún contando con la participación técnica y las propuestas del Operador del Sistema y de los propios agentes usuarios de la red y de que la construcción de nuevas instalaciones pueda adjudicarse individualmente por algún procedimiento de concurso en condiciones de competencia, de calidad y precio⁸⁷. Al mismo tiempo, tan prestigioso autor señala que, de la multiplicidad de actividades, no debe inferirse que cada una de ellas haya de ser realizada por un sujeto diferente, sino que cada una requiere un tratamiento regulatorio específico. Para Pérez Arriaga pueden existir conflictos de interés cuando un sujeto está a cargo de más de una actividad y la realización de una de ellas puede favorecerle frente a otros agentes en otra actividad que esté abierta a la competencia. La regla básica sobre separación de actividades en la nueva regulación es que un mismo sujeto no debe realizar simultáneamente actividades reguladas (red de distribución) y actividades abiertas a la competencia (generación).

Un ejemplo de una asignación razonable de “actividades a sujetos” propuesta por Pérez Arriaga y en línea con el esquema adoptado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, se reproduce en el cuadro siguiente⁸⁸:

⁸³ CNSE, Documento nº 5 sobre el “Proyecto de Ley del Sector Eléctrico: Actividades del Sector Eléctrico” (IE 010/97), Septiembre 1997.

⁸⁴ Pérez Arriaga, J. L., “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”. *Economía Industrial*, nº 316.

⁸⁵ Para que exista un suministro seguro es imprescindible que la red sea capaz de transferir la energía desde los centros de producción hasta el consumo. En el caso español, la planificación de la red de transporte, por su carácter de monopolio natural, tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema.

⁸⁶ Se da un monopolio natural cuando una única empresa puede actuar, dentro de un mercado, con mayor eficacia productiva que un conjunto de empresas.

⁸⁷ Pérez Arriaga, J. L., “Visión global del cambio de regulación”, Ref.: DT 003/98, CNSE.

⁸⁸ Pérez Arriaga, J. L., “Visión global del cambio de regulación”, pág. 4. Ref.: DT 003/98, CNSE.

CUADRO 1.1

EJEMPLO DE ASIGNACIÓN DE ACTIVIDADES A SUJETOS	
Actividades Eléctricas	Sujetos
<p>Generación Generación en Régimen Ordinario Generación en Régimen Especial Servicios Complementarios</p> <p>Actividades de Red <u>Transporte</u> Planificación de la expansión</p> <p>Planificación del mantenimiento Construcción Mantenimiento Operación del transporte</p> <p><u>Distribución</u> Planificación de la expansión Planificación del mantenimiento Construcción Mantenimiento Operación de la distribución</p> <p>Transacciones <u>Mercado Mayorista</u> Contratación libre</p> <p>Contratación estandarizada</p> <p>Intercambios internacionales</p> <p><u>Mercado Minorista</u> Comercialización a consumidores con capacidad de elección Comercialización a tarifa</p> <p><u>Actividades complementarias</u> Liquidaciones</p> <p>Facturación Medición</p> <p>Coordinación Operación técnica del sistema Operación del mercado organizado</p>	<p>Generación Productores (Empresas de Generación) Productores Autorizados Productores</p> <p>Actividades de Red <u>Transporte</u> Administración con colaboración del Operador del Sistema y resto de los agentes Operador del Sistema Empresas constructoras Empresas transportistas Empresas transportistas</p> <p><u>Distribución</u> Empresas distribuidoras Empresas distribuidoras Empresas constructoras Empresas distribuidoras Empresas distribuidoras</p> <p>Transacciones <u>Mercado Mayorista</u> Productores, comercializadores, consumidores cualificados. Productores, comercializadores, consumidores cualificados. Productores, comercializadores, consumidores cualificados.</p> <p><u>Mercado Minorista</u> Comercializadores</p> <p>Comercializadores (inicialmente podrían coincidir con las empresas distribuidoras).</p> <p><u>Actividades complementarias</u> Operador del Mercado y entidad especializada independiente. Comercializadores, generadores u otros Comercializadores, generadores, distribuidores u otros.</p> <p>Coordinación Operador del Sistema Operador del Mercado</p>

Fuente: CNSE

Con la promulgación de la LOSEN, en España debe existir separación contable y, al menos, de gestión entre la generación y la distribución. Sólo de este modo se podrá controlar la asignación de costes en las distintas actividades, pudiéndose controlar el poder de monopolio de los distribuidores.

Asimismo, para conseguir una adecuada transparencia en las actividades reguladas se requiere que exista al menos una separación contable entre las unidades de negocio correspondientes.

La LOSEN prohíbe a las empresas desarrollar las actividades de producción y de distribución⁸⁹ o comercialización simultáneamente. La actividad de distribución queda sometida a una ordenación unificada y requiere autorización del MINISTERIO DE ENERGÍA para cada instalación, que podrá ser otorgada por procedimiento de concurrencia entre empresas y con la condición de poder ser utilizada por terceros.

En quinto lugar, la comercialización de la energía eléctrica consiste en su venta a los usuarios y en las actuaciones relacionadas con el uso final de la misma: enganches, acometidas, lecturas de consumo, verificaciones, inspecciones, asesoramiento al cliente, facturación y cobro, etc. Actualmente esta actividad está desarrollada por las distribuidoras. En los países en que esta actividad está separada de la distribución, las comercializadoras adquieren la energía necesaria para sus actividades y la ponen a disposición de los usuarios finales, utilizando las redes de transporte y de distribución.

⁸⁹ Las actividades asociadas de alguna forma a las redes eléctricas, que tienen características económicas de monopolio natural o que confieren un poder elevado de mercado, tienen que continuar siendo reguladas; en este último caso se encuentran por ejemplo la planificación de la expansión y la operación de las redes de distribución y de transporte.

1.3 LA DEMANDA ELÉCTRICA.

La regulación del mercado eléctrico clasifica la demanda distinguiendo dos tipos de consumidores:

- a) Los denominados “consumidores cualificados” que pueden elegir libremente al suministrador o al comercializador, con el que pueden pactar el precio del suministro, o mantenerse en el régimen de precios regulados (tarifas eléctricas), que desaparecerán para los suministros de alta tensión en enero de 2007.
- b) Los restantes consumidores⁹⁰ que serán suministrados por sus actuales distribuidores a precios regulados (tarifa eléctrica integral) hasta que sean cualificados, momento en el que podrán acceder al mercado de electricidad.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, al igual que el Real Decreto 2820/1998⁹¹, de 23 de diciembre, y el Real Decreto Ley 6/1999⁹², de 16 de abril, definen a los consumidores cualificados como aquellos que por punto de suministro o instalación superan los siguientes niveles de consumo anual:

<u>Fecha efecto</u>	<u>Requisitos/Niveles de consumo año anterior</u>	<u>Equivalencia en kWh/año</u>
01/01/1998	Superior a 15 GWh (*)	15.000.000
01/01/1999	Superior a 5 GWh	5.000.000
01/04/1999	Superior a 3 GWh	3.000.000
01/07/1999	Superior a 2 GWh	2.000.000
01/04/1999	Superior a 3 GWh	3.000.000
01/10/1999	Superior a 1 GWh	1.000.000
01/07/2000	Tensión de suministro superior a 1000 V	Cualquier consumo

(*) También se incluyen todos los consumos de las empresas de transporte por ferrocarril y metropolitanos.

⁹⁰ Hasta que no se adquiera la condición de “consumidor cualificado” y por tanto se pueda elegir suministrador, o no se haya ejercido ese derecho, el servicio lo presta la compañía distribuidora a la que el consumidor esté conectado, teniendo esta actividad el carácter de regulada.

⁹¹ El Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y establece tarifas de acceso a las redes.

⁹² El Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia (Capítulo IV y capítulo VIII, art. 10.1)

El resto de consumidores serán cualificados a partir del 1 de enero del año 2003 tal y como ha sido establecido por el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio (art. 19).

La demanda de energía depende de numerosos factores, entre los que destacan el crecimiento económico, su distribución por sectores y la evolución de los precios energéticos. El consumo de energía eléctrica está considerado como un buen indicador del crecimiento de la actividad industrial de un país.

La demanda neta de electricidad es la energía puesta a disposición del consumidor final. Dado que la energía no es almacenable, el exceso de la producción sobre la demanda es la suma del auto-consumo, de los intercambios internacionales y las pérdidas en el transporte y en la distribución.

La demanda de electricidad está caracterizada, especialmente, por experimentar considerables variaciones estacionales, semanales y diarias, es decir, su evolución es muy compleja y fluctuante. Las primeras se deben a factores o fenómenos climatológicos y sociales (luz solar, temperatura ambiental, vacaciones, etc.) y al ritmo de la actividad económica, más intenso en ciertas épocas del año que en otras e influido por los periodos vacacionales, etc. Así en los meses de invierno la demanda presenta una evolución diferente a la de verano en nuestro país, por ejemplo, hasta el momento, la demanda de invierno es netamente superior a la de verano.

Las variaciones semanales están relacionadas con el calendario laboral en la industria y los servicios, siendo por tanto superiores los consumos en días laborales que en los festivos. Las variaciones diarias son las más importantes, pues es a lo largo del día cuando la demanda experimenta oscilaciones más acusadas. En efecto, existen ciertas horas, normalmente las de media mañana y de final de la tarde, en las que el consumo eléctrico alcanza cotas relativamente altas; son las denominadas horas punta.

Por el contrario, durante la noche el consumo desciende bastante, en las denominadas horas valle, comienza a subir en las primeras horas de la mañana y se mantiene a partir del medio día (llano), para crecer de nuevo por la tarde, horas en que los usos domésticos coinciden con los usos industriales (punta).

Teniendo en cuenta que la electricidad no es almacenable, el equilibrio del sistema eléctrico requiere que la suma de energías demandadas se iguale a la energía ofertada menos las pérdidas de transporte en todos los puntos de consumo. Esto exige el funcionamiento de una capacidad de generación mayor que la estrictamente necesaria porque la demanda puede aumentar rápidamente en cualquier momento, o porque alguno de los generadores puede sufrir una indisponibilidad, reglada o fortuita, que conduzca a su desconexión.

En ambos casos, es preciso reajustar rápidamente la producción, y esto no puede hacerse con la suficiente celeridad poniendo en marcha centrales que están paradas, aun cuando los tiempos de respuesta sean muy distintos según el tipo de central.

En particular, las centrales térmicas requieren tiempos de arranque de horas, mientras que en el caso de las hidráulicas son de minutos. Es necesario, pues, un exceso de capacidad de generación en disposición de incrementar su producción en cualquier momento.

La primera conclusión que puede ser extraída teniendo en cuenta tanto las características técnicas como la demanda es que, para lograr una determinada calidad de servicio, se tiene una gran ventaja económica incrementando la dimensión del sistema eléctrico conjunto. Pero esto no implica necesariamente que las empresas deban ser más grandes sino que deben estar eléctricamente interconectadas.

Los sistemas interconectados permiten reducir las inversiones en potencia instalada de reserva para una misma probabilidad de pérdida de carga. Además, los grandes sistemas interconectados tienen la posibilidad de reducir los costes variables de generación por medio de intercambio de energía entre las empresas que forman parte de ellos, y rebajar los costes asociados a las incertidumbres aleatorias de demanda.

Todo esto requiere, con objeto de que el sistema eléctrico pueda ser mantenido en equilibrio, de una coordinación entre las distintas fases del proceso de producción. Como es obvio, la materialización de esta coordinación siempre dependerá de la configuración elegida de sistema.

La curva (función) que representa esas oscilaciones de la demanda a lo largo del tiempo recibe el nombre de curva de carga, que presenta una serie de picos de demanda máxima. La satisfacción de la demanda se encomienda a distintos tipos de centrales productoras de energía que, en función de sus características, van "rellenando" la demanda de cada hora.

Las curvas diarias de carga son las que presentan perfiles más acusados, evolucionan poco con el tiempo y son muy semejantes en todos los países industrializados. Sin embargo, a pesar de presentar una forma más o menos constante, esta curva nunca es totalmente predecible y puede experimentar variaciones bruscas debido a causas muy diversas, como cambios repentinos de temperatura, paradas de instalaciones altamente consumidoras de electricidad, cambios en la luminosidad diaria, etc.

Adosando las curvas de carga de todos los días de la semana se obtiene la curva de carga semanal. Si se adosaran las curvas de carga de todos los días del año se obtendría la curva de carga anual. Dado que tales curvas son difíciles de manejar, en su lugar se utilizan las denominadas curvas monótonas de potencia que representan, ordenadas de mayor a menor, las demandas horarias de potencia o, expresado de otra forma, el número de horas anuales que cada potencia ha de estar funcionando para satisfacer la demanda anual.

Se comprende, por tanto, por qué no todas las centrales funcionan el mismo número de horas. En 1992 funcionaron durante todo el año un número de centrales cuya suma de potencias era 8.485 MW -potencia mínima de la curva-; durante 4.900 horas funcionaron centrales cuya potencia era de 15.000 MW y durante sólo

570 horas fueron precisas 21.000 MW de potencia. Para cubrir la demanda máxima del año se necesitó una potencia de 25.339 MW.

La demanda mínima se cubrió con centrales que funcionaron durante la totalidad de las 8.784 horas de 1992 (año bisiesto), generando la denominada energía base. Entre 4.900 y 8.784 horas operaron centrales cuya potencia adicional sobre la base asciende a $(15.000 - 8.485 =) 6.515$ MW. Entre 570 y 4.900 horas operó una potencia adicional a las anteriores de $(21.000 - 5.000 =) 6.000$ MW. Finalmente, una potencia de $(25.339 - 21.000 =) 4.339$ MW ha funcionado menos de 570 horas al año.

Por otro lado, se observa como en 1992, para una potencia máxima demandada de 25.339 MW, se dispone de un parque de generación de 45.381 MW. Ello se debe a que las centrales no están siempre en condiciones de prestar el servicio esperado de las mismas. En efecto, las centrales están formadas por equipos mecánicos de diversos tipos, que sometidos a desgastes y fatigas, deben sustituirse o necesitan mantenimiento preventivo y correctivo.

En otros casos, como el de las nucleares, los equipos requieren cambio periódico de combustible. Por éstas y otras razones, las centrales no se hallan siempre disponibles, necesitando el parque generador una potencia de reserva.

El parque generador óptimo de una economía es el conjunto de centrales de diverso tipo cuya combinación proporciona el menor coste total para satisfacer la demanda de energía presente y futura. Ello exigiría disponer del *mix* de centrales, cuyo coste fuera mínimo para generar energía de base, energía de punta y energía en todas las situaciones intermedias y además proporcionara la potencia de reserva mínima, pero suficiente, para garantizar la satisfacción de la demanda en toda circunstancia.

Durante el periodo 1980-1992, la producción de electricidad de origen nuclear ha pasado de 5.186 GWH a 55.782 GWH, un 1.075 por ciento de incremento, estabilizándose en los últimos cinco años, siendo la producción de origen térmico clásico la que compensa los déficits de la hidroeléctrica con el consiguiente encarecimiento.

La demanda de energía está experimentando un crecimiento muy significativo en los últimos años, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas extrapeninsulares, con crecimientos por encima del 5 por ciento en el sistema peninsular y del 7 por ciento en el sistema extrapeninsular.

La potencia instalada incluyendo el régimen especial está por encima de los 52.000 MW, estando la potencia máxima histórica en 33.236 MW, que fue cubierta con 29.441 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario –aportando la energía hidráulica 7.807 MW y la energía térmica 22.347 MW-, con 3.609 MW del régimen especial y 186 MW provenientes de las interconexiones internacionales.

La previsión de la demanda de energía realizada por la CNE, en su Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica, para los años 2001 a 2005,

teniendo en cuenta los datos de potencia instalada, mencionados con anterioridad, trata de determinar la suficiencia en cuanto a cobertura de potencia necesaria para atender las necesidades requeridas por el propio desarrollo de la actividad económica del país.

Sin embargo, no conviene olvidar el hecho de que la cobertura de potencia es una variable dependiente de muchos factores, como la hidrología, dado el porcentaje significativo de potencia hidráulica instalada en España y, por consiguiente, dependiente a su vez de la climatología; la disponibilidad real de la generación en régimen especial; la disponibilidad de los grupos en régimen ordinario; los problemas zonales de carencia de generación; la concurrencia de fallos, etc.

No obstante, se ha estimado (como puede observarse en el cuadro 1.2) que la demanda punta, puede variar desde 36.300 hasta 41.000 MW en punta de invierno; y entre 33.400 y 38.000 MW en punta de verano, en 2005.

CUADRO 1.2

Previsión	2001		2002		2003		2004		2005	
	Demanda b.c.(TWh)	Punta Invierno (MW)	Demanda b.c. (TWh)	Punta Invierno (MW)	Demanda b.c. (TWh)	Punta Invierno (MW)	Demanda b.c. (TWh)	Punta Invierno (MW)	Demanda b.c. (TWh)	Punta Invierno (MW)
INFERIOR	203	33.067	210	34.006	216	34.771	223	35.655	229	36.348
CENTRAL	204	34.201	213	35.445	219	36.242	226	37.164	232	37.886
SUPERIOR	207	34.904	218	36.469	224	37.289	231	38.237	237	38.980
EXTREMO SUP	209	36.700	220	37.400	227	38.500	234	39.300	240	40.300
C. SOSTENIDO	207	34.904	218	36.469	229	38.121	241	39.892	252	41.447

Fuente: REE y CNE. Previsiones del crecimiento de la demanda eléctrica

1.4 EL BALANCE ENERGÉTICO.

El balance energético representa la participación de cada una de las materias primas energéticas en la satisfacción de la demanda total de energía primaria.

Dada la escasez de conexiones internacionales, la oferta cubre con producción nacional prácticamente la totalidad de la demanda. Por combustibles en 2000 el menú de producción de energía eléctrica fue:

- 30 % carbón nacional
- 7 % carbón importado
- 13 % hidroeléctrico
- 30 % nuclear
- 3 % fuel-oil
- 2 % gas natural
- 13 % régimen especial
- 2 % intercambios internacionales

La producción en régimen especial viene experimentando un crecimiento muy importante en los últimos años en la península, con tasa que superan el 20 por ciento. Pero en el año 2000 se moderó el crecimiento hasta un 9 por ciento, debido fundamentalmente a la estabilización de la producción por cogeneración.

CUADRO 1.3

Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2000)

Concepto	GWh	%	Var 00/99(%)
Hidráulica	27.842	15,8	15,2
Nuclear	62.206	35,2	5,7
C. Nacional	62.769	35,5	5,6
C. Importado	13.605	7,7	5,6
Carbón	76.374	43,2	5,6
Fuel	5.869	3,3	-14,1
Gas	4.328	2,5	41,8
Fuel/Gas	10.249	5,8	3,3
Producción Bruta	176.671	100	6,9
-Cons. Generación	-7.827		8,4
-Cons. en Bombeo	-4.907		33,8
Producción Neta	163.937		6,2
+Régimen Especial	26.526		9,3
Int. Internacionales	4.441		-22,4
Demanda Bruta	194.904		5,7

Centrales	(MW)	%
Hidráulica	16.524	37,5
Nuclear	7.798	17,7
C. Nacional	9.613	21,8
C. Importado	1.928	4,4
Carbón	11.541	26,2
Fuel	4.632	10,5
Gas	3.582	8,1
Fuel/Gas	8.214	18,6
Total	44.077	100

Fuente: REE

CUADRO 1.4

Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2001)

Concepto	GWh	%	Var 00/99(%)
Hidráulica	39.424	21,5	41,6
Nuclear	63.708	34,7	2,4
C. Nacional	55.377	30,2	-11,8
C. Importado	12.714	6,9	-6,6
Carbón	68.091	37,1	-10,8
Fuel	6.978	3,8	18,9
Gas	5.420	3,0	23,7
Fuel/Gas	12.398	6,8	21,0
Producción Bruta	183.621	100	3,9
-Cons. Generación	-7.584		-3,1
-Cons. en Bombeo	-4.131		-15,8
Producción Neta	171.906		4,9
+Régimen Especial	30.094		13,5
Int. Internacionales	3.458		-22,1
Demanda Bruta	205.458		5,4

Centrales	(MW)	%
Hidráulica	16.586	37,5
Nuclear	7.816	17,7
C. Nacional	9.621	21,8
C. Importado	1.944	4,4
Carbón	11.565	26,2
Fuel	4.632	10,5
Gas	3.582	8,1
Fuel/Gas	8.214	18,6
Total	44.181	100

Fuente: REE

CUADRO 1.5

Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular (año 2002)

Concepto	GWh	%	Var 00/99(%)
Hidráulica	22.439	12,1	-43,1
Nuclear	63.004	33,9	-1,1
C. Nacional	65.549	35,2	18,4
C. Importado	13.193	7,1	3,8
Carbón	78.742	42,3	15,6
Fuel	9.996	5,4	43,2
Gas	11.819	6,4	118,1
Fuel/Gas	21.815	11,7	76,0
Producción Bruta	186.000	100	1,3
-Cons. Generación	-8.328		9,8
-Cons. en Bombeo	-6.957		68,4
Producción Neta	170.715		-0,7
+Régimen Especial	33.595		11,5
Int. Internacionales	5.330		54,1
Demanda Bruta	209.640		2,0

Centrales	(MW)	%
Hidráulica	16.586	35,3
Nuclear	7.816	16,6
C. Nacional	9.621	20,5
C. Importado	1.944	4,1
Carbón	11.565	24,6
Fuel	4.632	9,9
Gas	6.376	13,6
Fuel/Gas	11.008	23,4
Total	46.975	100

Fuente: REE

CUADRO 1.6

BALANCE ENERGÉTICO AÑO 2002	
Carbón.....	36 %
Nuclear.....	29 %
Hidráulica.....	10 %
Exc. Cogen.....	9 %
Renovables.....	7 %
Fuel-Gas.....	7 %
Ciclos.....	2 %

Fuente: REE

El balance energético, según el Boletín Estadístico de Energía Eléctrica, de octubre de 2003, nos proporciona los siguientes datos estadísticos referidos a los diez primeros meses del año 2003 (acumulado anual) y los referidos a los últimos doce meses (octubre de 2002 a octubre de 2003):

CUADRO 1.7

BALANCE ENERGÉTICO (2003)	Acumulado anual (Enero a Oct.)		Octubre 2002 a Octubre 2003	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %
SISTEMA PENINSULAR				
PRODUCCIÓN NETA	152.038	6,8	180.464	4,4
RÉGIMEN ESPECIAL	31.894	13,8	38.914	16,9
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	1.406	-69,4	2.142	-60,9
DEMANDA BRUTA	185.338	5,9	221.520	4,7
SISTEMAS EXTRAPENINSULARES				
PRODUCCIÓN NETA	10.364	10,5	12.220	9,2
RÉGIMEN ESPECIAL	664	3,0	751	0,3
DEMANDA BRUTA	11.028	10,0	12.971	8,7

Δ %: Tasa de variación.

CUADRO 1.8

BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR (2003)	Acumulado anual (Enero a Oct. 2003)		Octubre 2002 a Octubre 2003	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %
Hidráulica	30.991	90,5	37.249	84,6
Nuclear	50.567	-2,0	61.990	-1,2
Carbón	61.099	-9,6	72.274	-11,6
Fuel-Gas	20.103	2,2	22.212	-4,9
Producción Bruta	162.760	4,9	193.725	3,0
Consumos generación	-6.755	-4,3	-8.039	-5,7
Consumos bombeo	-3.968	-30,4	-5.222	-20,9
Producción neta	152.038	6,8	180.464	4,4
Régimen especial	31.894	13,8	38.914	16,9
Intercambios internacionales	1.406	-69,4	2.142	-60,9
Importaciones	7.445	-4,6	9.389	2,6
Exportaciones	-6.039	88,2	-7.246	97,7
Demanda bruta	185.338	5,9	221.520	4,7
BALANCE ELÉCTRICO EXTRAPENINSULAR				
Hidráulica	1	35,0	1	-40,6
Carbón	2.929	-2,3	3.472	-3,4
Fuel-oil	8.121	15,1	9.567	13,9
Producción bruta	11.050	9,9	13.041	8,7
Consumos generación	-686	1,8	-821	1,4
Producción neta	10.364	10,5	12.220	9,2
Régimen especial	664	3,0	751	0,3
Demanda bruta	11.028	10,0	12.971	8,7

Δ %: Tasa de variación.

CAPITULO 2
ANTECEDENTES

2.1 VISIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

La energía eléctrica se introdujo en España a finales del siglo XIX. El proceso de electrificación se convertirá en vehículo para la renovación de las actividades productivas, para la llegada de innovaciones técnicas y la transformación de la gestión empresarial. Será, en definitiva, un instrumento para la modernización del país.

Los primeros pasos de lo que se puede entender como industria eléctrica no se dieron hasta 1875 con la construcción de la primera⁹³ central eléctrica de España por los señores Narciso Cifra y Francisco Dalmau en Barcelona⁹⁴. Desde esta central, mediante cuatro motores de 50 caballos cada uno, que movían otras tantas máquinas *Gramme*⁹⁵ de 200 voltamperios (40 kW), se distribuía la electricidad a talleres y establecimientos⁹⁶ de la ciudad. Al año siguiente ya se fabrican las primeras máquinas *Gramme* en España y en 1881 se constituye la Sociedad Española de Electricidad con un capital de 20 millones de pesetas.

La producción y utilización de energía eléctrica comienza en España en el último tercio del siglo XIX como sustituto del gas en los alumbrados públicos, al amparo de una Real Orden de 11 de junio de 1879 que establecía: "...que los Ayuntamientos se exceden en sus atribuciones cuando conceden a una empresa privilegios exclusivos que se oponen al principio de libertad de industria"⁹⁷. A comienzos de siglo las compañías eléctricas eran pequeñas empresas de ámbito municipal que fueron creciendo e interconectándose durante la primera mitad del siglo XX, al mismo tiempo que el control municipal era sustituido por el de la Administración central.

Su desarrollo inicial va a estar fuertemente ligado al despegue de la industria y al intenso proceso de concentración urbana, que acompaña a aquélla. Este hecho haría surgir nuevas y crecientes necesidades de equipamientos urbanos que, ante la falta de servicios públicos, la energía eléctrica ayudará a resolver, permitiendo el desarrollo de las comunicaciones, del alumbrado público y de los transportes urbanos.

⁹³ La primera empresa eléctrica española, la Sociedad Española de Electricidad, fue fundada a mediados del año 1881 en Barcelona, en la calle de Mata (Rambla de Canaletas), por Francisco Dalmau y Faura y su hijo Tomás José Dalmau García. Treinta años antes, en 1852, la prensa de Barcelona difunde la noticia de que el farmacéutico Francisco Doménech iluminó su botica, mediante un método de su invención; en el mismo año, en Madrid, se iluminó la Plaza de la Armería y el Congreso de los Diputados mediante una pila galvánica.

⁹⁴ En Barcelona se daban las condiciones idóneas para la recepción de la electricidad, al contar con la existencia de un desarrollo industrial y urbano importante, sensible a los nuevos recursos energéticos y a la incorporación de los avances técnicos.

⁹⁵ La aplicación de las máquinas *Gramme* se hizo poco después de su presentación en la Exposición Universal de Viena en 1873.

⁹⁶ La electricidad tuvo en sus comienzos el prestigio derivado de su utilización como elemento de lujo, en establecimientos frecuentados por las clases adineradas. Su empleo en teatros, hoteles, cafeterías y grandes almacenes como "El Siglo", hizo que su uso se fuera extendiendo entre los grupos de rentas altas, provocando con el tiempo un efecto de mimetismo. Durante la primera fase de su difusión, la electricidad era efectivamente un producto de lujo, "la luz de los ricos" se la llegó a denominar, ya que no constituía un consumo de masas.

⁹⁷ Trillo-Figueroa y López Jurado (1996), *La regulación del sector eléctrico*. Editorial Civitas, pág 56.

Dicha contribución al crecimiento, en paralelismo con el crecimiento de los núcleos urbanos, se verá fuertemente impulsada a partir de la invención de la lámpara incandescente⁹⁸ (1880), del perfeccionamiento de los generadores eléctricos (1883), que eran movidos por sendas máquinas de vapor de 55 H.P., fabricadas por la Maquinista Terrestre y Marítima, del uso de las turbinas hidráulicas⁹⁹, en la generación de electricidad (1896), y de la incorporación de la tecnología de los alternadores¹⁰⁰ y transformadores¹⁰¹ (1901), que posibilitaban el transporte de energía a grandes distancias.

Dalmau y Xifre fabricaron desde comienzos de 1880 generadores *Gramme*, lámparas de incandescencia *Maxim* y acumuladores con patente *Kalpath*. La empresa Planas y Flaquer, que desde 1888 fabricaba en Gerona motores con patente *Ganz*, se trasladó en 1898 a Barcelona para llevar a cabo la producción de dinamos, alternadores y transformadores. En 1910, esta empresa se convirtió en la Sociedad Anónima de Construcciones Mecánicas y Eléctricas.

La energía eléctrica se utilizó en principio en forma de corriente continua, instalándose fábricas de electricidad en la proximidad de los centros consumidores, ya que no era posible su transporte a larga distancia. En consecuencia, el emplazamiento de las centrales construidas en el siglo XIX estuvo fuertemente condicionado por la proximidad de un centro de consumo.

Este hecho, que no tenía excesiva importancia en el caso de los grupos térmicos, resultaba trascendente para el aprovechamiento de los recursos

⁹⁸ En un espacio vacío de aire, en el que la emisión luminosa se debe al calentamiento de un filamento metálico al ser recorrido por una corriente eléctrica. La lámpara incandescente era apropiada para el interior y para espacios reducidos. Empleadas en la industria permitía al trabajador que dispusiera de su propia luz para tareas específicas, donde la visión era importante, tales como imprentas, fábricas textiles o talleres de confección.

⁹⁹ Máquina motriz provista de un órgano de rotación, impulsado por la fuerza de un fluido en movimiento. Según la naturaleza del fluido motor, las turbinas se clasifican en hidráulicas de vapor y de gas. La turbina hidráulica es una máquina que utiliza la energía disponible en un salto de agua para producir energía mecánica. Está constituida por el distribuidor (fijo) y por la rueda (móvil); el primero orienta y regula el curso del agua, la segunda comunica al árbol sobre el cual está montada la energía procedente del agua. En base a sus características dinámicas, existen turbinas de acción (en las cuales la energía que produce el agua al salir del distribuidor es cinética) y de reacción (en las cuales la energía sólo es cinética parcialmente). Las principales partes que constituyen una turbina a vapor son el rotor y la caja (o cilindro), en cuyo interior gira el rotor, que lleva los conductos distribuidores fijos. Las hidráulicas pueden ser de acción, reacción y eventualmente mixtas. Desde el punto de vista del funcionamiento térmico se distinguen las turbinas de descarga libre (en las que el vapor es descargado a presión atmosférica), las de condensación (en las que se aplica a la descarga un condensador capaz de rebajar la presión de la descarga por debajo del valor atmosférico), y aquellas en las que el vapor es descargado a una presión superior a la atmosférica. La turbina de gas se basa en el mismo principio que las de vapor, pero a diferencia de éstas, el rotor de paletas es puesto en rotación por gases calientes.

¹⁰⁰ Generador que transforma energía mecánica en energía eléctrica en forma de corriente alterna. Esta energía mecánica puede ser proporcionada por una turbina hidráulica, de vapor o de gas, un motor de gasolina o un motor Diesel. Está constituido por una pieza fija (estator) y otra móvil (rotor) que llevan unos arrollamientos de hilos de cobre aislados llamados inductor e inducido.

¹⁰¹ Máquina eléctrica estática que sirve para transferir, aprovechando el fenómeno de la inducción electromagnética, energía eléctrica a corriente alterna, de un circuito a otro, modificando sus características. Elevaban o reducían la tensión para transmisión y distribución. Está constituido por dos arrollamientos, cada uno de ellos formado por un cierto número de espirales de hilo de cobre envueltas a un núcleo de hierro de elevada permeabilidad magnética, de los cuales uno, llamado "primario", recibe energía de la línea de alimentación, mientras que otro, llamado "secundario", está unido a los circuitos de utilización. En los autotransformadores existe un único arrollamiento en el cual es secundario el derivado del primario.

hidráulicos, ya que sólo podían ser aprovechados aquellos recursos que se encontraban próximos a centros de consumo, aunque también se dio la circunstancia de que el emplazamiento de los recursos hidráulicos determinara, en algunas ocasiones, la localización de algunas industrias.

El transporte se realizaba a alta tensión ya que las pérdidas eran menores por ser inversas a la tensión de la corriente empleada.

Con el sistema de corriente alterna el coste de la red disminuye, ya que los cables de cobre no necesitan aumentar su diámetro con la distancia. En el de corriente continua el coste de la red era por esa circunstancia más elevado al igual que las máquinas productoras. En las primeras adquisiciones que realizó la Compañía Barcelonesa a partir de 1894 el valor del cobre adquirido a la empresa *Siemens* se elevó a 1,8 millones de marcos¹⁰², una cifra muy elevada en relación con el coste total de los equipos adquiridos. El proceso fue lento y hubo que resolver el paso de unos a otros tipos de corrientes y de unas a otras tensiones. A lo largo de las siguientes décadas del siglo XX, los avances técnicos han permitido transmitir a tensiones cada vez más elevadas y a distancias cada vez mayores, desde los 6 kW de comienzos de siglo se pasó a los actuales 220 y 380 kW.

La corriente alterna abrió el camino del transporte a distancia de muy altas potencias eléctricas, sin que se produjera una enorme pérdida en las líneas de transporte, cuestión ésta que impedía el despliegue de la corriente continua. Ello permitió usar no sólo máquinas de vapor urbanas para la activación de los generadores eléctricos, sino la energía potencial del agua embalsada o remansada en las alturas. Aún con corriente alterna, y dado los precios competitivos del carbón, muchas centrales siguieron siendo urbanas, aunque comenzaron a plantear un problema creciente de contaminación por hollín. Toda central térmica necesita de una fuerte refrigeración, que no puede obtenerse en el centro de una ciudad si la potencia de la central es alta. Y las potencias no pararon de crecer, ya que ello suponía abaratar considerablemente el coste del kilovatio-hora producido.

Todas estas innovaciones van a permitir la obtención de energía a menores precios y el desplazamiento progresivo de otras clases de energía: la luz eléctrica fue desplazando tanto la luz de gas, propia de las ciudades, como la que proporcionaba el queroseno¹⁰³ en las zonas menos urbanizadas. Hacia 1900, la practica totalidad de las capitales españolas de provincia disponían ya de una o varias “fabricas de luz”, como entonces se las llamaba. En general, las centrales, entonces “fábricas de luz”, que se ponían en marcha a principio de siglo tenían unos 100 CV de potencia y costaban unas 300.000 pesetas de inversión.

Trillo-Figueroa y López Jurado (1996) describen¹⁰⁴ que: “En 1900 había en toda España 480 centrales térmicas y 380 hidroeléctricas de pequeño volumen y alcance meramente local”. Las exigencias de continuidad en el servicio, la paulatina interconexión, el carácter muy intensivo en capital de las inversiones en el sector,

¹⁰² Capel, H., *La electricidad en Cataluña, una historia por hacer. Conclusiones*. Barcelona, Fecsa, 1994, Vol. III págs 165 – 216.

¹⁰³ Mezcla de hidrocarburos ampliamente usada como combustible para motores Diesel, para turbinas, para iluminación y para calefacción.

¹⁰⁴ Trillo-Figueroa y López Jurado (1996), *La regulación del sector eléctrico*. Pág. 67.

acaban diseñando unas compañías de ámbito supralocal. La ampliación del marco de referencia aconseja la atribución de competencias a instancias supralocales.

La expansión del alumbrado, tanto público como en industrias y locales, exige una regulación que se materializa con la promulgación del primer decreto ordenador de instalaciones eléctricas en 1885, y en 1888 se publica una Real Orden que regula el alumbrado eléctrico de los teatros españoles, prohibiendo expresamente el alumbrado con gas y autorizando las lámparas de aceite sólo como sistema de emergencia.

La electricidad facilitó la modernización de los transportes. Los tranvías urbanos y los ferrocarriles podían utilizar la nueva fuente de energía, sustituyendo la fuerza animal y las máquinas de vapor. La electricidad hizo posible, además, la aparición de un nuevo sistema de transporte urbano, el metro.

Para el sector industrial, la electricidad constituyó una innovación relevante. García Alonso¹⁰⁵ (1983) *al respecto* señala que el sistema productivo de cualquier economía depende de la energía para su funcionamiento, de tal manera que, debido a la posición estratégica que el sector de la energía ocupa, cualquier estrangulamiento en su suministro le afectaría de forma inmediata e incluso podría provocar su paralización.

Hasta entonces, la principal fuente energética había sido la proporcionada por la máquina de vapor, cuya fuerza generada se transmitía a las distintas máquinas herramientas a través de un sistema de barras, poleas y correas; además, para que su utilización fuera rentable, las necesidades energéticas de la empresa industrial debían de ser relativamente elevadas.

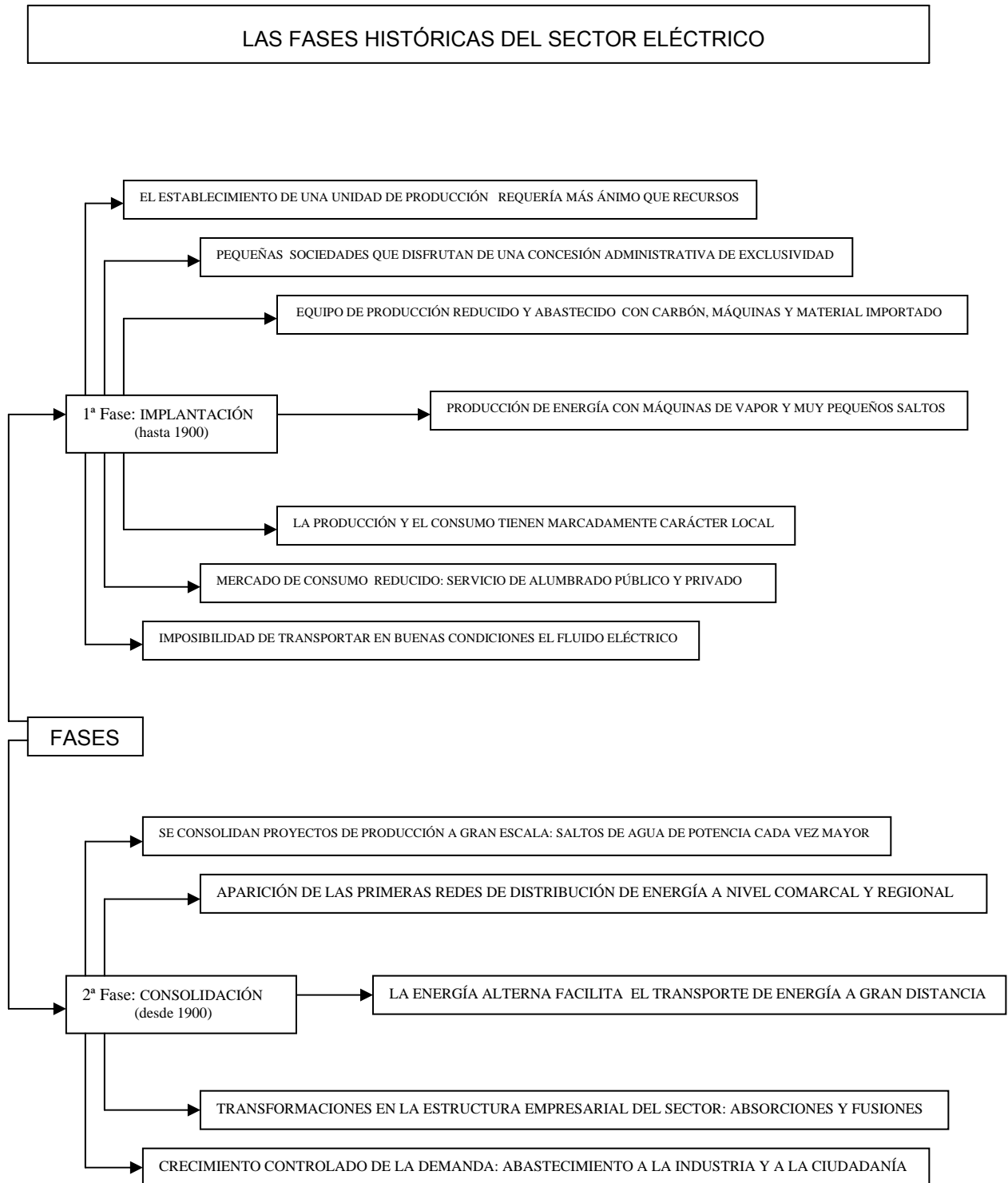
Estas rigideces técnicas darían lugar a la subsistencia de los sistemas manuales de producción en gran parte de los sectores industriales durante el siglo XIX. La electricidad va a permitir la mecanización de estos procesos de producción que aún seguían utilizando la fuerza humana.

A cada fábrica o taller se le abría la posibilidad, ahora, de adquirir el *input* deseado de energía a una empresa especializada, sin tener que dedicar fuertes inversiones y espacio a su producción.

Un pequeño taller podía ser perfectamente eficiente frente a una gran fábrica utilizando equipos de capital físico, mejorando con ello la asignación de los recursos productivos, que fueron un factor determinante del extraordinario incremento de la productividad industrial.

¹⁰⁵ García Alonso, José María (1983), "La energía en la economía española: una visión global", pág. 2. *Papeles de Economía Española* nº 14. Madrid.

ESQUEMA 2.1



La estadística de la industria eléctrica, publicada por el Ministerio de Agricultura, Industria y Obras Públicas en 1901, recoge la existencia de 861 centros de producción de electricidad (centrales) con una potencia instalada de 127.940 C.V. El 61 por ciento de estos centros de producción utilizaba energía térmica y el 39 por ciento restante energía hidráulica como fuerza motriz.

En cuanto al uso de la energía eléctrica, el 75 por ciento de las centrales dedicaban su producción al servicio público¹⁰⁶ y el 25 por ciento a usos particulares. La potencia media por central era de 148 C.V. y estaba justificada por la existencia de una demanda todavía muy escasa¹⁰⁷.

Durante todo este periodo inicial de finales del siglo XIX, la producción de electricidad, básicamente, era de origen térmico, a base de carbón¹⁰⁸ o de gas. De hecho, las primeras centrales eléctricas de importancia eran térmicas¹⁰⁹.

La preponderancia de los centros de producción de origen térmico encuentra su explicación en la financiación por fabricantes extranjeros de maquinaria eléctrica, sobre todo por sociedades alemanas.

En 1882 se fundó en Barcelona la Compañía Anglo-Española de Electricidad. En 1889, la *Algemeine Elektrizitat Geselsaft* (AEG) y el *Deutsche Bank* fundaron la Compañía General Madrileña de Electricidad. En 1890 se estableció en Barcelona la Casa *Siemens* y *Halske* de Berlín.

En 1894 grupos alemanes financiaron la Compañía Sevillana de Electricidad, para explotar los recursos hidráulicos de la cuenca del Guadalquivir; la *Siemens Elektrische Betriebe* promovió la Eléctrica Malagueña y la AEG creó en Barcelona la Compañía Barcelonesa de Electricidad.

En el resto de España, la preeminencia dentro de la industria eléctrica quedó en manos de un poderoso grupo financiero capitaneado por el Banco de Vizcaya. El protagonismo del capital vasco en la industria eléctrica española, en

¹⁰⁶ Los servicios públicos suponen, generalmente, una concesión otorgada por la autoridad pública, lo que hace que uno de los elementos esenciales de la estructura del mercado correspondiente queden determinados por la forma que adopten tales concesiones. También los precios cobrados como contraprestación por el suministro de tales servicios son generalmente fijados por el Estado, lo que agudiza el alejamiento de estas actividades respecto de las reglas que normalmente rigen el funcionamiento de los mercados.

¹⁰⁷ En los primeros años fue preciso crear la demanda. Las ventajas de la electricidad sobre el gas (alumbrado) eran grandes: limpieza, ausencia de olores, comodidad de uso, seguridad, aunque sobre este último punto, los potenciales consumidores eran repetidamente advertidos por las empresas del gas sobre el peligro de electrocución. Los arcos voltaicos daban una iluminación muy intensa y molesta a corta distancia. Eran más apropiados para el alumbrado público, para faros marítimos y para la iluminación del trabajo de construcción nocturno, donde superaban a la luz de gas. Pero en todo caso, en los primeros años la iluminación eléctrica tenía usuarios escasos.

¹⁰⁸ El carbón es un mineral de sedimento orgánico formado por vegetación enterrada que ha sido alterada por efectos biológicos y, sobre todo, de presión y temperatura. Cuando se combinan ciertas condiciones de presión, calor y tiempo, esta vegetación se transforma en carbón natural. Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regularización económica de los servicios públicos*, pag. 240. Editorial Ariel Economía.

¹⁰⁹ Utiliza la energía calorífica obtenida de una combustión (de carbón, fuel-oil o gas natural) para obtener vapor, que alimenta una turbina de vapor unida al generador, a veces se utilizan motores Diesel y turbinas de gas.

opinión del profesor Carles Sudriá¹¹⁰, encuentra su explicación en la gran acumulación de capital que se había producido en el País Vasco en el último cuarto de siglo, de la mano del retorno de capitales cubanos y de la exportación de casi la mitad de la producción de la industria siderúrgica vizcaína y a que el lingote de primera fusión era competitivo a nivel internacional.

El profesor Jordi Nadal¹¹¹ ha señalado que su competitividad era posible porque los bajos precios del mineral de hierro compensaban los elevados costes del carbón¹¹² hispánico que se utilizaba como combustible.

Tamames (1971) señala que la calidad de nuestro carbón es en general baja porque la potencia calorífica casi siempre es poco elevada y el porcentaje de cenizas y de azufre suele ser excesivo. Al ser nuestro carbón caro y, en general, de calidad mediocre, el progreso en su producción solamente ha sido posible merced a una política de fuerte protección¹¹³. Son tres las causas¹¹⁴ explicativas del alto coste de producción y por tanto del alto precio del carbón nacional:

- La estrechez y la dislocación de las capas de nuestros yacimientos. Su espesor medio oscila entre 50 y 60 centímetros, en tanto que en las grandes explotaciones de Gran Bretaña y de la cuenca del *Ruhr* superan normalmente el metro y en ocasiones llegan hasta los dos metros. El poco grosor de las capas de carbón de nuestras minas hace que sea prácticamente imposible la utilización de máquinas de extracción de gran potencia.
- La poca limpieza con la que se presenta el carbón autóctono, lo que hace necesario su lavado, operación que no es precisa en la mayoría de los yacimientos de los que procede el carbón importado.
- La friabilidad de nuestros carbones, es decir, su alta proporción de menudos, que alcanza un promedio del 60 por ciento de la totalidad del tonelaje extraído.

¹¹⁰ Carles Sudriá realiza un análisis de la producción y del consumo de energía, factor esencial en la modernización económica de España en: *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*, cap. 12, “Un factor determinante: la energía”, (págs. 313 a 359). Ed. Ariel. Barcelona 1994.

¹¹¹ Jordi Nadal, *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*, cap. 2, “La industria fabril española en 1900”, (págs. 23 a 60). Ed. Ariel. Barcelona 1994.

¹¹² Químicamente, el carbón se compone de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y una serie de impurezas, de las cuales la más importante suele ser el azufre. Tiene características diferentes, según la fase de transformación en que se encuentra; de más antiguo a más moderno, se clasifica generalmente en antracita, hulla y lignito. La antracita tiene un elevado contenido de carbono de 90 a 94 por ciento. Los menudos de antracita se utilizan principalmente en la producción de energía eléctrica. La hulla contiene menos carbono que la antracita, 75 a 90 por ciento y una mayor cantidad de sustancias volátiles que aquella; de esta combinación proviene su mayor poder calórico que oscila entre 6.000 y 8.000 calorías. El lignito es el carbón de menor poder calorífico debido a su bajo contenido en carbono, el 60 a 75 por ciento y excesivo porcentaje de sustancias volátiles. Se desintegra con facilidad al aire libre y es propicio a la combustión espontánea, lo que unido a lo elevado del coste de transporte en relación con su precio, hace que no pueda utilizarse a larga distancia de los yacimientos; en su mayor parte se destina a la producción de energía eléctrica en centrales a bocamina.

¹¹³ Nuestra producción de carbón ha crecido rápidamente en las épocas de fuerte protección arancelaria y restricciones del comercio exterior, para estancarse e incluso disminuir en aquellas otras en las que el proteccionismo se hacía más suave.

¹¹⁴ Tamames, Ramón (1971), *Estructura Económica de España*, págs. 257-258. Biblioteca Universitaria de Economía. Guadiana de Publicaciones

Estos menudos no tienen fácil salida al mercado. Su aprovechamiento se realiza *in situ* en centrales térmicas.

García Alonso¹¹⁵ (1983) añade a las causas explicativas anteriores las siguientes:

- La excesiva atomización de las explotaciones en el caso de la antracita.
- La carestía del transporte.
- La calidad de las hullas españolas no satisface los requerimientos de la siderurgia ya que casi la mitad del tonelaje extraído no es coquizable.

El crecimiento de los centros hidroeléctricos de producción va a tener en la industrialización del país su gran condicionante. Podemos establecer, durante el primer tercio del siglo XX, tres etapas con características definitorias del crecimiento del sector eléctrico:

a) De 1900 a 1910: Década de las hidráulicas.

Durante esta primera década del siglo XX la industria eléctrica española va a extenderse por todo el país, sobre todo en las grandes ciudades y el gran número de sociedades surgidas tendrá un carácter local. La nueva tecnología para la generación de corriente alterna, la utilización de altos voltajes en la transmisión de la corriente y el perfeccionamiento del motor eléctrico, hace que a partir de esta década se produzca una gran transformación en el sector eléctrico español.

España es un país con pocas corrientes de agua pero con grandes desniveles que permiten un importante aprovechamiento. Los industriales catalanes veían en la energía hidráulica la ventaja de su reducido coste comparativo frente al coste del carbón que era extraordinariamente elevado.

El uso de la fuerza hidráulica¹¹⁶ no se generalizó hasta principios de siglo, cuando la mejora de las técnicas de transporte de fluido hizo posible la existencia de centrales productoras en puntos alejados de los centros de consumo. A partir de este momento la energía eléctrica se convierte en una innovación auténticamente revolucionaria. Los costes de producción descienden y la electricidad empieza a usarse de manera masiva en la industria y en los transportes.

¹¹⁵ García Alonso (1983), "La energía en la economía española: una visión global". *Papeles de Economía Española*, nº 14, pág. 9. Madrid.

¹¹⁶ En el aprovechamiento de la fuerza o energía hidráulica influyen dos factores: el caudal y la altura del salto para aprovechar mejor el agua llevada por los ríos. Se construyen presas para regular el caudal en función de la época del año. La presa sirve también para aumentar el salto. El agua del canal o de la presa penetra en la tubería donde se efectúa el salto. Su energía potencial se convierte en energía cinética llegando a las salas de máquinas, que albergan las turbinas hidráulicas y a los generadores eléctricos. El agua al llegar a la turbina la hace girar sobre su eje, que arrastra en su movimiento al generador eléctrico.

En la industria metalúrgica barcelonesa, los primeros hornos eléctricos instalados lo fueron en 1908. Permitieron producir aceros especiales y facilitaron el desarrollo de las industrias mecánicas dedicadas a la fabricación de maquinaria textil, agrícola y automóviles¹¹⁷, motores de aviación, máquinas de escribir y de coser, cocinas y aparatos domésticos.

La electrificación se aprovechó también para desarrollar la industria electroquímica que demandaba gran cantidad de energía. Es el caso de Electroquímica de Flix, creada en 1987 por el capital alemán para producir cloruro de calcio y otros productos químicos, aprovechando la electricidad producida por la corriente del Ebro.

Respecto al nacimiento y desarrollo de la industria de la energía eléctrica resulta elocuente el comentario realizado por el Interventor General D. José María de Retes, con relación al impuesto sobre el consumo de electricidad en las “Estadísticas de los Presupuestos Generales del Estado y, de los resultados que ha ofrecido su liquidación” durante los años 1901 a 1907:

Ninguna otra industria ha tenido en nuestro país tan rápido progreso, pues si, desde 1878, en que se estableció la primera fábrica de electricidad en España (Santa Catalina, en Baleares), hasta 1885, sólo se montaron otras tres fábricas, desde entonces a nuestros días (1909) se han instalado más de 1.200 fábricas que proporcionan alumbrado eléctrico a más de la tercera parte de la población española y continúan sin cesar las instalaciones con nuevas y más útiles orientaciones de aprovechamiento, que ya proporcionan considerables cantidades de energía, transformada en luz, calor, fuerza motriz y acciones químicas, a la industria, la agricultura y minería; aplicaciones que en plazo no lejano han de adquirir notable incremento con la utilización de nuevas fuerzas hidráulicas, en lo cual atesora nuestro país inmensa riqueza, merced a su orografía e hidrografía privilegiadas.

En las empresas eléctricas pioneras¹¹⁸ era frecuente la aparición del término “hidroeléctrica” o “salto”¹¹⁹ en su denominación social. Estas primeras centrales debían emplazarse cerca de los centros de consumo, por las dificultades para el transporte efectivo de la electricidad. Su tamaño era reducido y sólo eran capaces de alimentar 250 lámparas de incandescencia, pero constituyeron el primer paso para poder utilizar el agua como fuente básica de energía eléctrica para usos domésticos, comerciales e industriales.

Las empresas con aprovechamientos hidráulicos existentes durante el siglo XIX y primera década del XX fueron las siguientes:

- Sociedad de Electricidad de Lérida (1893)
- Sevillana de Electricidad (1894)

¹¹⁷ Desde 1904 existía la empresa Hispano-Suiza.

¹¹⁸ En España las dos primeras centrales son “El Porvenir” en el Duero, en la provincia de Zamora (ahora Salto de San Román, de Iberdrola) y el “Molino de San Carlos” en la cuenca hidrográfica del Ebro, en Zaragoza, ambas entraron en funcionamiento en 1901.

¹¹⁹ Cascada de agua. El agua cae desde una cierta altura accionando una turbina que a su vez hace girar un alternador que produce la electricidad.

- Electra Recajo (1895)
- Sociedad General de Electricidad de Tarrasa (1896)
- Compañía General de Electricidad de Granada (1896)
- Electro Hidráulica Alavesa (1897)
- Electro Vasco Montañesa (1897)
- Electra del Urumeta (1898)
- Electra Catalana (1898)
- Electra Reusense (1898)
- Sociedad Gallega de Electricidad (1899)
- El Porvenir de Zamora (1899)
- Electra Industrial Española (1899)
- Hidroeléctrica de Huesca (1900)
- Electra del Guadalquivir (1900)
- Electra de Cazorla (1901)
- Electra del Cabriel (1901)
- Hidroeléctrica Ibérica (1901)
- Hidroeléctrica del Fresner (1901)
- Hidroeléctrica del Algar (1902)
- Cooperativa Eléctrica de Bilbao (1902)
- Hidroeléctrica del Chorro (1903)
- Mengemor (1904)
- Hidroeléctrica del Guadiaro (1904)
- Saltos del Huerva y del Jalón (1904)
- Sociedad Hidráulica Sevillana (1905)
- Electra de Orense (1905)

- Electra Popular Vallisoletana (1906)
- Electra de Viesgo (1906)
- Hidroeléctrica Española (1907)
- Hidroeléctrica Vizcaína (1908)
- Unión Eléctrica de Cartagena (1909)
- Electra del Segura (1909)
- Hidráulica Moncayo (1909)
- Cooperativa Eléctrica Madrid (1910)
- Electra Peral (1910)
- Electra Valenciana (1910)

Además, y correspondientes a la primera década del siglo XX y sin precisar año:

- Teledinámica del Gallego
- Compañía Aragonesa de Electricidad
- Electrotécnica Aragonesa
- Electra de Langreo
- Sociedad Valenciana de Electricidad
- Electricidad de Gijón
- Sociedad Anónima El Trati
- Hidroeléctrica del Guadiaro
- Hidroeléctrica de Trubia
- General Abulense

La sociedad Hidroeléctrica Ibérica¹²⁰ se constituyó en Bilbao (1901) para explotar los aprovechamientos hidráulicos de la cabecera de los ríos Leizarán y

¹²⁰ Los dos socios fundadores fueron el naviero Eduardo Aznar y José Arueta Nenín.

Ebro (saltos de Quintana y de Puentelarrá), obteniendo también concesiones en los ríos Urdón, Júcar, Segura y Tajo. Esta compañía tuvo como promotores a financieros vizcaínos: Aznar, Alzola, Ibarra, etc., a través del Banco de Vizcaya, con el asesoramiento de Juan de Urrutia, ingeniero de minas y uno de los más destacados promotores de la industria eléctrica española.

Con el fin de atender a la demanda de energía eléctrica de una de las principales regiones del Estado, el 19 de julio de 1901 el ingeniero alavés Juan Urrutia fundó en Bilbao la empresa Hidroeléctrica Ibérica, contando para ello con la ayuda del Banco de Vizcaya y con un capital de 20 millones de pesetas.

La primera actuación de Hidroeléctrica se dirigió a abastecer el mercado vasco, para lo cual puso en funcionamiento los Saltos de Quintana sobre el río Ebro. En 1904, la Hidroeléctrica comenzó a suministrar a Bilbao energía eléctrica. La producción energética era durante aquel año de tres millones de kWh, y en 1908 de treinta millones. La línea energética que une Quintana y Bilbao, de aproximadamente 70 km, fue durante un tiempo la más larga de Europa. El siguiente proyecto acometido por la citada eléctrica fue la central Lafortunada, del sistema hidrográfico Cinca-Ara, inaugurada el 1 de enero de 1923.

Hidroeléctrica Española, fundada en Madrid (1907), estaba promocionada por financieros vascos residentes en la capital: Lucas de Urquijo, Eugenio de Garay, José Luis Oriol, Antonio Basagoiti, Fernando Ibarra, etc., actuando como gerente Juan de Urrutia, fundador de Hidroeléctrica Ibérica. También el Banco de Vizcaya¹²¹ apoyó decididamente a esta sociedad. Esta empresa se crea para abastecer la demanda de Madrid y Valencia. Pero, la primera fábrica de electricidad de Madrid se financió con capital alemán de la Empresa AEG, constituyendo la Compañía General Madrileña de Electricidad. Además, un grupo inglés creó *The Electricity Supplí Company for Spain Ltd* y otro francés la Compañía de Alumbrado y Calefacción por gas.

La Compañía General Madrileña de Electricidad adquirió las sociedades mencionadas y la Sociedad Alemana *Schuckert*, propietaria de la Central Francisco de Rojas, que suministraba energía para tracción de tranvías. La consolidación de las distintas compañías en Unión Eléctrica Madrileña (1912), fue posible con la entrada en el grupo financiero de D. Juan Manuel de Urquijo y Urrutia estrechamente ligado al Banco Urquijo, y que desplegó su actividad en la cuenca del Tajo, si bien hoy tiene ramificaciones más al Norte a través de sus distribuidoras y de su absorción de Hidroeléctrica de Moncabril.

Además, el atractivo por el mercado madrileño hizo posible que en 1895 un grupo financiero español fundara la Sociedad Española de Electricidad de Chamberí y en 1900 la Sociedad del Mediodía que, juntamente con otras compañías nacionales Norte, Sur, Espuñez, etc., ofrecieron una dura competencia

¹²¹ El Banco de Vizcaya creado el 26 de marzo de 1901, con un capital de 15 millones de pesetas, adoptó desde un principio el carácter de banco industrial. Al presentársele la ocasión de realizar inversiones en el sector industrial, destinó la mayor parte de los beneficios obtenidos de los depósitos de largo plazo al sector eléctrico. En un momento dado incluso llegó a ser partícipe de 14 empresas hidroeléctricas: Hidroeléctrica Ibérica, Aguas y Saltos del Zadorra, Altos Hornos de Vizcaya, *Babcok & Wilcox*, General Eléctrica Española, Naviera Bilbaína, Naviera Vizcaína, Sociedad General Azucarera de España.

al grupo de la General Madrileña, construyendo el Salto de Navallar (1900) en Colmenar Viejo por medio de la Sociedad Hidráulica de Santillana. Estas sociedades crearon la Cooperativa Madrid para poder ofrecer tarifas más reducidas y en 1910 se fusionó con la Sociedad Electra, filial de Hidroeléctrica Española, para formar la Cooperativa Electra Madrid.

Una manifestación de la guerra de tarifas fue el descenso paulatino de las mismas desde 1 peseta kWh para alumbrado y 0,40 pesetas kWh. para fuerza motriz en 1900, hasta 0,20 pesetas kWh para alumbrado y fuerza motriz en 1915.

En 1904, surgiría, por iniciativa de un grupo de técnicos como Carlos Mendoza, González Echarte y Alfredo Moreno, la empresa Mengemor con el fin de aprovechar los recursos hidráulicos del río Guadalimar y suministrar energía a las minas de plomo de Jaén. Este grupo mantenía vinculaciones con Sevillana de Electricidad y contribuyó a la creación del Metropolitano de Madrid en 1919 contando con la participación al 50 por ciento del capital suscrito con el Banco de Vizcaya.

Esta relación exhaustiva de sociedades revela la importancia concedida por la iniciativa privada española a la producción eléctrica de origen hidráulico. Muchas de estas sociedades desaparecieron al ser absorbidas por otras mayores dentro del proceso de concentración que se inició fundamentalmente en la segunda década del siglo XX.

Con la aparición de la corriente alterna, a principios del siglo XX, se abrió la posibilidad de transportar electricidad a gran distancia y, por consiguiente, de llevar a cabo un desarrollo a gran escala de las centrales hidroeléctricas. En 1909 se construía la primera gran línea para el transporte de la energía eléctrica a una distancia de 240 km. En una tensión de 66.000 voltios, desde el Salto del Molinar, en el río Júcar, a Madrid.

En los años anteriores al primer conflicto bélico mundial¹²², España importaba más del 40 por ciento del carbón que consumía. La interrupción de los suministros británicos provocó un auténtico estrangulamiento en el mercado energético. La escasez de carbón coincidió con los primeros pasos en el mercado energético de la electricidad de producción hidráulica.

El consumidor industrial sustituyó rápidamente la vieja máquina de vapor consumidora de carbón por la electricidad que se le ofrecía barata y sin restricciones.

¹²² El resultado de los años de guerra (1914-1917) fue un extraordinario aumento de la producción nacional, que pasó de 4.400.000 toneladas en 1914 a 7.200.000 en 1918, lo que demostraba la fuerte elasticidad de producción de nuestra minería. .

b) De 1910 a 1920: Los Bancos contribuyen a la financiación del Sector.

La participación del sector financiero, tanto nacional como extranjero, en el desarrollo y expansión del sector eléctrico español era imprescindible debido a los elevados costes de instalación y puesta en funcionamiento de las unidades productivas de esta industria.

La participación del capital extranjero en el nacimiento de esta industria en España tenía su principal motivación e interés en la obtención de mercados a los que suministrar máquinas eléctricas¹²³.

La inversión nacional se realizará principalmente por la iniciativa privada canalizada a través del Banco de Vizcaya, Banco Urquijo, Banco de Bilbao, Banco Pastor y otras instituciones financieras de menor entidad.

La Sociedad Gallega de Electricidad, prototipo de sociedad eléctrica establecida en la región gallega, predominantemente agrícola, estuvo apoyada por el Banco Pastor. Esta sociedad se creó con objeto de explotar el Salto de Agua de Segadas en el río Umia (Caldas de Reyes) y el Salto de la Fervenza en el río Belalle (Ferrol). En su paulatino desarrollo absorbe otras sociedades de la región: Electra Industrial Coruñesa (1909), Electra Popular de Vigo y Sociedad de Gas y Electricidad de Santiago (1923). Fue absorbida por Fenosa también vinculada al Banco Pastor en 1955.

En 1912 el Banco de Bilbao apoyó financieramente el proyecto de aprovechamiento de los Saltos del Duero, que suponía multiplicar por cinco la producción nacional de entonces. Posteriormente, en 1944, la fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero darían origen a la empresa Iberduero.

La Sociedad "*Barcelona Traction Light and Power*" (la Canadiense), financiada por grupos financieros internacionales –*Canadá Bank of Commerce* (Toronto), *London Bank of Scotland* (Londres), *Société Generale* (París), *Stallearts et Lorrenstein* (Bruselas) y *Dan Fishey and Co* (Londres)- asumió la tarea de potenciar las reservas hidroeléctricas del Pirineo Catalán, el suministro de energía eléctrica a Barcelona y la explotación del Servicio de Tranvías.

Una de las empresas filiales de la "Canadiense", Riegos y Fuerzas del Ebro, construyó el vasto sistema hidroeléctrico del Noguera Pallaresa, principal fuente de energía hasta 1936 para la industria catalana.

Un grupo financiero franco-suizo –*Compagnie d'Electricité* (París) y *Société Suisse d'Electricité*- creó la Sociedad Energía Eléctrica de Cataluña para aprovechamiento hidráulico del río Flaminell de Lérida. Más tarde se incorporó al grupo de la Canadiense, que dominaba ya en 1913 la mayor parte del mercado eléctrico de Cataluña y había absorbido a Saltos del Segre, Electricidad de Tarrasa,

¹²³ Hay que tener en cuenta que la política proteccionista inaugurada por el arancel de 1891 tenía como consecuencia que el precio de los motores de importación fuera elevado. Lo cual aumentó el número de empresas extranjeras dedicadas a la producción de material eléctrico en España como AEG, la *General Electric*, *Brown Boveri* o Siemens, que fabricaban desde motores de diversos tipos hasta cables o aislantes.

General Eléctrica de Cataluña, Cooperativa Eléctrica de Valls, La Eléctrica Catalana, Eléctrica Igualadina, Eléctrica de Valls Franquesa, Eléctrica del Vallés, Manresana de Electricidad, Eléctrica de Mollet, Eléctrica de Sabadell y Eléctrica de Vendrell. Igualmente y durante esta época surgieron la “Sociedad General de Fuerzas Hidráulicas”, “Catalana de Gas y Electricidad” y otras muchas promocionadas con capital nacional.

En 1918, el ingeniero José Orbegozo, con el apoyo financiero del Banco de Bilbao, promovió la constitución de la Sociedad General de Transportes Eléctricos Saltos del Duero, para explotar los recursos del Duero y sus afluentes y del tramo internacional de aquél.

c) De 1920 a 1930: Comienza el interés por los grandes saltos hidráulicos.

A partir de 1920 comenzó la utilización de los motores térmicos y de vapor para la producción de electricidad, al tiempo que se avanzaba en la producción de origen hidráulico, alcanzando durante 1930-1935 producciones de electricidad que no se sobrepasaron hasta la década de los cincuenta. En esta época se desarrollaron las compañías locales, propietarias de los medios de generación y de las líneas de distribución a los usuarios.

Es en esta década cuando tiene lugar un cambio significativo de la demanda de electricidad debido al considerable aumento del número de abonados¹²⁴ y a la ampliación del consumo de electricidad durante todas las horas del día, lo que constituía un beneficio económico evidente sobre el coste de producción, el cual descendía a medida que la central aumentaba de potencia y diversificaba su carga eléctrica, distribuyendo los picos de consumo.

Para alcanzar dicho objetivo las compañías no dudaron en ajustar las tarifas (tarifas diferenciales) de manera que incentivaron el consumo fuera de dichas horas punta y la diversificación de la clientela¹²⁵. Durante el día, las fábricas y los tranvías; durante la tarde y la noche, las tiendas, los teatros, los restaurantes nocturnos, la iluminación pública y la de uso doméstico; y a cualquier hora, los aparatos domésticos o los ascensores.

Las importantes inversiones para la construcción de grandes obras hidroeléctricas, cuyos saltos de gran potencia exigían contar con contratos de venta de su producción para asegurar su rentabilidad, modificaron las dimensiones empresariales. Las empresas creadas en los primeros años del siglo XX se consolidan, se crean otras nuevas y el sector eléctrico se configura en grandes grupos.

¹²⁴ La Compañía Barcelonesa de Electricidad pasó de 5.700 abonados en 1905 a unos 30.000 en 1912, localizados todos ellos en Barcelona. En 1924, Riegos y Fuerza del Ebro alcanzó los 154.000 abonados.

¹²⁵ Una vez asegurado el consumo industrial, la demanda doméstica se convirtió en la gran reserva para la expansión del mercado eléctrico. Por eso en los años 1920 a 1930 se observa un importante esfuerzo de propaganda con anuncios en la prensa, en los teatros, cines, charlas radiofónicas, en los que se publicitaban aparatos domésticos, a veces patentados varios años antes, como el ventilador, la plancha eléctrica, la radio y el secador de pelo, entre otros.

Las cinco mayores empresas controlaban el 50 por ciento de la potencia instalada en 1930 y las 10 primeras el 70 por ciento. El sector en su conjunto había multiplicado por más de diez su capacidad en estos 30 años.

A finales de los años veinte, la estructura de la generación eléctrica en España había cambiado radicalmente en comparación con la de principios de siglo: se había multiplicado la potencia instalada por 12 hasta alcanzar 1.154 MW y el 81 por ciento de la producción era de origen hidroeléctrico en 1929.

Los años treinta e incluso cuarenta fueron especialmente duros para las empresas hidroeléctricas. Al estallar la Guerra Civil, el desarrollo hidroeléctrico se vio prácticamente paralizado, y en los años siguientes la situación no hizo sino empeorar. La Guerra Mundial, por una parte, el aislamiento internacional de España, por otra, dejaron a la industria hidroeléctrica española sin medios para subsistir.

Para Tamames (1971) las características¹²⁶ más destacables en estas tres primeras décadas del siglo XX son:

- Reducido consumo del mercado con incrementos anuales muy pequeños. En 1929 la producción de energía eléctrica, según la primera estadística seria, confeccionada por la Cámara de Productores y Distribuidores, fue de 2.433 millones de kWh. En 1935 la producción alcanzó, según datos de la misma fuente, 3.272 millones de kWh, lo que suponía respecto de la cifra anterior un incremento medio anual de 4,3 por ciento.
- Gran libertad de la iniciativa privada; las tarifas libremente pedidas por las empresas eran generalmente concedidas por la Administración. En cada área de concesión había diferentes tarifas, a diferencia de lo que había de suceder a partir del año 1953.
- Amplio margen disponible entre las posibilidades productoras de energía y la escasa demanda del mercado, lo que planteaba cierta dificultad en la colocación de la producción de las nuevas centrales.

Al final de estas tres décadas, la industria eléctrica tenía una potencia instalada de 1.909.000 kilovatios, de los cuales un 25 por ciento eran térmicos y el 75 por ciento hidráulicos. La producción, en el año 1936, alcanzaría los 2.801 millones de kWh, el 91 por ciento de procedencia hidráulica y el 9 por ciento restante de origen térmico.

En la evolución siguiente del sector hasta el momento presente se pueden detectar, igualmente, otras cinco etapas:

¹²⁶ Tamames, Ramón (1971), *Estructura Económica de España*, pág. 282.

1. De 1940 a 1960: Etapa de penuria.

En la primera etapa, que comprende el periodo 1940-1960, la potencia instalada no puede cubrir la escasa demanda y la producción, en un 70 por ciento, es de origen hidráulico y sometida a las variaciones de hidraulicidad anuales.

Durante los años en que se produjo la Guerra Civil y los primeros de la posguerra se originó un estancamiento de la capacidad de producción, a pesar de que entraron en servicio algunas instalaciones, ya que otras fueron destruidas o seriamente dañadas. La precaria situación económica del país impedía la realización de grandes obras y, sobre todo, la importación de los bienes de equipo necesarios que la industria española no podía producir.

A esta circunstancia hay que añadir las consecuencias del bloqueo económico internacional acordado por las Naciones Unidas. El resultado de esta serie de hechos afectará al crecimiento de la potencia instalada, que será de sólo un 1,4 por ciento anual durante el periodo 1940-1944.

La sequía de 1944-1945 agravó aún más esta situación e impidió atender una demanda creciente, con lo que el exceso de capacidad de producción de la década anterior se convirtió en un importante déficit. En los años cuarenta el desarrollo del sistema eléctrico tropezó con grandes dificultades. Las empresas se vieron en serias circunstancias económicas, al estar sometida la venta de electricidad a unos precios estables en un contexto de elevada inflación, lo que provocó un desfase entre el ritmo de construcción de nuevas instalaciones de generación y el crecimiento de la demanda, por lo que el déficit del año 1944 se convirtió en crónico hasta el final de la década. A este déficit también contribuyeron los crecimientos de la demanda de hasta el 27 por ciento anual.

El término, por tanto, que mejor define la situación energética de estos años es el de penuria: una insuficiencia sostenida de la oferta de energía frente a la demanda. Esta insuficiencia derivaba de la posición internacional del régimen y de la ineficacia de las intervenciones impuestas.

Antes de la creación del INI existía el convencimiento gubernativo de que las empresas eléctricas privadas cubrían de forma satisfactoria las necesidades energéticas del país –la electricidad no repercutía en el signo de la balanza comercial, ya que la energía generada en España tenía un origen hidráulico-. En cambio esto facilitaba la reducción de importaciones de combustibles sólidos y líquidos, y la producción satisfacía adecuadamente las necesidades de la demanda.

Tras la creación del INI (1941)¹²⁷, fueron dos las corrientes ideológicas que se suscitaron con arreglo a la ordenación e intervención administrativa en el sector eléctrico. La primera, que podemos calificar de liberal, estaba encabezada por Ignacio Sirvent, hermano del secretario del INI, abogaba por el respeto a la empresa privada y el establecimiento de convenios con el sector. La segunda,

¹²⁷ Creado por Ley de 25 de septiembre de 1941 (BOE nº 280, de 7 de octubre de 1941) y modificaciones por Ley 152/1963, Ley 63/1964, Decreto 480/1968 y Decreto Ley 20/1970.

intervencionista y autárquica, liderada por el propio presidente del Instituto Juan Antonio Suanzes¹²⁸, buscaba imponer el control del INI sobre las actividades del sector eléctrico, amparándose en el argumento de la escasez energética que se acentuó a partir de 1944.

Si bien era cierta la existencia del déficit energético, no menos cierto es que éste se había originado por la implantación de una política económica de sustitución de importaciones que redujo las entradas exteriores de combustibles fósiles, material eléctrico e imposibilitó importar grandes turbinas que era imposible producir en el mercado nacional, junto a la congelación de las tarifas, debido a unos años de fuerte inflación, que produjo un freno a la potencia instalada.

La corriente liberal exculpaba de toda responsabilidad a las empresas privadas por no haber establecido una ordenación del sector con anterioridad a la guerra civil y elogió su capacidad para expandir la producción eléctrica sin contar con el respaldo oficial. Justificando el déficit eléctrico debido a las circunstancias especiales creadas por el conflicto mundial y a agentes externos a la voluntad de las empresas eléctricas.

La reducción de las importaciones de combustibles sólidos y líquidos propició un aumento del consumo que no pudo ser atendido por la oferta. Igualmente, la dificultad para importar equipos y la estabilización de las tarifas, impidieron el aumento de la inversión por kW de potencia y la puesta en marcha de una red eléctrica nacional. Para esta corriente era imprescindible la intervención del Estado para solucionar el déficit.

Dicha intervención debería estar encaminada a racionalizar los impuestos y las tarificaciones que rentabilizaran las inversiones de capital y facilitaran las importaciones de productos imprescindibles para una rápida electrificación, y no a la construcción y explotación de centrales públicas en condiciones de competencia con otras de iniciativa privada.

Ignacio Sirvent contemplaba la solución en la creación de una empresa mixta financiada a partes iguales por el Estado y por particulares de nacionalidad española. Las funciones encomendadas a dicha empresa serían la de explotar los aprovechamientos hidroeléctricos y térmicos más rentables; la ordenación de las cuencas de los ríos; la construcción de embalses reguladores y la modificación de las líneas de transporte.

En una primera fase, se comenzaría dividiendo la producción y la distribución de energía eléctrica en diez grupos regionales; en la segunda fase, se llevaría a cabo la ordenación definitiva en la totalidad del territorio. En cada una de las diez zonas se crearía una empresa única que, al agrupar a las sociedades existentes, actuaría como monopolista.

Juan Antonio Suanzes era partidario de la intervención en el control de la industria, ya que existía una estrecha conexión entre la generación de energía

¹²⁸ Bajo la gestión de militares, como Suanzes, Planell y Sirvent, el INI representaría, según Moya, la intervención del Nuevo Estado y el encauzamiento del espíritu de la Cruzada hacia la industrialización nacional.

eléctrica y el resto de actividades industriales¹²⁹ proyectadas por el INI, así como la creación de una futura Empresa Nacional de Producción y Distribución de Electricidad (Ene).

Suanzes, con el control del mercado eléctrico, pretendía cubrir las propias necesidades de autoabastecimiento de las empresas del INI (integración vertical), que era el agente que asumía los supremos intereses patrios y no de subsanar un pretendido déficit energético.

Las leyes del otoño de 1939 y la ley fundacional del INI avalaban la intervención del Estado. De ahí que fuera aconsejable poner la ordenación eléctrica y la formación de una red nacional en sus manos, privando a las empresas o a cualquier departamento ministerial de ese cometido.

En el punto de partida de la intervención del Instituto en el sector, se halla la ausencia de una doctrina oficial sobre asuntos eléctricos pero en cambio si existía un afán desmedido por imponer su presencia en el sector en régimen exclusivo y con un sometimiento a su dictado de todas las demás iniciativas.

Huérfanos de una doctrina, los dirigentes del INI se entregaron a la tarea de crearla, en 1942 y 1943, en coherencia con una política económica de industrialización forzada, en un marco autárquico en el que como notas características cabe destacar el recelo por la actuación del capital privado, el alejamiento de la economía de mercado y la creación de un INI autosuficiente.

El INI otorgó a la electricidad un carácter indispensable para asegurar la viabilidad de futuro de toda la política industrial del Instituto. Intentó jugar la baza de que existía un déficit energético causado por la desidia de las empresas eléctricas privadas.

Las restricciones en el suministro de electricidad empezaron a producirse en 1944. La imposibilidad de atender la demanda perduró hasta 1954. Durante estos diez años la magnitud de la escasez varió en función de la intensidad de las precipitaciones. Los ejercicios de máxima restricción fueron 1945 y 1949. En estos años, según los cálculos del propio Ministerio de Industria, la oferta quedaba un 30 por ciento por debajo de la demanda, adjudicándose la responsabilidad de forma oficial a la “pertinaz sequía”. En opinión de Tamames (1971), fueron dos las causas¹³⁰ de las restricciones:

- a. El retraso en la construcción de nuevas centrales, originado por el bloqueo de tarifas y las dificultades de importación de equipo para las centrales y de cobre y aluminio para las líneas de conducción.

¹²⁹ La actividad del Instituto –“pieza fundamental de la estructura económica de España”, en calificativo de Velarde- se extiende a casi todos los sectores de la economía española: carbón, electricidad, cemento, productos petrolíferos y lubricantes, minería y metalurgia, abonos, celulosa, fibras sintéticas, hilados y tejidos de algodón, productos químicos, alimentación, vehículos y rodamientos a bolas, construcciones de buques, comunicaciones terrestres y aéreas e industrias mecánicas y de armamentos.

¹³⁰ Tamames, Ramón (1971), *Estructura Económica de España*, pág. 283.

- b. Elevación de la tasa de incremento en el consumo que pasó del 4,3 por ciento en el periodo 1900-1930 a un 8,5 por ciento en el periodo 1940-1953.

Sin embargo, tras la Segunda Guerra Mundial, existió un estricto control de las importaciones españolas que agudizó la falta de recambios para la maquinaria y agravó el abastecimiento de carbón con destino a las centrales térmicas, así como la imposibilidad de renovar las líneas de transporte y los transformadores, etc., reduciendo con ello el rendimiento técnico de las instalaciones eléctricas.

Además, otros hechos vinieron a gravar la situación del sector: por un lado, la práctica congelación que sufrieron las tarifas hasta el 1 de enero de 1953, que eliminaba cualquier estímulo a la inversión productiva por parte de las compañías; la escasez de divisas impedía a menudo la adquisición del equipo necesario para el funcionamiento de las centrales; por otro lado, la Administración denegaba sistemáticamente durante estos años las autorizaciones para la instalación de nuevas industrias consumidoras de electricidad.

En noviembre de 1944, al mismo tiempo que se producía la fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero¹³¹ para dar lugar a Iberduero¹³², el INI constituyó la Empresa Nacional de Electricidad S. A. (Endesa) para que desarrollara la producción de electricidad de origen térmico, debido a que la iniciativa privada no asumía el riesgo que suponía la generación de electricidad mediante la utilización del carbón nacional. Se comenzó a construir la central de Compostilla en Ponferrada (León), y en 1949, la Empresa Nacional Hidroeléctrica de Ribagorzana (Enher), que vinieron a sumarse al esfuerzo que hasta entonces había sido realizado en exclusiva por empresas privadas.

Con la creación de Endesa, con capital enteramente público, el Estado pretendía impulsar el empleo de carbón nacional para la producción de energía eléctrica mediante centrales térmicas convencionales, equilibrando así la estructura del parque eléctrico nacional que tenía una elevada dependencia de los recursos hídricos, por su naturaleza de oferta variable. Este crecimiento del parque térmico pasó a representar un 20 por ciento de la potencia instalada a finales de los años cincuenta a más de un 43 por ciento a finales de los sesenta.

En este contexto, fue el propio sector el que puso de manifiesto la necesidad de llevar a cabo una explotación más eficiente de los medios de producción y de las redes de transporte a nivel nacional. Esta iniciativa se plasmó, en la práctica, en la creación en 1944 de la Empresa Unidad Eléctrica S.A. (Unesa)¹³³, integrada entonces por las 17 principales compañías del sector, que representaban el 80 por ciento de la producción total, para establecer una coordinación de la explotación del conjunto del sistema eléctrico, es decir, fomentar la construcción de las

¹³¹ La empresa Saltos del Duero se había constituido el 3 de julio de 1918 para el aprovechamiento del río Duero y sus afluentes el Esla y Tormes. Detrás de este proyecto se encontraba el ingeniero José Orbeago, primer director de la institución, quien contó con el apoyo financiero del Banco de Bilbao y con un capital social de 150 millones de pesetas. La energía se destinaba a Bizkaia y a Madrid a través de las redes Esla-Valladolid-Madrid y Esla-Valladolid-Bilbao, respectivamente.

¹³² Iberduero en el momento de su constitución contaba con 1.000 empleados y un capital social de 530 millones de pesetas. En 1970 la empresa producía el 20 por ciento del total de la energía eléctrica consumida en el país, y el 27 por ciento en lo que a filiales se refiere.

¹³³ Entidad que defiende los intereses monopolísticos del sector frente al país y ante la Administración..

interconexiones regionales, representar a las empresas ante la Administración y organizar el despacho diario. Unesa supuso el inicio de la explotación unificada, de modo que las instalaciones de cada empresa se ponían al servicio del abastecimiento de la demanda del país, como si una única empresa gestionara la totalidad de los medios de producción y transporte de energía existentes.

A Unesa se le encomendó, en aquel momento, la promoción de las interconexiones de los distintos sistemas eléctricos regionales y de éstos con las centrales que fueron necesarios para completar la red primaria o de transporte y la creación del “*Dispatching Central*” desde donde se dirigía la explotación conjunta del Sistema Eléctrico Nacional, decidiendo qué centrales tenían que funcionar en cada momento y qué intercambios de electricidad entre zonas eran necesarios para asegurar el abastecimiento al conjunto del país.

En 1951 el Gobierno aprobó un nuevo sistema de tarifas, las Tarifas Tope Unificadas¹³⁴ (TTU), que entró en vigor en 1953 y establecía la unificación¹³⁵ de precios de la electricidad para todo el territorio español. Esto exigió la implantación de compensaciones a los mayores costes de generación térmica y a las altas cargas financieras de las nuevas construcciones, creándose a este fin la Oficina Liquidadora de Energía (Ofile)¹³⁶.

El sistema de tarifas base tuvo que ser completado por un lado con compensaciones económicas a la producción térmica, a causa de la elevación de los precios del combustible, y, por otro lado, a la construcción de las nuevas centrales hidroeléctricas, de coste de establecimiento también creciente. Estas compensaciones se realizan en forma de primas, que satisface Ofile, organismo creado para tal fin, que se nutre con los fondos que recauda con el recargo conocido con el nombre de factor “r” que pesa sobre el consumidor.

Esta oficina, en 1953, pasó a denominarse Reca, como entidad separada pero dependiente de Unesa. En dicho año, la infraestructura de interconexiones permitía ya una mayor actividad de intercambio, y se sintió la necesidad de disponer de un “*dispatching*”. Entonces se creó Reca, que es el primer nombre que toma el Centro de Control Eléctrico (Cecoel), herramienta fundamental para la explotación unificada.

Con la aplicación en ese mismo año de las TTU, se consiguió liberar al sector del pesimismo con que se venía desarrollando en la época anterior, al tiempo que incentivó el ritmo de construcción de nuevas centrales, lo que produjo una progresiva y rápida disminución del déficit de capacidad de producción, esto es, de las restricciones eléctricas que llegaron a desaparecer completamente en 1958.

La intervención directa del Estado en la industria eléctrica se manifestó a través de la actuación del INI, que creó varias empresas nacionales, para la

¹³⁴ Entró en vigor por Orden Ministerial de 23 de diciembre de 1952.

¹³⁵ Supone la incorporación de un sistema de tarificación totalmente nuevo, en el que se fija un precio base único por kWh para el consumo en cinco grupos distintos: alumbrado por contador en baja tensión, alumbrado a tanto alzado en baja tensión, alumbrado y usos domésticos, usos industriales y electrificación rural.

¹³⁶ Creada por Orden Ministerial de 22 de enero de 1953.

generación de electricidad en centrales térmicas: Empresa Nacional de Electricidad (Enelsa)¹³⁷, la Empresa Nacional Calvo Sotelo¹³⁸, la sociedad Gas y Electricidad, para garantizar el suministro de energía al archipiélago balear, la Empresa Nacional de Electricidad de Córdoba, la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribargozana (Enher)¹³⁹, para aprovechamiento integral del Noguera Ribargozana, en el Pirineo catalán, Hidroeléctrica de Galicia y la Hidroeléctrica de Moncabril¹⁴⁰.

ENHER es de las empresas públicas la de mayor importancia en el sector. Creada en julio de 1946, su objeto social es la producción, transporte y suministro de energía, con la misión fundamental de ejecutar el plan de aprovechamiento hidroeléctrico integral del Noguera-Ribagorzana y sus afluentes. En 1955 le fue conferida la reserva del aprovechamiento hidroeléctrico integral de la cuenca del río Ebro, en el tramo comprendido entre Escatron y Flix. En 1970, su plantilla era de 2.762 personas, con unas ventas o ingresos de explotación por valor de 2.934 millones de pesetas y su capital más las reservas ascendían a 6.450 millones de pesetas. Índices que la situaban como la novena en importancia de las empresas en que el INI participaba directa mayoritariamente a finales de ese año. En ese mismo año sus beneficios fueron de 454,85 millones de pesetas.

Igualmente, la intervención del Estado se materializó en un amplio plan del MOP a través de las Confederaciones Hidrográficas, de construcción de embalses. Este nuevo tratamiento de las necesidades del sector contribuyó al despegue y a la superación de las causas que impedían el desarrollo industrial del país.

Ángel Melguizo¹⁴¹ (1973) realiza el siguiente balance de la actuación de la empresa pública española en el sector eléctrico, a tenor de las directrices y objetivos del Instituto:

- Entera participación en un sector clave.
- Apoya las presiones a favor del dividendo y en contra del consumidor.
- Permite que las empresas privadas absorban los mayores beneficios de su actividad al no disponer de redes propias de distribución.
- Utiliza criterios, en la gestión, de empresa privada.
- Mantiene estrechas vinculaciones con el capitalismo español.
- Crece su privatización.

¹³⁷ Enelsa aprovecha los menudos de antracita de las cuencas mineras de León.

¹³⁸ Inició su actividad con el montaje de tres centrales térmicas en Puertollano, Escatrón y Puentes de García Rodríguez, para quemar hulla de baja calidad y lignitos.

¹³⁹ Enher participaba en otras empresas: A finales de 1970 participaba en Minera Industrial Pirenaica (100 por ciento del capital), en Redes de Energía S.A. (al 50 por ciento con Hidroeléctrica de Cataluña, detentaba el 23 por ciento de Hispano Francesa de Energía Nuclear (junto con *Electricité de France* 25 por ciento), Fecsa (23 por ciento), Hidroeléctrica de Cataluña (23 por ciento) y Fuerzas Hidroeléctricas del Segre (6 por ciento).

¹⁴⁰ En la que el INI era mayoritario (61,34 por ciento) pasó a integrarse en 1968 en Unión Eléctrica.

¹⁴¹ Melguizo, Ángel (1973), "El papel de la empresa pública en la economía española", cap. 34, pág. 325. *Lecciones de Hacienda Pública Española*, Vol. II. Universidad Complutense. 1973. Madrid.

- Ayuda de hecho a reforzar el monopolio existente en contra expresamente de uno de los fines que la Ley señalaba.

Durante la década de 1950 y primeros años de la siguiente se incrementó sustancialmente la potencia hidroeléctrica instalada. El cambio de ritmo en la construcción de nuevas centrales se produjo a partir de 1950 gracias a la mejora de la situación comercial exterior.

También en este periodo tiene lugar la interconexión¹⁴² de las redes eléctricas de Francia y España, que permite el intercambio¹⁴³ de energía entre los dos países, las sociedades españolas suministrarán energía a Francia durante los meses de noviembre a abril, periodo en el que es sobrante para España, mientras escasea en Francia y ésta suministra energía a España de mayo a octubre.

El material para la producción de electricidad fue uno de los aspectos en los que se materializó la ayuda económica estadounidense. El efecto fue inmediato: en seis años, 1950–1956, se dobló la potencia hidroeléctrica instalada y se incrementó en más de un 50 por ciento la de carácter térmico.

En 1956 más del 77 por ciento de toda la potencia instalada utilizaba la fuerza del agua. Con ello, los mejores emplazamientos estaban ya aprovechados y los que quedaban exigían inversiones cada vez superiores. Este hecho imponía la presencia masiva en la producción de las centrales térmicas, que hasta entonces habían tenido un peso menor y estaban limitadas a un papel complementario. En 1957 y 1958 entraron en funcionamiento las primeras centrales térmicas de gran potencia, que consumían carbón.

Para este periodo, Tamames (1971) refiere las siguientes características¹⁴⁴, que son de signo completamente opuesto al que presentaron las tres primeras décadas iniciales del siglo XX:

- Gran incremento del consumo. La media anual de incremento fue del 8,5 por ciento aproximadamente, llegándose en los últimos años del periodo a incrementos de hasta un 13 por ciento. Este aumento en la producción y el consumo era reflejo del proceso de industrialización en marcha. En esta etapa fueron muy pocas las empresas privadas importantes de nueva creación. Tan sólo es destacable la puesta en explotación de las enormes reservas hidroeléctricas de Galicia, hasta entonces prácticamente intactas, que llevaron a cabo Fenosa y Saltos del Gil, fundadas, respectivamente, en 1943 y 1945.
- Mayor intervención estatal que se concretó en tres aspectos diferentes:
 - Régimen de tarifas.

¹⁴² “Intercambios internacionales de energía eléctrica”. *Información Comercial Española*, nº 408, pág. 85, agosto 1967

¹⁴³ En noviembre de 1955 se firmó el primer contrato entre Iberduero, Fenosa y Saltos del Sil y Electricité de France, conocido con el nombre de Hispানেlec.

¹⁴⁴ Tamames, Ramón (1971), *Estructura Económica de España*, pág. 282.

- Centrales de las empresas del INI.
- Plan de embalses del MOP.
- Permanencia de las restricciones hasta 1955.
- Explotación conjunta del sistema eléctrico nacional.

2. De 1960 a 1970: Comienzo de la planificación.

El Plan de Estabilización de 1959, la apertura al exterior, la aparición del turismo, etc., fueron hechos que dieron lugar, desde los primeros años sesenta, a una fase de consolidación y crecimiento de la economía española a ritmos muy elevados, que indujeron importantes crecimientos de la demanda eléctrica.

En estos años se puso claramente de manifiesto la ventaja que suponía contar con una red interconectada para atender instantáneamente a una demanda creciente, lo que permitió aumentar sustancialmente la garantía de suministro a los clientes y aprovechar al máximo la potencia total disponible, logrando con el aumento de tamaño unitario de los grupos generadores, economías de escala que suponían la reducción de costes y el consiguiente abaratamiento de las tarifas.

En los primeros años de la década de los sesenta se inauguraron los últimos grandes embalses. La necesaria ampliación de la capacidad productiva de la industria se produjo a partir de entonces casi exclusivamente a través de centrales térmicas. En esta segunda etapa, de los años sesenta, la potencia instalada se incrementa en un 277 por ciento, hasta alcanzar los 17.900 MW, creciendo en la misma proporción la energía de origen hidráulico y la de origen térmico.

En esta década tuvo lugar un primer ensayo planificador en el ámbito de la energía con motivo del Plan de Desarrollo de 1964 y del primer PEN de 1969, que programaba las instalaciones de generación a acometer en los siguientes años.

CUADRO 2.1

BALANCE GENERAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PREVISIÓN PARA 1969)

Producción, exportación y consumo	Año seco		Año Medio		Año húmedo	
	Miles GWh	Horas (1)	Miles GWh	Horas (1)	Miles GWh	Horas (1)
(A) Producción Hidroeléctrica	19,7	2.200	29,4	2.990	41,2	4.188
(B) Producción Termoeléctrica	31,8	4.918	22,3	3.451	10,7	1.667
(C) Producción Nuclear	1,0	6.000	1,0	6.000	1,0	6.000
(D) Producción total (A + B + C)	52,5	3.186	52,7	3.200	52,9	3.215
(E) Exportación neta	- 1,9	-	- 2,2	-	- 2,4	-
(F) Consumo nacional (D – E)	50,5	-	50,5	-	50,5	-

(1) Promedio de funcionamiento de las diversas centrales a lo largo de las 8.760 horas del año.

Fuente: II Plan de Desarrollo, Comisión de energía.

Igualmente, en 1969 surgieron, además, dos importantes disposiciones en relación con el sector: el nuevo método de cálculo de las TTU, que entraría en vigor a partir de 1971 y la elevación de las tarifas destinadas a cubrir el déficit de Ofite.

Durante esta década se intensificaron las acciones encaminadas a la electrificación rural, consiguiéndose prácticamente la universalización del sector eléctrico en España.

Unesa¹⁴⁵, a partir de entonces, tendría el encargo de planificar¹⁴⁶ el desarrollo conjunto del sector, hasta que en 1969 la aparición del primer PEN¹⁴⁷ traslada la responsabilidad de su elaboración a la Administración y su aprobación a las Cortes. El PEN realizaba previsiones, para un periodo de diez años (1972-1981), de los distintos valores de demanda, potencia y utilización (ver cuadro 2.2);

¹⁴⁵ El PEN fue propuesto por Unesa al Ministerio de Industria.

¹⁴⁶ Hoy en día, la legislación española, tanto en lo relativo al sector eléctrico como al del gas, establece que la planificación tiene carácter indicativo, salvo en lo relativo a las instalaciones de transporte eléctrico y los gaseoductos de la red básica y los almacenamientos de reservas estratégicas. Esta planificación tiene que ser realizada por el Gobierno con la participación de la Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados.

¹⁴⁷ Los análisis de cobertura de la demanda de energía en España, tienen su antecedente en los planes energético nacionales.

aunque no era vinculante en cuanto a la construcción de centrales, basaba su efectividad en dos factores:

- En la existencia de empresas públicas¹⁴⁸ que seguían las directrices de la planificación energética nacional.
- En un compromiso o acuerdo de no abandono de la Administración ante los posibles errores derivados de dicha planificación¹⁴⁹.

En el PEN se fijan las directrices en cuanto a localización¹⁵⁰, tamaño mínimo de los grupos térmicos generadores¹⁵¹, aportación de tecnología y participación industrial nacional¹⁵², y escala de prioridades de funcionamiento de las centrales conectadas con el Reca de Unesa¹⁵³. El PEN, por las directrices que en él se marcan, favorece fuertemente a las empresas más fuertes e incentiva la coordinación técnica entre ellas. Tiende a presentar al sistema eléctrico como si estuviese de hecho operado por una sola empresa y bajo el control del Ministerio de Industria.

Para Tamames (1971), con el PEN se configura el caso de mayor concentración técnica dentro de la economía española, según la fórmula de empresa privada en un marco de máxima racionalización, con el claro propósito de contrarrestar las posibles iniciativas de nacionalización. Las grandes empresas del sector eléctrico disponen de un mercado de monopolio en el que presionan a la Administración a través de la planificación del sector a favor de los ya dominantes, y por medio del sistema de tarifas.

¹⁴⁸ En la actualidad, este panorama ha cambiado, ya que las empresas públicas se han privatizado, el sector se ha liberalizado y las empresas son las únicas responsables de sus aciertos o fracasos.

¹⁴⁹ La promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, pondrá fin a este maridaje de corresponsabilidad en la gestión entre el Consejo de Ministros y el Consejo de Administración de las empresas eléctricas, asumiendo éstas a partir de la vigencia de la ley, 1 de enero de 1998, los errores que se cometan en la gestión de las mismas, sin posibilidad de trasladar a los usuarios, a través de la tarifa, los citados errores.

¹⁵⁰ El punto 3º de la Orden Ministerial de 31 de julio de 1969 establece que: “Dentro de los condicionamientos geográficos, técnicos y económicos de los emplazamientos, en relación con el mercado eléctrico, las nuevas centrales se han de situar próximas a los centros de gravedad de los consumos principales”.

¹⁵¹ El punto 4º de la citada Orden Ministerial establece que: “Los tamaños de los grupos térmicos generadores proyectados, serán: 350 MW y 500 MW. Sólo muy excepcionalmente y en las provincias insulares se podrán autorizar grupos de menor potencia”.

¹⁵² El punto 5º de la misma estipula que: “En el proyecto y la ejecución de las instalaciones eléctricas que hayan de construirse con arreglo al Plan Eléctrico Nacional, se incorporará la mayor cantidad de tecnología, equipo y trabajo de procedencia nacional, compatible con la calidad y con el nivel de precios derivados de la competencia. A este respecto se señalan los siguientes objetivos de participación durante el periodo 1972-1975. Porcentaje mínimo de participación nacional sobre el total: Centrales hidráulicas y de bombeo, 85; Térmicas convencionales, 60; Nucleares, 50. Este porcentaje se entenderá sobre el total de los costes reales, sin incluir los intereses intercalarios ni aranceles”.

¹⁵³ El Punto 6º determina que: “El Reca de Unesa, siguiendo normas y directrices de la Dirección General de Energía y Combustible, continuará efectuando la conjugación de las diferentes zonas de producción de energía eléctrica, utilizándolas como una sola unidad de explotación, para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. La prioridad de funcionamiento de las centrales se ordenará por costes marginales de menor a mayor, teniendo en cuenta los gastos inherentes a la interconexión y transporte de la energía, procurando la máxima utilización de los recursos nacionales compatibles con la economicidad de la explotación y tendiendo a la colocación en base del diagrama de cargas de las centrales nucleares y de las centrales térmicas de carbón a bocamina, con vistas a lograr una utilización mínima anual en año y medio de seis mil horas a las centrales de carbón y nucleares”.

CUADRO 2.2

PREVISIONES DEL PEN PARA 1972 – 1981

Valores de desarrollo	1-I-1972	31-XII-1975	31-XII-1978	31-XII-1981	Índices para 1981 (1972 = 100)
E – Demanda de energía (10 ⁹ kW)	63,8	88,5	117,8	154,6	242
D – Demanda de potencia (10 ⁶ kW)	11,7	16,1	21,6	28,2	242
P – Potencia instalada (10 ⁶ kW)	18,8	25,0	32,0	39,0	207
U – Utilización medial anual en horas	3.390	3.540	3.650	3.950	116
Relación D/P	1,61	1,55	1,48	1,38	0,86

Potencia en GW	1-I-1972	31-XI-1975	31-XII-1978	31-XII-1981	% previsto en 1981
Hidráulica ordinaria y de bombeo	10,7	12,5	14,8	16,8	43,1
Térmica de carbón	3,7	4,5	5,2	5,2	13,3
Térmica de fuel	3,8	5,5	7,0	8,5	21,8
Nuclear	0,6	2,5	5,0	8,5	21,8
Total	18,8	25,0	32,0	39,0	100,0

Fuente: PEN, Orden Ministerial de 31 de julio de 1969

Los distintos planes energéticos nacionales han tenido, tradicionalmente, los objetivos de aprovechar al máximo los recursos autóctonos y fomentar los cambios estructurales hacia esquemas productivos menos consuntivos en energía. Lasheras (1999) proporciona tres razones¹⁵⁴ que justifican, en su opinión, la existencia de una política energética, que ha ido más allá de la intervención mediante la regulación y que se ha plasmado tanto en políticas económicas nacionales como en políticas abordadas desde instituciones supranacionales:

- a) La coordinación entre sectores energéticos (carbón, petróleo, gas y electricidad) mediante decisiones públicas. A principios de los años setenta, la demanda de carbón la ejercía básicamente el sector eléctrico y su intensidad dependía de sus precios relativos en comparación con los de otras fuentes de energía. La razón para exigir una intervención pública de coordinación era que no existían empleos alternativos para el personal que trabajaba en las minas, por lo que el coste de oportunidad o salario sombra de los trabajadores en el sector del carbón se consideraba más bajo que el salario medio del mercado. El precio del carbón, al internalizar sólo en parte el salario sombra de su mano de obra, resultaba alto con relación al precio del petróleo. El principal objetivo de la política energética era corregir estos precios relativos, por medio de subvenciones al carbón, incentivando su contratación por el sector, aprobando impuestos o restricciones a la importación de petróleo.

¹⁵⁴ Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, págs. 179-182.

- b) La corrección de ciertos fallos de los mercados energéticos¹⁵⁵ para garantizar un suministro estable en el largo plazo con precios estables. Después de la primera crisis del petróleo, la intervención pública se orientó a conseguir una cooperación internacional de los países demandantes de petróleo mediante el establecimiento de unas reservas estratégicas con el fin de paliar los costes provocados por los *shocks* de oferta. La AIE¹⁵⁶, creada por los países de la OCDE, en los años setenta, responde a estas necesidades de cooperación internacional.
- c) La consecución de un crecimiento sostenible y equilibrado respetuoso con el medio ambiente. El crecimiento sostenible es una restricción que se impone a las generaciones presentes para que gestionen las reservas de recursos no renovables, de manera que la calidad de vida media que estas generaciones tienen sea equivalente a la que se espera que disfruten las generaciones futuras.

El desarrollo de la producción térmica se caracterizó por el cambio en el combustible utilizado. Las primeras grandes centrales de este tipo fueron concebidas para conseguir un mejor aprovechamiento del carbón existente en determinadas cuencas. Internacionalmente, el petróleo estaba protagonizando un acusado proceso de descenso relativo de precios que mejoraba de manera espectacular su competitividad frente al carbón.

Las centrales termoeléctricas de alta potencia de la segunda etapa, en consecuencia, se diseñaron para utilizar fueloil como combustible básico. En esta época (1969) se pone en marcha la primera central nuclear, la Central José Cabrera, en Zorita de los Canes (Guadalajara).

3. De 1970 a 1980: Desarrollo de la red de transporte y distribución.

En la tercera etapa que comprende el periodo 1970-1980 pueden distinguirse dos fases. En la primera de ellas los precios de los crudos petrolíferos son muy bajos y se emprende la construcción de numerosas centrales hidroeléctricas y térmicas con potencias próximas a los 1.000 MW y se ponen en servicio las primeras centrales nucleares. El desarrollo de la red de transporte completa la interconexión de los sistemas de las diferentes empresas y se construyen las primeras líneas de transporte a 380 kV. En 1973 la potencia instalada superaba los 23.000 MW y la red de transporte en tensiones superiores a 110 kV tenía ya una longitud de más de 40.000 km.

¹⁵⁵ Según la AIE (1996), Oriente Medio y la CEI reúnen el 65 por ciento y el 40 por ciento respectivamente de las reservas naturales de petróleo y gas natural, mientras que Europa y Estados Unidos representan el 33 por ciento y el 54 por ciento de las demandas de estos productos energéticos.

¹⁵⁶ *Internacional Energy Agency* (1996), "World energy Outlook", edición de 1996, *Organisation for Economic Co-operation and Development/internacional Energy Agency*: "La IEA cubre básicamente tres áreas: a) coordinación a corto plazo en caso de *shocks* de oferta mediante el diseño de políticas de ahorro energético y mediante acciones conjuntas para compartir los suministros disponibles; b) coordinación de políticas a largo plazo en investigación y desarrollo de ahorro energético y c) elaboración de bases de datos y difusión de información sobre comportamiento de los mercados y previsiones de evolución de demanda, oferta y precios".

En los primeros años de la década de los setenta se incorpora al balance energético nacional el consumo de gas natural. Esta inclusión se realiza con gran retraso respecto a la mayoría de los países de la OCDE, debido al desconocimiento de los recursos propios, al alejamiento de los principales yacimientos y a la imposibilidad tecnológica de licuar el gas, lo que impedía su transporte por otro medio que no fuera el gaseoducto.

En 1973 el petróleo satisfacía el 66,7 por ciento del balance energético nacional, lo que significaba una excesiva dependencia de una única materia prima energética, que además era necesario importar en un 98 por ciento. A raíz de la guerra del *Yom Kippur*, en octubre de 1973, los países árabes productores de petróleo deciden, por primera vez, la utilización del petróleo como arma política de gran alcance. En tan sólo tres meses los precios de referencia se multiplicaron por cuatro, lo que puso rápidamente de manifiesto la vulnerabilidad del sector energético español y la necesidad de su ajuste estructural a la nueva situación.

La crisis energética de 1973 cambió los planteamientos de la política energética, la planificación energética, que se plasma en los Planes Energéticos¹⁵⁷ que elabora el Gobierno y se debate para su aprobación por las Cortes. En ellos se recogían las inversiones en centrales de energía que eran aprobadas, al efecto de incluir sus costes reconocidos en los expedientes de tarifas. El primer Plan Energético se aprobó en 1975. En esta época se impulsa la construcción de centrales de carbón y nucleares¹⁵⁸, originando un proceso de inversión espectacular en la industria eléctrica, mediante la construcción de centrales nucleares¹⁵⁹.

Las empresas acaban fuertemente endeudadas como consecuencia de este proceso inversor, lo que, a finales de los años setenta, en un escenario de dificultades para controlar las altas tasas de inflación en las que se había instalado la economía española, impide que los precios regulados y las tarifas puedan adaptarse a las necesidades financieras provocadas por estos procesos de inversión.

Desde 1973 hasta 1986 la Administración fijó directamente los precios del carbón consumido por las empresas generadoras de electricidad. Las cantidades de carbón adquiridas, valoradas a estos precios regulados, se incorporaban como costes reconocidos al cálculo anual de las tarifas que debían pagar los consumidores. El coste reconocido por la utilización de carbón en las centrales térmicas se formaba por el coste del combustible utilizado y por el coste financiero derivado de mantener el *stock* estratégico, determinado por la Administración en 720 horas de funcionamiento a plena carga en las centrales termoeléctricas de

¹⁵⁸ En 1971 se puso en funcionamiento la central nuclear de Santa María de Garoña, en la que Iberduero participaba en un 50 por ciento.

¹⁵⁹ García Alonso e Iranzo (1988), en su obra *La energía de la economía mundial y en España*, AC. Madrid, estiman que: “Realmente, la energía nuclear era la gran protagonista del PEN-75, pues se preveía la construcción de 24 nuevos grupos, con una potencia eléctrica total de 23,8 GW que podría generar más de la mitad de la producción eléctrica de 1985. Para garantizar el combustible, se potenciaba a la Empresa Nacional de Uranio (ENUSA), asignándole la gestión unificada de los aprovisionamientos para todas las centrales españolas, facultándola para participar en empresas extranjeras dedicadas a actividades dentro del ciclo del combustible nuclear y para la creación de *stocks* de seguridad.

carbón. El límite máximo del coste de combustible era el de adquisición de carbón en el mercado internacional puesto en la central térmica¹⁶⁰, más una prima de seguridad de abastecimiento¹⁶¹.

Según Servén¹⁶² (1986) esta regulación administrativa de los precios para el consumo de centrales eléctricas condujo a un precio del carbón térmico nacional, a finales de 1986, un 80 por ciento superior al de los carbones *spot* norteamericanos y a duplicar al de los carbones de Sudáfrica, nuestro principal proveedor.

Además, tres empresas, Hunosa, Minas de Figareido y La Camocha, disfrutaban de un contrato con el Estado, que les permitía vender carbón al mismo precio que resultaba aplicable a las otras empresas mineras, pero las pérdidas que tenían aún con los precios subvencionados se compensaban directamente con cargo a los PGE. A cambio, su producción, empleo e inversiones se aprobaban por la Administración mediante los *contratos-programas* correspondientes.

Para Iranzo¹⁶³ (1984) la estructura energética de la economía española, en comparación con la media de los países de la OCDE, demostró una menor capacidad de adaptación a la nueva situación resultante de la crisis del petróleo como consecuencia, fundamentalmente, de las siguientes razones:

- a) Inexistencia de una política de precios reales de la energía hasta la entrada en vigor del PEN 78¹⁶⁴. Esta carencia ocasionó que los consumos de energía por unidad de PIB continuara aumentando hasta 1979.
- b) La alta concentración del balance de energías primarias. A partir de 1981, la participación de las centrales térmicas de carbón en la cobertura de la generación de electricidad superó a la de las de fueloil.
- c) La escasa diversificación geográfica de las fuentes de abastecimiento. El 59 por ciento de las importaciones petrolíferas españolas proceden de tan sólo tres países, y las importaciones de gas natural son originarias en su gran mayoría de Argelia.
- d) El bajo nivel de independencia energética frente al exterior, lo que ocasiona que las materias primas energéticas sigan siendo una de las principales partidas de importación de la balanza comercial española.
- e) La falta de readaptación de la estructura del consumo final de energía a la nueva situación del sector. En 1973 el sector industrial y los transportes consumían el 81 por ciento de la demanda final de energía.
- f) El alto nivel de las inversiones en el sector energético en comparación con el resto de los sectores económicos españoles.

¹⁶⁰ Es decir, incluyendo costes de transporte y carga y descarga.

¹⁶¹ En torno a un 15 por ciento del importe de adquisición.

¹⁶² Servén, Luis (1986), "La Empresa Pública en un Sector Estratégico", Hunosa, documento 86-16, Fedea.

¹⁶³ Iranzo, Juan, "El sector energético español: realidades y posibilidades". *Papeles de Economía Española* n° 21. 1984. Madrid.

¹⁶⁴ El PEN-78 fue aprobado por resolución de las Cortes en julio de 1979.

- g) La inexistencia de programas coordinados de investigación y desarrollo de energías renovables y nuevas fuentes. Los trabajos llevados a cabo, desde 1975, dentro del Plan Nacional de Exploración e Investigación de Uranio, dieron como resultado el incremento de las reservas de uranio en un 257 por ciento, estimándose éstas en 28.875 toneladas de U^2O^8 a finales de 1982, lo que sitúa a nuestro país en el segundo lugar de Europa, detrás de Francia. La importancia de este uranio se debe a que con él se puede generar más de 1,5 billones de kWh, lo que equivale a once veces la demanda nacional total de energía eléctrica en 1982.

El desarrollo de la energía nuclear motivó que se generaran excesos de energía durante ciertos periodos del día lo que condujo al desarrollo de nuevos sistemas de producción hidroeléctrica, las centrales de bombeo, como la de Cortes-La Muela en Valencia, que al utilizar los excedentes de energía de las grandes centrales térmicas, contribuyen a una utilización más eficaz y racional de los recursos energéticos y de los recursos hídricos.

Hacia 1978 se están construyendo varias centrales térmicas de carbón¹⁶⁵ nacional e importado y se consolida la construcción de centrales de origen nuclear, con los objetivos, por una parte, de satisfacer la creciente demanda de electricidad y, por otra parte, de mitigar la crítica situación económica de los fabricantes de bienes de inversión. En 1979 se alcanzan los 29.900 MW instalados.

A raíz de la segunda crisis del petróleo en 1979 España abordó una política energética basada en la sustitución del petróleo como combustible de mayor uso e impulsó, además de la construcción de centrales nucleares acordada en anteriores planes energéticos, el uso del carbón, tanto en generación eléctrica como en procesos industriales¹⁶⁶. Con este fin se aprobó un Plan Acelerado de Centrales Térmicas que supuso la construcción de nuevas centrales con una potencia aproximada de unos 3.000 MW. El plan consistió en medidas de fomento y ayuda¹⁶⁷, tanto al sector eléctrico como al sector del carbón.

Los efectos totales¹⁶⁸ de esta política de protección, utilizando la generación eléctrica, sobre los costes energéticos, resultan, según Lasheras (1999), difíciles de evaluar, pues una parte importante corresponde a una tarifa que no es eficiente porque el coste de los *inputs* que utiliza tampoco lo es:

- a) Produce transferencias de renta de los consumidores de energía eléctrica hacia los trabajadores y empresarios del sector del carbón.
- b) Al tener la energía eléctrica unos precios superiores a los precios de eficiencia, debido a las subvenciones implícitas al carbón, se producen distorsiones en los

¹⁶⁵ Las crisis energéticas de los años 73 y 80 impulsaron el empleo del carbón nacional como fuente energética. Bajo ese impulso se construyeron nuevas centrales térmicas para carbón nacional en las zonas extractoras, y se realizaron inversiones para adaptar viejas centrales de fuel-oil al empleo del carbón. Se trataba de garantizar con ello, que estas empresas pudieran seguir adquiriendo los cupos de carbón garantizado y, al mismo tiempo, el mantenimiento de los niveles de actividad en las cuencas mineras.

¹⁶⁶ V. gr., cemento.

¹⁶⁷ V. gr., líneas de crédito a bajo tipo de interés, con largos periodos de amortización y un periodo inicial de carencia.

¹⁶⁸ Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, págs. 249-250.

precios y llevan a los agentes económicos a tomar decisiones ineficientes, como la posible demora en el tiempo de la sustitución de centrales térmicas por centrales de gas.

- c) Al ser el carbón el combustible que se utiliza en las centrales que utilizan quemadores tradicionales produce más emisiones contaminantes, lo que entraría en contradicción con las políticas de defensa del medio ambiente.
- d) Las ayudas al carbón desincentivan decisiones descentralizadas de reindustrialización regional.

4. De 1980 a 1997: Los intentos infructuosos de liberalización del sector.

La cuarta etapa, que se inicia en 1980, consagra la puesta en marcha de los autorizados 7.400 MW de origen nuclear, junto con el incremento de la producción de energía de origen térmico y, en menor medida, de la de origen hidráulico. En esta etapa se produce la parada¹⁶⁹ de la construcción de cinco grupos nucleares no incluidos en el PEN 1983, que tomó carácter definitivo con la LOSEN, y se potencia la generación de electricidad mediante gas natural.

La década de los años ochenta se caracterizó por las importantes inversiones que hubo de acometer el sector –más de 3,5 billones de pesetas en el periodo 1980-1986- en un entorno de crisis económica: elevada inflación, altos tipos de interés reales y bajo crecimiento de la demanda. Además, y dado lo reducido del mercado nacional de capitales, el sector tuvo que acudir a los mercados internacionales en busca de financiación.

En 1983 se firma un acuerdo entre las empresas y el Gobierno que sienta las bases de un nuevo marco de regulación en base a costes reconocidos, anteriormente citados. Este acuerdo contempla la creación de una empresa que realizaría las tareas de gestión de la red y la explotación unificada del despacho diario con activos de transporte que aportarían las empresas de Unesa. En ese mismo año se constituye el Grupo Endesa con la adquisición de las acciones propiedad del entonces INI en las compañías Enher, Gesa, Unelco y Encasur, poco después, y en el mismo año, se incorpora Erz al citado Grupo.

Al año siguiente se aprueba la Ley 49/1984, de Explotación Unificada, que nacionaliza la red de transporte de energía eléctrica y establece la constitución de una sociedad gestora de la explotación unificada, Red Eléctrica de España (REE), como sociedad mercantil con participación de las empresas eléctricas y con mayoría pública. El control público de REE se realiza a través de la participación mayoritaria en su capital de la empresa pública Endesa y no de forma directa. Se

¹⁶⁹ Con la llegada en 1982 de los socialistas al Gobierno, se produce la revisión del Plan Energético Nacional, que supuso la paralización de las obras en determinadas centrales nucleares. Esta decisión afectó especialmente a Hidroeléctrica Española e Iberduero, pues la primera participaba en la construcción de la central nuclear de Valdecaballeros y la segunda era propietaria de la central nuclear de Lemóniz, clausurada sin que llegara a ponerse en funcionamiento.

realiza la revisión del PEN, decretándose la moratoria para las centrales nucleares que estaban en construcción.

A finales de los ochenta el sector se encontraba en una situación difícil: por una parte, existía una elevada capacidad ociosa como consecuencia de la política de diversificación que fomentó la construcción de centrales de combustibles alternativos al petróleo, y provocó una reducción de la utilización de las centrales de fuel-oil, que únicamente jugaban un papel de reserva y, por otra parte, un elevado endeudamiento.

En 1985, con el objeto de equilibrar la producción del sector eléctrico y de mejorar la situación económica y financiera de las empresas, el sector procedió a realizar con la aprobación del Ministerio de Industria y Energía el intercambio de activos, que permitió aliviar la situación de aquellas empresas que habían llevado a cabo una política sustitutiva del petróleo. De tal forma, que el 30 de abril de 1991, Hidroeléctrica Española e Iberduero iniciaron un proceso de integración que finalizó con la fusión de ambas sociedades el 1 de noviembre de 1992 dando lugar a Iberdrola, la mayor empresa privada de España.

Para estabilizar la situación económico-financiera de las empresas se estableció un nuevo sistema de cálculo de las tarifas que permitió disminuir el desequilibrio financiero. El Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, supuso un cambio trascendente en la regulación del sector, con la entrada en vigor el 1 de enero de 1988 de lo que vino en llamarse el "Marco Legal y Estable" (MLE) y tenía como parámetros fundamentales: una metodología de amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución en base a valores estándar, un sistema de compensaciones entre los agentes y una corrección por desviaciones al final del ejercicio.

El objetivo del MLE era proporcionar un marco de referencia y estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía y la determinación de la tarifa en condiciones de mínimo coste. Las tarifas se fijan año a año mediante un procedimiento consistente en agregar distintas partidas de costes reconocidos (estándares) y dividir el resultado por la demanda esperada para obtener la tarifa media agregada. Las empresas eléctricas actuaban como gestoras de un servicio público, de acuerdo con unas normas que fijaban sus ingresos.

En ese mismo año de 1988 tiene lugar la primera Oferta Pública de Venta de Acciones de Endesa. El Estado reduce su participación en la compañía al 75,6 por ciento.

Durante los años noventa, en los que estuvo vigente el MLE, la situación económico-financiera de las empresas mejoró sustancialmente, a lo que también ayudó la existencia de una sobrecapacidad, que hacía innecesario acometer nuevas inversiones en generación, como se ponía de manifiesto en el PEN de 1990 y la incorporación de la economía española a la Unión Europea (UE) que facilitó a las empresas del sector, en un marco de estabilidad económica, generar fondos para sanear su estructura financiera y acometer su expansión en otros sectores económicos y en otros países.

Cumplidos los objetivos financieros, las empresas eléctricas han iniciado un nuevo ciclo inversor volcado en operaciones de diversificación internacional y de concentración, cumpliendo el objetivo de disminuir riesgos minorando su dependencia de los acontecimientos regulatorios y aumentando su poder corporativo.

En España, el proceso de concentraciones empresariales en la industria de la electricidad se empezó a manifestar de manera especialmente intensa a partir de 1988, año en el que la Unión Europea empezó a fijar un especial interés en la liberalización de los sectores del gas y de la electricidad.

Las reflexiones y las propuestas procedentes de la Unión Europea tuvieron una consecuencia inmediata en España: introdujeron incertidumbre sobre la durabilidad del marco regulador del sector y sobre las perspectivas en el medio plazo de las empresas que lo integraban. Una de las respuestas al aumento de incertidumbre fue la concentración empresarial. En muy poco tiempo el escenario corporativo del sector eléctrico español empezó a cambiar.

Previamente a esa expansión internacional se había producido en el sector un proceso de concentración de empresas que dio lugar a la actual Endesa¹⁷⁰ (a partir de la fusión del Grupo Endesa del INI con la Cía. Sevillana de Electricidad, Fecsa, H. Cataluña y Eléctricas Reunidas de Zaragoza) y a Iberdrola (resultado de la fusión, anteriormente citada, de Hidroeléctrica Española e Iberduero).

En 1991, Endesa adquiere el 87,6 por ciento de Electra de Viesgo (Cantabria), 40 por ciento de Fecsa (Cataluña), 33,5 por ciento de Sevillana de Electricidad (Andalucía) y 24,9 por ciento de Nansa (Asturias). Por su parte, Hidroeléctrica Española e Iberduero acuerdan la integración por fusión de ambas compañías en una nueva denominada Iberdrola¹⁷¹ (1992). En 1992 la potencia instalada ascendía a 45.381 MW.

Unión Fenosa, también, con independencia de haber sido ella misma objeto de entradas en su capital, logra la toma de un importante paquete accionario en Hidrocanábrico (calificada como hostil). Más tarde, en el marco de acuerdos más amplios en los que se introducían garantías recíprocas de independencia corporativa, Unión Fenosa vendería el paquete accionario adquirido a Hidrocanábrico.

En 1994 se produce la segunda Oferta Pública de Venta de Acciones por la que el Estado reduce su participación en Endesa al 66,89 por ciento del capital.

Finalmente, en 1995 fue promulgada la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) que preveía la creación de un Sistema de Generación Independiente que funcionaría en régimen de competencia,

¹⁷⁰ Endesa, empresa eléctrica pública, pero sometida a estrictos criterios de gestión estratégica privada, inició una política de toma de posiciones en el capital de las empresas eléctricas españolas de menor tamaño, con el objeto de crear un conglomerado empresarial que pudiera fortalecer sus intereses en el incipiente y profundo cambio de regulación frente a otros intereses privados.

¹⁷¹ Iberdrola sería la mayor eléctrica española hasta la posterior fusión por absorción de todas las empresas del Grupo Endesa por Endesa.

manteniendo un régimen regulado en el que, en principio, se inscribirían las instalaciones de generación ya existentes.

La citada Ley establecía la libertad de instalación en generación, obligando a separar actividades y garantizando la recuperación de los costes asociados de las inversiones sujetas a la moratoria nuclear. Creó la CSEN, como órgano encargado de velar por la competencia y los intereses de los consumidores en la regulación del sector. Esta Ley no llegó a desarrollarse, ya que nunca entró en vigor pero supuso la creación de la CSEN, como órgano independiente regulador de la actividad eléctrica y la titulización de la moratoria nuclear.

En 1996, el Consejo de la UE aprobó la Directiva 92/96/CE, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el establecimiento del mercado interior de la electricidad, que contiene unos objetivos y criterios mínimos de liberalización e introducción de la competencia en el sistema eléctrico.

La Directiva 92/96/CE, establece el libre acceso a las redes (regulado, negociado o mediante comprador único) y unos plazos de elegibilidad a los consumidores finales que debe alcanzar los 9 GWh seis años después de la entrada en vigor de la Directiva. Todos los países miembros de la UE debían adaptar sus legislaciones eléctricas con anterioridad al 19 de febrero de 1999, aunque se han producido algunos retrasos.

En ese mismo año de 1996, la estructura del sector se concentró aún más por la ampliación de la participación de Endesa, hasta el 75 por ciento, en el capital de Sevillana de Electricidad y Fecsa. Este complicado proceso de fusiones y adquisiciones se completó con algunos ajustes consistentes en la venta de Hidruña a Endesa por parte de Iberdrola y con la completa toma de control de Endesa sobre algunas de las empresas antes mencionadas mediante el lanzamiento de diferentes Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones.

A finales de ese año, tiene lugar la firma de un nuevo acuerdo¹⁷², denominado Protocolo Eléctrico, entre las empresas del sector eléctrico y la Administración para la introducción de competencia en el sistema eléctrico español. En dicho acuerdo se establecen las bases operativas que han de regir en el funcionamiento del sistema eléctrico mediante la liberalización del mercado y la introducción de un

¹⁷² “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional” (11 de diciembre de 1996). Suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas, es uno de los referentes básicos de la Ley del Sector Eléctrico, de noviembre de 1997, es decir, de la norma que recoge los fundamentos del nuevo sistema eléctrico español.

El objetivo del Protocolo es establecer las bases operativas del Nuevo Sistema Eléctrico; definir los plazos, medidas y salvaguardias que deberán ser puestas en práctica durante el periodo transitorio hasta alcanzar los objetivos en materia de liberalización y competencia del mercado eléctrico; establecer los criterios en lo que han de basarse la estructura y el funcionamiento de dicho sistema, garantizando la competencia entre las empresas que lo integran y la competitividad de las mismas; sentar las bases para la retribución de las actividades que se realizarán en régimen de monopolio natural; y promover una nueva regulación que contemple adecuadamente los intereses de consumidores, trabajadores y accionistas.

El Protocolo refleja asimismo el compromiso que las empresas eléctricas firmantes están dispuestas a asumir como participación en el esfuerzo colectivo que están realizando los agentes económicos para conseguir los objetivos planteados en relación con la Unión Monetaria Europea. Una parte importante de ese compromiso es la aportación que las empresas eléctricas que integran Unesa realizarán como contribución a la competitividad de la economía española a través de la reducción de la tarifa eléctrica.

mayor grado de competencia Se pacta un calendario de elegibilidad más acelerado que el de la Directiva 92/96/CE, de 19 de diciembre de 1996, y las empresas demandan cerca de dos billones de pesetas como compensación por el tránsito a la competencia.

5. Desde el 1 de enero de 1998: El nuevo modelo de funcionamiento del sector.

En España, como consecuencia de las conversaciones y acuerdos entre el sector eléctrico y la Administración energética, durante 1996 y 1997¹⁷³, que se plasmaron en el citado Protocolo Eléctrico, el 1 de enero de 1998, entró en vigor la Ley 54/1997 que introduce los cambios normativos más importantes de la historia del sector en España. Esta ley incorpora nuevas reglas en todas las actividades necesarias para llevar el producto hasta el cliente, es decir, nuevas reglas para las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. En este año se produce la tercera OPV por el 25 por ciento del capital de Endesa.

La aprobación por el Parlamento de la Ley 54/1997 viene a consolidar un nuevo modelo de funcionamiento del sector a través de introducir la liberalización de la actividad de generación y comercialización, implantándose un mercado en base al cual, se determina el despacho de los diferentes grupos. Considera esencial el suministro eléctrico para el funcionamiento de la sociedad española¹⁷⁴, si bien, a diferencia de regulaciones anteriores, la Ley 54/1997 se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro, su calidad y garantizar que se realice al menor coste posible, sin olvidar la protección del medioambiente, no requiere de más intervención estatal que la propia regulación específica. Se mantienen reguladas las actividades de transporte y distribución, dada su característica de monopolios naturales, mientras que se liberalizan las actividades de generación y comercialización. A la vez posibilita la aplicación futura de otros tipos de contratos al margen de este mercado.

No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía de suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.

¹⁷³ En ese mismo año de 1997 tuvo lugar la promulgación de las siguientes normativas:

- RD 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica. (BOE 26/12/1997).
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del sector eléctrico canario. (BOE 02/12/1997).
- RD 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza el mercado de producción de energía eléctrica para 1998. (BOE 26/12/1997).
- Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 29/12/1997).

¹⁷⁴ El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria.

La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista (*pool*) organizado de energía eléctrica.

La planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos.

El diseño del nuevo modelo hace necesaria una nueva concepción de la gestión del sistema desde el punto de vista tanto económico como técnico, para lo que se acuerda la creación del Operador del Mercado (OMEL), que será el encargado de la gestión económica, y del Operador del Sistema (REE), encargado de la gestión técnica, es decir, de garantizar la continuidad, la calidad y la seguridad del suministro.

El propósito liberalizador de la Ley 54/1997 no se limita a acotar de forma más estricta la actuación del Estado en el sector eléctrico. A través de la oportuna segmentación vertical de las distintas actividades necesarias para el suministro, se introducen cambios importantes en su regulación.

En la generación de energía eléctrica se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. Se abandona el principio de retribución a través de unos costes de inversión fijados administrativamente, a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Por otra parte, las actividades de transporte y distribución (construir, operar y mantener las redes) permanecen reguladas, dada su característica de monopolio natural, si bien se introduce la posibilidad de acceso de terceros a las mismas, mediante el pago del correspondiente peaje (tarifa de acceso). La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores.

La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Para garantizar la transparencia de esta retribución, se establece para las empresas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica. La Ley 54/1997 exige una separación jurídica y contable entre las actividades reguladas como monopolios (transporte y distribución) y las actividades liberalizadas (generación y comercialización de energía). La propiedad de empresas con

actividades reguladas y liberalizadas corresponde a personas jurídicas (naturales) o sociedades mercantiles distintas, aunque puedan integrarse en un mismo grupo empresarial (*holding* de empresas).

La Ley igualmente establece la liberalización paulatina del suministro (venta de energía al consumidor final), de manera que los clientes con unas determinadas características (consumo anual, nivel de tensión) estén cualificados¹⁷⁵ para que puedan negociar, adquirir y pagar la energía a través de comercializadores independientes o accediendo directamente al mercado organizado de electricidad. Es decir, la comercialización queda determinada por los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador que el propio texto legal consagra.

Se establece un periodo transitorio para que el proceso de liberalización de la comercialización de la energía eléctrica se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años.

En julio de 1998¹⁷⁶ el MINER otorga a Enron la primera licencia para comercializar energía concedida en España a un agente no español. Tiene lugar, nuevamente, una Oferta Pública de Venta de Acciones por el 33 por ciento del capital de Endesa, con lo que dicha compañía pasa a ser una compañía privada.

El 1 de julio de 1999 se lleva a cabo la segregación jurídica de Unión Fenosa creando UF Distribución y UF Generación, actividades de producción de energía, comercialización a clientes cualificados¹⁷⁷, y colocación y *trading* de energía en los mercados mayoristas. Por su parte Endesa aprueba la constitución de Endesa Generación y Endesa Distribución y a la agrupación de las actividades de servicios y las de comercialización en Endesa Servicios y Endesa Energía. Adquiere el 10 por ciento del *Ámsterdam Power Exchange* y suscribe un acuerdo con *Morgan Stanley Dean Witter* para el desarrollo conjunto de actividades de

¹⁷⁵ Para ese año de 1998 (desde el 1 de enero), la denominación de consumidor cualificado se limita a los consumos iguales o mayores a 15 GWh anuales. En esa misma fecha también se consideraron consumidores cualificados los transportes por ferrocarril, incluido el metropolitano.

¹⁷⁶ En ese mismo año tiene lugar la aprobación de las siguientes normativas sobre el sector energético español:

- Orden del 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica (BOE 28/07/1998).
- Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la Orden de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 07/01/1999).
- RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. (BOE 11/01/1999).
- RD 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía. (BOE 12/01/1999).
- RD 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que establecen las tarifas de acceso a las redes (BOE 14/01/1999).
- Ley 48/1998, de 30 de diciembre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y las telecomunicaciones, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español las Directivas Europeas 93/98/CEE y 92/13/CEE (BOE 21/01/1999).

¹⁷⁷ Con fecha 1 de enero de 1999, la denominación de consumidor cualificado se limita a los consumos iguales o mayores a 5 GWh anuales. El 1 de abril de ese mismo año será a partir de los 3 GWh anuales y con fecha 1 de julio de 1999 se limitará a los consumos iguales o mayores a 2 GWh anuales. Finalmente en el mes de octubre se limita a 1 GWh (1.000.000 kWh) anuales.

negocio mayorista (*trading*) de electricidad en el continente europeo, abriendo así una nueva línea de negocio de gran futuro. Igualmente, Endesa firma con la compañía *ABB Alstom Power* los contratos para la construcción de los dos primeros grupos de ciclo combinado en España en las localidades de San Roque y San Adriá del Besós. El MINER otorga a Enron una licencia de agente para el exterior.

En el año 2000, concretamente el 22 de septiembre, Endesa plantea a Iberdrola una fusión por absorción. La CNMV suspende la cotización de las acciones en Bolsa de Iberdrola y Endesa mientras ambos grupos analizaban su fusión¹⁷⁸. Los consejos de administración de ambas compañías estaban decididos a aprobar la fusión que daría lugar al tercer grupo eléctrico mundial en producción y primero por clientes, con una cuota del 80 por ciento del mercado de electricidad en España. El proyecto incluye como elemento esencial un proceso de desinversiones de activos eléctricos en España que facilitaría la entrada de nuevos agentes en el mercado.

La fusión incluía además importantes inversiones para su expansión en el exterior y principalmente en América Latina, donde ambas empresas ya contaban con una posición de liderazgo. Endesa contaba con negocios en Chile, Argentina, Colombia y Perú, mientras que Iberdrola está presente en Brasil y México.

En concreto, el plan preveía la inversión de 12.700 millones de euros en América del Norte, especialmente Estados Unidos y México, y de 2.290 millones de euros en Latinoamérica. Por otra parte, Endesa-Iberdrola pensaban invertir 9.200 millones de euros en el sector de las telecomunicaciones y las nuevas tecnologías, sobre todo en Latinoamérica y en Europa.

La CNE, órgano regulador del sector energético, emitió su informe sobre la fusión Endesa-Iberdrola, y fijó las siguientes condiciones:

- Realización de determinadas desinversiones en generación, que deberán ser extendidas a las demás actividades del sector (transporte, distribución y comercialización). Es decir, la sociedad resultante de la fusión no debía superar el 42 por ciento de cuota de mercado en generación, el 48 por ciento en distribución y el 40 por ciento en comercialización.
- Realizar una imprescindible rebaja de la participación en REE y OMEL.
- En el campo eléctrico-gasista se revisarán los acuerdos existentes tanto entre Endesa y Gas Natural como entre Iberdrola y Repsol.

Además, el Gobierno obligó a ambas compañías a subastar en un máximo de 14 meses los activos de los que tuviesen que desprenderse y les prohibía el intercambio con otros operadores. Igualmente decidió eliminar el mecanismo de cobro de los CTCs por afectación del 4,5 por ciento de la tarifa. Esto obligaba a Endesa e Iberdrola a transmitir estos costes con las instalaciones de generación que vendiesen y a que, en caso de aflorar plusvalías en la venta de estos activos,

¹⁷⁸ Espejo Marín, C. (2001): "El proyecto de fusión de Endesa e Iberdrola y su desistimiento. Apuntes sobre el sector eléctrico en España", *Nimbus*, núms. 7-8, págs. 51-65.

redujesen los correspondientes CTCs pendientes de cobro. La modificación de la regulación de los CTCs suponía la eliminación del cobro de estos costes a través de la tarifa eléctrica y la vuelta al sistema vigente en 1997 de liquidación por diferencias, lo que suponía la desaparición de la posibilidad de titulización de estos costes de transición a la competencia. Dado el informe de la CNE y las exigencias del Gobierno para llevar a cabo la fusión de ambas compañías, los Consejos de Administración de Endesa e Iberdrola decidieron romper por unanimidad el acuerdo de fusión que habían anunciado, argumentando que las condiciones eran “un tanto excesivas” y que no tenía sentido “una integración que redujese el tamaño actual de Endesa”¹⁷⁹.

El 14 de noviembre de 2001 tiene lugar la firma del “Protocolo de colaboración entre las administraciones Española y Portuguesa para la creación del MIBEL”. Este protocolo precisó que el mercado ibérico de la electricidad comenzará a abrirse el 1 de enero de 2003, garantizando que todos los agentes establecidos en ambos países tengan acceso al operador de mercado ibérico y a las interconexiones con terceros países bajo condiciones de negociación bilaterales libres e igualitarias.

El MIBEL se constituye en base a tres pilares fundamentales:

- El incremento de las interconexiones eléctricas transfronterizas, desde los 700 MW existentes en 2001 hasta los 1.700 MW previstos para 2006, con unas inversiones superiores a los 10.000 millones de pesetas.
- La creación de un único Operador del Mercado Ibérico (OMI).
- La coordinación de los Operadores del Sistema (REE y REN), que desarrollarán la planificación y expansión de las redes de transporte y llevarán a cabo un intercambio regular y fluido de información en el ámbito de su gestión.

Para aumentar las interconexiones entre España y Portugal, dada la escasa interconexión actualmente existente que dificulta el trasvase de energía entre ambos países, se construirá una nueva línea entre Algueva y Balboa (al sur de Extremadura) de 400 kW, que deberá estar en servicio en el año 2004. Igualmente, se aumentará la capacidad de tránsito de la línea ya existente entre Cedillo y Falagueira (al norte de Extremadura) y se reforzará la línea ya existente entre Cartelle y Lindoso (en la frontera con Galicia) antes del año 2006, mediante la instalación de un segundo circuito que incremente la fiabilidad de esta interconexión. Por último, se reforzará la capacidad de interconexión en el Duero Internacional, bien mediante la construcción de una nueva línea de 400 kW, bien reforzando las interconexiones ya existentes de 200 kW, antes de 2006.

La integración se ha encontrado con varios obstáculos: por un lado, el desigual ritmo de liberalización del sector eléctrico en España y en Portugal que han obligado a los organismos reguladores independientes de ambos países (CNE y *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico*) a considerar el aplazamiento en repetidas ocasiones de la entrada en vigor del MIBEL. Por otro lado, la diferencia

¹⁷⁹ Expresiones entre comillas debidas a D. Javier Herrero, Consejero Delegado de Iberdrola.

de tarifas existente entre ambos países. Hasta el momento, los consumidores portugueses pagan en términos medios más que los consumidores españoles. Además los criterios de retribución a las empresas son distintos. Las eléctricas españolas reciben unos CTCs para asegurar su rentabilidad¹⁸⁰, mientras que *Electricidade de Portugal* (EDP)¹⁸¹ cuenta con unos contratos de venta de electricidad a largo plazo con unos precios fijos¹⁸² que le permiten y aseguran un buen retorno de sus inversiones.

La estructura empresarial del sector en ambos países también constituye un problema. Los cinco grupos que controlan el mercado ibérico: Endesa, Iberdrola, EDP-Hidrocantábrico¹⁸³, Unión Fenosa y Viesgo-Enel cuentan con negocios de generación y distribución.

En un principio, a la firma del protocolo entre los Gobiernos de los respectivos países, se pensó que el proyecto de apertura total del mercado de la electricidad y gas en la Península Ibérica tendría lugar el 1 de enero de 2003. Sin embargo, la decisión de Portugal de retrasar la liberalización de su mercado obligó al Gobierno español a retrasar, finalmente, el libre cambio de energía para el inicio de 2006, para que todas las compañías del sector puedan actuar en las mismas condiciones siguiendo el principio de reciprocidad.

En España todos los consumidores tienen plena libertad de elección de suministrador de gas y electricidad desde enero de 2003. El desigual ritmo de liberalización dejaría a las empresas españolas en desventaja, ya que las empresas portuguesas podrían comenzar a ofertar electricidad a los pequeños clientes de ambos países, mientras que las españolas tendrían que esperar al año 2006 para operar en el mercado portugués.

El modelo de organización del MIBEL que deberá ser puesto en ejecución por los operadores de sistema en España (REE) y Portugal (REN) debe tener en cuenta el desarrollo de un mercado competitivo y eficaz, equipado con mecanismos de supervisión y control que garantizarán:

- La satisfacción de las necesidades de los clientes.
- La seguridad de suministro a corto y largo plazo.
- Compatibilidad completa con las metas de rendimiento energético y de promoción de energías renovables en los dos países.

Según el protocolo, el MIBEL será desarrollado a lo largo de dos líneas complementarias:

¹⁸⁰ En España, las empresas generadoras compiten por vender su electricidad, pero reciben los costes de transición a la competencia (CTCs) que son unas compensaciones por la liberalización.

¹⁸¹ En la actualidad, la compañía portuguesa de electricidad EDP mantiene prácticamente su carácter de monopolio en el sector eléctrico, controla el 80 por ciento del mercado eléctrico portugués. No obstante, el Gobierno luso aprobó en junio de 2003 la legislación que permite la liberalización y crea las condiciones para el lanzamiento del MIBEL.

¹⁸² Los productores portugueses tienen asegurada la venta de su energía a la empresa estatal (REN), que se encarga del transporte.

¹⁸³ La compañía eléctrica portuguesa EDP posee, actualmente, el 40 por ciento del capital de Hidrocantábrico.

- a) Negociaciones bilaterales de los contratos para ser introducidos libremente por los agentes.
- b) Negociaciones organizadas a través del OMI, cuyo capital deberá estar abierto a las compañías de ambos países.

Para el desarrollo del mercado es esencial que las actividades dentro del MIBEL estén claramente separadas y que los derechos y las obligaciones de cada uno de los agentes implicados en el mercado estén bien definidos. Las actividades reguladas que funcionan como monopolio, transporte y distribución, y las actividades no reguladas que funcionan en régimen de libre competencia (producción y comercialización) coexistirán dentro del MIBEL.

Para que el MIBEL sea una realidad es necesario llevar a cabo una serie de reformas previas que garanticen la total liberalización de los sistemas eléctricos de ambos países:

- a) Separación de las actividades reguladas (transporte y distribución) de las actividades liberalizadas (generación y comercialización).
- b) Analizar el grado de concentración para evitar que se perjudique la libre competencia.
- c) Armonizar el sistema de compensaciones que recibe el sector en España (como los CTCs) con las de Portugal.
- d) Examinar los incentivos que cobran los productores de energía renovable.
- e) Incentivar el aumento del número de agentes que puedan realizar ofertas a los clientes.
- f) Fomentar los contratos bilaterales entre empresas eléctricas y consumidores.
- g) Equilibrar las posibilidades de los clientes para la elección de libre suministrador.
- h) Definición de un *pool* o mercado donde oferten su electricidad las centrales de generación, y puedan comprar las empresas distribuidoras, comercializadoras y clientes.
- i) Establecer métodos para garantizar el suministro a los 30 millones de clientes.
- j) Creación de un mercado de futuros de la electricidad.
- k) Separar las funciones de los operadores de los mercados y sistemas de España y Portugal y estudio de su posible integración.
- l) Difusión de la máxima información posible a todos los agentes.

m) Armonizar las tarifas por uso de las redes de interconexión con las europeas.

El sector eléctrico se enfrenta actualmente a tres grandes retos: el continuado crecimiento de la demanda que durante el periodo 1996–2001 se ha incrementado en un 35 por ciento, muy por encima de las previsiones; el desarrollo de los proyectos de inversión y los avances en la liberalización eléctrica.

Ese crecimiento espectacular de la demanda durante los citados últimos cinco años ha ido acompañado de un incremento todavía superior en la demanda punta (44 por ciento) que evidencia y acentúa el riesgo de falta de abastecimiento en casos de punta de demanda muy acusadas o de indisponibilidades fortuitas superiores a las normales. Al mismo tiempo el sector presenta problemas de saturación en la red de transporte, tanto zonales como globales, en periodos de alta demanda. Todo ello ha obligado al Gobierno a un cambio en la forma de acometer el proceso planificador en el nuevo plan energético para el periodo 2002–2011.

Por primera vez se realiza una planificación conjunta de las redes de transporte de electricidad y de gas debido a la incorporación masiva de ese combustible para la generación eléctrica, cuyo déficit de infraestructuras previsiblemente se presente hasta el 2005. La planificación de las redes tiene carácter vinculante, es decir, obligatorio, por tratarse de actividades reguladas, mientras que en las actividades de generación, al estar liberalizadas, la planificación es meramente indicativa y va dirigida a facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de los agentes.

El plan energético 2002–2011 prevé un incremento de las redes de 220 y de 400 kW de unos 12.500 km, lo que supone un incremento del 40 por ciento respecto de la situación actual. En cuanto a la capacidad de transformación, se estima un aumento de 32.500 MW (+ 69 por ciento), con una inversión en las redes de transporte de unos 2.720 millones de euros, y de 11.700 millones de euros en el área de la distribución¹⁸⁴.

Durante este periodo se prevé que entren en servicio cerca de 15.000 MW en centrales de ciclo combinado de gas natural, lo que supondría una inversión en torno a unos 6.500 millones de euros. Igualmente se prevé que se incorporen unos 14.000 MW aportados por las instalaciones de energía eólica y de biomasa. De esta forma, para el año 2011 las fuentes de energía renovable pueden suponer un peso relativo en torno al 29 por ciento de la producción eléctrica nacional y en torno a un 13 por ciento del consumo de energía primaria en España.

La posición de la industria eléctrica española deviene en apoyar las acciones encaminadas a asegurar el suministro energético, sobre fuentes diversificadas que permitan avanzar por la senda del desarrollo sostenible (cumplimiento del Protocolo de Kyoto) con mayor eficiencia energética, en un mercado liberalizado, que funciona en condiciones de competencia, con un marco regulatorio que facilite las futuras inversiones necesarias para asegurar el futuro del suministro razonable, para lo que es preciso que las señales económicas sean las adecuadas en todo

¹⁸⁴ Según estimaciones del sector, ya que las inversiones en el área de la distribución no son contempladas por la planificación.

momento y que la regulación mantenga la confianza de los inversores, favoreciendo una adecuada rentabilidad de las inversiones. Sin embargo, dadas las peculiaridades del sector eléctrico, las tarifas continuarán jugando un papel esencial en las decisiones de inversión de las compañías. Las empresas españolas están convencidas de los beneficios de establecer gradualmente un mercado interior europeo de electricidad. Para lograr tal objetivo, es necesario disponer de un marco regulatorio de aplicación común en la Unión Europea, que garantice la igualdad de condiciones para competir y la exigencia de alcanzar una adecuada interconexión de redes, que permita y facilite los intercambios comerciales de energía entre los países de una forma fluida y estable. Para la unificación de los mercados nacionales en un mercado único europeo, es decir, en un marco único de ámbito supranacional, serán necesarias reformas fiscales y medioambientales que hagan más homogéneas las condiciones institucionales que afectan al coste de la generación de electricidad en los diferentes países.

2.2 EI MARCO LEGAL ESTABLE (MLE): LOS COSTES STANDARS.

El régimen regulatorio del sector eléctrico español se articulaba en torno a la Explotación Unificada y al MLE, en conformidad con la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, que regula la gestión conjunta de los activos de generación y transporte peninsulares. La actividad de coordinación de dichos activos es responsabilidad de la empresa REE, de mayoría pública.

Con anterioridad, el acto legislativo de cierta significación había sido la promulgación del Real Decreto Ley de 12 de abril de 1924 que establecía el carácter de servicio público del suministro eléctrico a fin de garantizar a los ciudadanos su prestación de forma regular y continua, pero sin determinar la extensión de la declaración de carácter de servicio público y sin determinar la titularidad de la actividad que queda en manos de la iniciativa privada. El Real Decreto Ley de 1924 exigía la aprobación administrativa previa de las tarifas. La regulación jurídica, la producción y el suministro de energía eléctrica fue en sus comienzos un asunto de los Ayuntamientos¹⁸⁵, que imponían condiciones técnicas y económicas a las conexiones públicas y privadas.

La explotación unificada o despacho económico central (*dispatching*) del sector eléctrico persigue la optimización global del sector, de acuerdo con el artículo 2 de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sobre ordenación del sistema eléctrico nacional

El MLE es el conjunto de normas que regulan tanto el entorno económico en el que las empresas deben desempeñar su actividad como los procedimientos para determinar los ingresos de las empresas eléctricas. Su desarrollo legal está contenido en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

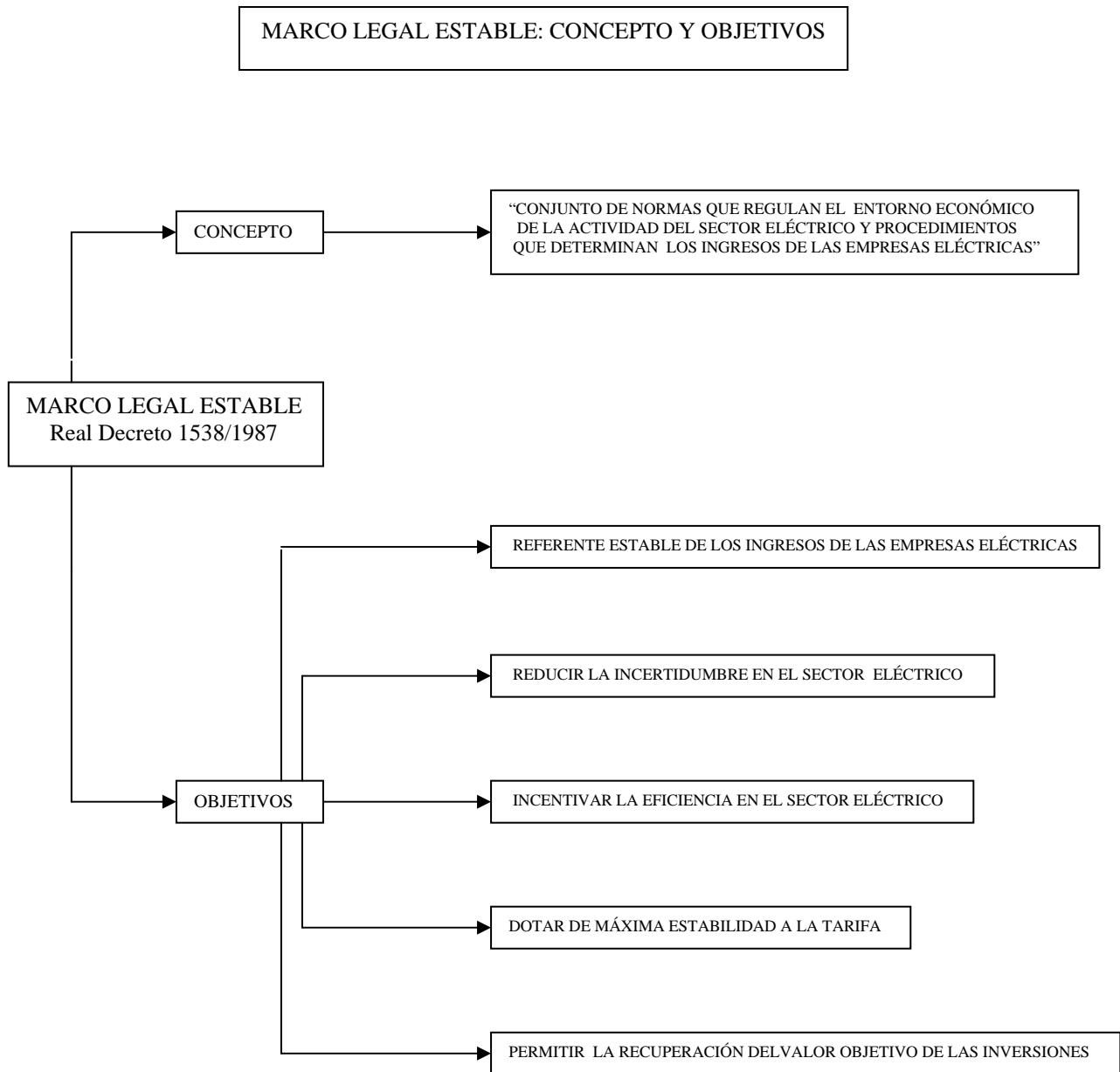
El MLE determina fundamentalmente dos cosas: el incremento anual en la tarifa eléctrica media, y el reparto de la facturación del sector entre las compañías que prestan el servicio. A través de ello, el MLE persigue una serie de objetivos contemplados en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre:

- Proporcionar una referencia estable en los ingresos de las empresas eléctricas.
- Reducir la incertidumbre de las empresas y de los inversores.

¹⁸⁵ El profesor Alexandre Fernández, de la Universidad de Bordeaux (Francia), sostiene en su ponencia “Cambio Tecnológico y transformaciones empresariales: gas y electricidad en Bilbao y Burdeos (1880 – 1920)”, presentada en el *VII Congreso de Historia Económica*, de Zaragoza (19 – 21 de septiembre de 2001), que: “...desde la aparición de los servicios técnicos con carácter económico se planteó el dilema entre la asunción por la administración municipal de la responsabilidad de la implantación de los nuevos servicios o su atribución a la iniciativa privada (regla casi general en el caso del gas y aún más en el de la electricidad). Hasta los años 1880 parece prevalecer la ausencia de reglamentos, lo que predomina en el marco ideológico es el liberalismo doctrinal del siglo XIX. En España eran los ayuntamientos los que poseían la autoridad para otorgar concesión de ocupación de dominio público y, por tanto, de explotación de este tipo de servicio técnico urbano. No obstante en una primera época el papel de la administración municipal fue enterarse primero de los riesgos para la seguridad pública y de la legalidad de la ocupación del dominio público”.

- Incentivar la eficiencia en el sector.
- Dotar de la máxima estabilidad a la tarifa, y
- Permitir la recuperación del valor objetivo de las inversiones realizadas.

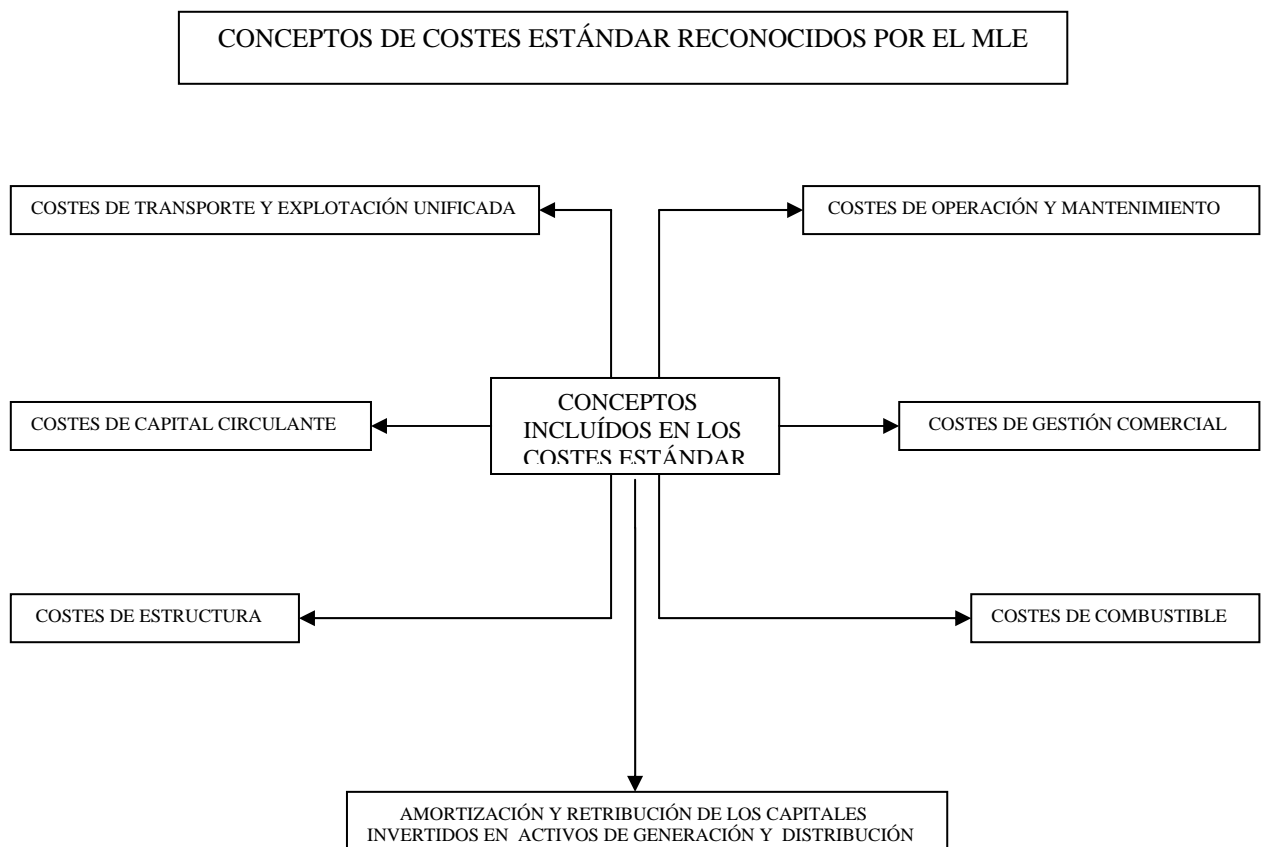
ESQUEMA 2.2



La pieza clave en la que descansa el MLE es la estandarización de los costes necesarios para la prestación del servicio. El MLE reconoce unos costes estándar por diferentes conceptos:

- Amortización y retribución de los capitales invertidos en activos de generación y distribución.
- Costes de combustible.
- Costes de transporte y explotación unificada correspondiente a REE.
- Costes de operación y mantenimiento fijo y variable.
- Costes de gestión comercial.
- Costes de estructura y
- Costes de capital circulante.

ESQUEMA 2.3



Para la cuantificación de dichos costes el MLE proporciona unas fórmulas de estandarización de aplicación a todas las compañías. La incentivación de la eficiencia en las compañías se consigue al permitir que éstas capitalicen internamente el posible diferencial entre los costes estándar y los costes reales.

Las actividades de producción y distribución de energía son fuertemente intensivas en capital debido a las elevadas inversiones necesarias en instalaciones y a su dilatado plazo de maduración, de ahí que el coste de uso del factor capital sea el principal elemento del coste total del servicio: el 50 por ciento de los costes totales necesarios para la producción y distribución de energía eléctrica en España corresponden a la recuperación y remuneración de las inversiones en activos fijos.

Para las empresas resulta primordial que se les garantice la recuperación de sus inversiones y la adecuada remuneración de las mismas con el fin de planificar sus decisiones a largo plazo. No menos importante resulta, para los usuarios, que las empresas cuenten con los incentivos adecuados a la máxima eficiencia de costes que derive en la prestación del servicio al mínimo coste.

El MLE asigna unos valores estándar a los diferentes activos eléctricos, que serán objeto de recuperación y remuneración, de acuerdo con unas tasas objetivas y homogéneas, con cargo a las tarifas a percibir durante la vida útil asignada a cada uno de los activos. También el MLE al establecer los costes estándar trata de incentivar la eficiencia en costes por parte de las empresas al permitirles internalizar como excedente propio todo el esfuerzo de reducción de costes respecto de los estándares reconocidos, garantizando al usuario la prestación del servicio al mínimo coste.

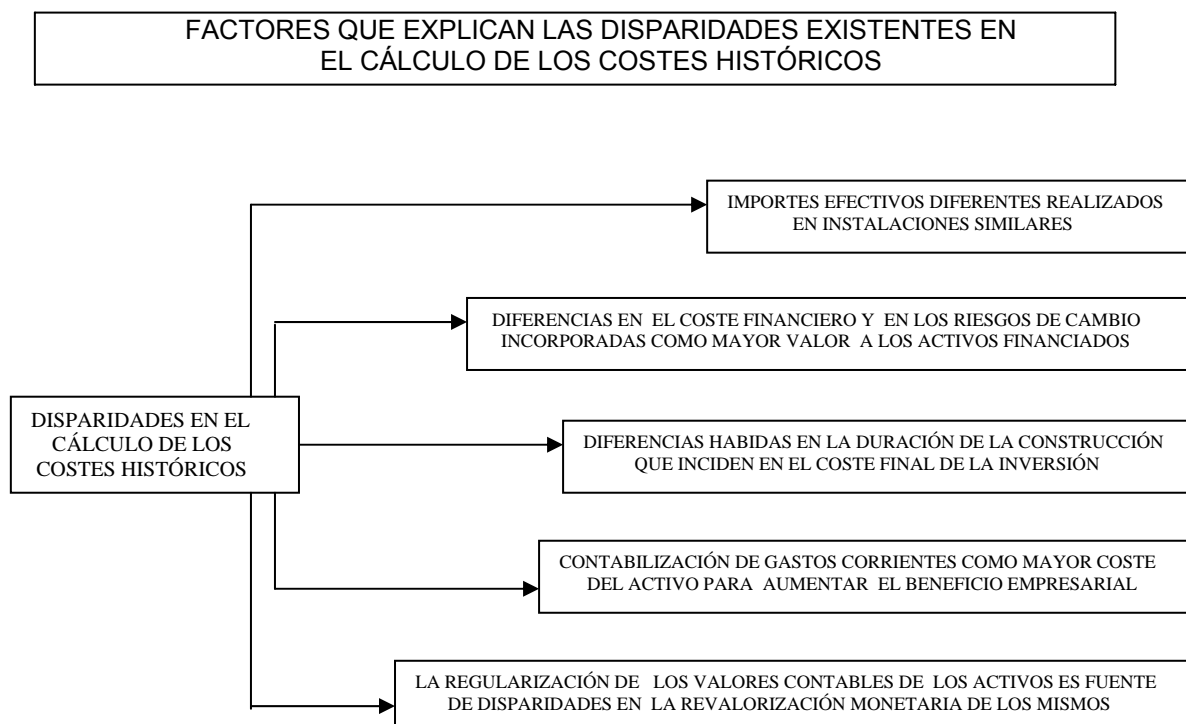
La búsqueda de la eficiencia por parte de cada compañía se limita a producir el servicio por debajo del coste estándar reconocido para el tipo de energía en que dicha compañía opera, pero no a elegir aquella fuente energética con menor coste medio total. Este hecho limitativo tiene su explicación en el MLE en base a garantizar el suministro, objetivo más vinculante incluso que el de minimizar el coste total.

Conviene señalar que la empresa eléctrica tiene la consideración de productor de un servicio público esencial, sujeto a un ordenamiento público, es decir, bajo regulación, que limita su libertad de actuación en la fijación de sus tarifas, elección del tipo de central o de arbitrar el sistema de distribución hacia los usuarios. En este sentido, y en contra de una metodología de libre mercado, la garantía de recuperación de las inversiones necesarias para la producción del servicio se basaría en los costes de adquisición o construcción –costes históricos– en lugar de su atractivo valor relativo que pudiera derivarse del propio mercado. Al ser un sector regulado, el excedente de valor debería revertir íntegramente en los usuarios vía tarifas.

Para el cálculo de los costes históricos, incurridos en las inversiones, la información disponible adecuada es la valoración contable, que las diferentes compañías tienen de sus activos, que presenta importantes disparidades debidas a los siguientes factores:

- Importes efectivos muy diferentes realizados por unas y otras empresas en la construcción de instalaciones similares.
- Diferencias en coste financiero debido a las distintas fuentes de financiación elegidas, así como a los riesgos de cambio implícito asumidos por unas y otras compañías, cuyas diferencias negativas de valoración fueron incorporadas en su totalidad como mayor valor de los activos financiados.
- Diferencias habidas en el periodo de duración de la construcción que repercuten considerablemente sobre el coste final de la inversión.
- La práctica contable seguida por algunas compañías de contabilizar una parte de los gastos corrientes como mayor coste del activo (activación de gastos), con la finalidad de reducir los gastos del ejercicio y aumentar el beneficio de la empresa.
- La propia política de regularizaciones, en el contexto de las sucesivas leyes de actualización de balances, ha permitido a las compañías regularizar los valores contables de sus activos originando con ello disparidades en la revalorización monetaria de los mismos entre unas compañías y otras.

ESQUEMA 2.4



Para obviar dichas disparidades contables se hacía necesario el establecimiento de un valor homogéneo (el estándar) por tipo de instalación. El procedimiento adoptado por consenso entre la Administración y las empresas fue tratar de arbitrar un mecanismo que reflejase la “envolvente” técnico-económica de los activos en cada tipo de instalación. Se estimó como valores base, a 31 de diciembre de 1982, asignados a los estándares en las correspondientes centrales los siguientes:

Hulla (nacional o importada)	90.000 pts/kW
Lignito negro	105.000 pts/kW
Lignito pardo	117.000 pts/kW

La diferencia de valoración estimada para los lignitos en comparación con la hulla residía en la menor capacidad calorífica de aquellos que exigía, por tanto, unas mayores calderas y equipos lo que se traducía en mayores costes necesarios por unidad energética.

El valor base asignado a las centrales de fuel-oil fueron los siguientes:

Grupos preparados para gas natural	65.809 pts/kW
Grupos modernos de utilización preferente	54.841 pts/kW
Grupos no preferentes y preparados gas	39.592 pts/kW

Los estándares asignados a las centrales nucleares fueron:

J. Cabrera y Garona	51.373 pts/kW
Vandellós I	112.214 pts/kW
Almaraz I y II	134.400 pts/kW
Cofrentes y Ascó I y II	180.000 pts/kW
Vandellós II	229.312 pts/kW
Trillo I	252.243 pts/kW

La diferencia de estándares asignados a cada una de ellas responde al reconocimiento de las distintas circunstancias habidas entre ellas debido a los avances tecnológicos; elevados costes financieros en épocas de fuertes convulsiones en los tipos de interés y tipos de cambio y plazos de construcción excesivamente dilatados.

En las instalaciones hidráulicas, la heterogeneidad de las centrales es mucho mayor: tamaño, fecha de construcción, condiciones topográficas de la localización de los embalses, etc.

El elevado número de las instalaciones impedía un tratamiento particularizado como el que se llevó a cabo con las centrales nucleares, obteniéndose unas fórmulas para el cálculo de los valores estándar en función de la potencia del grupo P (en megawatios) y de la capacidad del embalse C (en hectómetros cúbicos).

Tales valores constituyen la denominada base de inversión en los diferentes activos de generación, con referencia a una fecha determinada. Lógicamente, durante el periodo en el que se realiza la construcción no se producen amortizaciones de la instalación, por lo que la dinámica de los valores estándar reconocidos viene determinada por el perfil temporal de las inversiones, establecido de forma estándar en cada tipo de instalación y el reconocimiento de intereses intercalarios incurridos en la financiación de la instalación, también sujetos a estandarización, que pasan a ser considerados como mayor valor estándar para el año siguiente, y por tanto susceptibles de nueva intercalación de intereses, y así sucesivamente¹⁸⁶.

Cuando la central entra en explotación se interrumpe la posibilidad de imputar intereses intercalarios como mayor valor del activo, dando lugar al comienzo de la vida útil del activo, durante la cual se producirá la recuperación y remuneración del valor estándar reconocido. La anualidad viene constituida por un componente de amortización y un componente retribución. El primero es el resultado de dividir el valor estándar neto actualizado por el número de años de vida útil residual, y el segundo es el resultado de aplicar la tasa de retribución real al valor estándar neto actualizado.

Si bien los principios contables convencionales se basan en amortizaciones generalmente lineales, sobre la base del valor monetario histórico, durante la vida útil de las diferentes instalaciones, así como la consideración del gasto financiero sobre la base de tipos de interés nominales efectivos, el MLE adopta un criterio que supone una reducida cantidad en los años iniciales que va creciendo para posteriormente volver a reducirse de nuevo de forma gradual. El procedimiento utilizado consiste en la remuneración a tasas de interés reales aplicadas sobre la base de los valores estándar actualizados cada año, los cuales a su vez son objeto de recuperación, vía amortización, a razón del cociente entre el valor actualizado neto y el número de años de vida útil residual.

El efecto combinado de la actualización y de la reducción de los importes amortizados, hace que el valor estándar neto y con él las cuotas de amortización reconocidas presente la forma de una U invertida.

Este nuevo marco ha sido calificado por Paulina Beato (1985) como un mecanismo mixto de asignación de recursos, en la medida que contiene elementos de planificación centralizada y elementos de mercado.

¹⁸⁶ Procedimiento de “arrastré” de valores estándar de un año para otro.

El MLE tiene tres componentes: la tarifa eléctrica, el sistema de compensaciones y la estructura tarifaria.

➤ La tarifa eléctrica

Según el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, se establece una tarifa media de referencia en todo el territorio nacional. Las tarifas distinguen entre diferentes tipos de consumo, y se estructuran en un componente de potencia y un componente de energía consumida. En el componente de energía, la tarifa para grandes consumidores, puede llegar a ser hasta un 50 por ciento inferior a la tarifa doméstica. Las tarifas pagadas por el abonado serán diferentes en función de la tensión y de la curva de carga del cliente, pero no por la localización geográfica. Por ello, la tarifa retribuye global y conjuntamente el sistema eléctrico nacional: a los generadores, a REE y a los distribuidores.

La tarifa de referencia se define como la relación por cociente entre el ingreso previsto y la demanda de energía prevista. El ingreso previsto es, para cada ejercicio, igual al coste total del sistema más la corrección de desviaciones. El coste total del sistema se obtiene sumando los cinco siguientes componentes:

1. Costes del sistema eléctrico peninsular.
2. Costes del sistema eléctrico extrapeninsular.
3. Ingresos distintivos a la venta de energía.
4. Otros recargos.
5. Corrección de las desviaciones.

➤ Costes del sistema eléctrico peninsular

El coste del servicio eléctrico suministrado por el sistema peninsular está formado por seis sumandos:

- 1) Costes de la generación de energía eléctrica.
- 2) Costes de la explotación unificada del sistema eléctrico.
- 3) Costes del transporte de la energía eléctrica
- 4) Costes de la distribución de la energía eléctrica
- 5) Costes de estructura y de capital circulante.
- 6) Costes contingentes y externos al sistema.

➤ Costes de la generación

A su vez, los costes de generación de energía eléctrica pueden desagregarse en cuatro componentes:

- a) Costes de las inversiones en instalaciones complejas especializadas.
- b) Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- c) Costes de combustibles.
- d) Compras de energía e intercambios externos.

a) A la hora de medir los costes de las inversiones en instalaciones de generación, deben tenerse en cuenta tres aspectos:

- En primer lugar, la mayoría de las decisiones de inversión no se toman en condiciones de mercado, sino que vienen establecidas por el PEN, que toma en consideración aspectos económicos, de seguridad, repercusiones sociales y consecuencias medioambientales.
- En segundo lugar, el coste de construcción de las instalaciones se ve afectado por la inflación, los tipos de cambio y los tipos de interés, ya que los periodos de construcción suelen ser muy largos, cinco años para las térmicas clásicas y hasta doce años para las centrales nucleares.
- En tercer lugar, las decisiones inversoras adoptadas en un determinado momento tienen incidencia durante veinte años o más, dependiendo de la vida útil de las mismas y manifestándose en la cuantía de la amortización.

Por ello, el parque de generación existente en cada momento es, en gran parte, el resultado de las políticas energéticas que los anteriores Gobiernos han ido llevando a cabo. Es por esto por lo que el Gobierno tiene que asegurar a las empresas la recuperación de sus inversiones.

Los costes derivados de las inversiones realizadas en activos de generación están formados por las siguientes partidas: amortización, retribución, alargamiento de vida útil y complemento por intercambios de activos de 1985.

Para calcular las tres primeras partidas, la orden ministerial de 29 de diciembre de 1987 estableció una relación pormenorizada de todas las instalaciones de generación que estaban en explotación con anterioridad al primero de enero de 1987, así como sus valores actualizados brutos estándar (VABE) y netos estándar (VANE) a efectos de retribución y de amortización para los años 1986 y 1987.

Desde 1988, todos los años se calcula el VABE, mediante la actualización de la misma magnitud correspondiente al año anterior, a la que se añade el VABE de las nuevas inversiones que se hayan realizado durante dicho año. La actualización, hasta 1996, se ha realizado según lo dispuesto en la orden ministerial del MINER de 29 de diciembre de 1987, modificada por la orden ministerial del MINER de 3 de diciembre de 1993, en función del IPC y del IPRI. A partir de 1996, el índice de actualización se calcula, de acuerdo con lo previsto en la orden ministerial del MINER de 15 de diciembre de 1995, en función de la tasa monetaria y de la tasa de retribución del año correspondiente.

Puede escribirse, por lo tanto, que:

$$\text{VABE}_t = \text{VABE}_{t-1} (1 + \beta_t)$$

siendo t el año en cuestión y β_t la tasa (expresada en tanto por uno) de crecimiento del índice de actualización calculado por el procedimiento establecido en la orden ministerial de 15 de diciembre de 1995.

Del mismo modo, desde 1988, todos los años se calcula la amortización estándar de cada instalación de generación, dividiendo el VABE de cada año entre el número de años de vida útil de la instalación. La suma de todas las amortizaciones estándares correspondientes a la instalación, actualizada con los correspondientes índices de actualización, constituye el fondo de amortización actualizado (FAA). Mientras que la amortización estándar de cada año es una partida de los costes derivados de las inversiones realizadas en activos de generación, el FAA permite el cálculo del VANE a efectos de retribución. El VANE de cada año se obtiene por diferencia entre el VABE y el FAA correspondiente al año anterior.

La partida de retribución de cada activo se calcula aplicando al VANE una tasa de retribución real, que será el resultado de deflactar una tasa de retribución monetaria por un índice de actualización. La tasa monetaria que determina anualmente el MINER refleja el precio del dinero en los diferentes mercados de capitales en los que se desenvuelve el sector y el coste de oportunidad de los fondos invertidos, según se establece en la orden del MINER de 3 de diciembre de 1993.

La tasa de un año se obtendrá como media aritmética móvil de la tasa de retribución de los tres años anteriores y de la tasa de retribución correspondiente a la previsión del año en cuestión, calculada según el procedimiento descrito en la orden ministerial del MINER de 15 de diciembre de 1995. La obtención del índice de actualización de un año se realizará en función de la tasa monetaria y de la tasa de retribución real de dicho año, según se establece en la orden últimamente citada.

Resumiendo, el Gobierno fija anualmente, conforme a los procedimientos descritos, el índice de actualización y la tasa de retribución monetaria. A partir de estos parámetros se calculan, para cada instalación, los VABE y los VANE y, como

consecuencia, las dos partidas principales de los costes derivados de las inversiones en instalaciones de generación: amortización y retribución.

Las partidas de alargamiento de vida útil de las instalaciones de generación y de inversiones adicionales en las mismas, una vez aprobadas por el MINER, se calcularán con arreglo a lo dispuesto en las órdenes del MINER de 29 de diciembre de 1987 y de 3 de diciembre de 1993, teniendo en cuenta los periodos establecidos de vida útil de cada tipo de instalación.

El complemento de costes por intercambio de activos de 1995 se obtendrá según el procedimiento de actualización expuesto en la orden del MINER de 3 de diciembre de 1993.

b) Los costes derivados de la operación y mantenimiento de las instalaciones de generación se obtienen de acuerdo con el procedimiento descrito en la orden del MINER de 29 de diciembre de 1987, modificada por las órdenes del MINER de 3 de diciembre de 1993 y de 15 de diciembre de 1995. Este procedimiento está basado también en el sistema de costes estándares.

Estos costes se descomponen en fijos y variables y son distintos para cada tipo de instalación de generación. Los fijos son función de la potencia instalada y de la potencia disponible (potencia instalada en barras de central, afectada por el factor de disponibilidad de cada tipo de instalación generadora) y los costes variables (cuyo valor solamente es positivo cuando el grupo generador está acoplado a la red o en horas de arranque) son función de la potencia disponible, de la potencia de mínimo técnico (potencia mínima a suministrar sin alteraciones del grupo) y de la producción.

La actualización de estos costes para un año t se determinan en función del coste estándar del año $t - 1$ afectado por el binomio $(1 + P_t)$ -siendo P_t la tasa de crecimiento del IPC expresada en tanto por uno-. La orden ministerial del MINER de 15 de diciembre de 1995 modificó este último binomio, para tener en cuenta las ganancias de productividad del sistema eléctrico y hacer partícipe de las mismas al consumidor, disminuyendo el IPC, en dos puntos porcentuales para los costes fijos y en tres puntos porcentuales los costes variables.

c) Los costes de combustibles incluyen las siguientes partidas: el coste de combustible correspondiente a la energía prevista en barras de central necesaria para atender la demanda, el coste financiero resultante del mantenimiento de los *stocks* necesarios para el correcto funcionamiento y cobertura del sistema eléctrico, las compras de energía a los autoprodutores, el saldo de intercambios externos, los cánones y otros costes y, por último, los costes de suministros de potencia y energía del contrato de *Electricité de France* (EDF) al Sistema Eléctrico Nacional.

Los costes de combustible es el principal coste variable de generación y es el que se utiliza, dentro de las restricciones existentes de preferencia de unas tecnologías de generación frente a otras por motivos diversos, para el denominado orden de mérito de funcionamiento de las entradas de los grupos de generación.

Antes de entrar en el procedimiento de cálculo del coste de combustible es preciso definir el concepto de hidraulicidad como la cantidad estimada de electricidad de procedencia hidráulica medida en GWh destinada a satisfacer parte de la demanda de electricidad.

El producto hidráulico es función de la pluviosidad anual, de la capacidad y del llenado de los embalses, del coste de oportunidad del momento de alivio del agua y de factores geográficos, por lo que su estimación es dificultosa.

La hidraulicidad de cada año es estimada por el MINER. Una vez estimada la cantidad de electricidad a obtener de procedencia hidráulica, el resto de la demanda de energía ha de ser cubierta con electricidad de otras procedencias. Está previsto proceder a la estimación del producible hidráulico de un año determinado (t) mediante la aplicación de una media aritmética móvil de la producción hidráulica real de tres años anteriores y la estimada para el año (t). Con ello se conseguirá un menor margen de error con la realidad.

En la propuesta de tarifas para cada año, el MINER estima la producción hidráulica (sin coste de combustible) y la producción de otras procedencias (con costes de combustibles) para satisfacer la demanda de electricidad prevista.

Cada kWh producido por centrales nucleares o por centrales térmicas en sus diferentes tipos tiene un coste (desde 0,956 pesetas para el de origen nuclear hasta 4,445 pesetas el originado por lignito pardo). Multiplicando los kWh producidos por cada tipo de generación por su coste unitario se obtienen los costes totales de combustible.

Dado que los costes de combustible por kWh a producir son fijados anualmente por el MINER, las empresas pueden obtener beneficios si trabajan con mayores rendimientos térmicos en sus instalaciones generadoras,

Si la producción hidroeléctrica (sin coste de combustible) estimada es superior a la real, la diferencia habrá de ser cubierta con energía termoeléctrica, cuya valoración, de acuerdo con lo dispuesto en la orden del MINER de 19 de diciembre de 1988, se hará al coste medio de combustible del ejercicio considerado de las centrales térmicas cuyo combustible principal sea el carbón. Por ello, al finalizar el ejercicio se producirá un mayor coste de los combustibles empleados para satisfacer la demanda de electricidad que el que fue previsto.

La partida correspondiente al coste financiero resultante del mantenimiento de los *stocks* de combustibles resulta como agregado de mantenimiento de los *stocks* de carbón, de fueloil y de recarga nuclear. El *stock* medio de carbón tiene en cuenta la obligación de tener existencias para funcionar las centrales que los utilicen como mínimo 720 horas (30 días) a plena carga.

La existencia de fueloil se mantiene en una media de los inmediatos años anteriores debido a las escasas horas anuales de funcionamiento y, por último, para las centrales nucleares, se establece, de acuerdo con el Real Decreto 1.611/1985, que el 10 por ciento de los elementos de una recarga nuclear deben estar almacenados permanentemente en las centrales usuarias.

d) La partida relativa a las compras de energía e intercambios externos tiene en consideración las realizadas a los autoprodutores así como el saldo resultante de la importación y exportación de energía. Esta partida está adquiriendo cada vez mayor cuantía suponiendo actualmente el 26 por ciento del coste total de los combustibles.

El contrato para el suministro de potencia y energía por parte de EDF al sistema eléctrico nacional, firmado entre EDF y REE, se incluye también en los costes de combustible tanto los costes fijos de financiación del contrato como los procedentes de la energía cedida.

➤ Costes de la explotación unificada.

La explotación unificada del sistema eléctrico es un servicio público esencial de titularidad estatal que está encaminado a la optimización del conjunto de actividades de producción y transporte de electricidad realizada en el ámbito del sistema integrado, de forma que se contribuya a la obtención de un mínimo coste del suministro y a su garantía de abastecimiento. La gestión de este servicio público está encomendada a REE.

➤ Costes de transporte.

La red de transporte de energía está constituida por las líneas, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kW. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, control, etc., eléctricos o no, para el adecuado funcionamiento de la red de transporte antes definida.

Los costes de transporte son los originados por el transporte de la electricidad desde los puntos de producción hasta las redes de distribución. Al tener REE encomendada esta actividad, los costes de transporte son los de esta sociedad.

Estos costes se descomponen en los derivados de las inversiones en instalaciones de transporte y en los de explotación de dichas instalaciones y están reconocidos por parte de la Administración como parte integrante de los costes del sistema eléctrico, expresados como porcentaje (2,53 por ciento en la actualidad) de la facturación, destinado a cubrir el coste del transporte y de la gestión de la explotación unificada del sistema eléctrico.

➤ Costes de distribución.

Comprende los costes derivados de las actividades necesarias para situar la energía en los puntos de consumo desde los puntos de interconexión con las redes de transporte, a través de las redes de distribución, su puesta a disposición, su entrega y comercialización. La distribución de la energía eléctrica está sujeta a ordenación unificada dentro del sistema integrado.

Estos costes están derivados de las inversiones en líneas de distribución y centros de transformación y de los necesarios para la explotación de las mismas. Se dividen en dos apartados: los de distribución realizada con instalaciones a tensiones iguales o superiores a 36 kW y los de distribución a tensiones menores de 36 kW. Los primeros siguen un procedimiento basado en costes estándares y los segundos en función de las energías circuladas.

El procedimiento de cálculo de estos costes se realiza con arreglo a lo previsto en las órdenes del MINER de 22 de diciembre de 1988 y de 15 de diciembre de 1995. Los costes de distribución, independientemente de la tensión de suministro, están compuestos de costes fijos y costes de explotación.

Los costes fijos de la distribución de electricidad a tensión igual o superior a 36 kW se calculan (siguiendo el procedimiento de costes estándar) de manera análoga a los costes de generación, aplicando a los VABE y VANE de distribución los mismos índices de actualización y tasa de retribución que a los VABE Y VANE de generación. Como consecuencia, se obtienen unos valores de amortización y retribución a los activos de distribución a tensión igual o superior a 36 kW claramente diferenciados.

Los costes fijos de la distribución a tensión inferior a 36 kW se calculan a partir de la energía circulada en cada nivel de tensión, que se define como la suma de la energía distribuida a abonados finales en ese nivel de tensión y de la distribuida en niveles inferiores de tensión afectada por el factor de pérdidas. Los niveles de tensión son dos: inferior a 1 kW y desde 1 kW hasta 36 kW. Aplicando al total de energía circulada los costes unitarios de distribución del kWh se obtienen los costes fijos totales a baja y media tensión.

Los costes de explotación de la distribución a tensiones iguales o superiores a 36 kW están basados en costes estándares, en función de la longitud de las líneas de distribución y de los puestos de transformación.

Los costes de explotación de la distribución a tensiones inferiores a 36 kW se calculan en función de unos costes unitarios del kWh circulado en media y baja tensión.

La actualización anual de los costes fijos de distribución se realiza según se establece en el punto 2 de la orden del MINER de 15 de diciembre de 1995 y la actualización anual de los costes de explotación se efectúa según el punto 5 de la citada orden ministerial, que disminuye en dos y tres puntos el IPC para las instalaciones mayores de 36 kW o inferiores a 36 kW, respectivamente.

La suma de los costes fijos y de explotación actualizados constituye la parte más importante (en torno al 85 por ciento) de los costes totales de distribución.

También se incluyen en los costes de distribución los costes de gestión comercial y los de gestión de la demanda.

Los primeros se calculan en función del número de pólizas de abono previstas y de la potencia facturada a niveles de tensión iguales o superiores a 1 kW, estandarizado, un coste por cada póliza y otro coste por cada kW de potencia facturada; asimismo, se incluye el coste de los nuevos modelos de recibos de la energía que le costarán al consumidor 25 pesetas cada uno. Estos costes se calculan de acuerdo con lo previsto en la Orden del MINER de 22 de diciembre de 1988 y la orden de 15 de diciembre de 1995.

Los costes de gestión de la demanda, fijados anualmente por el MINER, van encaminados a promover actuaciones para mejorar la eficiencia en el ahorro de la energía eléctrica y el aplanamiento de la curva de carga del sistema eléctrico.

➤ Coste de estructura y de capital circulante.

Los costes estándares de estructura están diferenciados para las actividades de generación y de distribución. Los costes de generación son función de las potencias instaladas de los generadores y de las energías producidas, las cuales son afectadas por costes unitarios estándar.

Los costes de distribución son función de la energía suministrada al abonado final afectadas de un coste unitario estándar. Las fórmulas para la obtención de los costes y los valores unitarios están descritos en las órdenes del MINER de 3 de diciembre de 1993 y de 15 de diciembre de 1995, respectivamente.

Los costes de capital circulante se calculan de acuerdo con lo previsto en la orden del MINER de 29 de diciembre de 1987, actualizándolos con el procedimiento descrito en dicha orden.

Estos costes están sujetos a diferentes interpretaciones que deberían desembocar en un ajustado estudio de los mismos, teniendo en cuenta el periodo medio de cobro, según se prevé en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.

➤ Costes contingentes y externos al sistema.

Estos costes están formados por tres componentes: complemento de interrumpibilidad con el que se compensa a aquellas empresas que no están integradas en alguno de los subsistemas eléctricos contemplados en la orden del MINER de 19 de febrero de 1988, porcentaje de la facturación de energía eléctrica destinado a cubrir los gastos propios de OFICO y porcentaje destinado a cubrir los gastos propios de la CSEN.

En cada ejercicio pueden incorporarse otros costes reconocidos calificados como contingentes y externos al sistema, determinados por decisión del Gobierno según está previsto en el Real Decreto 1538/1987 de determinación de la tarifa.

➤ Costes del sistema eléctrico extrapeninsular.

Este coste se deriva de las especiales condiciones en que prestan su servicio las empresas que se encuentran fuera de la península (Gesa y Unelco). La aplicación de una tarifa única en todo el territorio nacional y la existencia de costes distintos en las empresas insulares determina una compensación entre estas empresas y las peninsulares a fin de equilibrar la relación costes/ingresos de aquéllas.

El saldo resultante entre ingresos y costes se traslada como coste reconocido a la tarifa media de referencia, y es determinado por el MINER de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987.

➤ Ingresos distintos a la venta de energía.

Las distintas partidas de coste del marco de retribución actual de las empresas gestoras del sistema eléctrico determinan el total de los ingresos percibidos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2º del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre. No obstante, dentro de las partidas denominadas como Tratamiento de otros ingresos, se encuentran recogidas, como si fueran costes negativos, una serie de excepciones a este principio general de ingresos igual a costes.

En primer lugar, se consideran los ingresos de las empresas recibidos directamente de los consumidores, en función de prestaciones, como son las acometidas, enganches, peajes, verificaciones, alquiler de contadores, etc., que se encuentran ligadas a la actividad eléctrica básica de la empresa y cuyos costes se cubren con otros costes ya reconocidos en la tarifa de referencia.

En segundo lugar, hay otros ingresos, considerados como costes negativos, que se relacionan con los resultados obtenidos a través del empleo de medios materiales y humanos de la empresa en actividades no correspondientes a su labor básica de gestora del sistema eléctrico y por la que recibe su retribución. Estos ingresos se producen principalmente en la distribución y, al ser considerados como costes negativos, pueden incidir en dicha actividad, por lo que se requiere una adecuación de los mismos a la realidad del sistema.

En tercer lugar, se han considerado como costes negativos los ingresos de las compañías por la venta de electricidad a sus empleados, modificándolos

gradualmente durante un periodo transitorio de seis años, al final del cual se descontará de la tarifa de referencia esta venta de energía.

➤ Otros recargos.

El artículo 11 del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, establece una serie de costes reconocidos a incluir en el cálculo de la tarifa media de referencia como son los derivados de los programas de investigación y desarrollo (I+D) del sector energético, los derivados de la financiación del stock básico de uranio y de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear, los derivados de la compensación por paralización de centrales nucleares en moratoria y, por último, los costes específicos derivados de las ayudas a la minería del carbón nacional con destino a la generación.

Actualmente, el Gobierno establece dichos costes expresados como porcentaje de la facturación de electricidad que deberán recaudar las empresas y entregar a OFICO hasta la integración de ésta en la CSEN.

Para 1996, el conjunto de estos costes alcanza el 9,939 por ciento de la facturación de energía eléctrica.

Los costes de los programas de I+D tienen como destino la financiación de proyectos de investigación, acometidos por las empresas del sector, sobre los sistemas eléctricos, las energías primarias, los usos de la energía y las energías renovables. El coste de esta partida para 1996, corresponde a 0,35 por ciento de los ingresos necesarios de la tarifa de referencia.

Los costes del *stock* básico de uranio compensan a Enusa por los gastos financieros en que incurre por mantener el *stock* básico de uranio que garantiza el aprovisionamiento de combustible a nuestro parque de generación nuclear (7.400 MW instalados). El coste de esta partida para 1996, corresponde al 0,16 por ciento de la facturación por tarifas.

Los costes de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear compensan a Enresa por la gestión de los residuos radiactivos de las centrales nucleares y de los derivados de la cancelación de instalaciones nucleares que dependen de la utilización del parque nuclear y de la vida media y de su posible extensión de las centrales. Además, debe gestionar el cuarto Plan de Residuos Radiactivos aprobado por el Gobierno. El coste, para 1996, se fijó en el 1 por ciento de la facturación de energía eléctrica.

El coste de la moratoria nuclear trata de compensar a los titulares de los proyectos de construcción de las centrales nucleares paralizadas por las inversiones realizadas en las mismas y el coste de su financiación, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, que desarrolla las normas necesarias para la plena efectividad de lo previsto en la disposición adicional octava de la LOSEN. El coste, para 1996, se estableció en el 3,54 por ciento de la facturación.

El coste derivado de las ayudas a la minería del carbón nacional recoge los costes específicos asociados a las ayudas a la minería del carbón, en la medida en que, de acuerdo con el Real Decreto 2203/1995, se dispone que la tarifa debe recoger un coste, no superior al 5 por ciento de la facturación, destinado a dichas ayudas. De este modo se clarifican los diversos conceptos que influyen en el sistema de retribución del carbón nacional con destino a la generación. Para 1996, este coste supuso el 4,864 por ciento de la facturación.

➤ Corrección de las desviaciones.

El cálculo de la tarifa media de referencia para un año determinado se realiza en función de los costes reconocidos y de la demanda estimada de electricidad. El ingreso definitivo será igual al coste total reconocido más la corrección de las desviaciones que pudieran producirse entre dicho ingreso previsto y el ingreso revisado del sector, siempre que esta diferencia obedezca a parámetros relevantes que no tengan el carácter de estándares.

Las desviaciones en hidraulicidad tendrán un cálculo diferenciado. Asimismo, la demanda de electricidad estimada se sustituirá por la efectivamente registrada o real.

La orden del MINER de 19 de diciembre de 1988, que desarrolla los artículos 2 y 12 del Real Decreto 1538/1987, define en su apartado primero los parámetros susceptibles de revisión con arreglo al procedimiento allí expresado, salvo la revisión de la tasa de actualización aplicables a las inversiones de generación y de distribución que se realizan de acuerdo con el procedimiento previsto en la Orden del MINER de 15 de diciembre de 1995.

La corrección de desviaciones tiene en cuenta alguna o todas las correcciones habidas en los parámetros a tener en cuenta como el IPC, el IPRI, la tasa de retribución, la demanda en abonado final y precio medio de los combustibles empleados y de sus *stocks*. En el año inmediatamente posterior al estimado se hace una corrección provisional de las desviaciones y en el año siguiente se realiza la corrección definitiva de las mismas, siempre que las desviaciones sean superiores al 5 por ciento.

Según la orden de 19 de diciembre de 1988, cuando el porcentaje de la diferencia entre los ingresos previstos y los ingresos revisados del sector sea inferior al 0,5 por ciento no se considerará una corrección de desviaciones a incluir en la tarifa.

La desviación en hidraulicidad se calcula como diferencia entre la producción hidráulica estimada en la propuesta de tarifa eléctrica y la producción hidráulica real del ejercicio considerado, valorada al coste medio de combustible de dicho ejercicio de las centrales térmicas cuyo combustible principal sea el carbón.

Es preciso señalar que las desviaciones de hidraulicidad se suceden a lo largo del ejercicio y que, si son resultado de producciones hidroeléctricas inferiores a las previstas, la cobertura de la demanda se realiza con energía de origen térmico, incrementándose, por tanto, el coste de combustible utilizado para cubrir la demanda anual, apareciendo este incremento como variación de los costes reconocidos de combustible.

➤ Sistema de compensaciones.

Una vez identificada la participación de cada subsistema eléctrico (relacionados en el Anexo I, I.1. de la orden del MINER de 19 de febrero de 1988) en los costes reconocidos en la tarifa de referencia y en los ingresos por venta de energía a los abonados, el sistema de compensaciones es un conjunto de mecanismos que permite la distribución de los ingresos entre estos subsistemas con el propósito de conseguir un reparto equitativo de los ingresos sectoriales de la tarifa.

La necesidad del sistema de compensaciones se deriva de la existencia de una tarifa única para todo el territorio nacional que no cubre directamente la distinta estructura de costes de cada empresa. De no existir este sistema cada empresa debería tener su propia tarifa.

Las empresas recaudan sus ingresos de la facturación a los abonados. Esta recaudación es función de su estructura de mercado; la compensación de ingresos persigue la corrección de las diferentes estructuras de mercado, de forma que aquellas empresas con mayor número de abonados en tarifas de baja tensión (precios superiores del kWh) aportan parte de sus ingresos a aquellas empresas con mayor número de abonados en alta tensión (precios inferiores del kWh).

La compensación de ingresos sitúa a todas las empresas en un nivel de ingresos unitarios equivalente al ingreso medio nacional establecido en el cálculo de la tarifa media de referencia.

Una vez conseguida la compensación de ingresos, la compensación de costes será un mecanismo que ajustará los costes en función de la empresa que los soporta. La formación de la tarifa media de referencia se ha realizado por agregación de los costes totales del sistema nacional y cada empresa aporta sus costes propios para contribuir al conjunto nacional.

La compensación de costes cubre aquella parte de los costes que, habiendo sido aportados por una empresa para la formación de la tarifa media, no son cubiertos por la facturación del mercado propio. Los costes compensables son en todos los casos valores estándar que se calculan para cada subsistema.

El Sistema de Compensaciones tiene definido el procedimiento de aplicación en la Orden del MINER de 19 de febrero de 1988, modificada por la Orden del

MINER de 17 de diciembre de 1993. A los efectos de su aplicación el sistema se divide en compensaciones de generación y compensaciones de mercado.

Las compensaciones de generación atienden la redistribución de los costes derivados de la generación de energía. Se clasifican en fijos y variables. Los primeros proceden del inmovilizado, de operación y mantenimiento, de estructura de generación y de intercambios de energía. Los costes variables corresponden a los combustibles y sus *stocks*, de operación y mantenimiento y de intercambios exteriores y con el *pool*. En estos costes variables interviene el margen de generación a efectos de compensaciones Π_g (incentivo a la eficiencia que premia los costes variables bajos). Este margen permite, en función del coeficiente β , premiar o penalizar la mayor o menor eficiencia de los subsistemas.

A partir de las coberturas de balances de energía de cada subsistema, así como de los costes fijos estándar y de los variables derivados de dichos balances, se determina la compensación de costes de generación. Con ello se establece una comparación entre el coste estándar unitario por kWh de cada subsistema y el coste estándar unitario del sistema nacional. La diferencia entre estos dos costes estándar unitarios es la compensación de cada subsistema por cada kWh de demanda.

Las compensaciones de mercado atienden la redistribución de los ingresos obtenidos por la venta de energía a lo abonados y de los costes derivados de la distribución de esta energía. Se clasifican en compensación de ingresos y compensación de costes de distribución. Los ingresos estándar compensables son los ingresos de facturación, los ingresos por alquiler de equipos de medida e ingresos por acometidas, enganches y verificaciones.

Los costes compensables de distribución son todos aquellos necesarios para la transformación, distribución y venta de la energía demandada por el mercado de cada subsistema. Los conceptos de costes compensables son los costes fijos de las distribuciones de transformación, de los despachos de maniobra, de las instalaciones de distribución, de explotación de todas esas instalaciones y de su gestión comercial y de su estructura de distribución. A partir de los costes estándares asignados a todas estas instalaciones se obtiene el coste estándar unitario de distribución por kWh de cada subsistema.

La diferencia entre el coste unitario de distribución de cada subsistema con el coste unitario de distribución del sistema nacional es la compensación de cada subsistema por cada kWh de demanda.

Asimismo, son compensables los costes de transporte en que incurre REE en función de la energía transportada y los intercambios de energía entre subsistemas eléctricos con fines de optimización del sistema. También son compensables los pagos a REE por la aportación de potencia y energía procedente del contrato de importación entre REE y EDF por parte de los subsistemas eléctricos que se distribuirán en función de la potencia y energía realmente suministrada a los subsistemas.

La suma algebraica de todas las compensaciones descritas permite a cada subsistema obtener unos ingresos que cubran los costes reconocidos en que incurren, que agregados han servido para realizar el cálculo de la tarifa media de referencia del sistema eléctrico nacional.

➤ Estructura tarifaria.

A partir de la tarifa media de referencia de cada año, el MINER realiza la distribución del promedio global entre las distintas tarifas para la venta de energía eléctrica, que aplican las empresas acogidas al SIFE, así como las formas de aplicación de los denominados complementos tarifarios. Para cada modalidad de suministro la tarifa es única en todo el territorio nacional.

Las tarifas de aplicación general a todos los abonados se clasifican, atendiendo a la tensión a la que se realice el suministro, en tarifas de baja tensión (inferior a 1.000 W) y en tarifas de alta tensión (igual o superior a 1.000 W). Las tarifas en baja tensión son seis, de las que dos son de tipo general y las cuatro restantes de tipo específico. Las tarifas de alta tensión son siete (cada una en función de intervalos de tensión), de las que tres son de tipo general, según las horas de utilización (relación entre la energía consumida y la potencia contratada), y las restantes cuatro son para tracción, riegos agrícolas, grandes consumidores y distribuidores.

Cada abonado puede elegir la tarifa que le sea más beneficiosa, siempre que cumpla las condiciones que cada una comporte, así como la potencia a contratar.

Las tarifas eléctricas para cada año se determinan por orden del MINER, las tarifas vigentes se establecieron por orden del MINER de 12 de enero de 1995.

➤ Composición general de las tarifas.

La composición general de las tarifas de energía eléctrica presenta una estructura binomia.

El primer componente, denominado término de potencia, está en función de la potencia contratada o demandada por el abonado, es decir, de la potencia puesta a su disposición por el sistema eléctrico; su unidad de medida es el kW.

El segundo, término de energía, representa la energía consumida y medida por el contador del abonado, su unidad es el kWh.

El término facturación de potencia será el producto de la potencia contratada por el precio del kW y el término de facturación de energía será el producto de la

energía consumida, medida por el contador, por el precio del kWh. Ambos términos durante los periodos de facturación considerados.

➤ Tarifa básica.

La suma de los dos términos de facturación constituye la facturación básica. La fórmula que recoge la facturación básica en general es:

$$\text{Facturación (pesetas)} = P \cdot p_w + E \cdot p_e$$

Siendo P la potencia contratada, medida en kW, E la energía consumida y medida en kWh, p_w el precio en pesetas por kW de la potencia durante el periodo de facturación y p_e el precio en pesetas por kWh de la energía eléctrica.

En esta fórmula hay tres variables: la facturación, la potencia contratada y la energía consumida y dos parámetros que son los precios de la unidad de potencia y de la unidad de energía.

➤ Complementos tarifarios.

Además de la tarifa básica existen unos complementos, que actúan como recargos o descuentos, que se aplican sobre los términos anteriores y que son los siguientes: energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad (sólo para tarifas de alta tensión) y estacionalidad (sólo para tarifas de alta tensión).

La elección de la tarifa idónea es importante, pero no lo es menos la acertada elección de los complementos tarifarios.

El complemento por energía reactiva es un recargo o descuento porcentual que se aplica sobre el total de la facturación básica, es decir, tanto sobre el término de potencia como sobre el de energía. Su objeto es compensar o evitar el consumo de energía reactiva (energía que disminuye la energía aparente de los generadores) que pueda tener una determinada instalación eléctrica. Es aplicable a todas las tarifas generales y específicas tanto de alta como de baja tensión. Para determinar este complemento se calcula el coseno de ϕ ($\cos \phi$) de la instalación, no aplicándose descuento ni recargo a la facturación cuando el $\cos \phi$ alcanza el valor de 0,9. A partir de $\cos \phi = 0,9$ hasta $\cos \phi = 1$ se producen bonificaciones en las facturaciones de hasta un 4 por ciento. Para valores del $\cos \phi$ comprendidos entre 0,89 y 0,50 pueden existir recargos que varían entre el 0,5 por ciento hasta el 47 por ciento de la facturación básica.

En el caso de que un abonado produjese perturbaciones en la red eléctrica debido a un exceso de consumo de energía reactiva capacitiva, el organismo competente de la Administración puede llegar a ordenar la suspensión del

suministro de electricidad si persistiese en la no corrección de la instalación defectuosa.

El complemento por discriminación horaria representa una serie de recargos o bonificaciones que se aplican sobre el término de facturación de energía y es obligatorio para todos los suministros que se hayan contratado en alta y baja tensión excepto la tarifa en baja tensión de potencia reducida (inferior a 770 W).

Cuando se habla de discriminación horaria, se hace referencia a franjas horarias diarias, periodos y épocas estacionales, así como a una división de España en siete zonas eléctricas. Existen seis tipos de discriminación horaria (de 0 a 5) a los que pueden optar los distintos abonados de acuerdo con sus intereses.

El recargo o bonificación total será la suma algebraica de los recargos o bonificaciones obtenidos, al multiplicar la energía consumida en cada uno de los periodos horarios (punta, llano y valle) por su recargo o descuento porcentual correspondiente. El objetivo de este complemento es aplanar las puntas de carga, desplazando el consumo hacia las horas valle de menor carga periódica.

El complemento por estacionalidad es aplicable a todos los usuarios con suministros generales en alta tensión que lo soliciten y que hayan optado por un procedimiento especial de cálculo de la potencia de facturación. El complemento se aplica solamente sobre el término de facturación de energía, es decir, a los consumos realizados en las tres temporadas eléctricas en que se divide el año, afectándolos con los correspondientes porcentajes de recargo o bonificación. Cuando se contrata el complemento de estacionalidad se hace por periodos de doce meses, siendo la facturación definitiva la realizada al final del mes duodécimo. Su objetivo es favorecer el consumo en las temporadas bajas (mayo, junio, agosto y septiembre en la Península).

El complemento por interrumpibilidad tiene por objeto rentabilizar al máximo el sistema eléctrico nacional y rentabilizar la potencia disponible en una zona o comarca y es aplicable a todos los abonados con tarifas generales de alta tensión. Este complemento permite que un gran consumidor acogido a esta tarifa, en un momento dado de máximo consumo producido por diversas circunstancias, pueda poner a disposición de otros usuarios toda o parte de la potencia que utiliza, evitando así cortes o problemas de suministros. Para ello, el abonado debe manifestar la potencia disponible, el tiempo de preaviso de cesión, el tiempo de interrupción y el número de interrupciones al año. Existen cuatro tipos de interrupciones y un número de interrupciones al año.

Los recargos o bonificaciones que se aplican a la facturación básica total se calculan con arreglo a unas fórmulas en las que intervienen una serie de parámetros en función de las horas de utilización, de las potencias cedidas y de las potencias residuales. La facturación se hace por periodos anuales, siendo la definitiva la realizada al final del mes duodécimo.

En las tarifas generales de suministros en baja tensión son compatibles los complementos de energía reactiva y de discriminación horaria y en las tarifas

generales de suministros en alta tensión son compatibles los complementos de energía reactiva, discriminación horaria, estacionalidad e interrumpibilidad.

Todos ellos van encaminados a lograr una mayor utilización de la potencia contratada y una mejora en su rentabilidad. El aplazamiento de la curva de la carga del sistema hace posible la mayor utilización de la potencia instalada del mismo y la reducción de las inversiones en instalaciones de generación y distribución.

➤ Tarifa horaria de potencia.

A partir del primero de enero de 1995 se estableció, con carácter experimental, una tarifa denominada horaria de potencia, basada en siete periodos tarifarios en que se dividen las 8.760 horas, y se compone de un término de facturación de potencia y de un término de facturación de energía y, cuando proceda, de un término de facturación de energía reactiva y un término de descuento por interrumpibilidad.

El término de facturación de potencia será la suma de los productos de la potencia contratada en cada periodo tarifario por su precio correspondiente, y el término de facturación de energía será la suma de los productos de la energía consumida en cada periodo tarifario durante el periodo de facturación considerado por su precio correspondiente.

La suma de los cuatro términos mencionados constituye el precio de esta nueva tarifa autorizada.

Esta tarifa será única para cualquier tensión y utilización de la potencia contratada y se podrá aplicar a los suministros de electricidad en alta tensión cuando la potencia contratada por el abonado en un único punto de toma, durante alguno de los siete periodos tarifarios, sea igual o superior a 20 MW y no inferior a 5 MW en ninguno de los citados periodos.

➤ Tarifa de producción en Régimen Especial.

Se denomina producción en régimen especial a la regulada en el Real Decreto 2.366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por fuentes de energía renovables.

Los precios de la energía excedentaria son distintos para las instalaciones de potencia superior a 25 MW y que no entren en planificación de aquellas otras de potencia igual o inferior a 25 MW o las de cualquier potencia incluidas en la planificación.

Los precios de la energía excedentaria de las instalaciones del primer grupo son el coste evitado variable, equivalente al coste medio variable que ha servido de base en la tarifa media de referencia del sistema eléctrico. A este precio le son de aplicación los complementos de energía reactiva y de discriminación horaria.

Los precios de la energía excedentaria de las instalaciones del segundo grupo obedecen a una tarifa binomia con un término de potencia y otro término de energía, cuyos valores unitarios se establecen anualmente. También les son aplicables los complementos por discriminación horaria. En determinados casos concretos autorizados pueden existir abonados cogenedores que gocen de los complementos de estacionalidad e interrumpibilidad.

Conclusiones.

La variación anual de la tarifa media de referencia es utilizada por el MINER para la elaboración anual de la estructura tarifaria, modificando el precio de los valores unitarios de los términos de potencia y de energía, y distribuyendo la variación entre los distintos tipos de tarifas. En 1995, la variación fue:

Tarifa de suministro en baja tensión.....	+ 3,0 %
Tarifa de suministro en alta tensión.....	- 1,8 %
Tarifas especiales en alta tensión.....	+ 1,5 %
Tarifas para distribuidores en alta tensión.....	2,5 %

En 1995 la tarifa media de referencia creció un 1,48 por ciento sobre el valor de 1994, ya que para el consumidor en baja tensión (doméstico y residencial) el aumento fue del 3 por ciento, mientras que para el consumidor industrial (alta tensión) la tarifa disminuyó el 1,8 por ciento.

Según datos de Unesa, en 1994 el número de abonados alcanzaba los 19,964 millones, de los que 19,910 millones (el 99,73 por ciento) utilizaban suministros en baja tensión y solamente 52.200 abonados (el 0,27 por ciento) usaban suministros en alta tensión. La potencia contratada por los abonados en baja tensión ascendía a 86.963 MW y la contratada en alta tensión se situaba en los 14.110 MW. Estas potencias contratadas son las que se facturan en el término de potencia y que la potencia total instalada del sistema eléctrico es de 47.188 MW.

El 47,5 por ciento del consumo se produce en baja tensión y se factura a un precio medio de 19,35 pesetas el kWh y el 52,5 por ciento restante en alta tensión y se factura a un precio medio de 9,83 pesetas el kWh.

La facturación básica (término de potencia más término de energía) de la energía eléctrica suministrada por las empresas integradas en Unesa (91 por ciento de la totalidad de electricidad consumida) durante 1994 ascendió a 2.104.526 millones de pesetas, de los que 1.675.248 millones (79,6 por ciento) correspondió al término de energía y los restantes 429.278 millones (el 20,4 por ciento) al término de potencia.

El saldo de recargos/descuentos sobre el consumidor, producido por la aplicación de los complementos tarifarios (energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad), alcanzó la cifra de -84.874 millones de pesetas durante 1994.

Por ello, en 1994 los ingresos totales por facturación de las empresas de Unesa alcanzaron los 2.019.652 millones de pesetas, de los que 1.311.651 millones (65 por ciento) fueron facturados en tarifas de baja tensión y 708.001 millones (35 por ciento) en tarifas de alta tensión.

Es preciso recordar que, para el citado ejercicio de 1994, los costes y, consecuentemente, los ingresos reconocidos en el MLE ascendieron a 1.875.224 millones de pesetas, cifra manejada para la determinación del incremento de la tarifa media de referencia (el 1,48) para 1995.

2.3 LA LOSEN: UN INTENTO DE LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, QUE, POR POCO AMBICIOSO, RESULTÓ INFRUCTUOSO.

La Ley 40/1994¹⁸⁷, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), pretendió reformar el sector eléctrico español y adecuarlo conforme a los mecanismos y principios de mercado, para que tanto las actividades de generación y comercialización puedan ser realizadas en régimen de competencia.

Al mismo tiempo, la Ley 40/1994 consagró la explotación unificada como servicio público de titularidad estatal. Esto supuso una ratificación de la Ley de 1984 que definió y declaró servicio público de titularidad estatal la explotación unificada del sistema eléctrico, función que realizaban hasta entonces con escasa coordinación las diferentes empresas eléctricas.

El objetivo fundamental de la Ley 40/1994, según se expresa en la exposición de motivos, fue garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al menor coste posible y con una calidad adecuada. Con dicha finalidad se estableció una delimitación de las actividades destinadas al suministro de energía: generación, transporte, explotación unificada, intercambios internacionales y distribución. Así mismo, para asegurar la transparencia en la regulación del sector se creó un ente regulador: la CSEN.

Para su regulación la LOSEN divide al sector en dos partes:

- Un Sistema Integrado, al que se incorpora todo el actualmente existente, basado en los principios de planificación conjunta, explotación unificada, tarifa única y garantía de suministro a todos los usuarios.
- Un Sistema Independiente, basado en la libertad de precios y de contratación, incluso en operaciones internacionales, introduciendo una mayor competencia al sistema.

Los objetivos que se establecieron para el Sistema Independiente son los siguientes:

- a) Estimular la competencia en generación y comercialización y de esta forma ampliar las opciones de los generadores y de los clientes.
- b) Estimular la innovación en la diversidad y calidad de los servicios.
- c) Estimular la eficiencia en la inversión y en la explotación del sector.
- d) Reducir el coste de la electricidad y trasladar parte de este abaratamiento a los consumidores.

¹⁸⁷ La Ley 40/1994, de 30 de diciembre, supuso un primer intento de reforma pero nunca se llevó a cabo el desarrollo reglamentario que era necesario para aplicarla.

- e) Aportar información que podría ser utilizada para mejorar la regulación de los operadores del Sistema Integrado.
- f) Permitir avanzar hacia un sector más descentralizado y competitivo en consonancia con la experiencia internacional y las Directivas de la Comisión Europea.

Se trata de dos sistemas paralelos pero con filosofías diferentes. Las características de uno y otro subsector son las siguientes:

El Sistema Integrado se caracteriza por.

- a) La obligación tradicional de servicio público
- b) Los requisitos de reserva de capacidad de generación
- c) La seguridad de recuperar los costes de las inversiones
- d) La existencia de subsidios cruzados
- e) Sustentar la política energética y
- f) Tarifas nacionales uniformes

El Sistema Independiente se caracteriza por:

- a) Permitir el acceso directo de los generadores a sus clientes minoristas
- b) La libertad de fijación de precios
- c) La obligación de pagar por los servicios que recibe del Sistema Independiente, y
- d) El riesgo de no recuperación de los costes de inversión

A pesar de la división en dos sistemas, realizada por la LOSEN, del sector eléctrico, éstos no pueden llevar a cabo su separación completa debido a:

- Ambos utilizan las mismas redes físicas y disfrutan de los mismos niveles de seguridad.
- Aunque los generadores del Sistema Independiente no están obligados a someterse al despacho por orden de mérito, la integración física entre ambos sistemas sí lo permite.
- El Sistema Integrado debe ofrecer servicios de transporte y seguridad al Sistema Independiente y éste debe pagar por los servicios que reciba.

- Los consumidores podrán optar por trasladarse al Sistema Independiente y los generadores del Sistema Integrado podrían decidir hacer lo mismo.
- La información procedente del Sistema Independiente influirá en la regulación del Sistema Integrado.
- Por tanto, cualquier desarrollo del Sistema Independiente exige que exista un modelo unificado que reconozca los estrechos vínculos existentes entre ambos sistemas.

El término “independiente”, tal como aparece en la LOSEN, es confuso, ya que el Sistema Independiente está físicamente conectado y recibe servicios del Sistema Integrado. Pero el Sistema Independiente es el instrumento del que se vale la LOSEN para la introducción de competencia en el sector y el regulador eléctrico, la CSEN, es el órgano regulador que tiene como objetivo prioritario la apertura al mercado y el fomento de la competencia entre los operadores.

El nuevo modelo de regulación supone romper la integración vertical de las empresas, imponiendo una separación de las actividades. Ninguna sociedad podrá realizar labores de producción y actividades de distribución aún cuando dichas actividades si puedan realizarse por empresas vinculadas.

La LOSEN exige la separación contable, jurídica y de gestión como muy tarde en el año 2000. Esto constituye un paso adicional en la estrategia de desintegración y diferenciación de funciones iniciada con el transvase del transporte de alta tensión a REE en 1985.

Los argumentos a favor de la separación de actividades descansan en el fomento de la especialización de los negocios, el aumento en la transparencia en la asignación de costes del sector y la conveniencia de delimitar las actividades que constituyen un monopolio natural como el transporte y la distribución.

Funcionalmente, las actividades de generación y distribución operan independientemente, dado que el nexo de unión entre ambas lo constituye la actividad de transporte que mayoritariamente es llevada a cabo por REE.

La separación jurídica rompe con el modelo tradicional de empresa eléctrica en nuestro país, propietaria de las centrales y de las redes de su mercado. La separación jurídica eliminará el sistema de compensaciones intercompañías: todas las empresas generadoras venderán su producción al mercado mayorista (*pool*), del que se abastecerán todas las empresas distribuidoras.

Expuestas las características de los dos sistemas, integrado e independiente; los objetivos asignados al Sistema Independiente; y las dificultades en cuanto a la separación de ambos sistemas, interesa analizar de qué forma se configura la libertad de empresa para operar en el Sistema Independiente. Para ello estudiaremos la relación existente entre las normas reguladoras de la competencia y la estructura empresarial del sector.

Lo importante en todo proceso de apertura a la competencia son las reglas del juego –el modelo de regulación- más que la estructura empresarial, aunque ésta deba reunir unas condiciones mínimas: debe tener un número mínimo de agentes, debe ser objeto de vigilancia y control en sus comportamientos, pero no tiene por qué presentar un elevado número de operadores para que queden garantizados comportamientos competitivos.

Según la teoría económica, la estructura del mercado en el que se halle una empresa determina su conducta. Las empresas que se encuentran en condiciones de competencia perfecta se comportan de forma muy distinta a las que son monopolísticas, las cuales a su vez se comportan de forma distinta a las que se encuentran en una situación de oligopolio. Este comportamiento influye, a su vez, en los resultados de las empresas: sus precios, sus beneficios, su eficiencia, etc. En muchos casos, también influye en los resultados de otras: sus precios, sus beneficios, su eficiencia, etc.

En los mercados eléctricos, como consecuencia de su liberalización, se corre el riesgo de que se puedan prodigar las prácticas colusorias y excluyentes, característica de los mercados oligopolísticos, que den como resultado final la elevación de los precios por encima del nivel competitivo. La garantía para que esto no suceda reside en la eficacia del ente regulador como supervisor de todo el sistema en el mantenimiento de la competencia. La conducta colectiva de todas las empresas afecta a los resultados de todo el sector. Los economistas observan la existencia de una cadena casual que va de la estructura del mercado a los resultados del sector. Para la existencia de los mercados de competencia perfecta, la teoría económica exige el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Existencia de gran número de compradores y vendedores.
- La homogeneidad de los productos ofrecidos, es decir, todas las empresas producen un producto idéntico.
- Información transparente del mercado a disposición de todos los agentes. Es decir, son plenamente conscientes de cuáles son los precios, los costes y las oportunidades de mercado. Los consumidores son plenamente conscientes del precio, la calidad y la disponibilidad del producto.
- Que los costes de transacción no sean apreciables.
- Existe total libertad de entrada de nuevas empresas en la industria, las que ya existen no pueden impedir que otras se incorporen al sector.
- Que ningún agente pueda influir en la formación del precio de mercado.

De la observación del sector eléctrico español se puede concluir que:

- No existe un número suficiente de vendedores, pero si en cambio un número suficiente de centrales eléctricas.

- La electricidad en cuanto producto es absolutamente homogéneo, ya que una vez entra en la red resulta inidentificable su origen, pero en cuanto servicio pierde tal homogeneidad ya que su suministro permite su diferenciación en horas punta, horas valle, días fríos, etc.
- Los precios son fijados por la autoridad administrativa, con lo que se desincentiva el interés de los agentes del mercado por la búsqueda de información.
- Al consumidor una vez “enganchado” e instalado en una modalidad de energía le resulta bastante complicado cambiar a energías alternativas o cambiar de compañía suministradora de energía.
- En el sector eléctrico español existen barreras legales de entrada para nuevos competidores, ya que deberán estar autorizados, previo informe del propio regulador, que supervisa el funcionamiento del sector, por la Administración General del Estado (art. 12.1). Estamos, pues, ante una autorización discrecional, desprovista de criterios objetivos (viabilidad técnica, solvencia financiera...), que podrían ser mantenidos y establecidos a través de un órgano independiente. Otras barreras existentes son debidas a la cuantía de las inversiones requeridas para la implantación de una nueva instalación, y al posible exceso de capacidad que se generaría con la entrada de nuevos competidores que incrementarían el riesgo de financiación y recuperación de la inversión en los plazos adecuados.

De la experiencia recogida, en los procesos de apertura del sector en otros países, observamos que la defensa de la competencia en los mercados eléctricos se centra en tres frentes:

- Control sobre fusiones o concentraciones.
- Asegurar un sistema de transporte con capacidad suficiente para evitar restricciones o cuellos de botella que reduzcan excesivamente los mercados.
- Imponer, en casos extremos, la enajenación de ciertos activos de generación a algunas compañías como condición previa a la autorización para actuar en condiciones de mercado.

Por lo tanto, en el sector eléctrico español no es suficiente con abrir el subsector de generación, sino que es necesaria la supervisión de su funcionamiento para evitar ciertas prácticas colusorias y situaciones de dominio de mercado. El poder de mercado, tal como lo define la teoría económica, es la capacidad para situar los precios por encima del nivel que éstos tendrían en régimen de competencia, mediante la reducción o restricción del producto por debajo de los niveles competitivos.

Los factores determinantes de la posible formación de poder de mercado están estrechamente ligados con el número de operadores (producción) y su cuota de mercado respectiva, con la elasticidad o inelasticidad de la demanda, con la existencia o no de productos sustitutivos, con la facilidad o dificultad de entrada de

nuevos operadores, con la posibilidad o facilidad de diferenciación del producto, con el grado de homogeneización en la prestación del producto por cualquier operador, con la facilidad de establecer conductas corporativistas y de actuación conjunta en el sector; etc. El precio subirá en la medida en que la oferta se reduzca permaneciendo constante la demanda.

Para delimitar el número de empresas que sería aconsejable en el sector eléctrico, así como la medición del poder de mercado de las mismas, se ha venido utilizando como indicador el índice de concentración de *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI). Este índice se calcula sumando los cuadrados de las cuotas de mercado de cada participante en el mercado relevante. Suponiendo que sólo existiese una sola empresa, el índice arrojaría un total de 10.000 puntos ($100 \times 100 = 10.000$).

Un mercado con cinco empresas con idéntica cuota de participación en el mercado presentaría un índice de 2.000 puntos ($20 \times 20 + 20 \times 20 + 20 \times 20 + 20 \times 20 + 20 \times 20 = 2.000$). Algunos analistas estiman que un sector eléctrico privatizado y abierto a la competencia no debería superar un índice igual o menor a 2.500 puntos en la escala HHI, para que razonablemente pudiera ser calificado de competitivo.

Igualmente se estima que ninguna empresa podría ejercer poder de mercado si en su mercado relevante (aquél en el que la capacidad de generación y la energía disponible puede llegar a cualquier punto sin limitación de transmisión) no es superior al 20 por ciento. Por el contrario, una empresa con una capacidad de producción superior al 35-40 por ciento del mercado relevante, especialmente si dispone de energías hidráulica o térmica, estaría en una posición de potencial dominio, aún cuando el HHI esté por debajo de los 2.500 puntos.

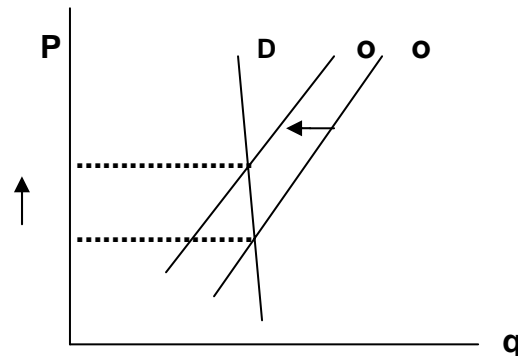
Un mercado con un alto HHI puede no tener riesgo de dominio por parte de ningún generador si existe un gran exceso de capacidad de producción en relación con la demanda, pues el hecho de que una gran empresa controle una gran parte de los excedentes no tendría consecuencias sobre la fijación de precios.

Paul Joskow, en su análisis, un tanto simplista, de las cuotas de participación en el mercado de las empresas eléctricas, ha formulado la siguiente "*rule of thumb*": dos generadores son pocos; diez son demasiado; cinco son probablemente suficientes; y cuatro, si son de tamaños y *mix* de generación parecidos, pueden alcanzar también un punto de equilibrio. Ahora bien, el número de operadores será, en cualquier caso, sólo un factor necesario pero no suficiente para asegurar la competencia.

El poder de mercado en el sector eléctrico se centra en aquellos días y horas de consumo medio-alto que es el 70 u 80 por ciento del tiempo anual en el que los sucesivos equilibrios competitivos se van formando en función de la oferta y la demanda de cada momento. Es decir, en función de la capacidad que algunas empresas tengan de variar su oferta, sin que otras compensen tales variaciones para cubrir una demanda inelástica. En tales circunstancias sería posible la subida de precios por parte de una empresa con capacidad suficiente de restringir la oferta de unidades de generación de bajo coste (hidráulicas o térmicas) y dando entrada

a las de costes superiores, alegando la no disponibilidad de las primeras, sin que su falta pueda ser cubierta por ningún generador.

Gráfico 2.1



En la actualidad, la entrada de nuevos operadores se ha visto facilitada por: el desarrollo de nuevas tecnologías –las turbinas de gas de ciclo combinado, que pueden ser construidas con una potencia media (de 400 MW)-; la necesidad de menos capital y cortos periodos de construcción (de uno a dos años) que han dado lugar a una producción de energía más barata; y el abaratamiento de los precios del gas ha permitido el acceso a esta energía primaria. Las barreras de entrada existentes actualmente residen, sobre todo, en encontrar una ubicación adecuada e instrumentar, técnica y legalmente, el acceso a la red y, a través de ella a los mercados.

En conclusión, del texto de la LOSEN no se deducía de manera clara cuál sería el modelo de futuro del sistema eléctrico español, ya que no especificaba si se trataba de caminar hacia un sistema abierto y competitivo con la introducción de un Sistema Independiente con entrada de nuevos operadores, con apertura de redes y con mercado de energía al por mayor, o por el contrario, se trataría de mantener básicamente las cosas como estaban, mejorando la gestión. Esto podía dar pie a la interpretación posible de dos modelos distintos de Sistema Independiente: uno marginal, que estaría simplemente limitado a la producción y consumo futuros, sin que existiera la posibilidad de acceso al mismo de las instalaciones de generación existentes, ni los consumidores actuales de electricidad: otro modelo más expansivo, al que podrían acceder las instalaciones existentes y consumidores por encima de un cierto umbral.

Pero de todas formas, la LOSEN no ofrecía la vía o instrumento adecuado para la introducción gradual de competencia en el sector eléctrico. Si bien es plausible su interpretación como una ley de transición, que abría las posibilidades potenciales de introducción de la competencia en el futuro.

CAPÍTULO 3

EL MARCO ACTUAL: LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1 LA VÍA HACIA LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Hasta los años setenta existió un amplio consenso sobre los beneficios de la intervención del Estado, pues se consideraba que por esta vía se lograrían mayores tasas de crecimiento económico y se lograría una mayor estabilidad política y social. Sin embargo, durante la década de los setenta, la situación cambió radicalmente. La subida de los precios del petróleo¹⁸⁸ desencadenó una recesión que se reveló muy difícil de superar mediante las políticas económicas habituales. Este entorno resultó propicio para el triunfo de las propuestas de quienes venían clamando contra la excesiva presencia de lo público en la esfera económica. En algunos países, la reacción contra la intervención del Estado se vio impulsada por la elección de políticos¹⁸⁹ que se habían comprometido a reducir su tamaño y su ámbito de actuación.

En este contexto, comenzaron a proliferar las medidas destinadas a incrementar el protagonismo de lo privado en detrimento de lo público. Entre ellas, sobresalieron algunas que perseguían la eliminación de los obstáculos que imposibilitaban el desarrollo de la competencia, que se había visto limitado como consecuencia de las restricciones que imponía la intervención del Estado. Estas políticas liberalizadoras solían poner el énfasis en la supresión de dichas restricciones (desregulación) y, frecuentemente, venían acompañadas por la privatización de las empresas públicas que operaban en los sectores que eran objeto de tales políticas. En algunos casos, incluso se llegó a otorgar más importancia a la venta de las compañías, pues se partía del supuesto de que esta medida era suficiente para conseguir mejoras en la gestión e impulsar la competencia entre las empresas que actuaban en los mercados.

Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que los resultados de las primeras políticas liberalizadoras revelasen que la privatización puede no contribuir al logro de los objetivos anteriores, cuando la posición de partida de la empresa pública supone un obstáculo infranqueable para posibles rivales o se trata de un mercado en que la competencia no es factible. En tales circunstancias la

¹⁸⁸ Tras la subida de los precios del petróleo, las empresas eléctricas españolas se vieron obligadas a realizar grandes inversiones para reducir el coste de la electricidad que suministraban a los consumidores, y ello les ocasionó un grave desequilibrio financiero. Para resolver esta situación el Gobierno aprobó varias medidas destinadas a reducir el endeudamiento del sector, que había alcanzado unas proporciones muy elevadas, e impulsó un acuerdo para que las empresas llevasen a cabo un intercambio de activos. Sin embargo, todo ello resultó insuficiente y al final la Administración hubo de recurrir a otras medidas que se tradujeron en la aprobación del MLE. La finalidad de este conjunto de normas era garantizar a las compañías eléctricas que sus ingresos no iban a depender de los vaivenes de la coyuntura, de ahí la denominación de “estable”, sino que seguirían una evolución relativamente previsible y serían suficientes para recuperar sus costes, siempre que éstos no fueran excesivos.

Además, el régimen retributivo que instauró el MLE tenía en cuenta el hecho de que, mientras los consumidores pagaban las mismas tarifas en todo el país, las empresas del sector tenían distintas estructuras de costes, así que las beneficiadas por el sistema de tarifa única debían compensar a las que resultasen perjudicadas.

¹⁸⁹ Muchos autores consideran que la victoria de *Margaret Thatcher* en Gran Bretaña (1979) y el ascenso al poder de *Ronald Reagan* en Estados Unidos (1980) son los dos acontecimientos que señalan el comienzo de un periodo en el que iba a producir una notable capacidad de reducción de los poderes públicos para intervenir en la economía.

enajenación puede llegar a ser contraproducente, pues la compañía tenderá a usar más su poder de mercado bajo titularidad privada.

En los países donde se han puesto en marcha amplios programas de liberalización económica, los Gobiernos se han encontrado con que en sectores estratégicos¹⁹⁰ como el del gas, el agua, el transporte ferroviario, la electricidad y las telecomunicaciones no bastaba con privatizar y eliminar los obstáculos que impedían el desarrollo de la competencia, sino que, además, era necesario emprender una amplia reestructuración del sector industrial implicado y efectuar una profunda modificación de su marco regulador, que no debe ser calificada como “desregulación”, sino, más bien, como “reforma reguladora” o “re-regulación”, ya que los cambios no han provocado la desaparición de los controles y normas que establece la Administración, sino la adaptación de los mismos a la nueva organización del sector.

Las compañías eléctricas, como las que operan en los sectores del gas, el agua, las telecomunicaciones o el transporte ferroviario, desarrollan sus actividades en torno a una red y es precisamente esta singularidad la que facilita la aparición de monopolios u oligopolios. Este hecho, unido al carácter estratégico del sector eléctrico, explica por qué dicho sector ha estado sometido a un grado de intervención pública tan intenso.

Cada vez son más los países¹⁹¹ que están llevando a cabo reformas en su sector eléctrico, para tratar de fomentar la competencia, incentivar comportamientos eficientes entre las empresas, y abaratar el coste de la energía suministrada a los consumidores sin que se reduzca la calidad del servicio que reciben. Para alcanzar estos objetivos, no sólo están privatizando las compañías públicas y suprimiendo las restricciones que obstaculizan el desarrollo de la

¹⁹⁰ El Tribunal Español de Defensa de la Competencia en “Remedios políticos que pueden favorecer la libre competencia en los servicios y atajar el daño causado por los monopolios”, T. II, 1993, pág. 225, define a un sector estratégico como aquel que cumple dos condiciones: a) Que su producto sea un bien o servicio carente de sustitutos cercanos y resulta indispensable en el consumo o en la producción de otros bienes indispensables; b) Que su disponibilidad futura esté sujeta a un importante grado de incertidumbre, a causa de restricciones cuantitativas o cambios bruscos de su coste de adquisición.

Las condiciones anteriores de los productos o servicios estratégicos son los que han fundamentado históricamente el régimen de monopolio legal de los servicios públicos, entre los que debe incluirse el sector de la energía eléctrica

¹⁹¹ Chile fue el primer país en que se llevó a cabo una amplia reforma del sector eléctrico. En 1978, el gobierno emprendió una profunda reorganización del sector, separando verticalmente las actividades que realizaban las compañías eléctricas y dividiendo las empresas para garantizar la eficacia de dicha separación. El Gobierno elaboró un programa para privatizar las sociedades resultantes, estableció nuevas normas de funcionamiento y creó un órgano regulador específico, la Comisión Nacional de la Energía, que asumió el control de las actividades desarrolladas por las empresas del sector.

En Estados Unidos las reformas empezaron casi al mismo tiempo, aunque avanzaron a un ritmo mucho más lento. En 1978, se aprobó la *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)*, que favoreció la aparición de un gran número de pequeños productores, al establecer que las compañías que abastecían a los consumidores estaban obligadas a adquirir toda la electricidad que les ofreciesen estas compañías generadoras, pagando un precio que se determinaba por medio de unas tarifas fijadas por los Gobiernos estatales, que casi siempre aprobaron unas condiciones económicas bastante favorables para los pequeños productores. A pesar de la aparición de estas nuevas compañías, la liberalización avanzó muy lentamente, ya que no existía un marco regulador que garantizase unas condiciones adecuadas para el desarrollo de la competencia. Hasta 1992 no se aprobó la Ley de Política Energética que definió los principales aspectos del proceso de liberalización y dejó la reforma del sector eléctrico en manos de los gobiernos estatales.

competencia, sino que también están realizando una amplia revisión del marco regulador.

Desde finales de los años ochenta y principios de la década siguiente, se ha producido en un amplio número de países, un proceso de transformación de los modelos de regulación e intervención pública. Este proceso tiene especial interés cuando recae sobre la provisión de unos servicios considerados como básicos. Este sería el caso de los tradicionalmente denominados servicios públicos, y que abarca a sectores tan cruciales como las telecomunicaciones, gas, suministro de agua, o el eléctrico entre otros. Frente a modelos de regulación basados en la concesión en exclusiva a empresas privadas o públicas, y que actuaban como monopolios territoriales, las nuevas pautas de la regulación buscan abrir a la competencia todos aquellos sectores donde ésta pueda funcionar, mejorando los resultados de la regulación tradicional.

La clave de muchos de estos procesos ha consistido en la eliminación de un gran número de trabas administrativas y burocráticas que impedían el establecimiento de nuevas empresas. Sin embargo, para que se produzcan mejoras en la eficiencia no basta con modificar la normativa; es necesario que la nueva regulación aborde cuestiones como la separación de actividades, acceso universal no discriminado a las actividades que se mantienen como monopolios, cambios en la estructura de los sectores liberalizados, etc.

Aunque el desarrollo normativo para cada actividad sea correcto, si la estructura empresarial no es la adecuada ni la capacidad de elección de los consumidores es suficiente, la nueva regulación fracasará. Es por esto que el cambio de regulación hacia la competencia es designado como “reestructuración” en muchos países, más que como liberalización o desregulación.

También se considera como aceptable, de manera generalizada, la existencia de un periodo transitorio de adaptación gradual de las estructuras empresariales. Pero hay que tener en cuenta que la competencia requiere un nivel de rivalidad suficiente entre las empresas. Esto limita el número mínimo y el tamaño máximo de las empresas, en función del mercado geográficamente relevante que, en el caso español, a causa de la limitada capacidad de interconexión con Francia, queda reducido a la península Ibérica.

El problema de concentración horizontal queda resuelto desde el lado de la demanda aumentando la capacidad de elección de los consumidores. Con respecto a los nuevos generadores y a los comercializadores, no deben existir impedimentos para su participación en el mercado.

En el sector eléctrico concurren diversos aspectos. El primero de ellos se refleja en la utilización de la energía eléctrica en la mayoría de los procesos productivos. En segundo lugar, su consumo está asociado al nivel de vida de un país, lo que lleva al establecimiento de obligación de suministro universal. Además, tiene importantes repercusiones sobre magnitudes macroeconómicas como el nivel

de precios, el empleo o la distribución de la renta. La misma regulación de estos servicios se ha venido utilizando como una herramienta de política económica¹⁹².

Las actividades relacionadas con el suministro eléctrico han sido tradicionalmente consideradas monopolios naturales, y por lo tanto, las empresas actuaban como monopolios territoriales, dentro del área geográfica de concesión¹⁹³. La existencia de un proceso generalizado de cambio de paradigma regulatorio en el sector eléctrico a nivel mundial es un hecho incuestionable. España¹⁹⁴ se encuentra entre los países que lideran este proceso de cambio en el sector eléctrico.

En algunos países como el Reino Unido¹⁹⁵ y la mayoría de los latinoamericanos, la reestructuración del sector ha venido acompañada de la privatización¹⁹⁶ de las compañías eléctricas, anteriormente de propiedad mayoritariamente estatal¹⁹⁷. La anterior regulación del suministro eléctrico se caracterizaba por la protección del sector de la posible competencia, a cambio del cumplimiento de unos “compromisos regulatorios”¹⁹⁸.

A lo largo, pues, de los años ochenta, se producen importantes cambios en los planteamientos teóricos sobre la efectividad de la regulación tradicional. Estos cambios se inscriben en la actual tendencia liberalizadora de la economía.

Las causas principales de esta revisión son:

- 1) Se comienza a cuestionar las teorías sobre el origen y las fuentes de la regulación de los servicios públicos. En muchos países aparece una gran insatisfacción con la regulación tradicional debida:
 - a) A la interferencia entre las funciones del Estado como regulador y como propietario.

¹⁹² Un ejemplo reciente en nuestro país es el Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, sobre medidas urgentes de liberalización en incremento de la competencia, donde se utilizan los precios de algunos servicios públicos como herramienta para tratar de controlar un repunte de la inflación.

¹⁹³ Pedro Calero Pérez, CICYT SEC 97-1455 y JCyL Sa 68/96, “Los costes de Transición a la Competencia en la reestructuración del sector eléctrico: los costes varados”, (Universidad de Salamanca), afirma que “...aunque existieran varias empresas, éstas no competirían entre sí. Se creía que la distribución territorial contribuía a reducir los precios de la electricidad al no existir grandes pérdidas en transporte”.

¹⁹⁴ En España, al partir el proceso de liberalización de una estructura de propiedad mayoritariamente privada, ha tenido que resolverse el problema de la diferencia de retribución de la generación en el marco tradicional y en el mercado, agravado, además, por la desadaptación del parque de producción existente a las tecnologías actuales

¹⁹⁵ En el continente europeo, Gran Bretaña fue el primer país en el que se efectuó una reforma de envergadura. Entre 1989 y 1990, se llevó a cabo una amplia reorganización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales, se aprobó un nuevo marco regulador, y se vendió la mayor parte de las acciones que poseía el Estado en las empresas que surgieron como resultado de la reestructuración.

¹⁹⁶ En Noruega, por ejemplo, el proceso ha sido solamente de reestructuración manteniendo la propiedad pública, municipal en la mayoría de los casos, de las numerosas compañías existentes.

¹⁹⁷ Esto permitió una valoración de mercado automática de las empresas surgidas de la privatización y reestructuración, evitando el complicado y polémico problema de los costes varados (*stranded costs*).

¹⁹⁸ Estos compromisos se pueden resumir básicamente en dos aspectos. El primero de ellos tiene que ver con el suministro universal del servicio, y el segundo con la fijación pública de tarifas o precios, conforme a un criterio previamente establecido, que permita a las empresas poder prever la evolución futura de sus ingresos.

- b) A la ineficiencia en la gestión por ausencia de competencia.
 - c) A la falta de capacidad inversora.
- 2) Se produce una revisión teórica y empírica de los mercados tradicionalmente considerados monopolios naturales, constatando la existencia de diferentes actividades, algunas de las cuales son susceptibles de realizarse en competencia y, por tanto, no reúnen las características de monopolio natural.
 - 3) Falta de incentivos para el logro de resultados eficientes cuando se establece administrativamente, generándose una insuficiente tasa de retorno.
 - 4) Se corrobora el fracaso internacional, tanto de la regulación como de la titularidad pública de las empresas encargadas de la producción de estos servicios.

En el caso del sector eléctrico el cambio ha sido posible gracias al concurso, además de los anteriormente citados, de los siguientes factores:

- 5) El aumento de la capacidad de transporte de las redes ha conseguido aumentar el tamaño de los potenciales mercados relevantes.
- 6) La aparición de tecnologías de generación económicamente muy competitivas.
- 7) Los avances tecnológicos: comunicaciones y procesado de información que facilitan la competencia en la comercialización del servicio eléctrico a los consumidores finales.

Las peculiares características del servicio eléctrico¹⁹⁹ hacen que el mercado de electricidad necesite la casación en tiempo real de los datos de la oferta y la demanda. El desarrollo y abaratamiento de los sistemas informáticos permite gestionar de forma eficiente las decisiones de productores y consumidores de electricidad.

Aunque existe un importante consenso sobre los efectos benéficos que la aparición de la competencia tendrá sobre los mercados eléctricos, resulta más difícil su valoración e imputación a aspectos concretos. A modo de resumen podemos establecer como las principales fuentes en las reducciones de los costes, las siguientes:

- a) Reducciones en los costes del combustible, de operación y mantenimiento, administrativos y generales.

La introducción de nuevas tecnologías con mayores niveles de eficiencia energética impulsará importantes ahorros en el coste del combustible. En cuanto a los gastos administrativos y generales, éstos serán mayores en

¹⁹⁹ Entre otras, se destaca el carácter no almacenable, la variabilidad de la demanda en el tiempo, las leyes físicas que rigen el transporte de la electricidad y los importantes costes económicos y sociales de las interrupciones en el suministro.

aquellos sistemas en los que la titularidad de las empresas era eminentemente pública y ha llevado a cabo procesos de privatizaciones.

b) Mayor eficiencia en el despacho.

La competencia hace que los precios reflejen los verdaderos costes en que hay que incurrir para atender adecuadamente la demanda en cada momento, de forma que se producen señales económicas eficientes para una mayor racionalización del consumo.

c) Mayor eficiencia en el uso del capital.

Una de las herramientas de los modelos tradicionales de regulación es la determinación administrativa de la tasa de retorno a obtener por los capitales invertidos en la actividad. El uso de este tipo de mecanismos es causa de varios comportamientos ineficientes. El primero de ellos, conocido como efecto *Averch-Johnson*, ha sido objeto de un extenso tratamiento por la literatura económica. En cualquier caso, si la retribución garantizada por el regulador es mayor que la que ofrece el mercado y, además, se garantiza la recuperación de todas las inversiones realizadas, esto trae consigo importantes incentivos para realizar inversiones más allá de lo económicamente eficiente.

Para que los mercados de generación puedan funcionar de manera competitiva no basta con llevar a cabo un proceso de desregulación en los mismos. En un entorno de empresas con alta integración vertical, la eliminación de las trabas legales para la entrada en el mercado no generará cambios hacia un comportamiento más competitivo si no se garantizan otros aspectos tan básicos, como pueden ser el acceso no discriminado a las redes de transporte y distribución. Ante la posibilidad de competencia en la generación, los propietarios de las redes tenderían a establecer precios más elevados en las actividades en las que continúan actuando como monopolistas y más bajos en aquellas abiertas a la competencia, produciéndose de esta forma subsidios cruzados entre empresas que producen como resultado la pérdida de competencia efectiva.

Por ello el acceso no discriminado a las redes es condición básica para la aparición de competencia en los mercados de generación. La regulación en materia de redes se centra en dos aspectos:

- a) La desintegración vertical de actividades, que arranca en la mera separación contable, y puede llegar hasta la exigencia de separación en la propiedad.
- b) La fijación de tarifas de acceso a las redes que sean transparentes y universales.

La competencia implica también cambios en la concentración y en la estructura empresarial existente.

En el caso español, el punto de partida del proceso de reestructuración ha sido un sector eléctrico de propiedad mayoritariamente privada, con un elevado nivel de concentración tanto horizontal como vertical. Además, existía una

regulación de corte tradicional en las actividades de generación y distribución y un buen nivel de eficiencia técnica, además de una buena situación financiera de las empresas y una coyuntura económica muy favorable. Las actividades de operación del sistema, despacho económico de la generación y transporte estaban siendo realizadas, desde 1984, por una empresa especializada, REE, de propiedad compartida por las empresas generadoras, distribuidoras y existía en las empresas la cultura y los medios técnicos para funcionar conjuntamente como un *pool*.

En el momento de plantearse el cambio regulatorio existía, en nuestro país, una capacidad del parque de generación sobreabundante para la cobertura de la demanda en cada momento del tiempo, con un coste medio regulado de producción superior al coste marginal de producción a medio y largo plazo. Los precios de la electricidad eran comparativamente elevados con respecto a los países de nuestro entorno económico e incluso respecto a los precios que idealmente resultarían en competencia. La existencia de una política de protección al carbón nacional condicionaba el funcionamiento económico de las centrales de producción.

La primera etapa del cambio regulatorio tuvo lugar con la LOSEN, que planteaba un esquema poco definido de apertura a la competencia. En este esquema coexistirían un Sistema Integrado, sujeto a la regulación tradicional, y un Sistema Independiente, en el que los generadores y consumidores autorizados podrían contratar bilateralmente con toda libertad. El Sistema Independiente iría reemplazando gradualmente al Sistema Integrado.

El nuevo equipo²⁰⁰ del MINER decidió plantear un cambio regulatorio, en la misma línea de la LOSEN, optando por pasar a un esquema de libre mercado. Tras un periodo de conversaciones entre el MINER y las empresas eléctricas, en diciembre de 1996, se firmaba entre ambos un Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional.

El Protocolo contenía una reducción de la tarifa para los cuatro años siguientes, establecía las condiciones de recuperación de los costes varados, fijaba un calendario de elegibilidad de los consumidores y determinaba la fecha de comienzo del mercado competitivo para el día 1 de enero de 1998.

Este Protocolo ha servido de referencia para la elaboración de la Ley 54/1997, de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico. Al mes siguiente, diciembre de 1997, se creó la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) que desempeña la función de Operador del Mercado y se publicaron los Reales Decretos que reglamentan el mercado mayorista, la tarifa regulada para 1998, incluyendo unos cargos de acceso a la red, el procedimiento de liquidaciones y los procedimientos de medida. El mercado mayorista competitivo comenzó a funcionar en la fecha prevista del 1 de enero de 1998.

Al igual que en los restantes países que han optado por la liberalización, el nuevo sistema eléctrico español se implanta a través de un proceso de transición que proporcione a todos los agentes del sector el beneficio de la adaptación al nuevo entorno de competencia.

²⁰⁰ Tras el cambio de Gobierno de 1996.

Son dos los rasgos esenciales, en síntesis, que definen a la nueva regulación eléctrica, adoptada en todos los países:

- Por un lado, un “mercado mayorista” cuyo núcleo es un mercado *spot* de electricidad, en relación al cual se establecen contratos de medio y largo plazo de diversos tipos, e incluso mercados organizados de futuros eléctricos.
- Por otro lado, la creación de un “mercado minorista” que permite que los consumidores finales puedan elegir su suministrador. El siguiente cuadro contiene el calendario de elegibilidad de suministrador.

Cuadro 3.1

CALENDARIO DE ELEGIBILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO			
MARCO JURÍDICO	FECHA EFECTO	NIVELES DE CONSUMO AÑO ANTERIOR	APERTURA MERCADO
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15 GWh	26 % 713 sumin./ 43.733 GWh
RD 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33,4 % 2.286 sumin./ 62.331 GWh
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37 % 3.809 sumin./ 62.331 GWh
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39,6 % 5.582 sumin./ 66.713 GWh
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	43,4 % 10.083 sumin./ 73.053 GWh
RD - L 6/1999	01/07/2000	Tensión de suministro Superior a 1.000 V	52,3 % 65.000 sumin./ 88.000 GWh
RD - L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100 % 20.429.224 sumin./ 168.414 GWh

Fuente: CNE y elaboración propia

Desde el 1 de enero de 2003 cualquier consumidor de electricidad, en nuestro país, tiene dos alternativas para la contratación de su suministro:

- a) Mercado Regulado. El consumidor a través del pago de una tarifa integral contratada con su compañía distribuidora paga todos los costes asociados a su suministro (producción, transporte y distribución, comercialización, etc.). Las tarifas integrales son fijadas anualmente por el Gobierno.
- b) Mercado liberalizado. El consumidor compra su energía en un marco liberalizado. Los costes comunes del sistema así como los costes por el uso de las redes son pagados por el consumidor a través de una tarifa de acceso que es fijada por el Gobierno anualmente.

Cuadro 3.2

EL MODELO DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO
MEDIDAS COMUNES INTRODUCIDAS POR LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO (1997) Y LA LEY DE HIDROCARBUROS (1998)
<ul style="list-style-type: none"> ➤ ESTABLECIMIENTO DE DOS TIPOS DE ACTIVIDADES: <ul style="list-style-type: none"> ▪ REGULADA: Transporte y Distribución ▪ LIBERALIZADA: Producción y Comercialización ➤ RÉGIMEN ATR. REGULADO Y ABIERTO A TODOS LOS AGENTES ➤ SEPARACIÓN CONTABLE Y JURÍDICA ➤ CREACIÓN DE ENTES DE COORDINACIÓN: O. M. / O. S. ➤ RATIFICACIÓN CNSE (LEY 54/1997) ➤ CREACIÓN DE LA CNE (LEY/1998)

Fuente: CNE y elaboración propia.

3.2 LA LEY 54/ 1997²⁰¹, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Desde el 1 de enero de 1998, España cuenta con un sector eléctrico liberalizado y competitivo, cuyo fundamento legal es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La Ley 54/1997 pone fin al marco regulatorio anterior que estaba basado en unas tarifas que cubren costes, en la explotación conjunta y regulada del sistema, y en la planificación de la generación y de la red de transporte. La principal finalidad de los cambios originados por la entrada en vigor de la Ley 54/1997 es la de impulsar la liberalización del sector.

La Ley 54/1997 se adapta a la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad. Se adapta a la Directiva en lo relativo al libre acceso a las redes de transporte, pero define un calendario de elegibilidad más rápido. Los consumidores de más de 9 GWh al año tendrán la posibilidad de elección en el año 2000, los consumidores de más de 5 GWh en el año 2002, los de 1 GWh en el año 2004 y el resto de consumidores en el año 2007.

La Ley 54/1997 consolida determinados avances de la LOSEN, como la separación vertical de las empresas o la creación de un órgano de regulación independiente: la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, pero va más allá de la LOSEN al elegir un modelo con competencia en generación, por medio de la creación de un mercado mayorista.

Hasta la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el 1 de enero de 1998, REE decidía qué generadores debían ser despachados en cada momento. Esta decisión se basaba esencialmente en tres criterios:

- Por los costes de operación reconocidos a cada planta de generación, tratando que el coste total fuera mínimo.
- Por las restricciones técnicas y las condiciones de seguridad de la gestión de la red.
- Por las previsiones de demanda en cada hora.

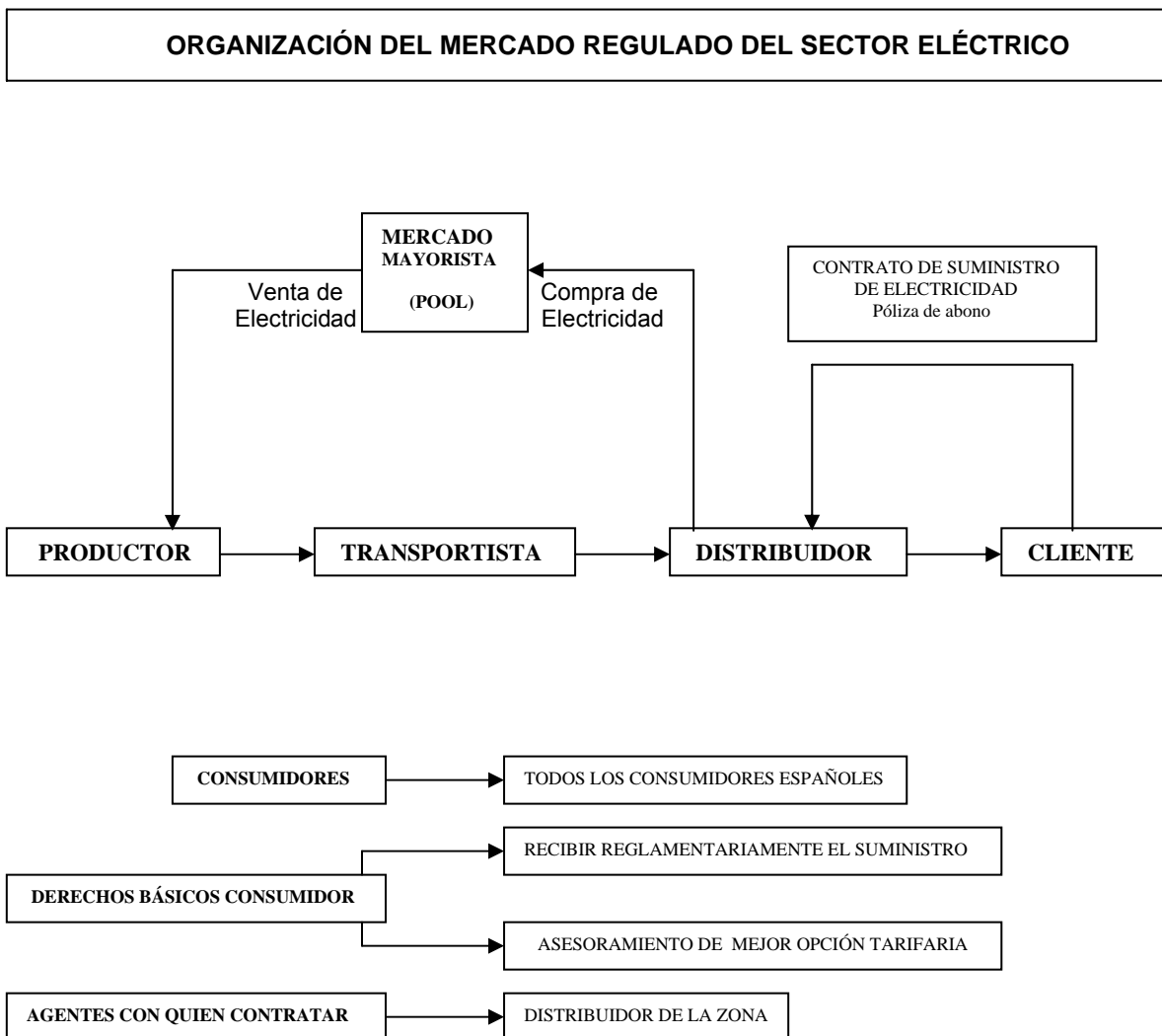
La Ley 54/1997 termina con esta forma de organización centralizada de la explotación del sistema y adopta un modelo mixto, separando los criterios económicos y los de gestión técnica de las restricciones de red. La gestión de la red y el despacho definitivo lo decide el Operador del Sistema o gestor técnico de la red, que sigue siendo REE. En 1998, al amparo de la Ley 54/1997, se puso en funcionamiento un modelo de mercado mayorista en España.

Esquemáticamente y de forma extractada, las características básicas que definen el nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico son las siguientes:

²⁰¹ Publicada en el B.O.E. nº 285, del 28 de noviembre de 1997.

- Actividades reguladas:
 - a) El transporte
 - b) La distribución
 - c) La gestión económica y
 - d) La gestión técnica del sistema

Esquema 3.1



El esquema 3.1 muestra de manera simplificada los agentes que intervienen en el suministro de electricidad a los consumidores en un mercado regulado (a tarifa integral).

Por un lado, se representa el flujo físico de la electricidad, desde el productor hasta el consumidor, pasando por las redes de transporte y distribución, y, por otro lado, se representa el flujo económico entre los agentes.

En el mercado a tarifa, el consumidor suscribe con el distribuidor una póliza de abono, pagando una tarifa integral que cubre la totalidad del suministro. Los principales agentes en el suministro eléctrico en el mercado a tarifa son los siguientes:

a) El productor o generador.

Se trata de una actividad liberalizada ejercida en régimen de competencia. Los generadores son los agentes que se dedican a la producción. Las empresas o compañías generadoras tienen varias posibilidades para vender la electricidad que producen:

- En el mercado mayorista organizado (*Pool*).
- Establecer contratos bilaterales con los agentes compradores de electricidad.

b) El transportista.

Se trata de una actividad regulada, cuyos ingresos son fijados por el Gobierno. Los principales activos con los que opera el transportista son las redes de transporte que son aquellas con tensiones de 400 y 220 kW. La gestión técnica de la totalidad de la red de transporte corresponde a REE.

c) El distribuidor.

Se trata también de una actividad regulada cuyos ingresos son fijados por el Gobierno. Los principales activos con los que cuentan los distribuidores son las redes que conducen la electricidad a nivel regional, desde las redes de transporte hasta los consumidores. Las redes de distribución son aquellas con tensiones inferiores a 220 kW. Los distribuidores tienen, además, la función de adquirir y facturar la electricidad para los consumidores a tarifa.

d) El cliente o consumidor.

Los clientes o consumidores a tarifa contratan la electricidad con la misma empresa que se la suministra físicamente, es decir, su empresa o compañía distribuidora, a un precio fijado por el Gobierno (tarifa integral).

➤ Actividades que se realizan en régimen de competencia:

- a) Generación
- b) Comercialización
- c) Intercambios internacionales

El esquema 3.2 muestra también, de manera simplificada, los agentes que intervienen en el suministro de electricidad a los consumidores en el mercado liberalizado. En este caso, además, de los agentes anteriores, aparece un nuevo agente económico, el comercializador.

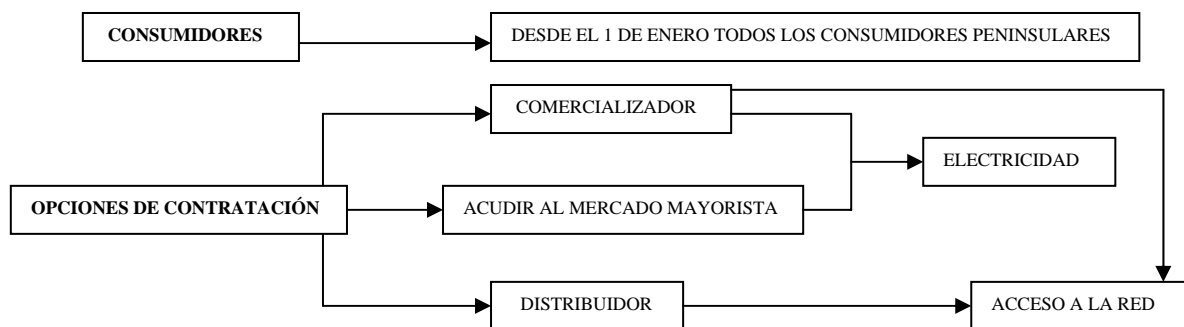
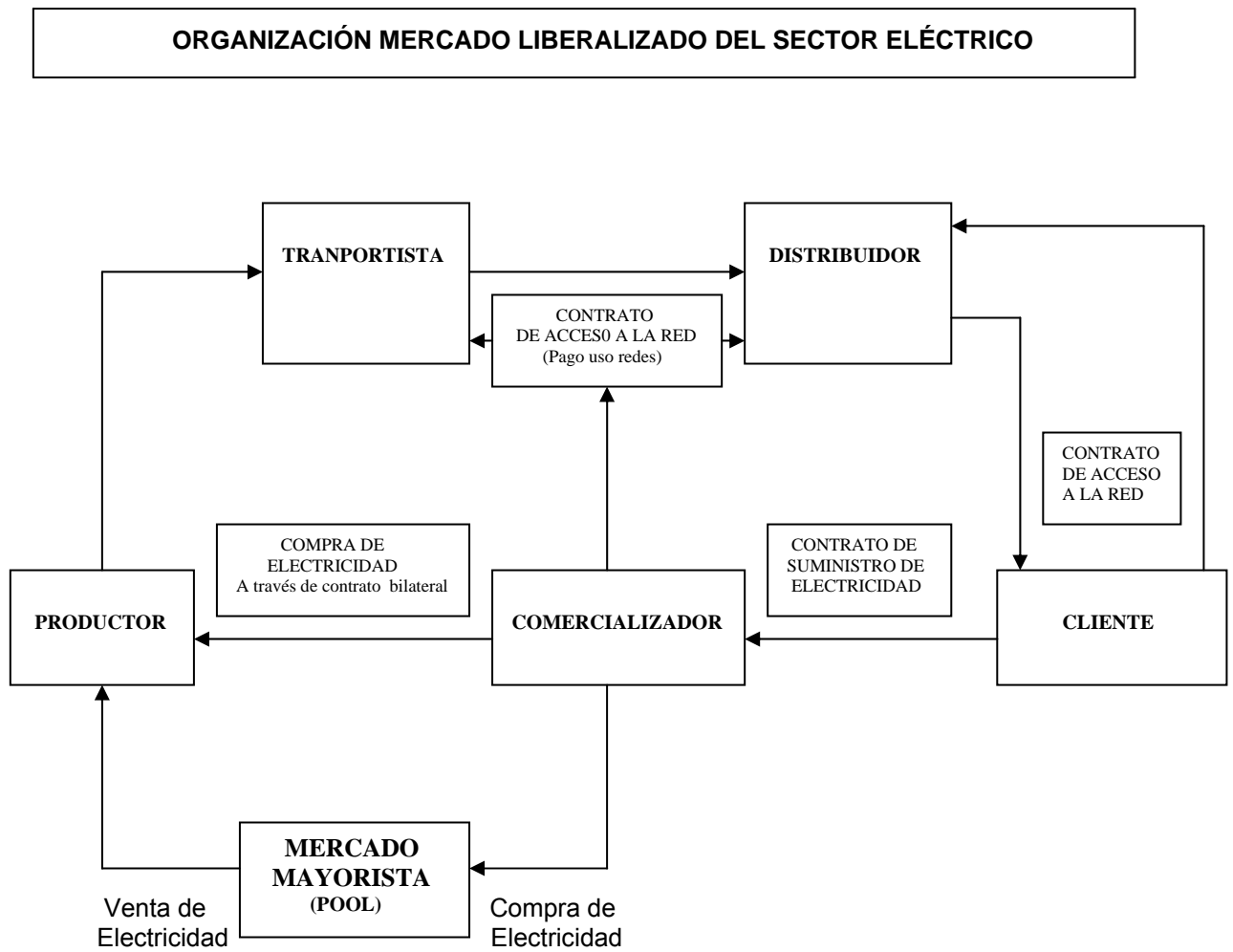
El flujo físico de la electricidad, es igual que el del esquema 3.1: la electricidad sigue siendo producida por el generador o productor y llega al consumidor de igual forma, a través de las mismas redes de transporte y distribución. Es importante resaltar el hecho de que el consumidor, esté en el mercado a tarifa o en libre mercado, es atendido por las mismas redes de la empresa distribuidora de la zona.

Sin embargo, en el mercado liberalizado las relaciones económicas varían. El consumidor paga a la empresa comercializadora por el suministro de electricidad un precio libremente pactado entre ambas partes. De esta forma, el comercializador pagará, por un lado, a los productores la energía adquirida en el mercado mayorista (*Pool*) o mediante contrato bilateral y, por otro lado, deberá satisfacer a los distribuidores la oportuna tarifa de acceso (precios regulados) por el uso de las redes. El consumidor también tiene la opción de contratar la energía consumida con la empresa comercializadora, a un precio libremente pactado, y contratar directamente el acceso a las redes con una empresa distribuidora. En este caso el consumidor pagará la correspondiente tarifa de acceso al distribuidor. En cualquiera de los casos, lo gestione el comercializador o el propio consumidor, el consumidor siempre es el titular del contrato de acceso a las redes del distribuidor.

Los principales agentes en el suministro eléctrico en un mercado liberalizado son los siguientes:

- a) El productor. mismas funciones que en el suministro eléctrico a tarifa.
- b) El transportista. mismas funciones que en el suministro eléctrico a tarifa.
- c) El distribuidor. mismas funciones que en el suministro eléctrico a tarifa.
- d) El comercializador.

Esquema 3.2



Los comercializadores solo operan en el mercado liberalizado. Se dedican a comprar la electricidad a los productores, a través del mercado mayorista (*pool*) o bien directamente a través de contratos bilaterales a los generadores y la venden a un precio libremente pactado a los consumidores finales que opten por el mercado liberalizado. Ejercen su actividad en competencia, ofreciendo tanto precios y condiciones sin ninguna restricción. También pueden ofrecer cualquier otro tipo de bien o servicio. Las empresas comercializadoras de electricidad autorizadas a operar en nuestro país se encuentran inscritas en el Registro Administrativo del Ministerio de Economía. Si bien la empresa comercializadora puede gestionar el contrato de acceso a redes con la empresa distribuidora, el titular de dicho contrato es el consumidor.

e) El cliente o consumidor.

Los clientes o consumidores en el mercado liberalizado contratan la electricidad con un comercializador a un precio libremente pactado.

En definitiva, el cambio regulatorio operado por la Ley 54/1997 se puede sintetizar en los siguientes puntos:

En primer lugar, se establece la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas y la separación contable entre las reguladas.

En segundo lugar, se reconoce el derecho a la libre instalación de la generación de electricidad y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia²⁰².

En tercer lugar, se abandona el principio de retribución a través de unos costes fijados administrativamente.

En cuarto lugar, se crea un mercado mayorista organizado de energía eléctrica, cuyos precios son la retribución de la generación.

En quinto lugar, se reconoce la existencia de unos CTCs²⁰³ para las instalaciones de generación. Se establece un valor máximo para los costes que por este concepto pueden ser cargados a los consumidores, durante un periodo máximo de 10 años. El Gobierno podrá establecer cada año el valor máximo de este concepto que se obtendrá por diferencia entre los ingresos obtenidos por las empresas generadoras a través de la tarifa y la retribución que resulta del mercado mayorista. Si el precio de este mercado superara un tope prefijado, el exceso se deducirá del monto total de CTCs pendiente de cobro, 6 pesetas por kWh.

²⁰² Título I. Artículo 11.1. Funcionamiento del sistema.

²⁰³ Denominación que recibe la compensación que van a ingresar las empresas que ya generaban electricidad cuando se aprobó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico..

Cuadro 3.3

CUADRO COMPARATIVO MERCADO REGULADO vs LIBERALIZADO	
ACTIVIDAD REGULADA	MERCADO LIBERALIZADO
EL SERVICIO TÉCNICO Y COMERCIAL RECAE EN EL DISTRIBUIDOR.	EL SERVICIO TÉCNICO RECAE EN EL DISTRIBUIDOR Y EL COMERCIAL RECAE EN EL COMERCIALIZADOR.
PRECIOS REGULADOS DE LA ELECTRICIDAD SEGÚN TARIFAS APROBADAS POR EL GOBIERNO.	MAYOR FLEXIBILIDAD EN LA OFERTA DE ESTRUCTURAS DE PRECIOS. EL COMERCIALIZADOR ASUME EL RIESGO DEL MERCADO Y PUEDE OFRECER "MULTIUTILITIES".
NO EXISTE CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN.	EXISTE CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN.
LA ZONA Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN CONDICIONAN UNA DETERMINADA CALIDAD DEL SUMINISTRO.	SE MANTIENE LA MISMA CALIDAD DE SUMINISTRO.

Fuente: Elaboración propia.

En sexto lugar, la planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte. Se generaliza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, que deben ser puestas a disposición de los diferentes sujetos eléctricos y de los consumidores. La retribución del transporte y de la distribución es fijada administrativamente. Los conflictos que puedan resultar del acceso a las redes serán resueltos por el organismo regulador del Sistema Eléctrico.

En séptimo lugar, se crea la figura del comercializador²⁰⁴ para los consumidores con capacidad de elección de suministrador, que podrán optar entre permanecer a tarifa regulada o negociar libremente con cualquier comercializador. Se establece un periodo transitorio para que el proceso de aumento de la capacidad de elección se desarrolle progresivamente, de forma que sea total para todos los consumidores²⁰⁵ en un plazo máximo de 10 años.

²⁰⁴ La oferta económica de cada comercializador puede ser distinta. El comercializador tiene libertad para elegir los términos incluidos en la factura del consumidor.

²⁰⁵ Aquellos consumidores a tarifa que decidan pasar al mercado liberalizado deberán seguir los siguientes pasos:

- a) Conocer qué significa el mercado liberalizado.
- b) Comparar precios y servicios ofertados por los comercializadores en el mercado liberalizado, con los ofrecidos en el mercado a tarifa.
- c) Elegir comercializador.
- d) Firma del contrato de adquisición de energía con el comercializador. Tras la firma del contrato, el comercializador se encargará de todos los trámites para hacer efectivo el cambio.
- e) Firma del contrato de acceso a redes. Por el uso de las redes será necesario pagar un peaje (precio

Durante este periodo transitorio las empresas distribuidoras realizarán la actividad regulada de comercialización para los consumidores sin capacidad de elección.

En octavo lugar, se promueve la generación especial.

En noveno lugar, se especifican los conceptos que ha de incluir la tarifa eléctrica, lo que permite su racionalización y transparencia, así como el establecimiento de los cargos de acceso para los clientes cualificados.

Por último, la Ley encomienda a la CNSE el velar por la competencia efectiva en el sistema eléctrico, así como por su objetividad y transparencia. Para ello, entre otras funciones, se le dota de amplias facultades en materia de solicitud de información y de resolución de conflictos y se establece su colaboración con las instancias administrativas encargadas de la defensa de la competencia.

La Ley 54/1997 incorpora al ordenamiento español las previsiones de la Directiva²⁰⁶ sobre el Mercado Interior de la Electricidad, superando en general, ampliamente, los requisitos mínimos que en ella se establecen.

Hasta aquí de forma extractada y simplificada hemos desarrollado los aspectos normativos más significativos del cambio regulatorio que introduce la nueva Ley 54/1997. Sin embargo, siendo importantísima la contribución que dicha Ley realiza para un correcto funcionamiento competitivo²⁰⁷ del sector eléctrico español, un adecuado funcionamiento en régimen de competencia no depende solamente de las reglas, de las normas, sino también de la estructura del sector, en concreto del nivel de concentración de las empresas, de la integración vertical de sus actividades, de la capacidad de elección de los consumidores y del nivel de independencia con respecto a los agentes de las entidades a cargo de la gestión del mercado organizado y de la operación del sistema, así como de las entidades reguladoras y de la propia Administración.

Cuando la Ley 54/1997 entró en vigor, las grandes compañías operaban tanto en el ámbito de la distribución como en el de la generación, así que se estableció un plazo, que acabó el 31 de diciembre de 2000, para que llevaran a cabo la separación jurídica de ambas actividades. Hasta el momento en que se hizo efectiva dicha exigencia, las empresas afectadas tuvieron que llevar contabilidades distintas para las dos actividades.

regulado) a la empresa distribuidora. La tramitación de este contrato puede también realizarse a través del comercializador, al mismo tiempo que se firma el contrato de adquisición de energía. Es conveniente aclarar con el comercializador si su oferta económica incluye dichos peajes.

La duración mínima de los contratos entre comercializadores y clientes domésticos será de un año. El proceso de cambio de comercializador no tiene coste alguno para el consumidor. No es necesario firmar un nuevo contrato de acceso a redes con el distribuidor siendo válido el contrato de acceso vigente.

²⁰⁶ Los Estados miembros de la Unión Europea tienen que cumplir unas exigencias mínimas que están recogidas en la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996.

²⁰⁷ El planteamiento regulatorio realizado es fundamentalmente correcto y está a la altura de los desarrollos internacionales más avanzados.

3.3 LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE).

La Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), creó el ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos²⁰⁸, conocido con la denominación de Comisión del Sistema Eléctrico Nacional²⁰⁹ (CSEN), que además de cambiar su denominación por el de Comisión Nacional de la Energía (CNE), más tarde ampliaría sus funciones.

La CSEN se constituyó en abril de 1995, configurándose como un organismo público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como plena capacidad de obrar, dotada de potestad normativa y reglamentaria, de poderes de supervisión e inspección, de funciones arbitrales y de amplias facultades de informe y propuesta, con objeto de velar por la objetividad y transparencia en los sectores energéticos y garantizando la independencia de sus miembros.

El origen de este tipo de instituciones públicas e independientes se encuentra en el derecho anglosajón. En primer lugar, en las denominadas *Independent Regulatory Commissions* norteamericanas, ejemplo de Administración neutral e independiente que tienen fines y objetivos que conseguir al margen y por encima de la línea política imperante. En segundo lugar, en las Comisiones reguladoras de las *Public Utilities*, cuyo cometido es la ordenación técnica de ciertas actividades industriales y de servicios públicos. Los objetivos que tradicionalmente venían desempeñando este tipo de instituciones del derecho anglosajón eran las siguientes:

- Prevenir el poder de monopolio de las compañías.
- Evitar abusos y discriminaciones entre los usuarios.
- La protección de usuarios y consumidores.
- La regulación para el normal desenvolvimiento de la competencia en el mercado.

Las *Independent Regulatory Commissions* se caracterizaban por las siguientes notas: neutralidad, autonomía, conocimientos técnicos, entidad pública, medios y capacidad suficientes y forma administrativa diversa.

Neutralidad en la aplicación de las normas referidas a sectores económicos concretos. Autonomía, por un lado, frente a las decisiones y los vaivenes políticos con el propósito de garantizar su estabilidad y consolidación como institución independiente del ejecutivo y, por otro, frente a los sectores regulados. Para el desarrollo de su actividad, como ente regulador público, se le dotó de los medios y requerimientos necesarios en cuanto a conocimientos técnicos, cada vez más complejos, así como con medios y capacidad suficientes.

²⁰⁸ Los sectores energéticos comprenden el mercado eléctrico y el mercado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

²⁰⁹ Primer órgano regulador sectorial que se ha creado en España, como consecuencia de los procesos de liberalización de sectores monopolizados como el de la energía.

Para Muñoz Machado²¹⁰ (1998) la actividad de regulación supone un conjunto de técnicas de intervención pública en el mercado y recurre a la definición de Selznick²¹¹ (1985): “un control prolongado y localizado, ejercitado por una agencia pública, sobre una actividad a la cual la comunidad atribuye relevancia social”. También Shugart²¹² (1990) nos aporta su definición que coincide en considerar la actividad de regulación como una forma de intervención pública de control de precios y de imposición de restricciones en el ejercicio de ciertas actividades económicas, en las que mediante normas de obligado cumplimiento, se determina el marco de actuación de las empresas reguladas.

El órgano regulador independiente interviene y decide sobre los conflictos que se plantean entre las actividades en competencia y las que subsisten en régimen de monopolio, para proteger no sólo a los consumidores sino también a los posibles entrantes en el mercado frente a los antiguos monopolistas.

La razón por la que sean órganos independientes y no los Gobiernos de los países desarrollados los encargados de la actividad reguladora se debe, en opinión de Miguel Ángel Fernández Ordoñez²¹³ (1997), a que éstos cuando se han metido a regular han resultado ser muy generosos con los monopolios al fijar las tarifas. Pudiendo conseguir objetivos un tanto deshonestos como la financiación electoral de sus partidos y utilizar los monopolios para su política industrial, a través de la subvención a determinados sectores. Para Fernández Ordoñez, primer Presidente de la CSEN, los órganos independientes no son garantía de una regulación mejor, sino de una regulación más desinteresada y para garantizar su independencia es importante que en su Estatuto queden fijadas claramente las garantías de su independencia y la libertad de la gestión de su presupuesto, ya que siempre subsistirá la tentación por parte de los Gobiernos de dar marcha atrás o condicionar la actuación de estos órganos. La más obvia de estas garantías es la de que los Gobiernos no puedan cesar a las personas nombradas para esta tarea durante un periodo de tiempo determinado.

La CSEN estaba dirigida por un Consejo de Administración compuesto por un presidente, que ostentaba la representación legal de la Comisión, y seis vocales, todos profesionales independientes de reconocida competencia técnica y profesional, cuyos nombramientos por cinco años podían ser renovados por el mismo periodo. Las decisiones se adoptaban de forma colegiada. No podían ser cesados discrecionalmente ni recibir órdenes del Gobierno.

Los objetivos de la CSEN, establecidos por la LOSEN, consistían, básicamente, en velar por la objetividad y transparencia del sistema eléctrico e impulsar la competencia entre las empresas del sector, para estimular así su suficiencia y conseguir el abaratamiento del precio que los consumidores pagan por la energía eléctrica.

²¹⁰ Muñoz Machado, Santiago (1998), *Servicio Público y mercado*. Editorial Civitas. Madrid.

²¹¹ Selznick, P. (1985), “Focusing Organizational Research on Regulation”, en R. G. Noll (ed.), *Regulatory Policy and the Social Sciences*, University of California Press.

²¹² Shugart, W. F. (1990), “*The organization of industry*”, Irwin, Boston.

²¹³ Fernández Ordoñez, Miguel Ángel (1997), “El papel de la agencia reguladora independiente”. *Economía Industrial*, nº 316, págs. 109-116.

El Real Decreto 399/1996, de 1 de marzo, regulaba la composición y funcionamiento del Consejo Consultivo de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, órgano asesor de la CSEN, creado por la LOSEN.

El Consejo Consultivo tenía como prerrogativa el informar sobre las actuaciones realizadas por el ente regulador del sistema eléctrico en el ejercicio de sus funciones. Llevaba a cabo la elaboración de disposiciones generales y el desarrollo reglamentario de la LOSEN, así como procesos de planificación eléctrica y elaboración de proyectos sobre determinación de tarifas, retribución de actividades del sector y determinación del valor integrado de la energía y, finalmente, la aprobación de normas de transporte y explotación unificada.

El citado Consejo estaba integrado por 30 miembros que ostentaban funciones representativas de la Comunidades Autónomas²¹⁴, Administración General del Estado, compañías del sector eléctrico, consumidores y agentes sociales.

Con la aprobación de la Ley 54/1997, la CSEN pasa a denominarse “Comisión Nacional del Sistema Eléctrico” (CNSE). Su Consejo de Administración pasa a estar integrado por un presidente y ocho vocales –dos más respecto de la composición anterior de la CSEN- con un mandato de seis años renovables.

Las nuevas funciones que la Ley 54/1997 otorga a la CNSE son:

- a) Actuar como ente regulador del sector eléctrico.
- b) Velar por la competencia efectiva y por la objetividad y transparencia en el sector eléctrico (art. 6.1).
- c) Dictar Circulares para solicitar información a los sujetos del sector eléctrico (art. 8.1. Séptima).
- d) Informar preceptivamente sobre operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas eléctricas por otra (art. 8.1. Decimosexta).
- e) Realizar las liquidaciones de los costes de transporte y distribución y de los costes permanentes y de otros costes repercutibles al sector (art. 8.1. Octava).
- f) Se amplían sus facultades en materia de solicitud de información y resolución de conflictos respecto a los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y distribución (art. 8. 1. Decimocuarta).
- g) Se articula su colaboración con los órganos encargados de la competencia.

La Ley 54/1997 modifica la composición del Consejo Consultivo, ampliándose a 34 el número de sus miembros integrantes, incorporando al

²¹⁴ Las Comunidades Autónomas tienen la consideración de ser “clientes cualificados” de la CNE, y miembros natos de los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos.

Operador del Mercado, al Operador del Sistema y al Consejo de Seguridad Nuclear. Se crea una Comisión Permanente compuesta de 12 miembros.

La aprobación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que modifica la Ley 54/1997 crea la Comisión Nacional de la Energía, como ente regulador de los tres sectores: gas, electricidad e hidrocarburos líquidos. La CNE sustituirá a la CNSE a partir del 7 de abril de 2000, asumiendo plenamente las funciones que tenía la CNSE en electricidad; por consiguiente la CNSE pasa a integrarse en la Comisión Nacional de la Energía, constituyéndose como el único órgano regulador para los mercados energéticos a partir del año 2000.

Así, pues, la CNE es un órgano regulador público²¹⁵, independiente e integrador en el ámbito de sus actuaciones de los sectores de la electricidad, del gas y de los productos derivados del petróleo, y vigilante del mercado energético integrado, velando por la competencia, objetividad y transparencia de funcionamiento. Creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y desarrollado por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó su Reglamento.

Los objetivos de la CNE son velar por la competencia efectiva en los sectores energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos y de los consumidores que operan en ellos.

El personal que presta servicios en la CNE está vinculado a la misma por una relación sujeta a las normas de derecho laboral. La selección del mismo, con excepción del de carácter directivo, se realiza mediante convocatoria pública y de acuerdo con procedimientos basados en los principios de igualdad, mérito y capacidad. Dicho personal está sujeto al régimen de incompatibilidades establecido con carácter general para el personal al servicio de las Administraciones Públicas.

Para el cumplimiento de los objetivos, anteriormente mencionados, se requiere de la CNE, por un lado, la independencia de sus miembros, tanto respecto de las empresas reguladas como de la Administración. Esta independencia se consigue garantizando un periodo fijo para el mandato del presidente y vocales que constituyen el órgano colegiado que la rigen y estableciendo, como se ha dicho en el párrafo precedente, un sistema de incompatibilidades una vez concluido el periodo de mandato.

A la CNE le han sido atribuidas amplias funciones por la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos. Dichas funciones pueden clasificarse en:

Normativas:

- ❖ Dictar Circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y Ordenes del Ministerio de Economía que se dictan en desarrollo de la normativa energética, siempre que tales disposiciones le

²¹⁵ D. A. 10ª LOFAGE.

habiliten de modo expreso para ello. Las circulares han de ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado.

De propuesta e informe:

- ❖ Elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos y, en particular, en el desarrollo reglamentario de la Ley de Hidrocarburos.
- ❖ Planificación energética.
- ❖ Elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

En estos procesos, los informes de la CNE tienen carácter preceptivo.

Órgano consultivo de la Administración General del Estado y de las CC. AA.:

- ❖ Informa preceptivamente los expedientes de autorización de instalaciones energéticas cuando son competencia de la Administración General del Estado.
- ❖ Emite informes que le son solicitados por las Comunidades Autónomas, cuando lo consideren oportuno²¹⁶, en el ejercicio de sus competencias en materia energética.
- ❖ Informa preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia.
- ❖ Informa, cuando sea requerida para ello, los expedientes sancionadores iniciados por las distintas Administraciones Públicas.

Ejecutivas:

- ❖ En el sector eléctrico, realiza la liquidación de los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de los costes permanentes y de aquellos otros costes que se establezcan para el conjunto del sector eléctrico cuando su liquidación le sea expresamente encomendada.

²¹⁶ D. A. 11ª de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

- ❖ Determina los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios, proponiendo las medidas a adoptar.
- ❖ Acuerda la iniciación de los expedientes sancionadores y realiza la instrucción de los mismos, cuando sean competencia de la Administración General del Estado.
- ❖ Autoriza a las sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas a adquirir participaciones accionariales de sociedades que realicen actividades de naturaleza mercantil.
- ❖ Acuerda su organización y funcionamiento interno, selecciona y contrata a su personal cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa vigente en el ámbito de la Administración General del Estado.

De defensa de la competencia:

- ❖ Vela para que los sujetos que actúen en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia.

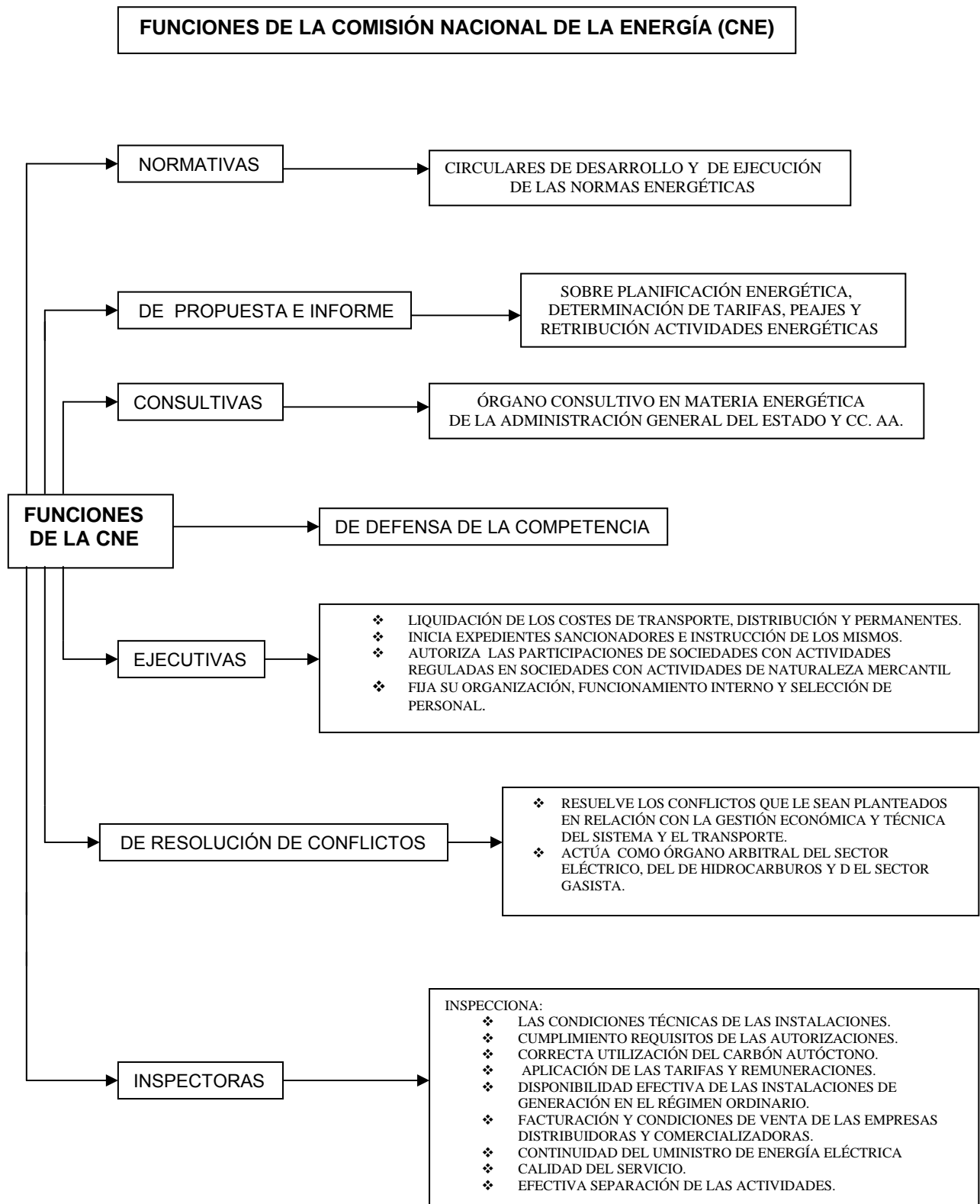
De resolución de conflictos²¹⁷:

- ❖ Resuelve los conflictos que le sean planteados respecto de los contratos relativos al acceso a las redes de transporte y, en su caso, distribución en los términos reglamentariamente establecidos.
- ❖ Actúa como órgano arbitral²¹⁸ en los conflictos que se suscitan entre los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o en el de hidrocarburos así como los que se suscitan entre los consumidores cualificados y dichos sujetos.
- ❖ En relación con el sector eléctrico, resuelve los conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte.
- ❖ En relación con el sector gasista, resuelve los conflictos que le sean planteados en relación con la gestión del sistema.

²¹⁷ Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, modificado por el Real Decreto 1434/2002, de 17 de diciembre, sobre resolución de conflictos.

²¹⁸ Voluntario y sometido a la Ley 36/1988, de 5 de diciembre, sobre Arbitraje.

Esquema 3.3



Inspectoras²¹⁹:

- ❖ Inspecciona las condiciones técnicas de las instalaciones, las condiciones económicas y la separación de actividades.
- ❖ Inspecciona el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones.
- ❖ Inspecciona la correcta y efectiva utilización del carbón autóctono en las centrales eléctricas con derecho al cobro de la prima al consumo de carbón autóctono.
- ❖ Inspecciona las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas y criterios de remuneración de las actividades energéticas.
- ❖ Inspecciona la disponibilidad efectiva de las instalaciones de generación en el régimen ordinario.
- ❖ Inspecciona la correcta facturación y condiciones de venta de las empresas distribuidoras y comercializadoras a consumidores y clientes cualificados.
- ❖ Inspecciona la continuidad del suministro de energía eléctrica.
- ❖ Inspecciona la calidad del servicio.
- ❖ Inspecciona la efectiva separación de estas actividades cuando sea exigida.
- ❖ Además, la CNE puede realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de la información que en cumplimiento de sus Circulares le sea aportada.

La CNE está regida por un Consejo de Administración, compuesto por el Presidente, que ostenta la representación legal de la Comisión, un Vicepresidente, siete Consejeros, y un Secretario que actúa con voz pero sin voto.

El Presidente, el Vicepresidente y los Consejeros son nombrados, por un periodo de seis años –pudiendo ser renovados por un periodo de la misma duración-, entre personas de reconocida competencia técnica y profesional, mediante Real Decreto, a propuesta del Ministro de Economía, previa comparecencia del mismo y debate en la Comisión competente del Congreso de los Diputados.

El Ministro de Economía, el Secretario de Estado de Economía, el Ministro de Industria y Energía y de la PYME, o alto cargo de la Administración en quien deleguen, pueden asistir a las reuniones del Consejo de Administración, con voz pero sin voto, cuando lo juzguen preciso a la vista de los asuntos incluidos en el

²¹⁹ A petición de la Administración General del Estado o de las Comunidades Autónomas competentes, o bien de oficio.

correspondiente orden del día, lo que condiciona la supuesta independencia reconocida en las Leyes.

En cuanto al sistema de financiación de la CNE, la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social en su artículo 19.1, modifica la Disposición Adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos que establece el sistema de financiación²²⁰ de la CNE.

La nueva redacción dada a la citada Disposición Adicional constituye un cambio sustancial en el sistema de financiación de este organismo. En ella se establece que la financiación de la CNE se integrará a partir del 1 de enero de 2002, entre otros conceptos, por las siguientes tres tasas:

- Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la CNE en relación con el sector de hidrocarburos líquidos²²¹.
- Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la CNE en relación con el sector eléctrico²²².
- Tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la CNE en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos.

Estas tasas vienen a sustituir los ingresos que con anterioridad percibía la CNE de los sectores eléctricos y de hidrocarburos, gaseosos y líquidos. La modificación legal supone importantes cambios en los procesos recaudatorios llevados a cabo hasta la fecha por la CNE, toda vez que nos encontramos en la actualidad ante la recaudación de unos tributos, lo que supone la sujeción a la normativa de aplicación.

El citado art. 19.1, puntos primero, segundo y tercero, establece todos los elementos de las respectivas tasas, en cuanto a sujetos pasivos obligados, hecho imponible, base imponible, devengo de la tasa, tipo de gravamen y cuota y normas

²²⁰ Como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social (B.O.E. 31/12/01), los ingresos de la Comisión Nacional de la Energía han quedado configurados como tasas, tributo que aparece regulado, con carácter general, en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos.

²²¹ La CNE liquidará mensualmente el importe de la tasa en función de la base imponible y del tipo de gravamen. La tasa se devengará el último día de cada mes natural. La CNE notificará a cada sujeto pasivo la liquidación efectuada. Si la liquidación es notificada por la CNE entre los días 1 y 15 de cada mes, el sujeto pasivo deberá hacer efectiva su deuda desde la fecha de notificación hasta el día 5 del mes siguiente o el inmediato hábil posterior.

Cuando se produzcan modificaciones de la Base imponible en función de nuevas Resoluciones de Ventas Medias dictadas por la Dirección General De Política Energética y Minas, la CNE efectuará las regularizaciones que, en su caso, procedan y por el periodo que corresponda. Dicha regularización será notificada a los sujetos pasivos, que en función de la fecha en que se verifique, al igual que en el caso anterior, tendrán un plazo para ingresar la cuota tributaria. La CNE remitirá a los sujetos pasivos certificaciones de los pagos realizados.

²²² Las tasas serán objeto de autoliquidación mensual por los sujetos pasivos obligados a ello, quienes cumplimentarán los correspondientes impresos de declaración-liquidación (modelos 01 y 02), que deberán ser presentados ante la CNE antes del día 25 de cada mes. El ingreso de la tasa correspondiente se ingresará hasta el día 10 del mes siguiente al de la declaración, o el día hábil inmediatamente posterior. La CNE remitirá a los sujetos pasivos certificaciones de los pagos realizados.

de gestión. En el caso del sector eléctrico se recogen también las exenciones y bonificaciones aplicables.

La gestión y recaudación en periodo voluntario de las tasas, corresponde a la CNE en los términos previstos en la Ley General Tributaria y demás normativa de aplicación. La recaudación en vía ejecutiva es competencia de los órganos de recaudación de la Hacienda Pública, de acuerdo con lo previsto en la normativa tributaria²²³.

Los sujetos del sector eléctrico mantienen la obligación de remitir mensualmente en los plazos establecidos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, la Declaración de Ingresos del Sector Eléctrico en lo referente a los restantes costes permanentes (Compensación extrapeninsularidad, Operador del Mercado, Operador del Sistema) y a los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (Moratoria nuclear, Segunda parte del ciclo de combustible nuclear y Costes de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones.

Igualmente, en las declaraciones complementarias se recogerán los importes de la cuota de la CNE correspondientes a las facturaciones por periodos de consumo anteriores al 1 de enero de 2002, de acuerdo con el régimen transitorio establecido en el art. 19.2, punto 3, de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social.

La CNE dispone de dos consejos consultivos y de asesoramiento: el Consejo Consultivo de Electricidad y el Consejo Consultivo de Hidrocarburos²²⁴, integrados por miembros que representan a la Administración General del Estado, las CC. AA., las compañías de los distintos sectores energéticos, los consumidores y usuarios y otros agentes y organizaciones relacionadas²²⁵. Están presididos por el Presidente de la Comisión y se rigen por lo dispuesto para los órganos colegiados²²⁶ en el capítulo II del título II de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo común²²⁷. En el seno de cada uno existe una Comisión Permanente,

²²³ El propio artículo 19.1, punto Quinto de la reiterada Ley 24/2001, de 27 de diciembre, establece que para todo aquello no previsto en los apartados anteriores, será de aplicación lo establecido en la Ley 230/1963, de 28 de diciembre, General Tributaria, y en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos y normas de desarrollo de las mismas.

²²⁴ Con fecha de 30 de noviembre de 1999 fueron constituidos los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos.

²²⁵ La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, prevé en la Disposición Adicional Undécima, Segundo, la constitución, como órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de la Energía, de dos Consejos Consultivos, el de Hidrocarburos y el de Electricidad, con un número máximo de 36 miembros.

²²⁶ El artículo 22 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común dispone en su apartado 2 que “los órganos colegiados de las distintas Administraciones Públicas en que participen organizaciones representativas de intereses sociales, así como aquellos compuestos por representaciones de distintas Administraciones Públicas, cuenten o no con participación de organizaciones representativas de intereses sociales, podrán establecer o completar sus propias normas de funcionamiento.

²²⁷ El artículo 28.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía establece que “Sin perjuicio de las peculiaridades previstas en el presente Real Decreto, estos Consejos Consultivos se regirán por lo dispuesto para los órganos colegiados en el Capítulo II

con un máximo de 12 miembros, con el fin de agilizar y facilitar los trabajos de la Comisión.

Ambos Consejos Consultivos se renuevan cada dos años, siendo posible la reelección de sus miembros. Sin embargo, este límite no es aplicable a los representantes de las Administraciones Públicas que continuarán en el ejercicio de sus funciones como miembros de los Consejos en tanto no cesen en sus funciones.

Los dos Consejos están presididos por el Presidente de la CNE, quien coordina los trabajos de los Consejos con los de la Comisión, para lo que convoca las sesiones, fija el orden del día y ordena los debates de los Consejos Consultivos²²⁸.

del Título II de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común”.

²²⁸ El artículo 34.1 del propio Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía, establece que “Cada Consejo Consultivo aprobará sus normas de funcionamiento, que establecerán, al menos, el sistema de adopción de decisiones”.

3.3.1 MODIFICACIÓN DE LA FUNCIÓN DECIMOCUARTA DE LA DISPOSICIÓN ADICIONAL ÚNDECIMA, TERCERO. 1, DE LA LEY 34/1998, DE 7 DE OCTUBRE, DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.

Seis meses después de la presentación de la OPA de Gas Natural sobre Endesa, el 21 de febrero de 2006, E.ON, la mayor empresa energética privada mundial de electricidad y gas y tercer grupo industrial de Alemania, presentaba una oferta pública de adquisición, sobre el 100 por ciento de Endesa a la CNMV, en competencia con la oferta presentada el 5 de septiembre de 2005 por Gas Natural, y condicionada a su aceptación por un mínimo del 50,01 por ciento del capital de Endesa.

El Gobierno español, ante esta operación llevada a cabo por E.ON sobre Endesa y de acuerdo con los objetivos y principios que inspiran la regulación del sistema energético español como la seguridad, garantía, calidad y eficiencia del suministro energético en el mercado nacional que pudieran verse afectados de forma negativa, es decir, garantizando que la operación no afecte al transporte y a la distribución de energía, decidió recurrir por vía de urgencia a través del Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, a reforzar los poderes del organismo regulador al condicionar a la autorización previa de la CNE la toma de participaciones por sociedades con actividades reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1, función decimocuarta de la LSH, en la redacción dada a la misma por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, atribuye a ésta la siguiente función:

1. Autorizar la adquisición de participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.

La autorización será igualmente requerida cuando se pretenda la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social, realizada por cualquier sujeto en una sociedad que, por sí o por medio de otras que pertenezcan a su grupo de sociedades, desarrolle alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior. La misma autorización se requerirá cuando se adquieran directamente los activos precisos para desarrollar las citadas actividades.

2. Las autorizaciones definidas en los dos párrafos anteriores podrán ser denegadas o sometidas a condiciones por la CNE por cualquiera de las siguientes causas:

- a) La existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades mencionadas.
- b) La protección del interés general en el sector energético y, en particular, la garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial, con especial afección a activos considerados estratégicos. Tendrán la consideración de activos estratégicos para el suministro energético aquellos que puedan afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad. A estos efectos, se definen como estratégicos los siguientes activos:
- Las instalaciones incluidas en la red básica de gas natural definida en el art. 59 de la presente Ley.
 - Los gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.
 - Las instalaciones de transporte de energía eléctrica definidas en el art. 35 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Las instalaciones de producción, transporte y distribución de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
 - Las centrales térmicas nucleares y las centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional.
- c) La posibilidad de que la entidad que realice las actividades mencionadas en los dos primeros párrafos quede expuesta a no poder desarrollarlas con garantías como consecuencia de cualesquiera otras actividades desarrolladas por la entidad adquirente o por la adquirida.
- d) Cualquier otra causa de seguridad pública y calidad, entendidas como la disponibilidad física ininterrumpida de los productos o servicios en el mercado a precios razonables en el corto o largo plazo para todos los usuarios, con independencia de su localización geográfica; así como la seguridad frente al riesgo de una inversión o de un mantenimiento insuficiente en infraestructuras que no permitan asegurar, de forma continuada, un conjunto mínimo de servicios exigibles para la garantía de suministro.
3. La autorización de la CNE deberá ser solicitada antes de la adquisición de forma que dicha adquisición solo será válida una vez obtenida la autorización. En el caso de que la adquisición se produzca por medio de una oferta pública de adquisición de acciones, el adquirente deberá obtener dicha autorización con carácter previo a la autorización de la oferta conforme a la normativa del mercado de valores.

Lo establecido por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, se aplicará a todas las operaciones de adquisición que se encuentren pendientes de ejecución a la entrada en vigor de la misma (como es el caso de la OPA de E.ON), salvo que con anterioridad ya

hubieran obtenido la autorización de la CNE (como es el caso de la OPA de Gas Natural), en el ejercicio de la Función Decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En el presente procedimiento, y dado que E.ON es una sociedad que no desarrolla actividades reguladas ni actividades sujetas a intervención administrativa que implique una relación de especial sujeción, la necesidad de autorización previa por parte de la CNE de la toma de participación que resulte de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV se fundamenta en el segundo de los supuestos previstos en la citada norma.

La autorización resulta preceptiva al pretenderse por E.ON la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social de Endesa, S.A., sociedad que, por medio de otras que pertenecen a su grupo de sociedades, desarrolla alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior.

Además, la citada operación se encontraba, a la entrada en vigor del RDL 4/2006, pendiente de ejecución, por lo que le resulta de aplicación lo dispuesto en la citada norma, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Transitoria Única del Real Decreto Ley 4/2006.

Con la modificación de la función Decimocuarta de la CNE, el Gobierno reconoce, dadas las tendencias de concentración empresarial en los mercados energéticos mundiales y europeos, que la filosofía en cuanto a la competencia de la CNE frente a la OPA de E.ON sobre Endesa es, por un lado, “asimétrica” pues no somete a simétrica consideración las operaciones cualquiera que sea el agente promotor de las mismas y, por otro lado, es insuficiente al no contemplar todos los intereses cuya protección por los poderes públicos parece conveniente.

Es decir, la legislación permite al regulador pronunciarse en operaciones de pequeñas empresas españolas, garantizando que las operaciones no afecten al transporte y a la distribución de energía y lo impide en las grandes operaciones como la de E.ON. De ahí, la necesidad de haber reforzado la funciones de la CNE para que pueda examinar operaciones que pongan en riesgo los principios de “garantía y seguridad de suministro” e “interés general”, al no resultar, conforme a la legislación hasta ahora vigente, examinar en todos los supuestos la adquisición del control de unas empresas por otras, en la medida que afecten a intereses generales de la política energética española y a la seguridad pública.

La función Decimocuarta de la CNE señala como competencia del organismo regulador autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades reguladas en la Ley de Hidrocarburos de 1998, pudiendo por estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones.

Tal y como estaba redactada la disposición, era más que difícil que la vigilancia del regulador español pueda extenderse a una entidad mercantil, nacional o extranjera, no regulada que adquiriera a otra nacional regulada. De ahí que el Gobierno español deseaba asegurarse que la CNE tuviera competencia de actuación en la OPA de E.ON sobre Endesa, con la idea de garantizar que las actividades reguladas, transporte y distribución de energía, se mantienen acordes al crecimiento de la demanda nacional de energía y con las inversiones necesarias para disponer de un sistema energético eficiente.

A partir de ahora la CNE podrá analizar operaciones que afectan a actividades reguladas, transporte y distribución de energía, cualquiera que sea el promotor de la iniciativa que afecten a intereses públicos protegibles. Hasta ahora la CNE sólo podía intervenir si Iberdrola, por ejemplo, compraba Zara (Inditex). No podía intervenir si era Zara la que compraba Iberdrola. Ahora podrá intervenir en los dos casos y aunque se trate de una empresa extranjera, como es el caso de E.ON.

La CNE, por la función Decimocuarta, autorizó la OPA de Gas Natural sobre Endesa al entender que no afectaba a la garantía de buen funcionamiento del transporte y la distribución. E.ON tendrá que presentar su oferta sobre Endesa ante la CNE, esperar que el regulador la examine y autorice y posteriormente presentarla a la CNMV.

3.4 LOS GRUPOS EMPRESARIALES ELÉCTRICOS ESPAÑOLES: ESTRUCTURAS SOCIETARIAS.

El sector eléctrico español está constituido por seis grandes grupos empresariales: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Enel-Viesgo, REE, y otras empresas. Tras la separación de las actividades eléctricas, las estructuras societarias de estos grupos son las que, de manera esquemática, pueden ser examinadas en las páginas siguientes.

Puede observarse que en la práctica totalidad de los grupos empresariales puede distinguirse un *subholding* generador, otro comercializador y otro poseedor de las redes, encargado de realizar las actividades reguladas; distribución, ya que el transporte queda en manos de REE y de Inalta.

❖ ESTRUCTURA SOCIETARIA DE ENDESA

En 2001, se produjeron dos importantes cambios en la estructura societaria de Endesa: la segregación y venta de Viesgo y la integración de las compañías distribuidoras en España.

El Plan Estratégico de Endesa preveía la realización de un determinado volumen de desinversiones en activos de generación y de distribución en España en el periodo 2001-2002. En el marco de este Plan, se planteó la segregación de un conjunto de activos de generación y distribución que fueron agrupados a lo largo del ejercicio en Nueva Viesgo.

La cartera de activos de distribución de Nueva Viesgo estaba integrada por el 100 por cien de Electra de Viesgo I, que incluía el 54,9 por ciento de Barras Eléctricas de Galicia, S.A., correspondiente a la participación de Endesa en esta distribuidora. Esos activos suministraban electricidad a un total de 500.703 clientes, cuya demanda en el ejercicio 2000 ascendió a 4.870 GWh. El mercado de Electra Viesgo I, se extendía a Cantabria, y a zonas de Asturias, Palencia, Burgos y Lugo.

En cuanto a los activos de generación, representaban un parque de 2.365 MW de potencia instalada, con emplazamientos en Andalucía, Aragón, Asturias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Castilla-León, y Cataluña, con la siguiente composición: centrales de carbón 944 MW (40 por ciento), de fuel-gas 753 MW (32 por ciento), hidráulicas convencionales 307 MW (13 por ciento) e hidráulicas de bombeo 361 MW (15 por ciento). Su producción fue de 7.483 GWh en 2000.

Endesa puso a la venta estos activos a través de un proceso competitivo, basado en criterios de transparencia, al que concurrieron grupos eléctricos europeos y norteamericanos. El 9 de septiembre de 2001, Viesgo fue adjudicada a la mejor oferta recibida, que fue la presentada por la empresa italiana Enel.

El precio pagado por Enel ha sido de 1.870 millones de euros por el 100 por cien de las acciones de la Compañía, a lo que hay que añadir otros 277 millones de euros en concepto de deuda y provisiones, asumidos por el comprador.

Esta operación ha permitido la incorporación de un nuevo agente al mercado eléctrico español, con una cuota del 2,4 por ciento en el negocio de distribución y del 5 por ciento en la potencia instalada peninsular.

En 2001, Endesa acordó la integración en una sola compañía de sus sociedades distribuidoras de ámbito territorial en España: Compañía Sevillana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Eléctricas Reunidas de Zaragoza Distribución, Termoeléctrica del Ebro, Gas y Electricidad Distribución Eléctrica, y Unión Eléctrica de Canarias.

La integración de estas compañías constituye un paso más en el desarrollo del proceso de consolidación corporativa puesto en marcha por Endesa en octubre de 1998, en el marco del cual ya se han llevado a cabo, entre otras iniciativas, la fusión por absorción de las compañías eléctricas participadas en España, la organización de la Empresa por líneas de negocio, la creación de Endesa Energía para la comercialización a clientes del mercado liberalizado y la integración del negocio de generación peninsular en Endesa Generación.

Básicamente, el proceso de integración de la distribución supone, en una primera etapa, la creación de dos sociedades:

- La primera, denominada Endesa Distribución Eléctrica, S.L., asume las actividades reguladas de transporte y distribución de energía eléctrica, así como la comercialización a tarifa, actividades que hasta la creación de esta sociedad estaban repartidas entre las compañías distribuidoras de ámbito territorial antes mencionadas.
- La segunda, denominada Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L., destinada a desarrollar actividades de apoyo comercial (facturación y cobro, oficinas comerciales, atención telefónica, tránsito de clientes del mercado regulado al liberalizado, etc.), que antes realizaban las citadas compañías. La sociedad prestará estos servicios a Endesa Distribución Eléctrica, a Endesa Energía y a las compañías participadas por Endesa que operan en el sector del gas.

Estas dos sociedades quedarán integradas, a su vez, en Endesa Distribución, que ya agrupaba anteriormente a las distribuidoras de ámbito territorial y que cambia su denominación por la de Endesa Red, S.A.

La integración de las distribuidoras facilitará la captura de la totalidad de los ahorros de costes operativos correspondientes, al rediseño de redes comerciales y de estructura, y proporcionará ahorros adicionales derivados de la simplificación de la estructura societaria y de otras reducciones de costes operativos.

Tras estas operaciones, la estructura societaria de Endesa queda del siguiente modo:

➤ ENDESA GENERACIÓN S.A.

Fue creada el 20 de septiembre de 1999 para concentrar en ella los activos de generación y minería de Endesa. En junio de 2000, Endesa Generación procedió a la integración de sus filiales peninsulares de las que ya era propietaria al 100 por cien: Sevillana II, Fecsa-Enher II, Erz II y Viesgo II.

En esta operación no se procedió a la fusión en Endesa Generación de las compañías filiales al 100 por cien Gesa II y Unelco II.

➤ ENDESA RED S.A.

Sociedad creada el 20 de septiembre de 1999 que agrupa las sociedades de distribución de ámbito territorial en España. Endesa Red agrupa las sociedades: Endesa Distribución Eléctrica, S.L., que asume las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad, así como la comercialización a tarifa, Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. –constituida formalmente en el ejercicio 2002-, que desarrolla actividades de apoyo comercial a las compañías energéticas de Endesa, Depcsa y Endesa Gas S.A.

➤ ENDESA DIVERSIFICACIÓN S.A.

Fue Creada el 21 de enero de 1998 para la incorporación y reordenación de las participaciones de Endesa en telecomunicaciones, distribución de gas canalizado, cogeneración y energías renovables, gestión del ciclo integral del agua y medio ambiente.

Entre las participaciones integradas en Endesa Diversificación, cabe citar las que Endesa posee en el grupo Auna, que controla a su vez compañías de telefonía móvil y acceso a Internet; las que posee en el sector del gas natural a través de Endesa Gas y en instalaciones de cogeneración y de aprovechamiento de energías renovables a través de ECYR.

➤ ENDESA ENERGÍA

Endesa Energía inició sus actividades el 21 de enero de 1998 como empresa comercializadora de electricidad en el mercado liberalizado a clientes cualificados para responder a las exigencias derivadas del proceso de liberalización del sector eléctrico en España. Fue la primera empresa comercializadora de energía a clientes con libertad de elección de suministrador que operó en el mercado eléctrico español.

La actividad fundamental de Endesa Energía es el suministro de energías y servicios de valor añadido a los clientes que, por superar un determinado umbral de consumo anual o recibir el suministro eléctrico a un determinado nivel de tensión, pueden elegir suministrador. Endesa Energía establece con ellos contratos en régimen de competencia. Además, ha iniciado actividades de comercialización en Portugal, Francia, Italia y Alemania.

➤ ENDESA INTERNACIONAL S.A.

Fue creada el 26 de enero de 1998 para canalizar el desarrollo de Endesa en mercados internacionales. Su objeto social se centra fundamentalmente en las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Las operaciones de toma de control realizadas en Enersis²²⁹ y en Endesa Chile, aparte de dar lugar a un considerable incremento de su dimensión, le permitieron asumir la gestión de un amplio número de empresas iberoamericanas²³⁰ en cuyo capital social la suma de las participaciones que ya tenía directamente y de las que poseían Enersis y Endesa Chile le otorgan una posición mayoritaria.

Finalmente, Endesa Europa, creada, el 7 de noviembre de 2001, con el objetivo de centralizar en una sola compañía la administración y gestión de las participaciones que Endesa posee en empresas eléctricas de Europa y Norte de África: Endesa Italia (Italia), Snet, Soprolif y Power-next²³¹ (Francia), Tejo Energía (Portugal), Endex (Holanda), Gielda Energii (Polonia) y Lydec (Marruecos), así como Endesa Trading²³² (compra venta de energía).

²²⁹ La primera multinacional eléctrica de América Latina de la que Endesa participa con el 65 por ciento de la propiedad. Es la mayor multinacional eléctrica privada de Latinoamérica dedicada a los servicios públicos, especialmente a la generación y distribución de electricidad. El desarrollo de la compañía ha comprendido diversas etapas desde su creación en 1921. Adquirió su actual denominación en 1988, al completarse el traspaso al sector privado de la entonces denominada Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. (Chilectra Metropolitana). En 1989, Enersis inició la adquisición de acciones de Endesa Chile, la mayor empresa de generación y transmisión eléctrica del país, recientemente privatizada. Al año siguiente, con un 12,1 por ciento de la propiedad se transformó en su mayor accionista. En los años posteriores la empresa continuó aumentando su participación en Endesa Chile, hasta alcanzar en 1995, su control con el 25,3 por ciento. En abril de 1999, Enersis adquirió un nuevo paquete accionario de la generadora, con lo que totalizó el 60 por ciento de la propiedad. En ese mismo año, Endesa (España) se convirtió en controlador de Enersis, a través de una Oferta de Adquisición de Acciones, adquiriendo el 32 por ciento de Enersis, que sumado a otro 32 por ciento que había comprado en agosto de 1997, situó su participación final en el 65 por ciento. En la actualidad, la propiedad del Grupo Enersis se encuentra distribuida entre Endesa –su principal accionista y controlador-, inversionistas internacionales con un 13,2 por ciento a través de ADR's que se transan en la Bolsa de Comercio de Nueva Cork, los Fondos de Pensiones chilenos que representan a 5.500.000 afiliados con un 12,7 por ciento, y más de diez mil accionistas en Chile con el restante 10,2 por ciento.

²³⁰ Sirvan de ejemplo, entre otras, las siguientes: Chilectra y Río Maipú (Chile), Edesur, Costanera y El Chocón (Argentina), Cerj y Coelce (Brasil), Emgesa y Codensa (Colombia), Edegel y Edelnor (Perú); etc.

²³¹ Power-next gestiona la bolsa de electricidad (*pool*) de Francia.

²³² Desde su puesta en marcha, a principios de 2000, Endesa Trading ha negociado más de 45.000 GWh de electricidad en Alemania, Holanda, Suiza e Italia.

❖ ESTRUCTURA SOCIETARIA DE IBERDROLA

La estructura societaria del grupo Iberdrola aparece integrada por los siguientes epígrafes o unidades:

➤ IBERDROLA GENERACIÓN

Desarrolla, opera y mantiene todo tipo de generación de energía eléctrica, gestionando instalaciones propias o participadas. Se trata de un operador global de los mercados mayoristas energéticos con capacidades de *trading*.

Iberdrola es la primera empresa nacional de energía eléctrica de origen hidráulico y nuclear, con una potencia total instalada de más de 22.788 MW a finales de 2003 y centrales hidráulicas, térmicas y nucleares repartidas en gran parte de la geografía española. Además, Iberdrola cuenta en la actualidad con cuatro ciclos combinados operativos: Castellón, Castejón (Navarra), BBE (Vizcaya) y Tarragona.

De acuerdo con el Plan Estratégico, Iberdrola invertirá 1.900 millones de euros en la instalación de más de 4.000 MW de potencia en centrales de ciclo combinado en nuestro país, lo que situará a la compañía como líder en la construcción de la nueva capacidad de generación eléctrica. Asimismo, Iberdrola tiene prevista, hasta 2006, la instalación de una potencia de 3.834 MW en energías renovables y 1.200 MW en centrales de cogeneración.

➤ IBERDROLA REDES (DISTRIBUCIÓN)

Iberdrola dispone, en el territorio peninsular, de una extensa red de distribución que se extiende a 10 comunidades autónomas.

➤ IBERDROLA COMERCIAL

Uno de los ejes del Plan Estratégico de Iberdrola está orientado a maximizar el valor de su cartera de clientes mediante el aprovechamiento de las oportunidades que ofrece la plena liberalización del mercado en 2003. Los principales objetivos hasta 2006 están dirigidos a fidelizar a sus clientes, ofreciéndoles nuevos productos y servicios tales como el gas.

➤ IBERDROLA GAS

El Plan Estratégico 2002-2006 establece como objetivo conseguir una cuota de mercado en el sector del gas natural español del 20 por ciento para atender sus necesidades de generación con ciclos combinados en España, México y Brasil y para la comercialización a clientes finales.

➤ IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES

El objetivo de Iberdrola es intentar convertirse en la primera empresa mundial en este sector. La unidad de Energía Renovables lidera la generación de

electricidad procedente de instalaciones eólicas, minihidráulicas, solares y de biomasa. Iberdrola invertirá más de 2.400 millones de euros en el periodo 2002-2006 para alcanzar una potencia procedente de este tipo de energías de 3.800 MW en 2006, la mayoría instalados en parques eólicos.

Cabe destacar la creciente aportación de la unidad de Energías Renovables a los resultados de Iberdrola, que ya representa el 6 por ciento del beneficio neto del Grupo en 2002.

➤ PLATAFORMA SUDAMERICANA

Sudamérica representa uno de los ejes de crecimiento de Iberdrola a nivel internacional. La presencia de Iberdrola en esta zona se centra en Brasil, Bolivia y Chile.

Es en Brasil donde Iberdrola cuenta con una situación más destacada, a través del consorcio Guaraniana²³³. Las actividades de Iberdrola se desarrollan básicamente en el nordeste del país, tanto en el terreno de la generación como el de la distribución eléctrica (6 millones de clientes). Actualmente Iberdrola participa en dos proyectos de generación termoeléctrica en los Estados de Pernambuco y Río Grande do Norte, así como en una central hidroeléctrica en el extremo sur de Bahía. En el terreno de la distribución, Iberdrola cuenta con tres sociedades: Coelba, Celpe y Cosern, que distribuyen energía en los Estados de Bahía, Pernambuco y Río Grande do Norte respectivamente. Además, Iberdrola posee una comercializadora, así como dos empresas de servicios.

Por lo que se refiere a Bolivia, Iberdrola cuenta con dos distribuidoras de energía eléctrica: Electropaz y Elfeo, que suministran a las ciudades de la Paz, El Alto y poblaciones rurales, así como a las ciudades de Oruro y Huanuni. Alcanza una cuota total de mercado cercana al 39 por ciento del total de la energía vendida. Posee dos empresas de servicios eléctricos e industriales.

En Chile, Iberdrola participa a través de Ibener en la generación eléctrica con dos centrales hidroeléctricas de reciente construcción que aprovechan las aguas del río Duqueco.

➤ PLATAFORMA MÉXICO-GUATEMALA

Esta zona representa otra área fundamental de crecimiento para Iberdrola. En México, Iberdrola es líder en generación de energía independiente. Desarrolla importantes proyectos²³⁴ de ciclo combinado que actualmente superan los 2.000 MW y tiene previsto alcanzar los 5.000 MW en el año 2005, con una inversión de alrededor de 2.600 millones de euros.

En Guatemala controla la Empresa Eléctrica de Guatemala, EEGSA, principal distribuidora eléctrica, que suministra el 65 por ciento de la energía consumida en el país.

²³³ El consorcio Guaraniana, está liderado por la empresa española Iberdrola y la estatal brasileña Petrobras.

²³⁴ En el primer semestre de 2002, Iberdrola puso en marcha 750 MW de potencia de la central de ciclo combinado de Monterrey y posteriormente se adjudicó la de ciclo combinado de la Laguna II, de 500 MW.

➤ IBERDROLA INGENIERÍA Y CONSULTORÍA

Iberinco ofrece una amplia gama de servicios que cubre desde la consultoría especializada al suministro “llave en mano” de centrales de generación, subestaciones, líneas, sistemas de comunicación o grandes obras civiles, en el ámbito de empresas con servicios en red tanto en el mercado español como en el ámbito internacional.

Los campos principales de actividad de Iberinco son:

- Generación eléctrica

Iberinco realiza proyectos y suministra servicios de ingeniería dentro del campo de la generación de electricidad en sus vertientes térmicas, hidráulica, nuclear y energías renovables (eólica, biomasa y fotovoltaica).

- Generación hidráulica
- Generación Térmica
- Generación Nuclear
- Nuevas energías
- Ingeniería eólica
- Ingeniería civil
- Construcción

- Ingeniería de redes

Iberinco realiza proyectos de líneas eléctricas y subestaciones de transformación, además de proveer servicios de consulta y asistencia técnica en transporte y distribución y consumo de electricidad (más de 814 subestaciones transformadoras y 194.500 kilómetros de media y baja tensión).

Presenta una oferta de sistemas de comunicación, automatización, telemedida y telecontrol, sector de servicios públicos y sector de control de instalaciones y seguridad en Brasil y Bolivia.

- Consultoría

Iberinco es también una consultora de técnicas de la información, de negocio y consultoría técnica, fundamentalmente de sistemas de red, no sólo en empresas de energía eléctrica sino también en los sistemas relacionados con agua, gas y telecomunicaciones.

➤ OTROS NEGOCIOS

Las actividades de la unidad de Negocios no Energéticos están orientadas, conforme a los objetivos establecidos en el Plan Estratégico 2002-2006, a la reordenación de la cartera industrial y a la enajenación tanto de las participaciones consideradas no estratégicas como de activos inmobiliarios no adecuados a las necesidades actuales.

- Amara

Filial al 100 por cien de Iberdrola, centra sus actividades, en la actualidad, en el suministro de materiales eléctricos y mecánicos como distribuidor y almacenista, dirigidos a instalaciones de media y baja tensión en los sectores energético, gas, industria, construcción y telecomunicaciones entre otros.

La oferta de Amara²³⁵ incluye servicios de *outsourcing* y gestión integral de compras y almacenes, así como localización urgente de equipos, componentes, repuestos y consumibles para los sectores mencionados a nivel mundial. Incluye también autodespacho de aduanas y logística integral.

- Negocio de agua y servicios municipales

Iberdrola realiza actividades en el sector de la gestión del ciclo integral del agua a través de dos empresas: Ondagua²³⁶ y Pridesa²³⁷, de las que posee el 25 por ciento del capital accionario de cada una de las mismas.

La primera de ellas, se dedica principalmente a la captación, potabilización, distribución, alcantarillado, depuración de agua y gestión de clientes. Se sitúa entre las empresas tecnológicamente punteras en el sector del agua, con presencia en toda España.

La segunda, realiza actividades dirigidas a la depuración y potabilización de agua, con una importante presencia nacional a nivel de plantas desaladoras.

- Inmobiliaria

Apex, es la inmobiliaria del Grupo Iberdrola, cuyos activos, a finales del ejercicio 2003, estaban valorados en 1.185,57 millones de euros. Las inversiones

²³⁵ Todo el desarrollo de Amara, contenido en el Plan Estratégico 2002-2006, está basado principalmente en:

- Consolidación en clientes actuales
- Incremento de ventas en clientes nuevos
- Ampliación de líneas de producto
- Ampliación de servicios
- Entrada en nuevos Sectores de Trabajo

Está presente en gran parte del territorio nacional, principalmente zonas centro, Levante y Andalucía, siendo líder en la comercialización de materiales de media tensión. En el ámbito internacional está presente en Portugal, Estados Unidos, Brasil, centro de sudamericana, Caribe, Guatemala y México, en los sectores energéticos, gas, agua y telecomunicaciones.

²³⁶ Filial española del grupo *RWE-Thames Water*, empresa líder internacional del sector de aguas que realiza actividades en los cinco continentes.

²³⁷ Empresa líder en la desalación de agua por ósmosis inversa. Desde el año 2002 forma parte del grupo *RWE*, que ofrece servicio a más de 69 millones de personas.

realizadas y comprometidas por la inmobiliaria de Iberdrola durante 2003 alcanzaron los 304,07 millones de euros, que se destinaron a la adquisición de suelo para patrimonio o promoción. Además, la inmobiliaria Apex cerró el pasado ejercicio 2003 con 18 promociones residenciales en producción, lo que supone un total de 1.706 viviendas, y 17 promociones en gestión, lo que representa otras 1.612 viviendas.

Dichas promociones, que se reparten por toda la geografía española, incluyen tanto la primera residencia como turismo residencial. Las viviendas entregadas en 2003 totalizaron 1.098 unidades. La compañía finalizó el año pasado con una superficie edificable sobre rasante en cartera de 2.166.110 metros cuadrados para promociones residenciales y terciarias.

Durante el presente ejercicio de 2004, Apex espera culminar, en el área terciaria, su emblemático hotel de cinco estrellas en Diagonal Mar (Barcelona), que ha sido objeto de un acuerdo de explotación por veinte años con la cadena hotelera Milton; la promoción de sus dos torres de oficinas en la misma zona de Barcelona, que totalizan 30.000 metros cuadrados, y un proyecto multiespacio compuesto por oficinas, hoteles y un centro comercial en Valencia.

- Corporación IBV

Participada al 50 por ciento con el Banco Bilbao Vizcaya, la Corporación IBV es la cabecera de un grupo de empresas que desarrollan sus actividades en las áreas de:

- Industria aeronáutica
- Generación de energía eólica
- Comunicaciones espaciales
- Electrónica
- Comercialización de terminales de telefonía móvil
- Ingeniería de telecomunicaciones y
- Tecnologías de la información

Entre las empresas participadas destaca Gamesa²³⁸, sociedad cabecera de un grupo industrial, en la que IBV cuenta con una participación del 80 por ciento.

²³⁸ Grupo Auxiliar Metalúrgico, S.A. sociedad constituida en el año 1976 y que cuenta actualmente con unos activos totales de 1.951.856 millones de euros, ocupando a 4.944 trabajadores. Suministrador principal de productos, instalaciones y servicios tecnológicos a grandes empresas en los sectores estratégicos. Centrándose en el desarrollo y venta de aerogeneradores y parques eólicos y en el diseño y fabricación de estructuras y componentes estructurales aeronáuticos.

- Telecomunicaciones

En este apartado del área de telecomunicaciones, Iberdrola es accionista de las empresas Neo-Sky y Oniway. La primera es un operador global de banda ancha que ofrece servicios a empresas y operadores utilizando redes propias de cobertura nacional y diversas tecnologías. Ofrece servicios de Internet, datos y telefonía para empresas así como servicios de acceso local y transporte para operadores. Oniway es filial de *Electricidade de Portugal*, que posee la cuarta licencia de telefonía móvil de tercera generación UMTS en el país portugués.

❖ ESTRUCTURA SOCIETARIA DE UNIÓN FENOSA

Unión Fenosa es un grupo empresarial con presencia en diversos sectores económicos y en numerosos mercados. Desde la experiencia adquirida en el sector eléctrico, sus negocios se han expandido hacia otras áreas energéticas, como es el caso del gas, y hacia otros sectores como los servicios profesionales o las telecomunicaciones. El conjunto de sus actividades se divide en las siguientes grandes áreas de negocio:

➤ GENERACIÓN

La actividad principal del negocio es la generación de energía eléctrica mediante la utilización de grupos hidráulicos, térmicos y nucleares. El Centro de Gestión de la Energía es la unidad encargada de vender al mercado mayorista la electricidad producida.

En el parque de generación de Unión Fenosa están presentes todas las tecnologías de producción eléctrica. Dispone de una estructura de generación muy diversificada y similar a la media nacional. Las energías renovables, junto con la cogeneración se integran en Unión Fenosa Energías Especiales –que ha sido adquirida en el 80 por ciento del capital por la eléctrica italiana Enel por 168 millones de euros a finales de 2003.

➤ UNIÓN FENOSA GAS

El grupo Unión Fenosa ha logrado un favorable posicionamiento en el sector del gas²³⁹. Está presente en todos los segmentos de este negocio: producción, transporte, comercialización y distribución.

En España tiene previsto instalar 2.400 nuevos MW de potencia con esta tecnología: Nueva Generadora del Sur (Cádiz) con 800 MW de potencia, Palos (Huelva) con 1.200 MW, y con 400 MW de potencia Aceca (Toledo), Sabón (A Coruña) y Sagunto (Valencia). En México cuenta con 1.550 MW de generación en ciclos combinados.

²³⁹ La empresa italiana *Eni* participa como socio estratégico en el 50 por ciento del capital de Unión Fenosa Gas (UF Gas).

- **Aprovisionamiento**

Unión Fenosa dispone de aprovisionamientos de gas tanto a corto como medio y largo plazo. El acuerdo²⁴⁰ firmado en 2000 con la *EGPC* supone la principal fuente de aprovisionamiento en el medio y largo plazo. De Argelia obtiene el 20 por ciento del volumen total contratado.

En la actualidad Unión Fenosa está construyendo una planta de licuefacción en Damietta que tendrá una capacidad de producción cercana a los 7bcm anuales y que entrará en operación comercial a comienzos de 2005.

- **Regasificación**

Unión Fenosa participa junto con otras empresas energéticas en la construcción de una planta de regasificación en el puerto de Sagunto. Este emplazamiento ofrece una ubicación idónea para la recepción de GNL procedente de la cuenca del Mediterráneo (Argelia, Libia, Egipto, Túnez) y Oriente Medio (Qatar, Abu-Dhabi, Omán Yemen). La capacidad de la planta, en una primera fase, será de 5,2 bcm de gas por año. El proyecto se completa con el desarrollo de una red de gasoductos que unirá la planta de regasificación con las centrales eléctricas de ciclo combinado proyectadas por Unión Fenosa y con los centros de consumo de Castellón, Valencia y Zaragoza entre otras ciudades.

- **Distribución y Comercialización**

La distribución y comercialización de gas de Unión Fenosa se realiza a través de las empresas Gas Directo²⁴¹, Unión Fenosa Gas Comercializadora y Unión Fenosa Comercial.

Corresponde a la actividad de distribución prever la demanda de los clientes a tarifa²⁴², la energía necesaria para atenderla y realizar la gestión comercial de los clientes que se mantengan a tarifa en su zona de mercado. Las compras²⁴³ de energía proceden del mercado mayorista y de los excedentes aportados por los generadores en Régimen Especial situados dentro de su red.

➤ **TELECOMUNICACIONES**

Unión Fenosa cuenta con un positivo posicionamiento estratégico en el sector de las telecomunicaciones en España. Está presente en todos los segmentos de este sector: telefonía móvil, telecomunicaciones por banda ancha, Internet y televisión por cable.

²⁴⁰ El acuerdo rige para un periodo de 25 años prorrogable por otro periodo de igual duración, disponiendo de hasta 8bcm anuales de gas procedente de Egipto.

²⁴¹ Participada en un 40 por ciento por Cepsa.

²⁴² Unión Fenosa atiende en España a más de 3 millones de clientes en las comunidades de Galicia, Castilla-León y Castilla-La Mancha.

²⁴³ Las compras de energía para los clientes a tarifa ascendieron a 23.651 millones de kW, un 73 por ciento se adquirió en el mercado libre (*pool* de energía) y un 27 por ciento a los productores en Régimen Especial.

La mayor parte de las inversiones del Grupo en el sector están concentradas en el grupo Auna²⁴⁴, segundo operador integral de telecomunicaciones en España y en el que Unión Fenosa participa con un 18,7 por ciento de su capital. Ofrece a particulares, profesionales, empresas y operadores, servicios de comunicación y entretenimiento: telefonía fija, comunicaciones móviles, televisión por cable, acceso a Internet, *packs* de servicios integrados, transmisión de datos y soluciones avanzadas para empresas, entre otros.

Otras empresas del sector de las telecomunicaciones en las que participa Unión Fenosa son: Retevisión, Amena²⁴⁵, Aunacable y Eresmas.

➤ INVERSIONES INTERNACIONALES

Unión Fenosa Internacional es la empresa del Grupo responsable de las inversiones en el exterior. Actualmente el Grupo posee participaciones en los sectores de generación, distribución de electricidad y gas, especialmente en Latinoamérica. Unión Fenosa genera electricidad en México²⁴⁶, República Dominicana²⁴⁷, Colombia²⁴⁸, Panamá y Kenia. La potencia total en el exterior es de 2.614 MW, de los cuales 1.550 MW son ciclos combinados de gas y el resto, centrales hidráulicas y térmicas convencionales.

Asimismo, distribuye gas y electricidad a más de cuatro millones de clientes en Nicaragua, Colombia, Costa Rica, Panamá, Guatemala, Uruguay, Moldavia, Reino Unido y posee una participación del 9,16 por ciento en Meralco, empresa que suministra electricidad en Manila (Filipinas).

➤ SOLUZIONA

Proporciona servicios profesionales para el desarrollo, el control, la gestión económica, la organización y RRHH en los sectores relacionados con la ingeniería, la calidad y el medioambiente, las telecomunicaciones y servicios de consultoría. El negocio de Solucionna se extiende a 28 países del mundo entero.

➤ OTROS NEGOCIOS

El Grupo Unión Fenosa realiza otras actividades, que por tratarse de sectores que no forman parte del “*core business*” de la empresa, se agrupan bajo el título de otros negocios.

- Cepsa (4,99 por ciento Unión Fenosa): Desarrolla actividades de exploración y producción de crudo, refino, transporte y comercialización de derivados del petróleo y elaboración de productos químicos.

²⁴⁴ Es el operador resultante de la integración del negocio de telecomunicaciones de Retevisión y los operadores de cable del Grupo (Menta, Madritel, Able, Supicable, Canarias Telecom y Med Telecom).

²⁴⁵ Es el operador de telefonía móvil.

²⁴⁶ Empresas participadas: Hermosillo (1998), G.A.P. (1999), Naco-Nogales y Tuxpan (2000).

²⁴⁷ Empresas participadas: Edenorte-Edesur (1999) y Palamara-La Vega (2000).

²⁴⁸ Empresas participadas: Epsa y Electrocosta-Electricaribe (2000)

- Lignitos de Meirama (100 por cien Unión Fenosa): Es la cabecera de las actividades mineras del Grupo. Su actividad principal radica en la explotación del yacimiento de carbón (lignito pardo) de Meirama.
- General de Edificios y Solares (100 por cien Unión Fenosa): Responsable de administrar el patrimonio inmobiliario no eléctrico del Grupo.

❖ ESTRUCTURA SOCIETARIA DE HIDROCANTÁBRICO

Hidrocantábrico está estructurado en distintas sociedades, que dividen las actividades de la compañía. La estructura societaria básica se puede resumir de la siguiente forma:

➤ HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN

Desarrolla la actividad no regulada de producción o generación de energía eléctrica. Las provincias españolas donde existen instalaciones de generación de energía eléctrica de Hidrocantábrico son Asturias, Navarra y Guadalajara. La potencia de generación en MW de las distintas fuentes de energía es:

- Hidráulica: 427
- Térmica de carbón: 1.574
- Térmica de ciclo combinado: 400
- Nuclear: 165

➤ HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Se constituyó el 1 de enero de 2000, tiene por objeto las actividades reguladas de transporte y distribución, así como el suministro de energía a clientes sujetos a tarifa.

➤ HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA

Hidrocantábrico desarrolla la actividad de comercialización y prestación de servicios energéticos a clientes cualificados a través de su filial Hidrocantábrico Energía S.A. La creación de esta filial dedicada cien por cien a llevar a cabo esta actividad comercializadora, se encuadra en el marco de la Ley 54/1997, mediante la cual se dispone que las empresas eléctricas separen contable y jurídicamente las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización.

➤ HIDROCANTÁBRICO GAS DE ASTURIAS

A través de esta filial, 100 por cien propiedad del Grupo Hidrocantábrico, desarrolla la actividad de distribución y suministro de gas natural en el Principado de Asturias.

➤ TELECOMUNICACIONES

Hidrocantábrico cuenta con una importante participación en el sector de las telecomunicaciones por cable. Desde 1995 posee una participación del 45 por ciento en la sociedad Promotora de las Telecomunicaciones en Asturias (Spta), socio único de las operadoras Telecable de Oviedo, Gijón y Avilés, y en Castilla-León, mediante la participación del 29 por ciento en Retecal, operadora concesionaria del servicio integral de telecomunicaciones por cable de fibra óptica para el mercado castellano-leonés. Además, participa²⁴⁹ en un 20 por ciento en la compañía de telecomunicaciones Aló (1997) que cuenta con una red de banda ancha de más de 3.460 km de fibra óptica, más de 600.000 líneas de clientes, servidores y sistemas “inteligentes” y la tecnología “IP salto de frecuencia”, única en España.

➤ ENERGÍAS RENOVABLES

Hidrocantábrico participa en un 60 por ciento en el capital social²⁵⁰ de la empresa Sinae Energía y Medioambiente, constituida en 1998, empresa con amplia presencia en el campo de las energías renovables, tanto en el ámbito de la ingeniería y construcción de plantas, como en la promoción y participación de proyectos de esa naturaleza.

❖ ESTRUCTURAL SOCIETARIA DEL GRUPO ENEL-VIESGO

El 8 de enero de 2002, Viesgo fue adquirida por el grupo italiano Enel, quedando, en la actualidad, su estructura societaria de la siguiente forma:

➤ VIESGO GENERACIÓN

Está participada al 100 por cien por Enel Produzione S.P.A. (Italia). Tiene un parque instalado de 2.365 MW. El 40 por ciento en centrales de carbón, el 32 por ciento en centrales hidráulicas y de bombeo, y el 28 por ciento restante en centrales térmicas de gas / fuel.

• Centrales hidroeléctricas

Cuenta con un sistema de centrales hidroeléctricas, compuesto por tres agrupaciones de centrales localizadas en el norte de España. Dichos grupos son los siguientes:

- Agrupación Aguayo-Aguilar

Comprende las cuatro centrales hidroeléctricas de Aguayo, Torina, Besaya y Aguilar, que se encuentran en los ríos Torina, Besaya y Pisuergra, en las

²⁴⁹ Desde el año 1999.

²⁵⁰ Completan la participación en el capital social de Sinae el Grupo Caja Madrid y Mapfre Mutualidad con el 20 por ciento cada una de dichas empresas.

provincias de Palencia y Cantabria. Tiene una potencia instalada de 389 MW.

- Agrupación Navia

Está formada por las tres centrales de Arbón, Doiras y Silvón, que se encuentran en el río Navia. Tiene una potencia instalada de 162 MW.

- Agrupación Picos

Está compuesto por cinco centrales: las de Camarmeña y Arenas, que se encuentran en el río Cares, las de Urdón y La Paraya, situadas en los ríos Urdón y Aller, respectivamente, y la central de la Remolina, que se encuentra el Alto Esla, al norte de la provincia de León. La agrupación tiene una potencia total instalada de 117 MW.

- Centrales térmicas de carbón

Viesgo generación cuenta con cinco centrales térmicas de carbón, que son Puente Nuevo, Puertollano, Escucha, Cercs y Escatron, que tienen una potencia instalada combinada de 945 MW.

- Central de Puente Nuevo

Se encuentra en el término municipal de Espiel, 45 km al norte de la ciudad de Córdoba. Tiene una potencia instalada de 324 MW.

- Central de Puertollano

Se localiza en la carretera que va de Puertollano a Mestanza, a 4,2 km de Puertollano y a 40 km de Ciudad Real, en un área con baja densidad de población que se encuentra rodeada por un importante número de yacimientos de carbón. Tiene una potencia instalada de 221 MW.

- Central de Cercs

Se encuentra en el término municipal de Cercs, en el norte de la provincia de Barcelona, a 120 km de distancia de la capital. La central está situada junto al embalse La Baells, en río Llobregat. Tiene una potencia instalada de 160 MW.

- Central de Escucha

Situada en el término municipal de Escucha, en el norte de la provincia de Teruel, a 70 km de la capital. Tiene una potencia instalada de 160 MW.

- Central de Escatron

Se encuentra en el término municipal de Escatron, en el sudoeste de la provincia de Zaragoza, a 70 km de la capital. Está situada junto al río Ebro. Tiene una potencia instalada de 80 MW.

- Centrales térmicas de gas/fuel

- Central Bahía de Algeciras

Se encuentra en el área industrial de Puente Mayorga, en el término municipal de San Roque, en Campo de Gibraltar (Cádiz). Tiene una potencia instalada de 753 MW.

- ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN

Filial al 100 por cien de Enel Distribuzione S.P.A. (Italia). Distribuye alrededor de 5 TWh (teravatios hora) a unos 580.000 clientes, fundamentalmente en la comunidad de Cantabria, Galicia y zonas del norte de Castilla y León. Dispone de una infraestructura de 29.500 km de red y participaciones en las empresas Barras Eléctricas Galaicoasturiana S.A. (54,93 por ciento) y Viesgo Energía S.L. (100 por cien).

- VIESGO ENERGÍA

Filial al cien por cien de Electra de Viesgo Distribución. Es la comercializadora de Viesgo, que ofrece contratos de suministro de energía en todo el territorio nacional.

- ENEL VIESGO SERVICIOS

Es filial de las empresas italianas: Enel S.P.A (60 por ciento), Enel Produzione S.P.A. (20 por ciento) y Enel Distribuzione S.P.A. (20 por ciento).

- ❖ ESTRUCTURA SOCIETARIA DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Red Eléctrica de España (REE) se dedica exclusivamente al transporte de electricidad y a la operación de sistemas eléctricos. Desde su creación en 1985 se hizo cargo de la red de transporte y de la operación del sistema eléctrico español. Como operador del mercado, REE garantiza el equilibrio entre la producción y el consumo de energía, asegurando la calidad del suministro eléctrico en cada lugar y en todo momento. Su estructura societaria que integrada por las siguientes unidades:

- RED ELÉCTRICA TELECOMUNICACIONES

Constituida el 17 de noviembre de 2000. Filial al 100 por cien de REE, que realiza una oferta de circuitos de banda ancha de muy alta capacidad y gran calidad, así como una amplia variedad de servicios en el ámbito de Internet

(alojamiento de centros de datos, hospedaje de sitios *web*, servicios de provisión de aplicaciones ASP, gestión de redes *Intranet* y otros). Dispone de una red de fibra óptica de más de 10.000 km, sobre la que presta servicios de telecomunicaciones a terceros (telefonía, telecontrol y teleprotección operando bajo la marca Albura²⁵¹).

➤ RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL

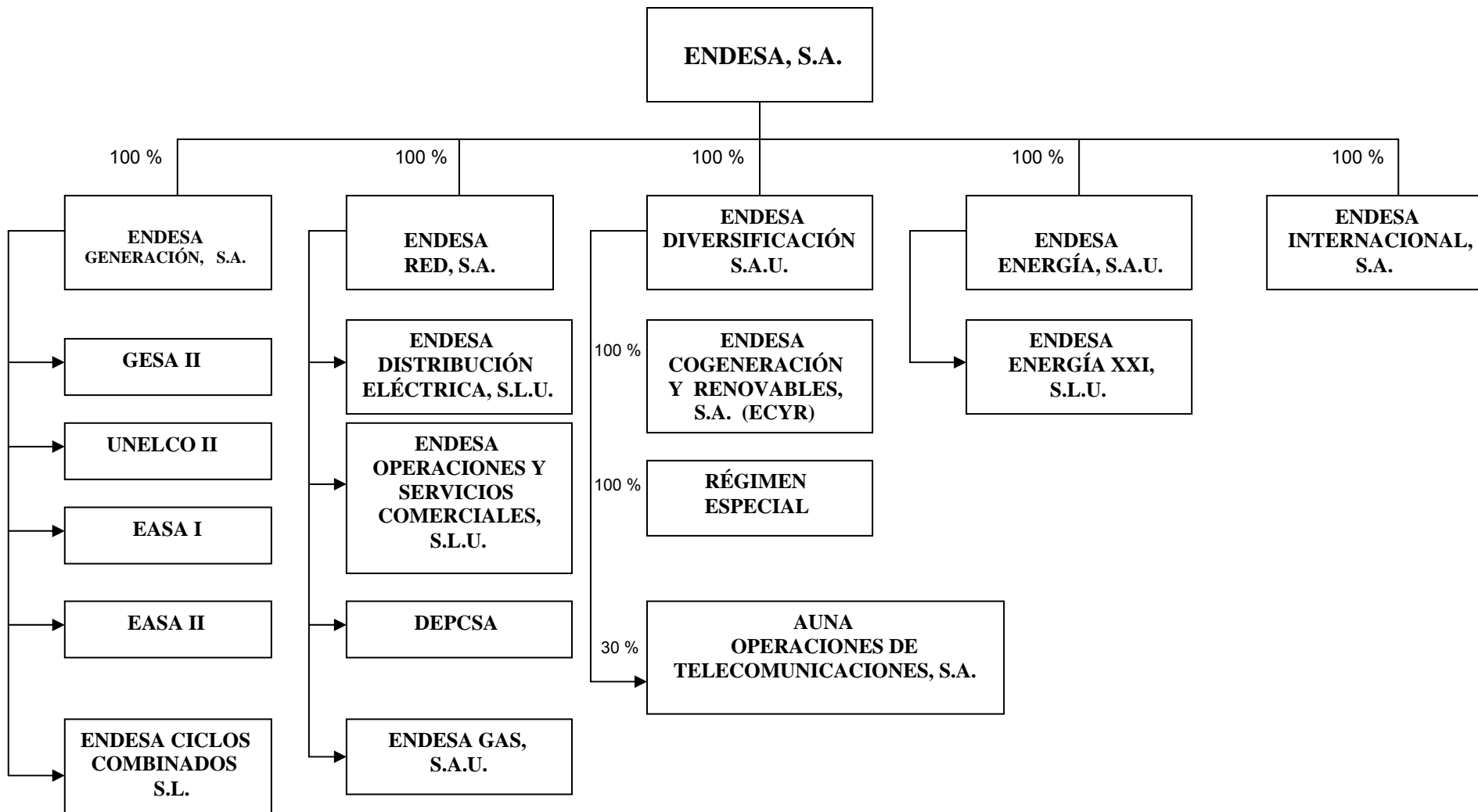
Constituida con fecha el 23 de febrero de 2001, con un capital de 60 millones de euros. Filial al 100 por cien de REE, que canaliza y potencia los negocios del grupo en el exterior: inversión en la adquisición de empresas y de activos de transporte y proyectos de asesoría y consultoría que desarrolla en empresas participadas por REE como Redesur (30 por ciento) y Tenedora de Acciones de Redesur, que a su vez coparticipan con un 21,87 por ciento en el capital de la compañía Redinsur, y Transportadora de Electricidad²⁵² de la que REE dispone del 99,94 por ciento de su capital accionario, y que controla su filial Cybercia con el 67 por ciento de las acciones de la misma.

²⁵¹ Albura, constituida en noviembre de 2001, es la marca comercial de Red Eléctrica Telecomunicaciones (RET), ofrece una extensa gama de servicios de banda ancha y de comunicación de datos dirigidos a operadores de telecomunicaciones, proveedores de acceso a Internet (ISP's), grandes corporaciones y administraciones públicas. El catálogo de productos incluye servicios de transporte y capacidad como: "alburaoptico", "alburalink" y "alburametro"; servicios mayoristas ADSL: "alburadsl" y servicios de datos. Albura es una empresa 100 por cien de REE, con un capital social de 150 millones de euros.

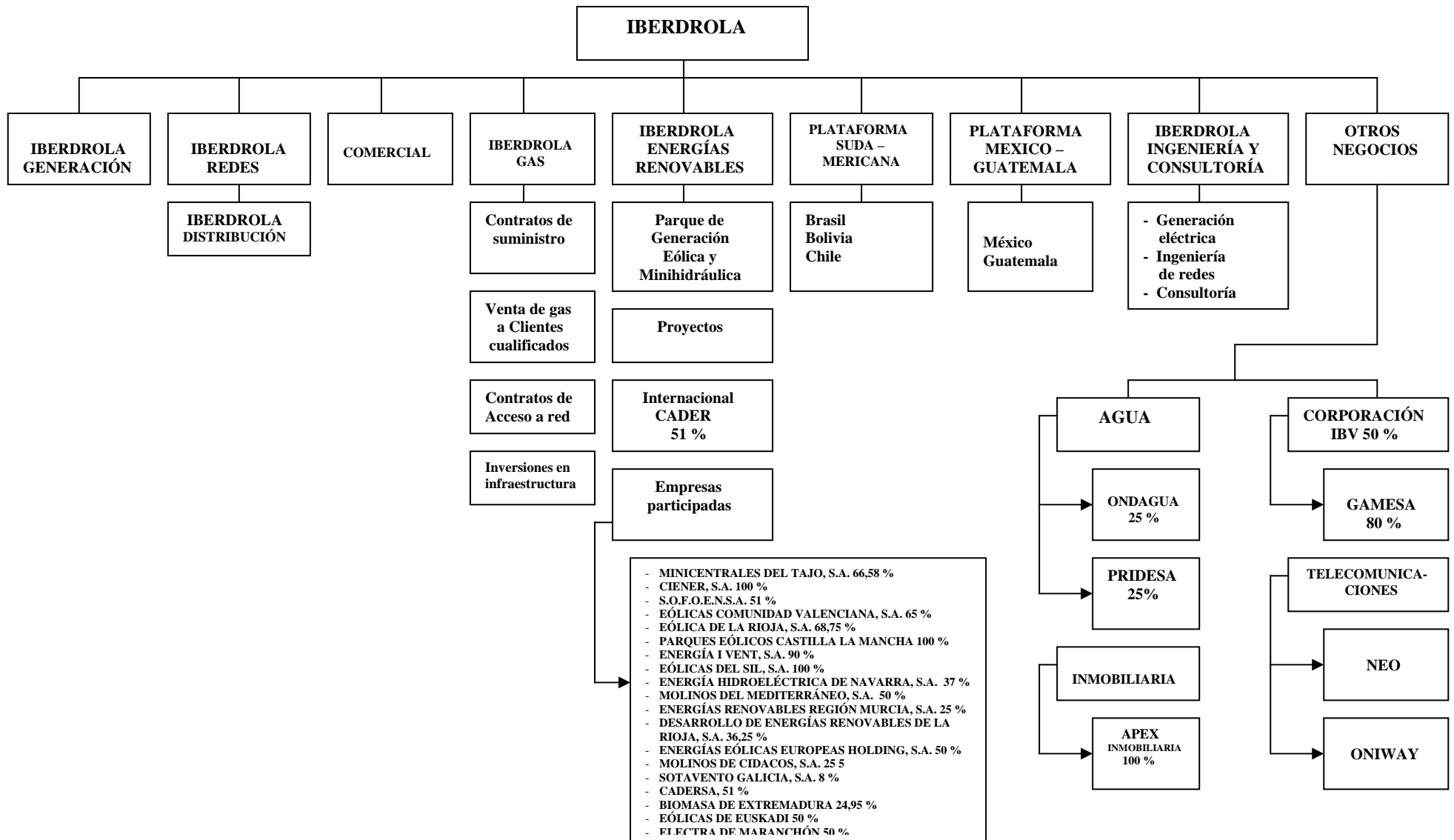
²⁵² Empresa boliviana, propietaria y operadora del Sistema Interconectado Nacional boliviano (SIN), que atiende al 85 por ciento del mercado nacional

ESQUEMA 3.4 ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO ENDESA

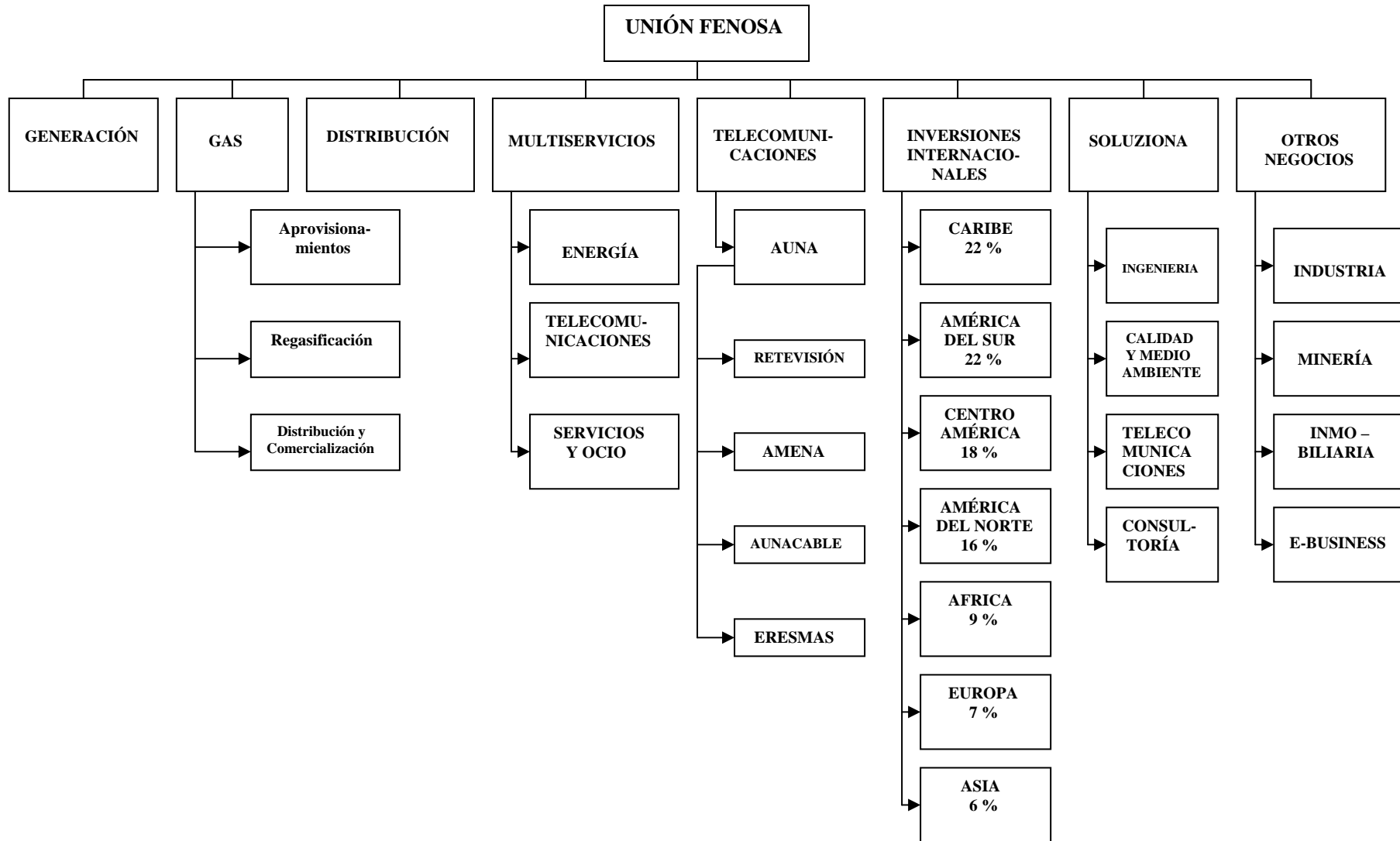
TRAS EL PROYECTO DE FUSIÓN POR ABSORCIÓN DE ENDESA TELECOMUNICACIONES, S.A.U. A FAVOR DE ENDESA DIVERSIFICACIÓN, S.A.U. (Enero 2004)



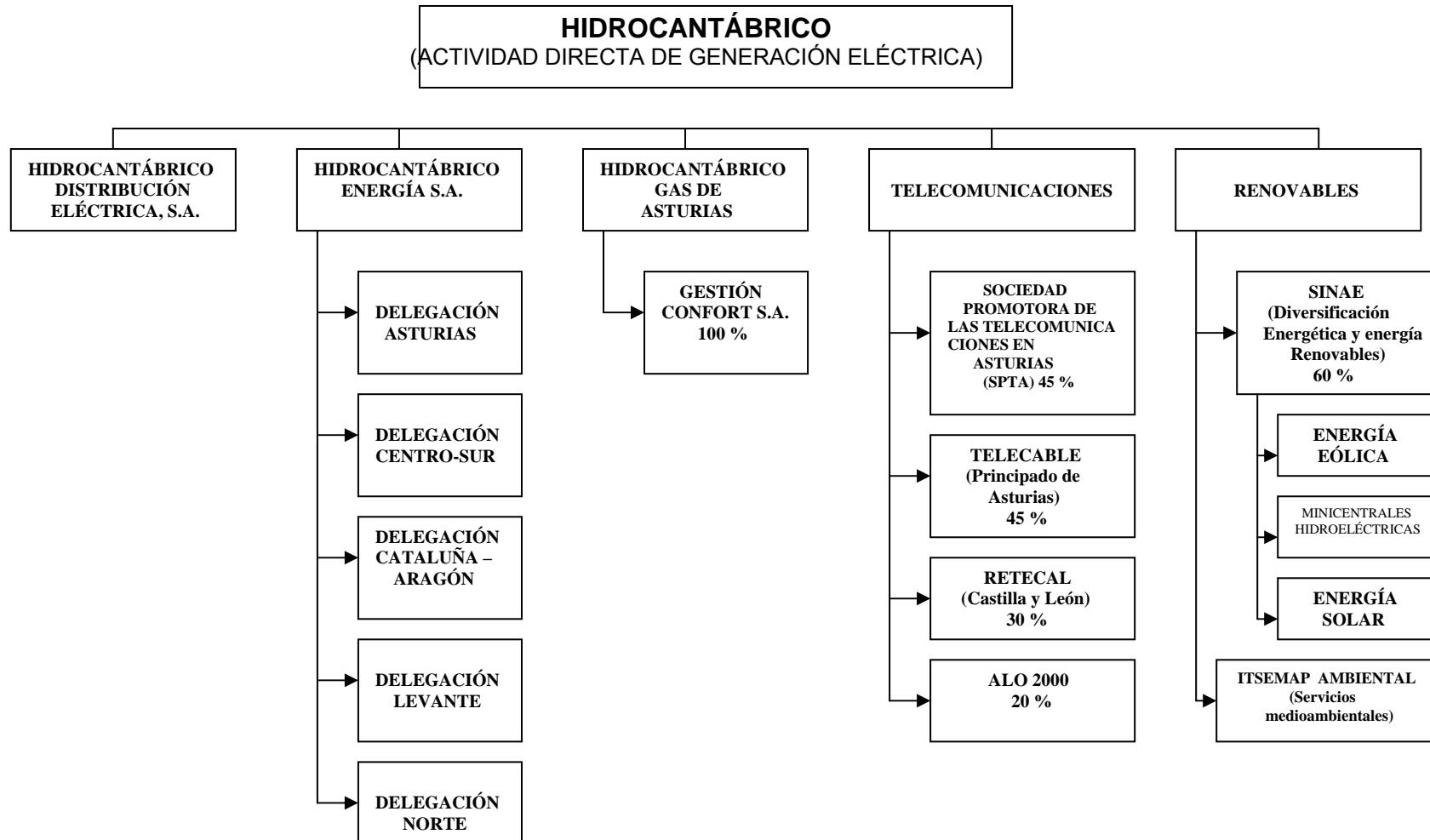
ESQUEMA 3.5 ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO IBERDROLA (Enero 2003)



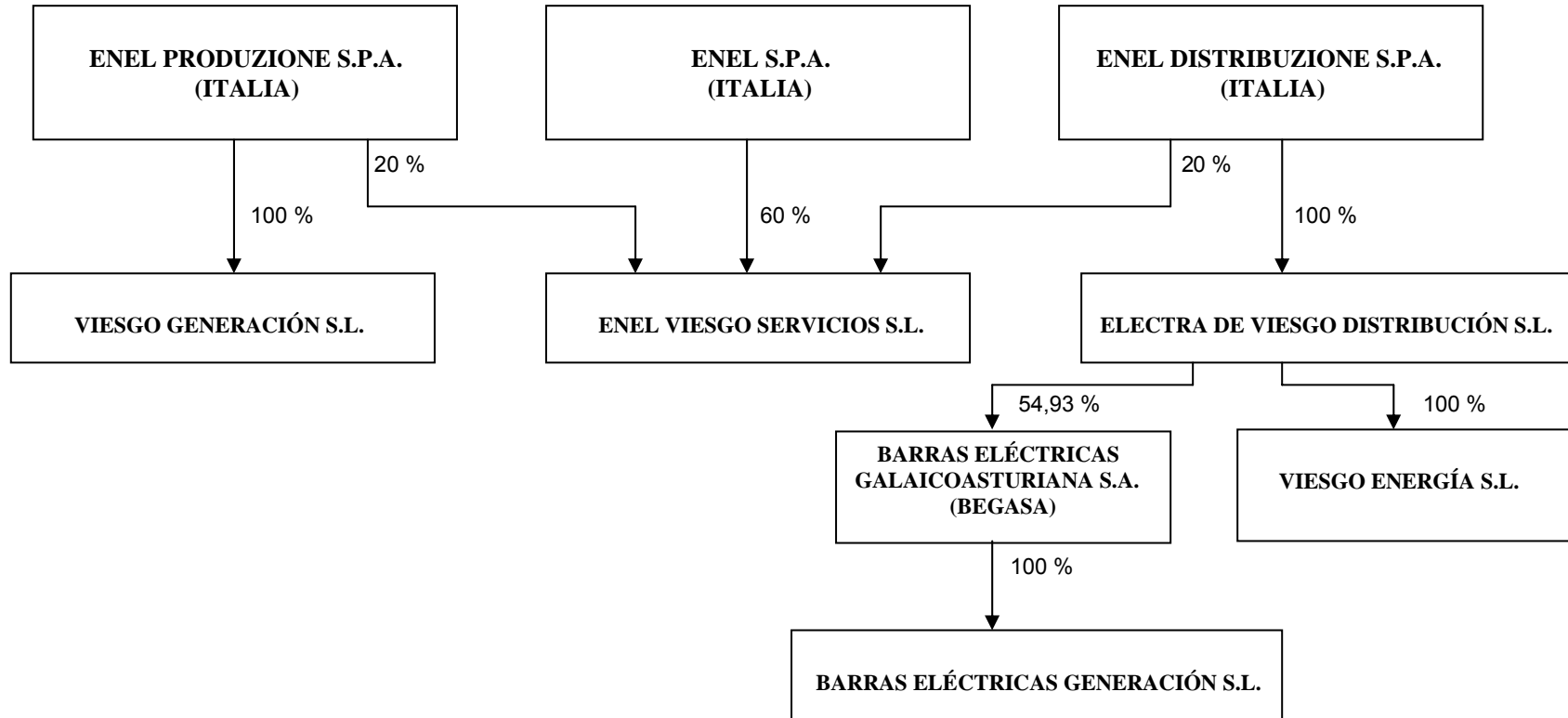
ESQUEMA 3.6. ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO UNIÓN FENOSA (Enero 2003)



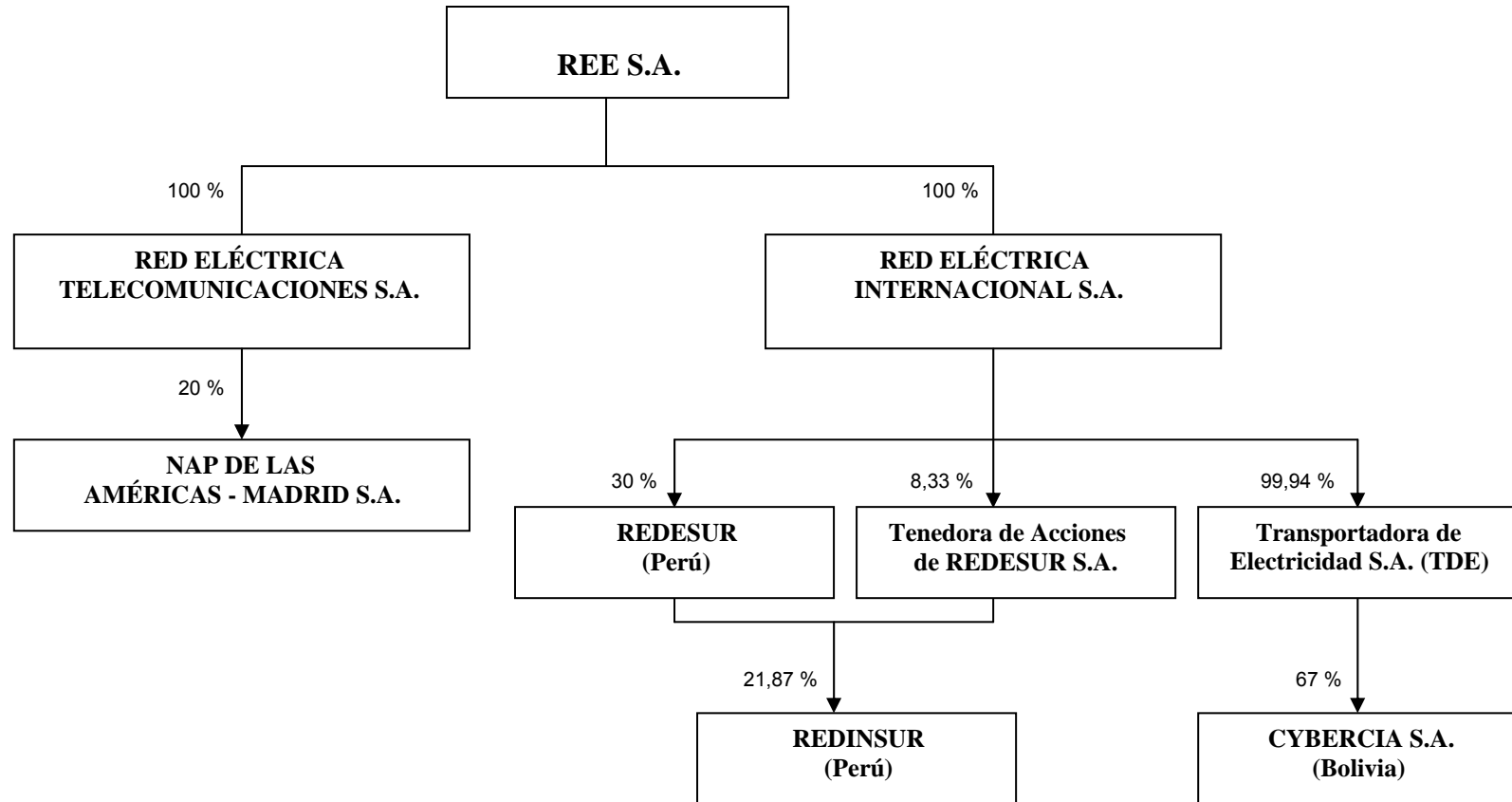
ESQUEMA 3.7. ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO HIDROCANTÁBRICO (Enero 2003)



ESQUEMA 3.8. GRUPO ENEL – VIESGO (SITUACIÓN ACTUAL)

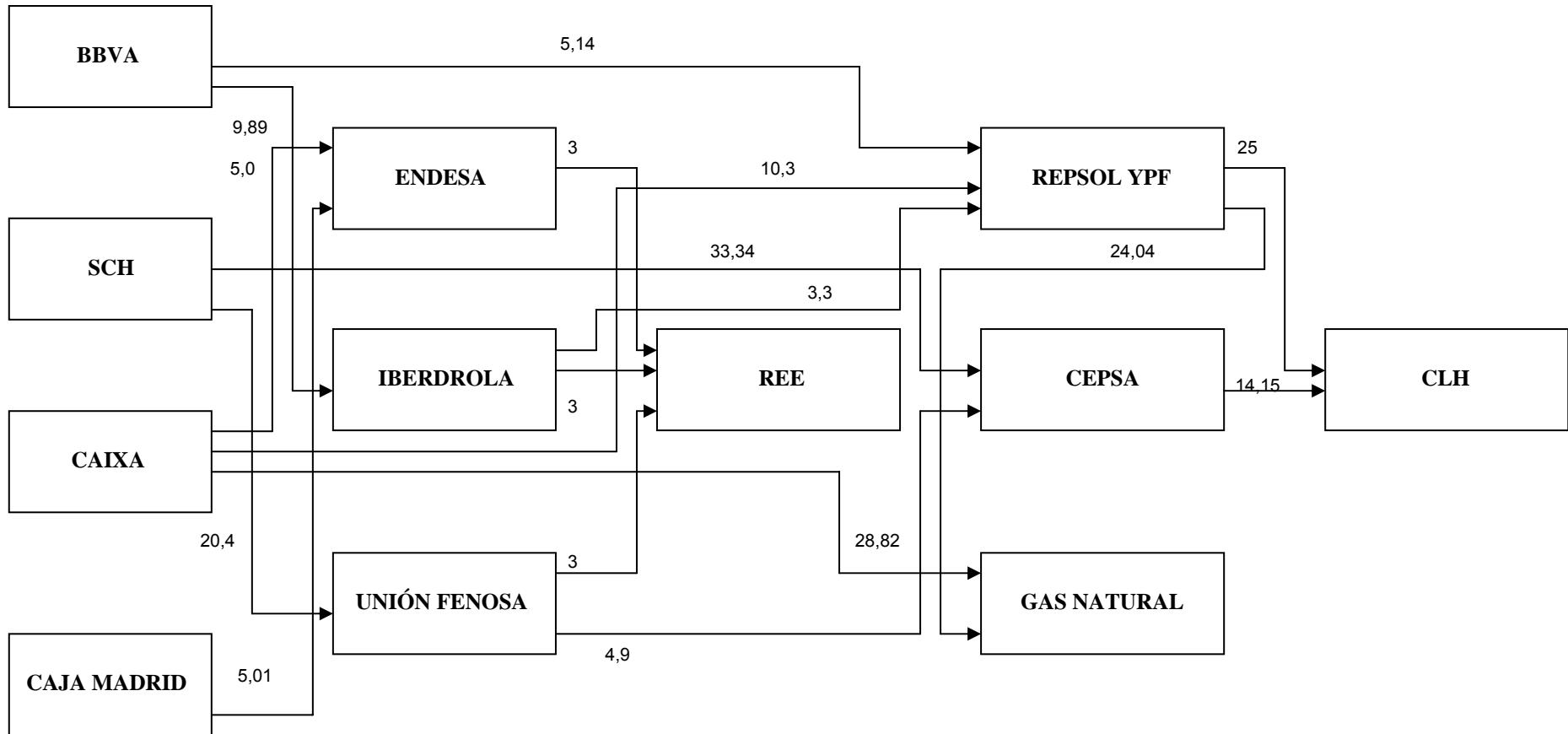


ESQUEMA 3.9. ESTRUCTURA SOCIETARIA DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A.



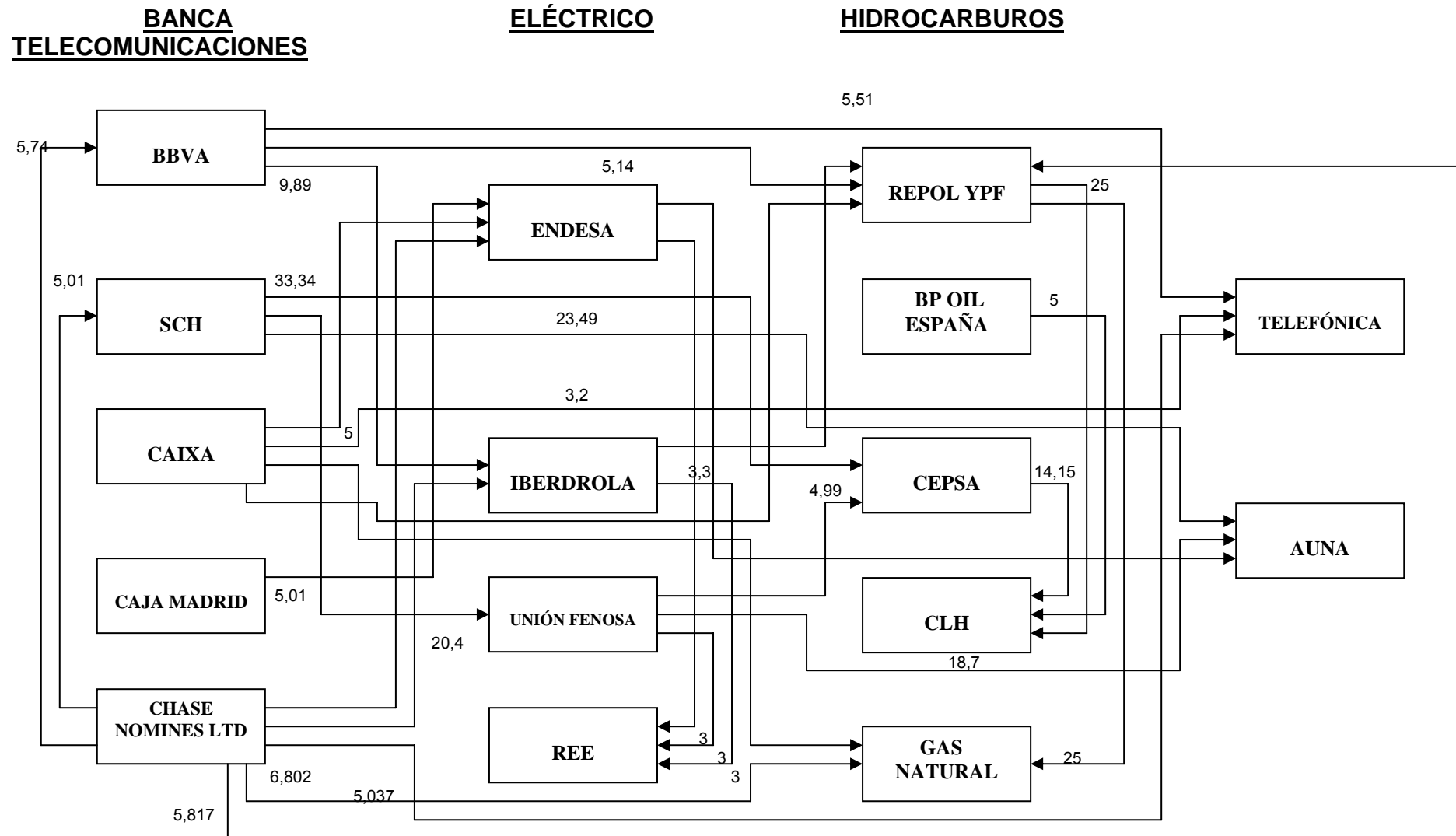
ESQUEMA 3.10 PARTICIPACIONES ACCIONARIAS (%)

Datos obtenidos de la CNMV a 18 de julio de 2003



ESQUEMA 3.11 PARTICIPACIONES ACCIONARIAS (%)

Datos obtenidos de la CNMV a 18 de julio de 2003



3.5 LA SITUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA.

Subdividiremos el presente epígrafe relativo a la situación económico-financiera en los siguientes subapartados:

- Actividades eléctricas reguladas: balance y resultados (3.5.1).
- Actividades eléctricas liberalizadas: balance y resultados (3.5.2).
- Ratios económicos financieros de las actividades reguladas y liberalizadas (3.5.3).
- Valoración (3.5.4)
- Valor añadido (3.5.5)

En el subsector de las actividades eléctricas reguladas, las empresas que engloba cada grupo son:

Endesa

- Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.
- Energías de Aragón I, S.L.U. (Easa)
- Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A. (Depsa)

Iberdrola

- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
- Eléctrica Conquense Distribución, S.A. (53,59 %)

Unión Fenosa

- Unión Fenosa Distribución, S.A.
- Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A. (Begasa) (44,49 %)
- Eléctrica Conquense Distribución, S.A. (46,41 %)
- Electra de Jallas, S.A.
- Hidroeléctrica del Zarzo, S.A.

Cantábrico

- Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U.

Viesgo

- Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.
- Barras Eléctricas Galaico-Asturiana, S.A. (Begasa) (55,01 %)

REE

- Red Eléctrica de España, S.A.

Inalta

- Infraestructuras de Alta Tensión, S.A.

Resto de Empresas

- Estabanell y Pahisa Energía, S.A.
- Bassols Energía, S.A.
- Cía. Melillense de Gas y Electricidad, S.A. (Gaselec)
- Productora Eléctrica Urgelense, S.A. (Peusa)
- Sociedad Cooperativa Ltda. Benéfica "San Francisco de Asís"
- Electra Caldense, S.A.
- Empresa del Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U
- Agri-Energía Eléctrica, S.A.
- Eléctrica del Ebro, S.A.
- Hidroeléctrica de Guadiela I, S.A.
- Industrias Pecuarias de los Pedroches, S.A.
- Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.
- Distribuidora Eléctrica del Sil, S.L.

Respecto a periodos anteriores, en este análisis se han agregado, en Unión Fenosa, los datos de Electra del Jallas, S.A. e Hidroeléctrica del Zarzo, S.A., y, en Resto de Empresas, los correspondientes a Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A. y Distribuidora Eléctrica del Sil, S.L. En este mismo grupo la empresa Cía. Hispano Marroquí de Gas y Electricidad, S.A. cambia su denominación por Cía. Melillense de Gas y Electricidad, S.A. (Gaselec).

En el subsector de las actividades eléctricas liberalizadas, las empresas de cada grupo son:

Endesa

- Endesa Generación, S.A.
- Endesa Energía, S.A.U.
- Endesa Ciclos Combinados, S.L.
- Energías de Aragón II, S.L. (Easa)
- Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Gesa)
- Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (Unelco)

Iberdrola

- Iberdrola Generación, S.A.
- Eléctrica Conquense, S.A. (53,59 %)

Unión Fenosa

- Unión Fenosa Generación, S.A.
- Unión Fenosa Comercial, S.L.
- Eléctrica Conquense, S.A. (46,41 %)

Cantábrico

- Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

Viesgo

- Viesgo Generación, S.L.

Resto de Empresas

- Elcogás, S.A. (Central Térmica G.I.C.C.)
- Navarro Generación, S.A.
- Bassols Energía Comercial, S.L.

Con relación al Resto de Empresas, al no ser la configuración del grupo homogénea, no se establece comparación alguna entre los datos de sus actividades reguladas y los de las liberalizadas.

Los datos que se presentan en el balance y en la cuenta de pérdidas y ganancias se realizan por medio de la agregación de los mismos. Por otra parte, conviene destacar que en algunos epígrafes del activo y del pasivo, la variación porcentual respecto al mismo periodo del año anterior puede ser significativa. Esa variación se explica por la venta de las redes de transporte de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa y por la reordenación de los grupos Cantábrico y Viesgo.

En los ingresos de explotación se observa una disminución generalizada, tanto en las actividades reguladas (distribución) como en las actividades liberalizadas. Esto se debe, entre otros factores, al trasvase de clientes de actividades reguladas a liberalizadas (comercialización), a la venta de las redes de transporte y al descenso de los precios del mercado mayorista. Esa disminución muy importante en el primer trimestre, se ha moderado con el cómputo de las operaciones agregadas hasta el tercer trimestre.

3.5.1. ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS: BALANCE Y RESULTADOS

CUADRO 3.4

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS											
BALANCE DE SITUACIÓN (Millones de Euros) 30 de Septiembre de 2003	TOTAL	Estructur (%)	Variación año anterior (%)	DISTRIBU CIÓN	Estructur (%)	Variación año anterior	% S/Total	TRANS PORTE	Estructur	Variación año anterior	% S/Total
INMOVILIZADO	19.778,56	85,9	9,7	16.030,47	85,3	-2,1	81,0	3.748,09	88,4	126,5	19,0
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	183,55	0,8	-0,3	151,48	0,8	-14,3	82,5	32,07	0,8	337,5	17,5
ACTIVO CIRCULANTE	3.072,54	13,3	-16,9	2.614,06	13,9	-23,9	85,1	458,48	10,8	74,8	14,9
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	23.034,65	100	5,1	18.796,01	100	-6,0	81,6	4.238,64	100	120,3	18,4
FONDOS PROPIOS	7.281,48	31,6	1,5	6.372,62	33,9	0,2	87,5	908,86	21,4	12,0	12,5
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	2.088,23	9,1	16,4	860,64	9,9	16,5	89,1	227,59	5,4	15,3	10,9
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	1.887,25	8,2	-3,6	1.860,40	9,9	-4,0	98,6	26,85	0,6	37,8	1,4
ACREEDORES A LARGO PLAZO	7.473,55	32,4	9,3	4.956,46	26,4	-22,1	66,3	2.517,09	59,4	434,1	33,7
PASIVO CIRCULANTE	4.304,14	18,7	3,5	3.745,89	19,9	0,4	87,0	558,25	13,2	31,3	13,0

CUADRO 3.5

BALANCE DE SITUACIÓN (Millones de Euros) 30 de Septiembre de 2003	DISTRIBUCIÓN						TRANSPORTE	
	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	CANTA BRICO	VIESGO	RESTO EMPRESAS	REE	INALTA
INMOVILIZADO	7.597,28	4.179,32	2.826,22	533,42	704,81	189,42	3.000,52	747,57
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	149,68	0,00	0,00	0,00	0,80	1,00	20,79	11,28
ACTIVO CIRCULANTE	1.190,04	596,25	433,17	95,64	224,52	74,44	307,41	151,07
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	8.937,00	4.775,57	3.259,39	629,06	930,13	264,86	3.328,72	909,92
FONDOS PROPIOS	2.753,26	1.996,89	1.151,76	208,91	93,35	168,45	851,67	57,19
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.105,81	227,65	388,70	44,46	82,24	11,78	227,59	0,00
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	1.666,16	88,94	64,25	3,52	35,98	1,55	26,85	0,00
ACREEDORES A LARGO PLAZO	2.106,89	1.379,15	1.138,57	278,39	20,44	33,02	1.807,21	709,88
PASIVO CIRCULANTE	1.304,88	1.082,94	516,11	93,78	698,12	50,06	415,40	142,85

Los datos económicos financieros del subsector de las actividades reguladas se presentan desglosados en distribución y transporte. Los de transporte se refieren exclusivamente a REE e Inalta (ha iniciado sus actividades en 2003). Las cifras que por esta misma actividad reflejan el resto de los grupos están incluidas en su actividad de distribución.

Por grupos, Endesa participa con el 38,8 por ciento de los activos (y pasivos) del subsector, Iberdrola con el 20,7 por ciento, Unión Fenosa con el 14,1 por ciento, Cantábrico con el 2,7 por ciento, Viesgo con el 4 por ciento, Resto de Empresas con el 1,1 por ciento y REE e Inalta con el 14,5 por ciento y 4 por ciento, respectivamente, en sólo transporte.

Del total de activos del subsector, el inmovilizado supone el 85,9 por ciento y el circulante el 13,3 por ciento.

Del total de pasivos del subsector, los fondos propios suponen el 31,6 por ciento, los acreedores a largo plazo el 32,4 por ciento y el circulante el 18,7 por ciento.

CUADRO 3.6

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS

PORCENTAJES RELATIVOS AL BALANCE DE SITUACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	ENDESA				IBERDROLA			
	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INMOVILIZADO	85,0	3,8	47,4	38,4	87,5	-1,3	26,1	21,1
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1,7	-14,7	98,8	81,5	0,0	0,0	0,0	0,0
ACTIVO CIRCULANTE	13,3	6,9	45,5	38,7	12,5	-60,4	22,8	19,4
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	3,8	47,5	38,8	100	-16,8	25,4	20,7
FONDOS PROPIOS	30,8	13,5	43,2	37,8	41,8	1,1	31,3	27,4
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	12,4	19,6	59,4	53,0	4,8	20,7	12,2	10,9
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	18,6	-1,0	89,6	88,3	1,9	21,5	4,8	4,7
ACREEDORES A LARGO PLAZO	23,6	-10,6	42,5	28,2	28,9	-43,7	27,8	18,5
PASIVO CIRCULANTE	14,6	7,4	34,8	30,3	22,7	2,8	28,9	25,2

CUADRO 3.7

PORCENTAJES RELATIVOS AL BALANCE DE SITUACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	UNIÓN FENOSA				CANTÁBRICO			
	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INMOVILIZADO	86,7	-11,5	17,6	14,3	84,8	6,0	3,3	2,7
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ACTIVO CIRCULANTE	13,3	2,3	16,6	14,1	15,2	-38,2	3,7	3,1
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	-9,9	17,3	14,1	100	-4,4	3,3	2,7
FONDOS PROPIOS	35,3	-5,0	18,1	15,8	33,2	7,4	3,3	2,9
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	11,9	4,8	20,9	18,6	7,1	20,1	2,4	2,1
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	2,0	-48,6	3,5	3,4	0,6	220,0	0,2	0,2
ACREEDORES A LARGO PLAZO	34,9	-3,1	23,0	15,2	44,3	-14,6	5,6	3,7
PASIVO CIRCULANTE	15,8	-29,5	13,8	12,0	14,9	-5,9	2,5	2,2

CUADRO 3.8

PORCENTAJES RELATIVOS AL BALANCE DE SITUACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	VIESGO				RESTO EMPRESAS			
	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INMOVILIZADO	75,8	-25,8	4,4	3,6	71,5	3,4	1,2	1,0
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,1	77,8	0,5	0,4	0,4	194,1	0,7	0,5
ACTIVO CIRCULANTE	24,1	42,4	8,6	7,3	28,1	-9,0	2,8	2,4
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	-16,0	4,9	4,0	100	-0,2	1,4	1,1
FONDOS PROPIOS	10,0	-76,5	1,5	1,3	63,6	8,8	2,6	2,3
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	8,8	26,9	4,4	3,9	4,4	6,5	0,6	0,6
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	3,9	-27,9	1,9	1,9	0,6	-64,3	0,1	0,1
ACREEDORES A LARGO PLAZO	2,2	12,2	0,4	0,3	12,5	-3,7	0,7	0,4
PASIVO CIRCULANTE	75,1	22,1	18,6	16,2	18,9	-17,7	1,3	1,2

CUADRO 3.9

PORCENTAJES RELATIVOS AL BALANCE DE SITUACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	REE				INALTA			
	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INMOVILIZADO	90,1	81,3	80,1	15,2	82,2		19,9	3,8
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,6	183,6	64,8	11,3	1,2		35,2	6,1
ACTIVO CIRCULANTE	9,2	17,2	67,0	10,0	16,6		33,0	4,9
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	73,0	79	14,5	100		21,5	4,0
FONDOS PROPIOS	25,6	5,0	93,7	11,7	6,3		6,3	0,8
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	6,8	15,3	100,0	10,9			0,0	
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	0,8	37,8	100,0	1,4			0,0	
ACREEDORES A LARGO PLAZO	54,3	283,5	71,8	24,2	78,0		28,2	9,5
PASIVO CIRCULANTE	12,5	-2,3	74,4	9,7	15,7		25,6	3,3

En los cuadros anteriores se puede observar la estructura de cada grupo así como su variación respecto al mismo periodo del año anterior y la participación de cada masa patrimonial respecto a la actividad y al subsector y, en los cuadros siguientes se detalla la cuenta de pérdidas y ganancias del periodo considerado.

CUADRO 3.10

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS								
RESULTADOS (Millones de euros) NUEVE PRIMEROS MESES 2003	TOTAL	Variación año anterior	DISTRIBUCIÓN	Variación año anterior	%	TRANSPORTE	Variación año anterior	%
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	10.329,19	-2,0	9.579,55	-4,5	92,7	749,64	4,2	7,3
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	9.142,12	-2,0	8.618,18	-3,8	94,3	523,94	41,1	5,7
= RESULTADO NETO EXPLOTACIÓN	1.187,07	-2,4	961,37	-10,9	81,0	225,70	63,7	19,0
- Resultados Financieros	258,39	-0,3	187,45	-26,0	72,5	70,94	1.112,6	27,5
- Resultados Extraordinarios	-525,85	825,5	-539,10	960,6	102,5	13,25	34,7	-2,5
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.454,53	64,4	1.313,02	72,2	90,3	141,51	15,8	9,7
- Impuestos	269,64	-9,3	213,89	-14,7	79,3	55,75	19,3	20,7
= RESULTADO NETO	1.184,89	101,7	1.099,13	114,7	92,8	85,76	13,7	7,2
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	1.893,17	57,8	1.648,42	57,6	87,1	244,75	59,2	12,9
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	1.895,35	3,6	1510,66	-6,3	79,7	384,69	78,0	20,3

CUADRO 3.11

RESULTADOS (Millones de euros) NUEVE PRIMEROS MESES 2003	DISTRIBUCIÓN						TRANSPORTE	
	EMPRESAS	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	CANTÁBRICO	VIESGO	RESTO EMPRESAS	REE
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	4.212,21	3.350,67	1.339,70	324,03	238,24	114,70	674,32	75,32
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	3.764,73	3.045,22	1.201,11	294,62	219,88	92,62	475,27	48,67
= RESULTADO NETO EXPLOTACIÓN	447,48	305,45	138,59	29,41	18,36	22,08	199,05	26,65
- Resultados Financieros	100,06	44,66	20,98	9,45	14,33	-2,03	43,02	27,92
- Resultados Extraordinarios	-471,18	14,25	-73,83	-3,22	-2,15	-2,97	13,31	-0,06
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	818,60	246,54	191,44	23,18	6,18	27,08	142,72	-1,21
- Impuestos	132,28	21,79	46,16	8,11	2,17	3,38	55,75	0,00
= RESULTADO NETO	686,32	224,75	145,28	15,07	4,01	23,70	86,97	-1,21
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	938,34	375,95	237,97	36,45	27,59	32,12	215,18	29,57
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	699,50	456,65	231,28	50,79	41,94	30,50	327,26	57,43

Los ingresos de explotación del subsector, en el periodo considerado, han ascendido a 10.329,19 millones de euros, registrando una disminución, respecto al mismo periodo del año anterior, del 2 por ciento.

El resultado neto de explotación, de 1.187,07 millones de euros, registra una disminución del 2,4 por ciento, reflejando que la disminución del 2 por ciento en los gastos de explotación se ha visto absorbida, y ligeramente superada, por la disminución registrada en los ingresos.

Los resultados financieros del periodo suponen un gasto de 258,39 millones de euros y registran una disminución, respecto al mismo periodo del año anterior, del 0,3 por ciento. Los resultados extraordinarios suponen un ingreso de 525,85 millones de euros, registrando un incremento de más del 800 por ciento. De lo anterior resulta un beneficio antes de impuestos de 1.454,53 millones de euros, con un incremento del 64,4 por ciento, incremento que viene dado por los resultados extraordinarios, que absorben la disminución reflejada en el beneficio de explotación.

Lo impuestos suponen un gasto de 269,64 millones de euros, con una disminución del 9,3 por ciento.

El beneficio neto del periodo asciende a 1.184,89 millones de euros, lo que supone un incremento, frente al mismo periodo del año anterior, del 101,7 por ciento, básicamente motivado por los resultados extraordinarios.

El *cash flow*²⁵³ alcanza un importe de 1.893,17 millones de euros, con un crecimiento del 57,8 por ciento, suponiendo, a su vez, el 18,3 por ciento de los ingresos de explotación.

El EBITDA o *cash flow operativo*²⁵⁴ supone 1.895,35 millones de euros, ofreciendo un crecimiento, frente al mismo periodo del año anterior, del 3,6 por ciento, suponiendo, además, el 18,3 por ciento de los ingresos de explotación.

En los siguientes cuadros se detallan las variaciones porcentuales de cada grupo empresarial respecto de los valores registrados en cada uno de los escalones de la cuenta de pérdidas y ganancias, así como la participación de cada uno de ellos en su respectiva actividad y en el subsector eléctrico de las actividades reguladas, igualmente se detalla algunas partidas de los resultados del grupo Resto de Empresas con los importes de cada una de las empresas que lo componen.

CUADRO 3.12

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS

PORCENTAJES RELATIVOS A LOS RESULTADOS DE NUEVE PRMEROS MESES 2003	ENDESA			IBERDROLA		
	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	-1,7	44,0	40,8	-4,7	35,0	32,4
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-1,4	43,7	41,2	-3,3	35,3	33,3
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	-4,3	46,5	37,7	-16,9	31,8	25,7
- Resultados financieros	-23,4	53,4	38,7	-28,0	23,8	17,3
- Resultados extraordinarios	836,9	87,4	89,6	330,6	-2,6	-2,7
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	199,8	62,3	56,3	-21,0	18,8	16,9
- Impuestos	59,3	61,8	49,1	-80,0	10,2	8,1
= RESULTADO NETO	261,3	62,4	57,9	10,8	20,4	19,0
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	117,7	56,9	49,6	8,2	22,8	19,9
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	-1,3	46,3	36,9	-10,9	30,2	24,1

²⁵³ Entendido como los recursos generados en el periodo (resultado neto más amortizaciones).

²⁵⁴ Entendido como el resultado neto de explotación más amortizaciones del inmovilizado.

CUADRO 3.13

PORCENTAJES RELATIVOS A LOS RESULTADOS DE NUEVE PRMEROS MESES 2003	UNIÓN FENOSA			CANTÁBRICO		
	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	-9,1	14,0	13,0	-18,1	3,4	3,1
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-7,4	13,9	13,1	-20,3	3,4	3,2
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	-21,7	14,4	11,7	2,6	3,1	2,5
- Resultados financieros	-37,2	11,2	8,1	-7,2	5,0	3,7
- Resultados extraordinarios	1.649,5	13,7	14,0	770,3	0,6	0,6
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	29,5	4,6	13,2	42,1	1,8	1,6
- Impuestos	-5,4	21,6	17,1	42,0	3,8	3,0
= RESULTADO NETO	46,7	13,2	12,3	42,2	1,4	1,3
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	19,5	14,4	12,6	18,1	2,2	1,9
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	-16,5	15,3	12,2	9,5	3,4	2,7

CUADRO 3.14

PORCENTAJES RELATIVOS A LOS RESULTADOS DE NUEVE PRMEROS MESES 2003	VIESGO			RESTO EMPRESAS		
	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	-8,1	2,5	2,3	9,9	1,2	1,1
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-8,3	2,6	2,4	10,6	1,1	1,0
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	-6,0	1,9	1,5	7,1	2,3	1,9
- Resultados financieros	-17,5	7,6	5,5	1.094,1	-1,1	-0,8
- Resultados extraordinarios	121,7	0,4	0,4	545,7	0,6	0,6
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	179,6	0,5	0,4	27,4	2,1	1,9
- Impuestos	193,2	1,0	0,8	8,0	1,6	1,3
= RESULTADO NETO	147,2	0,4	0,3	30,8	2,2	2,0
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	125,4	1,7	1,5	26,5	1,9	1,7
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	4,1	2,8	2,2	9,3	2,0	1,6

CUADRO 3.15

PORCENTAJES RELATIVOS A LOS RESULTADOS DE NUEVE PRMEROS MESES 2003	REE			INALTA		
	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/actividad	Participación s/Subsector
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	32,5	90,0	6,5		10,0	0,7
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	28,0	90,7	5,2		9,3	0,5
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	44,4	88,2	16,8		11,8	2,2
- Resultados financieros	635,4	60,6	16,6		39,4	10,8
- Resultados extraordinarios	35,3	100,5	-2,5		0,5	0,0
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	16,8	100,9	9,8		-0,9	-0,1
- Impuestos	19,3	100,0	20,7		0,0	0,0
= RESULTADO NETO	15,3	101,4	7,3		-1,4	-0,1
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	40,0	87,9	11,4		12,1	1,6
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	51,4	85,1	17,3		14,9	3,0

CUADRO 3.16

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS					
DATOS RELATIVOS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DEL GRUPO RESTO DE EMPRESAS CORRESPONDIENTES A LOS NUEVE PRIMEROS MESES (Millones de euros)					
	Valor de la Producción	Resultado Actividades ordinarias	% sobre la producción n	Resultado neto del periodo	% sobre la producción n
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	22,99	6,17	26,8	7,98	34,7
ESTABANELL Y PAHISA ENERGÍA, S.A.	20,29	1,96	9,7	1,65	8,1
BASSOLS ENERGÍA, S.A.	13,30	3,14	23,6	1,89	14,2
EMPRESA DEL ALUMBRADO PÚBLICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.	11,13	3,01	27,0	2,47	22,2
COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A. (GASELEC)	9,69	2,39	24,7	2,04	21,1
AGRI-ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	6,46	0,15	2,3	0,32	5,0
INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.	5,22	1,20	23,0	1,34	25,7
HIDROELÉCTRICA DE GUADIELA I, S.A.	5,00	0,69	13,8	0,71	14,2
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A.	5,00	0,53	10,6	0,34	6,8
ELECTRA CALDENSE, S.A.	4,82	0,77	16,00	0,80	16,6
SOCIEDAD COOPERATIVA LTDA. BENÉFICA SAN FRANCISCO DE ASÍS	4,69	2,15	45,8	2,12	45,2
PRODUCTORA ELÉCTRICA URGELENSE, S.A.	4,46	1,73	38,8	1,80	40,4
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL SIL, S.L.	1,65	0,22	13,3	0,24	14,5
TOTALES	114,70	24,11	21,0	23,70	20,7

EMPRESAS INCLUIDAS EN LOS GRANDES GRUPOS EMPRESARIALES					
BARRAS ELECTRICIAS GALAICO-ASTURIANA. S.A.(1)	44,26	4,05	9,2	2,93	6,6
ELECTRICA CONQUENSE DISTRIBUCIÓN, S.A. (2)	9,49	0,85	9,0	0,55	5,8
ELECTRA DE JALLAS, S.A. (3)	9,44	2,95	31,3	3,01	31,9
HIDROELÉCTRICA DEL ZARZO, S.A. (3)	1,27	0,17	13,4	0,12	9,4

- (1) 45/55 % UNIÓN FENOSA/VIESGO
(2) 54/46 % IBERDROLA/UNIÓN FENOSA
(3) UNIÓN FENOSA

3.5.2 ACTIVIDADES ELÉCTRICAS LIBERALIZADAS: BALANCE Y RESULTADOS

CUADRO 3.17

SUBSECTOR ACTIVIDADES ELECTRICAS LIBERALIZADAS			
BALANCE DE SITUACIÓN (millones de euros)	TOTAL	Estructura (%)	Variación año anterior (%)
30 DE SEPTIEMBRE DE 2003			
INMOVILIZADO	26.164,22	88,3	4,2
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	40,35	0,1	-80,5
ACTIVO CIRCULANTE	3.420,51	11,5	-15,4
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	29.625,08	100	0,9
FONDOS PROPIOS	12.435,54	42,0	-1,3
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	398,43	1,3	-7,2
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	1.291,07	4,4	1,9
ACREEDORES A LARGO PLAZO	10.198,87	34,4	15,8
PASIVO CIRCULANTE	5.301,18	17,9	-15,2

CUADRO 3.18

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS LIBERALIZADAS						
BALANCE DE SITUACIÓN	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	CANTA BRICO	VIESGO	RESTO EMPRESA
30 DE SEPTIEMBRE DE 2003						
INMOVILIZADO	10.452,27	7.270,73	2.793,85	3.733,90	1.457,40	456,08
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	26,27	0,29	12,40	0,00	0,60	0,79
ACTIVO CIRCULANTE	1.569,10	794,30	480,21	145,26	320,00	111,63
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	12.047,64	8.065,32	3.286,46	3.879,16	1.778,00	568,50
FONDOS PROPIOS	5.460,19	4.255,20	652,79	1.660,14	380,70	26,52
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	79,31	267,43	12,73	3,63	0,60	34,73
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	1.037,64	55,72	57,91	80,29	52,50	7,01
ACREEDORES A LARGO PLAZO	3.883,78	2.640,98	1.589,49	1.905,81	0,90	177,91
PASIVO CIRCULANTE	1.586,72	845,99	973,54	229,29	1.343,30	322,34

Por grupos, Endesa participa con el 40,7 por ciento de los activos (y pasivos) del subsector, Iberdrola con el 27,2 por ciento, Unión Fenosa con el 11,1 por ciento, Cantábrico con el 13,1 por ciento, Viesgo con el 6 por ciento y Resto de Empresas con el 1,9 por ciento.

Del total de activos del subsector, el inmovilizado supone el 88,3 por ciento y el circulante el 11,5 por ciento. Del total del pasivo del subsector, los fondos propios suponen el 42 por ciento, los acreedores a largo plazo el 34,4 por ciento y el circulante el 17,9 por ciento.

En el cuadro 3.19 se puede observar la estructura de cada grupo así como la variación respecto al mismo periodo del año anterior y la participación de cada masa patrimonial respecto al subsector.

CUADRO 3.19

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS LIBERALIZADAS

PORCENTAJES RELATIVOS AL BALANCE DE SITUACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	ENDESA			IBERDROLA			UNIÓN FENOSA		
	Estructura	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Estructura	Variación año anterior	Participación s/Subsector
INMOVILIZADO	86,8	3,9	39,9	90,1	-2,6	27,8	85,0	17,6	10,7
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,2	-30,7	65,1	0,0	0,0	0,7	0,4	-12,9	30,7
ACTIVO CIRCULANTE	13,0	-22,4	45,9	9,8	-15,2	23,2	14,6	-6,1	14,0
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	-0,6	40,7	100	-4,0	27,2	100	13,2	11,1
FONDOS PROPIOS	45,3	5,1	43,9	52,8	2,2	34,2	19,9	-2,8	5,2
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,7	-20,7	19,9	3,3	-3,5	67,1	0,4	-2,3	3,2
PROVISIONES PARA RIESGOS Y Gastos	8,6	-1,6	80,4	0,7	213,	4,3	1,8	-15,9	4,5
ACREEDORES A LARGO PLAZO	32,2	1,7	38,1	32,7	-0,3	25,9	48,4	14,2	15,8
PASIVO CIRCULANTE	13,2	-18,8	29,9	10,5	-34,7	16,0	29,6	28,7	18,4

CUADRO 3.20

30 DE SEPTIEMBRE DE 2003	ENDESA			IBERDROLA			RESTO EMPRESAS		
	INMOVILIZADO	96,3	61,0	14,3	82,0	-38,8	5,6	80,2	-8,3
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS				0,0		1,5	0,1	71,7	2,0
ACTIVO CIRCULANTE	3,7	-43,4	4,2	18,0	26,8	9,4	19,6	71,1	3,3
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	100	42,1	13,1	100	-32,5	6,0	100	1,0	1,9
FONDOS PROPIOS	42,8	23,3	13,3	21,4	-68,7	3,1	4,7	316,9	0,2
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	0,1	4,3	0,9	0,0		0,2	6,1	-2,5	8,7
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	2,1	22,9	6,2	3,0	1,4	4,1	1,2	-12,7	0,5
ACREEDORES A LARGO PLAZO	49,1	307,8	18,7	0,1		0,0	31,3	-62,8	1,7
PASIVO CIRCULANTE	5,9	-73,0	4,3	75,6	-1,7	25,3	56,7	830,7	6,1

En el cuadro 3.21 se detalla la cuenta de pérdidas y ganancias del subsector:

CUADRO 3.21

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS LIBERALIZADAS

RESULTADOS (Millones de euros) NUEVE PRIMEROS MESE 2003	TOTAL	Variación año anterior (%)
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	9.194,42	-3,5
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	7.394,45	-3,3
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	1.799,97	-4,2
- Resultados financieros	262,53	401,1
- Resultados extraordinarios	96,26	111,9
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.441,16	-48,0
- Impuestos	500,09	-17,4
= RESULTADO NETO	941,09	-56,6
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	2.049,23	-35,7
EBITDA (CASH OPERATIVO)	2.908,11	0,3

Los ingresos de explotación del subsector, en el periodo considerado, han ascendido a 9.194,42 millones de euros, registrando una disminución, respecto al mismo periodo del año anterior, del 3,5 por ciento.

El resultado neto de explotación, de 1.799,97 millones de euros, registra una disminución del 4,2 por ciento, reflejando que la disminución del 3,3 por ciento en los gastos de explotación se ha visto absorbida y superada por la disminución registrada en los ingresos.

Los resultados financieros del periodo suponen un gasto de 262,53 millones de euros y registran un incremento, respecto del mismo periodo del año anterior, del 401,1 por ciento.

CUADRO 3.22

EMPRESAS	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	CANTABRICO	VIESGO	RESTO EMPRESAS
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	4.215,98	3.105,94	1.119,93	410,33	257,30	84,94
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	3.441,42	2.378,53	905,87	342,76	243,30	82,57
= RESULTADO NETO EXPLOTACIÓN	774,56	727,41	214,06	67,57	14,00	2,37
- Resultados financieros	65,33	57,99	24,11	65,22	41,00	8,88
- Resultados extraordinarios	64,11	23,36	14,04	0,84	-4,40	-1,69
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	645,12	646,06	175,91	1,51	-22,60	-4,82
- Impuestos	215,73	225,87	63,40	2,99	-7,90	0,00
= RESULTADO NETO	429,39	420,19	112,51	-1,48	-14,70	-4,80
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	908,02	739,43	232,60	96,93	53,00	19,55
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	1.253,19	1.046,65	334,15	165,68	81,70	26,74

Los resultados extraordinarios suponen un gasto de 96,26 millones de euros, registrando un incremento del 111,9 por ciento.

El beneficio antes de impuestos asciende a 1.441,18 millones de euros con una disminución del 48 por ciento, decremento éste que viene dado por el efecto combinado de la disminución del beneficio de explotación y del incremento de los gastos financieros y de los resultados extraordinarios. Los impuestos suponen un gasto de 500,09 millones de euros, con una disminución del 17,4 por ciento.

El beneficio neto del periodo asciende a 941,09 millones de euros, lo que supone un decremento, frente al mismo periodo del año anterior, del 56,6 por ciento. El *cash flow* alcanza un importe de 2.049,23 millones de euros con un decrecimiento del 35,7 por ciento, suponiendo, a su vez, el 222,3 por ciento de los ingresos de explotación. El EBITDA o *cash flow* operativo supone 2.908,11 millones de euros, lo que supone un incremento, frente al mismo periodo del año anterior, del 0,3 por ciento, suponiendo, además, el 31,6 por ciento de los ingresos de explotación.

En el cuadro 3.23 se detallan las variaciones porcentuales de cada grupo empresarial respecto de los valores registrados en cada uno de los escalones de la cuenta de pérdidas y ganancias, así como la participación de cada uno de ellos en el subsector eléctrico de las actividades liberalizadas.

CUADRO 3.23

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS LIBERALIZADAS

PORCENTAJES RELATIVOS A LOS RESULTADOS DE LOS NUEVE PRIMEROS MESES	ENDESA		IBERDROLA		UNIÓN FENOSA		CANTABRICO		VIESGO		RESTO EMPRESAS	
	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/Subsector	Variación año anterior	Participación s/Subsector
INGRESOS DE EXPLOTACION	-2,5	45,9	8,8	33,8	-14,3	12,2	-33,1	4,5	-17,8	2,8	-23,5	0,9
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-0,4	46,5	5,7	32,2	-18,2	12,3	-22,4	4,6	-16,5	3,3	-17,4	1,1
= RESULTADO NETO EXPLOTACION	-11,0	43,0	20,2	40,4	7,2	11,9	-60,5	3,8	-34,9	0,8	-78,7	0,1
- Resultados financieros	153,3	24,9	-2,2	22,1	-47,2	9,2	154,6	24,8	12,0	15,6	-32,8	3,4
- Resultados extraordinarios	106,6	66,6	351,7	24,3	-87,2	14,6	-98,7	0,9	241,9	-4,6	148,4	-1,8
= RESULTADO ANTES IMPUESTOS	-67,3	44,8	16,4	44,8	299,5	12,2	-99,3	0,1	24,2	-1,6	-13,6	-0,3
- Impuestos	-38,5	43,1	18,6	45,2	190,0	12,7	91,5	0,6	202,6	-1,6		0,0
= RESULTADO NETO	-73,5	45,6	15,3	44,6	407,4	12,0	100,8	-0,2	-43,2	-1,6	-14,5	-0,5
CASH FLOW (RECURSOS GENERADOS)	-56,3	44,3	11,8	36,1	49,9	11,4	-59,7	4,7	206,4	2,6	-45,2	1,0
EBITDA (CASH FLOW OPERATIVO)	-5,7	43,1	16,1	36,0	0,5	11,5	-24,6	5,7	26,3	2,8	-49,0	0,9

3.5.3 RATIOS ECONÓMICOS FINANCIEROS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS Y LIBERALIZADAS.

A partir de los datos de los balances y cuentas de pérdidas y ganancias agregados, detallados en las páginas anteriores, se han calculado los ratios que se reflejan en los siguientes cuadros en los que se indican los valores medios del sector eléctrico considerado, así como su variación respecto al mismo periodo del año anterior, desglosándolos, a su vez, en actividades reguladas y liberalizadas, así como los registrados por cada grupo empresarial en cada una de esas actividades.

CUADRO 3.24

SECTOR ELÉCTRICO TOTAL						
RATIOS ECONÓMICOS FINANCIEROS	SECTOR TOTAL		ACTIVIDADES REGULADAS		ACTIVIDADES LIBERALIZADAS	
	30 SEPTIEMBRE 2003	% Variación año anterior	30 septiembre 2003	% Variación año anterior	30 septiembre 2003	% Variación año anterior
Endeudamiento general (Pex / PT)	0,63	1,8	0,68	1,7	0,58	1,7
Apalancamiento (Deuda/Deuda + FP)	0,53	2,7	0,56	3,9	0,52	1,7
Coefficiente de endeudamiento (Pex / FP) (1)	1,67	4,9	2,16	5,2	1,38	3,9
Financiación (FB / AF) (2)	0,93	-0,7	0,94	-3,7	0,93	1,7
Solvencia financiera (FP / AF)	0,43	-6,0	0,36	-7,3	0,47	-4,7
ROI (3)	6,52	-13,2	7,46	41,5	5,79	-37,0
ROE (3)	10,78	-22,6	16,27	98,7	7,57	-56,0

(1) Cuanto mayor sea, mayor carga financiera se devenga

(2) Su valor óptimo estaría en torno a la unidad

(3) Si ROE > ROI, el endeudamiento ofrece una mayor rentabilidad a los accionistas

El endeudamiento general en las actividades reguladas es del 0,68 y en las liberalizadas del 0,58 y, ambos, registran un incremento del 1,7 por ciento.

El apalancamiento registra un valor de 0,56 en las actividades reguladas y de 0,52 en las liberalizadas. De esto se deduce que el subsector de las actividades eléctricas reguladas está más endeudado que el de las liberalizadas, aún cuando, en términos absolutos, el subsector liberalizado registra una deuda netamente superior al regulado. El complemento a la unidad, o bien, en porcentaje, de los dos ratios anteriores, establece la conocida relación de fondos propios/fondos ajenos. El primero, endeudamiento general, considera todos los fondos ajenos respecto a la estructura financiera total de la empresa, mientras

que el apalancamiento se determina con la deuda estimada con coste y los fondos propios, pudiendo afirmarse que el apalancamiento se encuentra entre ambos valores.

CUADRO 3.25

RATIOS ECONÓMICOS FINANCIEROS	ENDESA				IBERDROLA				UNIÓN FENOSA			
	REGULADAS		LIBERALIZADAS		REGULADAS		LIBERALIZADAS		REGULADAS		LIBERALIZADAS	
	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación año anterior	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación Año anterior	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación año anterior	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación año anterior	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación año anterior	30 SEPTIEM BRE 2003	% Variación año anterior
Endeudamiento general (Pex / PT)	0,69	-3,6	0,55	-4,3	0,58	-11,3	0,47	-6,4	0,65	-2,7	0,80	4,3
Apalancamiento (Deuda / Deuda + FP)	0,45	-13,2	0,46	-8,1	0,47	-16,3	0,40	-8,1	0,53	-7,0	0,77	4,1
Coefficiente Endeudamiento(Pex / FP) (1)	2,25	-11,8	1,21	-9,5	1,39	-27,0	0,90	-12,1	1,83	-7,7	4,03	21,4
Financiación (FB / AF) (2)	0,99	-0,1	1,00	-0,8	0,88	-20,2	0,99	4,3	0,97	7,5	0,82	-8,2
Solvencia financiera (FP /AF)	0,36	9,8	0,52	1,3	0,48	2,4	0,59	5,0	0,41	7,3	0,23	-17,2
ROI (3)	10,28	119,2	5,93	-61,1	6,10	-7,3	8,73	17,9	6,61	29,1	6,57	107,8
ROE (3)	24,93	218,4	7,86	-74,8	11,26	9,6	9,87	12,8	12,61	54,5	17,23	421,8

CUADRO 3.26

RATIOS ECONÓMICOS FINANCIEROS	CANTÁBRICO				VIESGO				RESTO EMPRESAS			
	REGULADAS		LIBERALIZADAS		REGULADAS		LIBERALIZADAS		REGULADAS		LIBERALIZADAS	
Endeudamiento general (Pex / PT)	0,67	-5,2	0,57	12,8	0,90	40,4	0,79	46,1	0,36	-12,6	0,95	-3,6
Apalancamiento (Deuda / Deuda + FP)	0,57	-10,2	0,55	22,6	0,87	69,2	0,77	53,4	0,09	158,8	0,94	-4,9
Coefficiente Endeudamiento(Pex / FP) (1)	2,01	-15,7	1,34	30,0	8,96	402,7	3,67	215,1	0,57	-19,9	20,44	-76,7
Financiación (FB / AF) (2)	1,00	-9,6	0,98	28,5	0,33	-41,7	0,30	-44,0	1,13	1,2	0,54	-49,2
Solvencia financiera (FP /AF)	0,39	1,4	0,44	-18,3	0,13	-68,4	0,26	-48,9	0,88	4,9	0,06	354,3
ROI (3)	5,19	28,9	1,72	-56,1	2,43	179,6	1,03	48,2	9,46	19,0	0,71	47,3
ROE (3)	7,21	32,3	-0,09	-100,6	4,30	-301,1	-3,86	81,5	14,07	20,2	-18,16	-79,5

CUADRO 3.27

RATIOS ECONÓMICOS FINANCIEROS	REE		INALTA	
	REGULADAS		LIBERALIZADAS	
Endeudamiento general (Pex / PT)	0,74	28,6	0,94	
Apalancamiento (Deuda / Deuda + FP)	0,72	38,0	0,9	
Coefficiente Endeudamiento(Pex / FP) (1)	2,91	111,9	14,91	
Financiación (FB / AF) (2)	0,96	6,9	1,01	
Solvencia financiera (FP /AF)	0,28	-42,2	0,08	
ROI (3)	5,66	-17,6	2,94	
ROE (3)	10,21	9,8	-2,12	

La relación fondos propios/fondos ajenos, derivada del apalancamiento, para cada uno de los grupos empresariales en sus respectivas actividades y al cierre del periodo considerado es:

	<u>REGULADAS</u>	<u>LIBERALIZADAS</u>
- SUBSECTOR	44/56	48/52
- ENDESA	55/45	54/46
- IBERDROLA	53/47	60/40
- UNIÓN FENOSA	47/53	23/77
- UNIÓN CANTÁBRICO	43/57	45/55
- VIESGO	13/87	23/77
- REE	28/72	-
- INALTA	6/94	-
- RESTO EMPRESAS	91/ 9	6/94

La variación porcentual respecto al periodo anterior nos indica, en caso de ser positiva, que la proporción de fondos ajenos respecto al pasivo total ha aumentado en el periodo considerado y, en consecuencia, la proporción de fondos propios ha disminuido. En sentido contrario, hay que considerar el movimiento de la proporción de fondos ajenos y propios en los casos en que la variación porcentual respecto al periodo anterior sea negativa.

En el subsector de las actividades reguladas, hay que destacar el mayor endeudamiento de Inalta, Viesgo y REE, y por ese orden, debido, principalmente, al inicio de las operaciones, a la reestructuración de grupo y a la adquisición de las redes de transporte.

Como ya señalamos anteriormente, las actividades reguladas presentan un mayor endeudamiento que las liberalizadas. Por empresas, debe señalarse que Unión Fenosa invierte esa posición y presenta un menor endeudamiento y apalancamiento en sus actividades reguladas que en las liberalizadas. En las actividades liberalizadas Resto de Empresas presenta, junto con Inalta, el mayor apalancamiento, debido a la influencia neta del valor de 1,05 que registra Elcogás.

El coeficiente de endeudamiento representa, respecto de la estructura financiera del balance, la proporción de financiación ajena con relación a la propia. Cuanto mayor sea el valor de este ratio mayor carga financiera soportará la empresa. Interesará un mayor endeudamiento siempre que la rentabilidad de la explotación sea mayor que el coste financiero de la deuda. En este sentido, el valor de este ratio confirma el mayor endeudamiento que presentan las actividades eléctricas reguladas frente a las liberalizadas.

Por empresas, Unión Fenosa presenta, y esto constituye una excepción en cuanto al mayor endeudamiento relativo de las actividades reguladas frente a las liberalizadas, en los valores de sus tres ratios sobre endeudamiento menores deudas, en términos relativos, en sus actividades reguladas que en las liberalizadas.

El ratio de financiación presenta un valor de 0,94 en las actividades reguladas y 0,93 en las liberalizadas. En las reguladas, supone una disminución, frente al mismo periodo del año anterior, del 3,7 por ciento. Se admite por definición, que el valor óptimo de este ratio estaría en torno a la unidad y al ser éste, en ambos casos, menor que uno, detecta la presencia de capital circulante o fondo de maniobra negativo, es decir, parte del inmovilizado se está financiando con recursos ajenos a corto plazo.

El ratio de solvencia financiera es un complemento del anterior y mide el grado de cobertura del inmovilizado con recursos propios. El subsector de las actividades eléctricas reguladas presenta una menor solvencia financiera que el de las liberalizadas. Por empresas, Iberdrola es la que mejor solvencia financiera refleja en ambos subsectores, sin considerar el grupo Resto de Empresas que, en las reguladas, obtiene un valor superior a la media. Unión Fenosa registra una mejor solvencia financiera en sus actividades reguladas.

La rentabilidad económica (ROI) y la rentabilidad financiera (ROE) de los dos subsectores considerados, presentan valores positivos, lo que implica que los beneficios obtenidos son capaces de remunerar a los recursos utilizados.

Como el ROE es mayor que el ROI, en ambos subsectores, puede afirmarse que el endeudamiento ha sido positivo para los accionistas, resaltando el crecimiento, respecto al mismo periodo del año anterior, registrado por ambos ratios en las actividades reguladas, frente a la disminución de los mismos en las actividades liberalizadas.

Tanto la rentabilidad económica como la rentabilidad financiera es mayor en las actividades reguladas que en las liberalizadas, además, la rentabilidad financiera en las reguladas está por encima del doble que en las liberalizadas.

Por empresas, hay que señalar el valor que alcanza cada uno de estos ratios y las diferencias que se observan entre ellas, dentro del mismo subsector, así como las diferencias en la misma empresa entre ambos subsectores.

Endesa marca el techo en ambas rentabilidades de las actividades reguladas, en las liberalizadas, se sitúan en tercer lugar.

Iberdrola marca el techo en la rentabilidad económica de las actividades liberalizadas y, es de las mejores en las reguladas.

Unión Fenosa en cuanto a la rentabilidad económica, en ambos sectores, se sitúa en valores altos, siendo de las mejores en las liberalizadas. Su rentabilidad financiera es también de las mejores en las actividades reguladas y la mayor en las liberalizadas.

Cantábrico, en sus actividades reguladas registra unos valores medios bajos en ambas rentabilidades y, en las liberalizadas, bastante inferiores; se destaca que, en estas últimas, el ROE es negativo, inferior al ROI, es decir, detecta pérdidas en el periodo.

Viesgo presenta valores pobres en ambas rentabilidades y en ambos subsectores, destacando que, en las liberalizadas, el ROE es inferior al ROI, también es negativo y detecta pérdidas en el periodo.

REE registra, tanto en la rentabilidad económica como financiera, unos valores medios positivos aunque el ROI es de los bajos.

Inalta registra los valores más bajos en ambas rentabilidades, económica y financiera, además, la rentabilidad financiera es negativa (pérdidas en el periodo), inferior a la económica.

El grupo Resto de Empresas registra valores medios altos en las actividades reguladas, aunque en dos de sus empresas, Estabanell y Bassols, el ROE es inferior al ROI. En las liberalizadas, el ROI es muy bajo y el ROE, además de ser negativo se dispara respecto a su ROI, debido a la incidencia que en su cálculo tienen los datos de Elcogás, que registra fondos propios y resultados negativos. Bassols, en esta actividad, también registra el ROE inferior al ROI y, además, ambos son muy negativos.

3.5.4 VALORACIÓN DE LOS VALORES REGISTRADOS.

❖ Estructura del balance.

En las actividades reguladas, debe destacarse, en primer lugar, que la proporción del inmovilizado de todas las empresas se sitúa en torno a la media, destacando a REE y Viesgo que anotan el extremo superior e inferior de la proporción, respectivamente.

En segundo lugar, REE anota el mayor crecimiento del inmovilizado, un 81,3 por ciento, mientras que el de Viesgo disminuye un 25,8 por ciento.

En tercer lugar, los fondos propios, tanto de Inalta como de Viesgo se sitúan proporcionalmente muy por debajo de la media del subsector, en Viesgo decrecen, además, un 76,5 por ciento.

En cuarto lugar, Inalta marca el techo en la proporción de las deudas a largo plazo; Iberdrola, con una proporción ligeramente por debajo de la media del subsector, disminuye un 43,7 por ciento y REE, con una proporción muy por encima de la media, la incrementa un 283,5 por ciento. Finalmente, el pasivo circulante de Viesgo marca el techo de la proporción, 75,1 por ciento (la proporción de sus deudas a largo es la menor, 2,2 por ciento) y registra un crecimiento del 22,1 por ciento.

En el cuadro 3.28 se incluye el balance de situación a 30 de septiembre de 2003 por empresas, desglosando las partidas de gastos a distribuir en varios ejercicios, ingresos a distribuir en varios ejercicios y provisiones para riesgos y gastos.

CUADRO 3.28

SUBSECTOR DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS								
BALANCE DE SITUACIÓN (Millones de euros) 30 DE SEPTIEMBRE (2003)	DISTRIBUCIÓN						TRANSPORTE	
	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	CANTA BRICO	VIESGO	RESTO EMPRESAS	REE	INALTA
INMOVILIZADO	7.597,28	4.179,32	2.826,22	533,42	704,81	189,42	3.000,52	747,57
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	149,68	0,00	0,00	0,00	0,80	1,00	20,79	11,28
Otros gastos e distribuir en varios ejercicios	149,68				0,80	1,00	20,79	11,28
ACTIVO CIRCULANTE	1.190,04	596,25	433,17	95,64	224,52	74,44	307,41	151,07
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	8.937,00	4.775,57	3.259,39	629,06	930,13	264,86	3.328,72	909,92
FONDOS PROPIOS	2.753,26	1.996,89	1.151,76	208,91	93,35	168,45	851,67	57,19
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.105,81	227,65	388,70	44,46	82,24	11,78	227,59	0,00
Subvenciones de capital	479,39	164,77	91,65	43,83	54,80	3,21	81,77	
Otros ingresos a distribuir varios ejercicios	626,42	62,88	297,05	0,63	27,44	8,57	145,82	
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	1.666,16	88,94	64,25	3,52	35,98	1,55	26,85	0,00
Provisiones para pensiones y obligaciones	160,13	41,92	5,85	3,32	33,00			
Provisiones para impuestos			5,10					
Otras provisiones	1.506,03	47,02	53,30	0,20	2,98	1,55	26,85	
ACREEDORES A LARGO PLAZO	2.106,89	1.379,15	1.138,57	278,39	20,44	33,02	1.807,21	709,88
PASIVO CIRCULANTE	1.304,88	1.082,94	516,11	93,78	698,12	50,06	415,40	142,85

NOTA: Es el mismo balance que el presentado en el epígrafe correspondiente a las actividades reguladas, más desarrollado en el detalle de alguna de sus partidas, pero sin incluir la incidencia del ajuste introducido en los resultados por la eliminación parcial de resultados extraordinarios.

En las actividades liberalizadas, hay que destacar, en primer lugar, que la proporción del inmovilizado de Cantábrico sigue estando por encima de la media y registra el mayor crecimiento, 61 por ciento, y Viesgo el mayor decrecimiento, 38,8 por ciento.

En segundo lugar, los fondos propios de Unión Fenosa y Viesgo representan una proporción que es inferior a la mitad que en el resto de los grupos, además, tales fondos propios descienden en Viesgo casi un 69 por ciento. Por último, las deudas a largo plazo de Cantábrico se ha más que triplicado.

❖ Endeudamiento.

El apalancamiento en el subsector de las actividades reguladas es del 56 por ciento y en las liberalizadas del 52 por ciento; ambos anotan crecimiento respecto al mismo periodo del año anterior. Las actividades reguladas siguen registrando un mayor endeudamiento relativo que las liberalizadas.

En las actividades reguladas Inalta anota el mayor endeudamiento relativo con un apalancamiento del 94 por ciento, le sigue Viesgo con un 87 por ciento que aumenta, además, un 69,2 por ciento respecto del mismo periodo del año anterior. Como menos endeudadas figuran Endesa e Iberdrola, con apalancamiento del 45 por ciento y 47 por ciento, respectivamente, anotando disminuciones del 13,2 por ciento y 16,3 por ciento.

En las actividades liberalizadas, Unión Fenosa y Viesgo siguen siendo las más endeudadas, con un apalancamiento del 77 por ciento, y crecimiento, respecto del mismo periodo del año anterior, del 4,1 por ciento y 53,4 por ciento. El grupo Resto de Empresas marca el techo del endeudamiento anotando un apalancamiento del 94 por ciento, como consecuencia neta de la influencia del de Elcogás que registra un valor de 1,05. Iberdrola anota el menor apalancamiento del subsector.

❖ Solvencia.

El subsector de las actividades eléctricas reguladas presenta una menor solvencia financiera que el de las liberalizadas. Ambos subsectores anotan disminuciones frente al mismo periodo del año anterior.

Por empresas, Iberdrola sigue registrando la mejor solvencia financiera en ambos subsectores.

En las actividades reguladas, Inalta y Viesgo registran valores muy por debajo de la media del subsector y esta última disminuye considerablemente respecto al mismo periodo del año anterior. En las liberalizadas, Unión Fenosa y también Viesgo se alejan asimismo de la media del subsector.

❖ Rentabilidad.

El subsector de las actividades eléctricas reguladas presenta una mayor rentabilidad, tanto económica como financiera, que las liberalizadas.

El ROI registra un 7,46/5,79 por ciento en las actividades reguladas/liberalizadas, respectivamente. El ROE un 16,27/7,57 por ciento. Respecto a este último, se señala que el tipo medio del MIBOR a tres meses, aplicado en la remuneración del importe pendiente de compensación de la moratoria nuclear para el año 2003 es del 2,514 por ciento.

En las actividades reguladas, ambas rentabilidades registran fuerte incrementos y en las liberalizadas fuertes decrementos. En las reguladas, Endesa sigue obteniendo la mejor rentabilidad, tanto económica como financiera, si bien hay que resaltar la incidencia de sus resultados extraordinarios sobre los beneficios, que suponen el 57 por ciento de sus resultados antes de impuestos; de los 471 millones de euros de resultados extraordinarios positivos que registra, 492 millones de euros provienen de la venta a REE de la red de transporte peninsular, según su valor contable a 31 de diciembre de 2002. Unión Fenosa le sigue en cuanto a los mejores valores en ambas rentabilidades y anota crecimiento, respecto del mismo periodo del año anterior. Viesgo que marca la diferencia en cuanto a bajas rentabilidades, disminuye su ROE por encima del 300 por ciento, respecto al mismo periodo del año anterior. La rentabilidad financiera de Inalta es negativa, es decir, registra pérdidas. En Cantábrico destaca el descenso en sus ingresos de explotación, muy por encima de la media del subsector.

En las actividades liberalizadas, Iberdrola y Unión Fenosa siguen registrando las mejores rentabilidades, económica y financiera, anotan un crecimiento respecto al mismo periodo del año anterior, en particular Unión Fenosa. La rentabilidad financiera de Viesgo sigue siendo negativa, es decir, registra pérdidas, crece por encima del 80 por ciento, respecto del mismo periodo del año anterior.

Cantábrico se incorpora este periodo al ROE negativo. Sobre este particular, y aún tratarse de actividades liberalizadas, se señala esta circunstancia por la incidencia negativa que sobre su capacidad económica puede tener este dato respecto a la solicitud de nuevos ciclos combinados que pueda plantear. En ese sentido, a continuación se detalla el apalancamiento y el ROE registrado a 30 de septiembre de 2003, así como, a efectos comparativos, los anotados al cierre del ejercicio de los años 2002 y 2001:

	<u>30 septiembre 2003</u>	<u>31 diciembre 2002</u>	<u>31 diciembre 2003</u>
Apalancamiento	45/55	54/46	49/51
ROE	-0,09 %	21,13 %	14,18 %

Se incide en la disminución generalizada de los ingresos de explotación. En las reguladas, Cantábrico marca el techo, con un descenso del 18,1 por ciento, seguida de Viesgo con el 8,1 por ciento. REE incrementa sus ingresos en un 32,5 por ciento y Resto de Empresas aumenta también un 9,9 por ciento. En las liberalizadas, excepto Iberdrola que crece un 8,8 por ciento, el resto anotan disminuciones, destacando la de Cantábrico con un 33,1 por ciento y Resto de Empresas un 23,5 por ciento (motivado exclusivamente por Elcogás que disminuye un 30,8 por ciento).

3.5.5 VALOR AÑADIDO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Los siguientes dos gráficos (3.1 y 3.2), de cada uno de los subsectores, reflejan la cuantía (como porcentaje del valor de la producción) del valor añadido y su distribución entre las diferentes categorías de resultados. Como es bien sabido, el valor añadido es la contribución del sector considerada a la Renta Nacional.

Gráfico 3.1

SUBSECTOR ELÉCTRICO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

EVOLUCIÓN DEL RESULTADO DE LOS NUEVE PRIMEROS MESES DE 2003 – APLICACIÓN DEL VALOR AÑADIDO

VALOR DE LA PRODUCCIÓN (100 %)

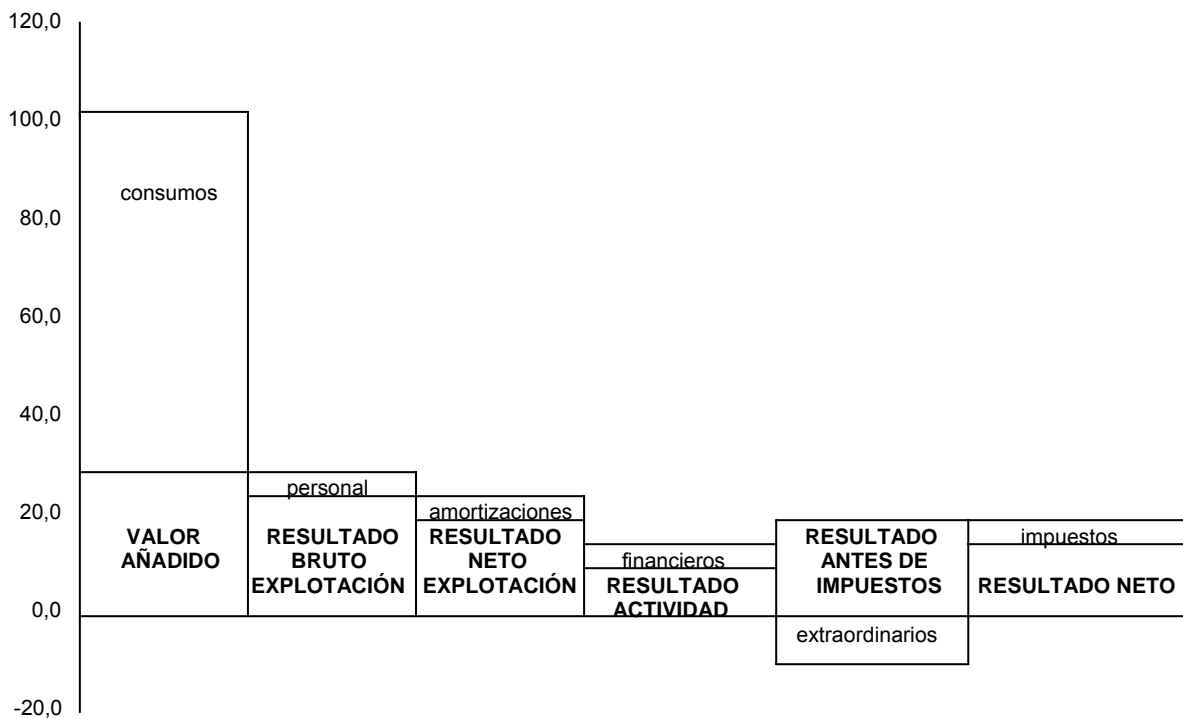
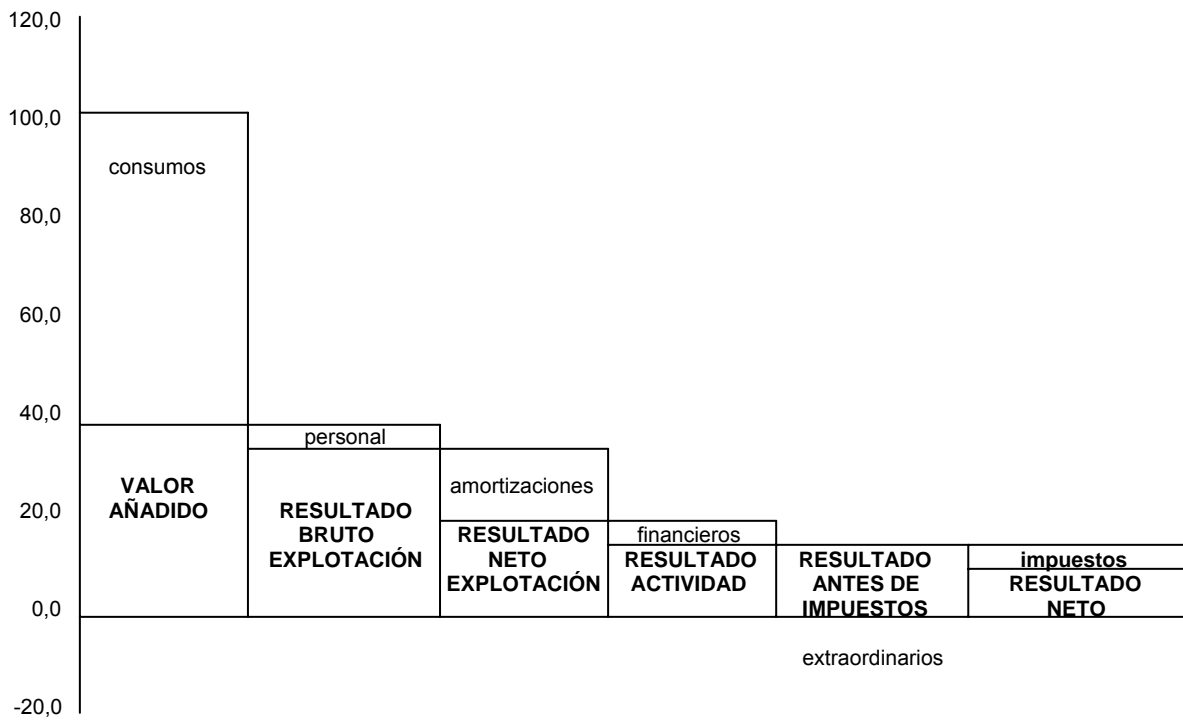


Gráfico 3.2

SUBSECTOR ELÉCTRICO DE LAS ACTIVIDADES LIBERALIZADAS

EVOLUCIÓN DEL RESULTADO DE LOS NUEVE PRIMEROS MESES DE 2003 – APLICACIÓN DEL VALOR AÑADIDO

VALOR DE LA PRODUCCIÓN (100 %)



3.5.6 SUBSECTOR DE LOS PEQUEÑOS DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

De las 299 empresas distribuidoras de energía eléctrica registradas en el Ministerio de Economía, la mayor parte están agrupadas en tres conjuntos:

- Cooperativa Industrial de Distribuidores de Electricidad de España (Cide), que en la actualidad está formada por 185 empresas.
- Asociación de Empresas Eléctricas (Aseme), formada por 42 empresas.
- Catorce sociedades cooperativas pertenecientes a la Federación de Cooperativas Eléctricas de la Comunidad Valenciana (Fce) y 5 cooperativas no federadas, 2 de Alicante, 2 de Madrid y 1 de Gerona.

La Sociedad Cooperativa San Francisco de Asís pertenece a Aseme y al mismo tiempo es miembro de Fce. Estas tres asociaciones de empresas distribuidoras de energía eléctrica aglutinan a 245 empresas de las 299 empresas registradas como distribuidores, el resto, 54 empresas, no están asociadas.

La CNE a través de la Circular 4/1998, de 10 de noviembre, sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiero, establece en su artículo primero los sujetos que están obligados a remitir la información trimestral: empresas que realicen actividades de distribución de energía eléctrica que distribuyan un volumen superior o igual a 45 GWh.

Como consecuencia de todo ello, la CNE recibe información de 15 empresas pequeñas distribuidoras de energía eléctrica, entre las que se encuentra la Sociedad Cooperativa San Francisco de Asís. Asimismo, la sociedad compradora pertenece a la Federación de Cooperativas Eléctricas de la Comunidad Valenciana (Fce), que fue constituida con el objetivo prioritario de establecer una política común para las cooperativas. La Fce está formada por 14 cooperativas, 9 de Valencia, 4 de Alicante y 1 de Castellón.

La Sociedad Cooperativa San Francisco de Asís es la primera de estas cooperativas eléctricas por cifra de negocio, activo total y número de socios.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes financieras agregadas del subsector de las 15 pequeñas empresas distribuidoras de energía eléctrica.

CUADRO 3.29

PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS DEL SUBSECTOR DE PEQUEÑAS DISTRIBUIDORAS > 45 GWh (Millones de euros)	
ACTIVO TOTAL	419,72
FONDOS PROPIOS	212,34
CIFRA DE NEGOCIO	161,31
DOTACIÓN A LA AMORTIZACIÓN	13,16
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	27,88
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPUESTOS	26,47

CAPÍTULO 4

LAS ACTIVIDADES LIBERALIZADAS

4.1 LA GENERACIÓN HIDRÁULICA, LA TÉRMICA Y LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS.

La generación de electricidad es una de las actividades más importantes del sector eléctrico por cuanto representa alrededor del 60 por ciento de los costes. El parque generador de energía eléctrica puede clasificarse en tres grandes grupos: producción hidráulica, producción térmica y nuevas energías alternativas.

Una masa de agua situada a una altura determinada sobre un nivel de referencia inferior posee una energía potencial equivalente al trabajo necesario para elevar esa masa de agua desde la cota inferior a la superior. Si se la deja caer desde el nivel superior al inferior, se genera una energía cinética, equivalente a la potencia almacenada. Esta energía denominada energía hidráulica se obtiene normalmente mediante el aprovechamiento de las corrientes fluviales en los desniveles de su cauce.

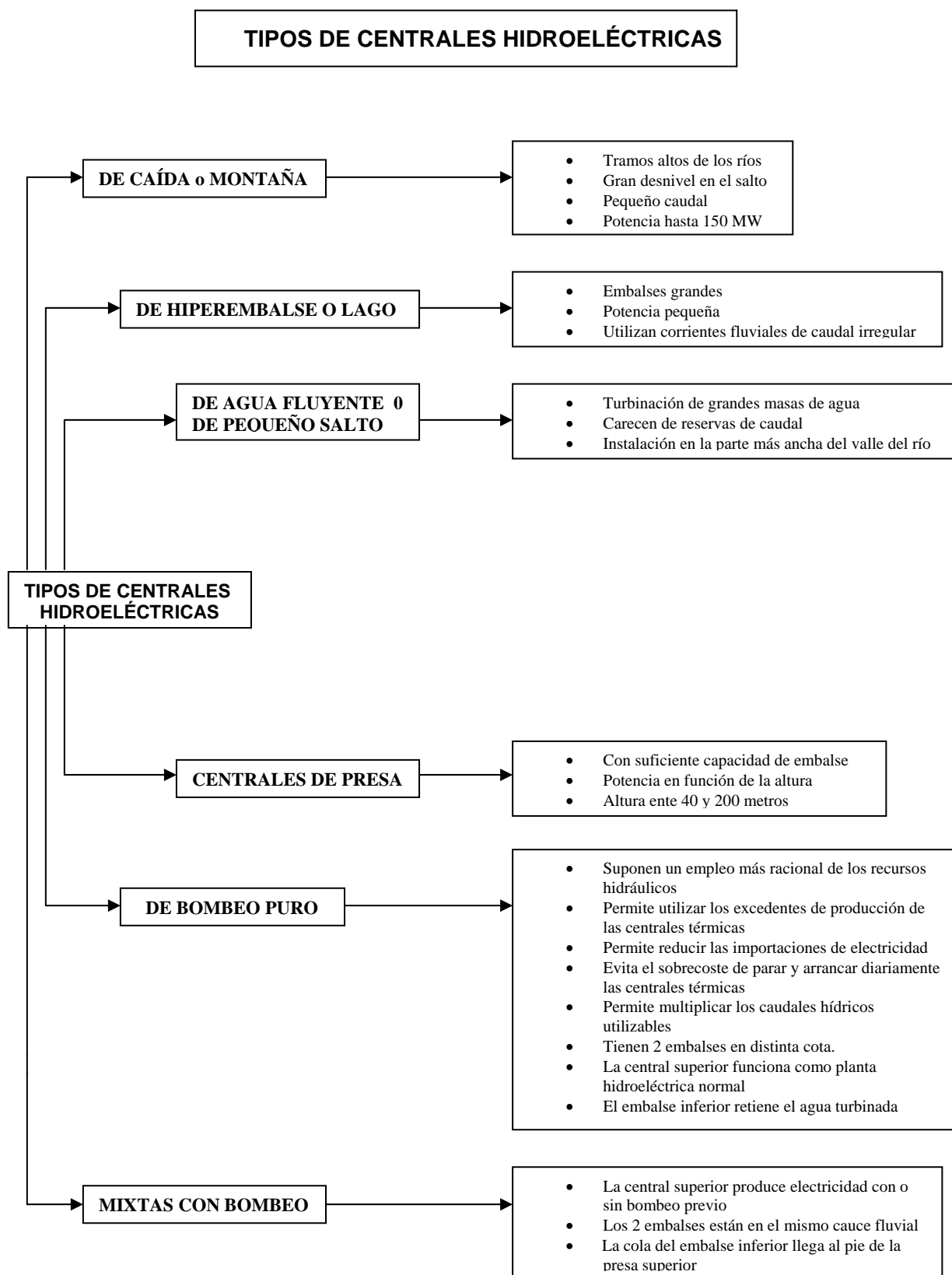
Las centrales hidroeléctricas convierten la potencia de las aguas de los ríos en energía eléctrica, aprovechando los desniveles y utilizando las turbinas y los alternadores.

La transformación de la energía potencial del agua en energía cinética y después en energía eléctrica, sólo en algunos casos muy localizados puede hacerse sin necesidad de construir un embalse: se trata de los ríos que disfrutan de una aportación regular de agua. Por ello, en la mayoría de las ocasiones, para obtener energía hidroeléctrica, hay que construir presas para almacenar el agua. Tampoco puede afirmarse que todas las presas tienen centrales hidroeléctricas. Las presas y los consiguientes embalses pueden tener fines diferentes al energético. Aunque en España hay unas 1.100 presas, sólo 300 están dotadas de centrales hidroeléctricas. Aún cuando actualmente en España están en construcción 60 presas para regular (paliar las sequías) y laminar los caudales (proteger frente a las crecidas), sólo en 12 de estos saltos está previsto instalar centrales hidroeléctricas.

Existen varios tipos de centrales hidroeléctricas. Desde el punto de vista del tamaño se considera que una gran presa es aquella cuyo salto de agua es superior a los 10 metros. En España merecen la denominación de central minihidráulica aquellas cuya planta generadora no supera los 5.000 kW. Lo normal, sin embargo, es que las centrales hidroeléctricas se clasifiquen en función de la altura del salto y de la capacidad del embalse. Combinando ambos criterios pueden diferenciarse las siguientes, tal como recoge el esquema 4.1 en la página siguiente:

En primer lugar, las centrales de caída o de montaña suelen estar situadas en los tramos altos de los ríos y se caracterizan por un gran desnivel en el salto y un pequeño caudal que se embalsa durante la noche y se turбина durante el día. Su potencia en pocas ocasiones sobrepasa los 150 MW.

ESQUEMA 4.1



En segundo lugar, las centrales de hiperembalse o de lago utilizan corrientes fluviales de caudal medio o grande, bastante irregular, por lo que precisan embalses grandes –al menos respecto al caudal medio del río- para acumular agua en épocas de avenida, que se va turbinando a lo largo del año. La potencia de la central suele ser desproporcionadamente pequeña respecto al tamaño del embalse.

En tercer lugar, las centrales de agua fluyente o de pequeño salto se basan más en la turbinación de grandes masas de agua que en la altura del salto. Carecen de reservas de caudal, ya que se apoyan en presas de escasa altura, pues se instalan donde el valle del río es ya ancho.

En cuarto lugar, las centrales de presa que cuentan con suficiente capacidad de embalse y la potencia de sus máquinas depende más del caudal que de la altura (entre 40 y 200 metros).

En quinto lugar, las centrales de bombeo suponen un espectacular avance en el racional y eficaz empleo de los recursos hidráulicos al disponer de dos embalses situados a distinta cota. Cuando se registra una mayor demanda, la central superior funciona como una planta hidroeléctrica normal, y el agua turbinada para producir energía es retenida en el embalse inferior.

Cuando el consumo de electricidad es bajo, e inevitablemente se registran excedentes, éstos se emplean para bombear el agua desde el embalse inferior al superior. Aunque esto pueda suponer un desproporcionado gasto energético muy superior a la producción obtenida, turbinando esa agua desde el embalse superior al inferior, desde la perspectiva económica tal operación resulta ventajosa, pues el precio de la electricidad, cuando hay energía sobrante, es muy bajo, mientras que es muy alto cuando el consumo se dispara al alza y se requiere el funcionamiento de una gran potencia para satisfacerlo.

Hay que diferenciar entre las centrales de bombeo puro y las centrales mixtas con bombeo. Las de bombeo puro son aquellas cuyo funcionamiento exige el previo bombeo del agua desde el embalse inferior al superior, que suele ser artificial, fuera del cauce fluvial cuyo caudal se aprovecha.

Las de bombeo mixto son aquellas cuya central superior puede producir electricidad con o sin bombeo previo, pues funciona tanto con el agua que le llega directamente del río al embalse superior, como mediante la bombeada previamente a éste desde el inferior.

En las centrales mixtas con bombeo, los dos embalses están en el mismo cauce fluvial, uno aguas arriba de otro, pero de tal manera que la cola del embalse inferior llega hasta el pie de presa del superior.

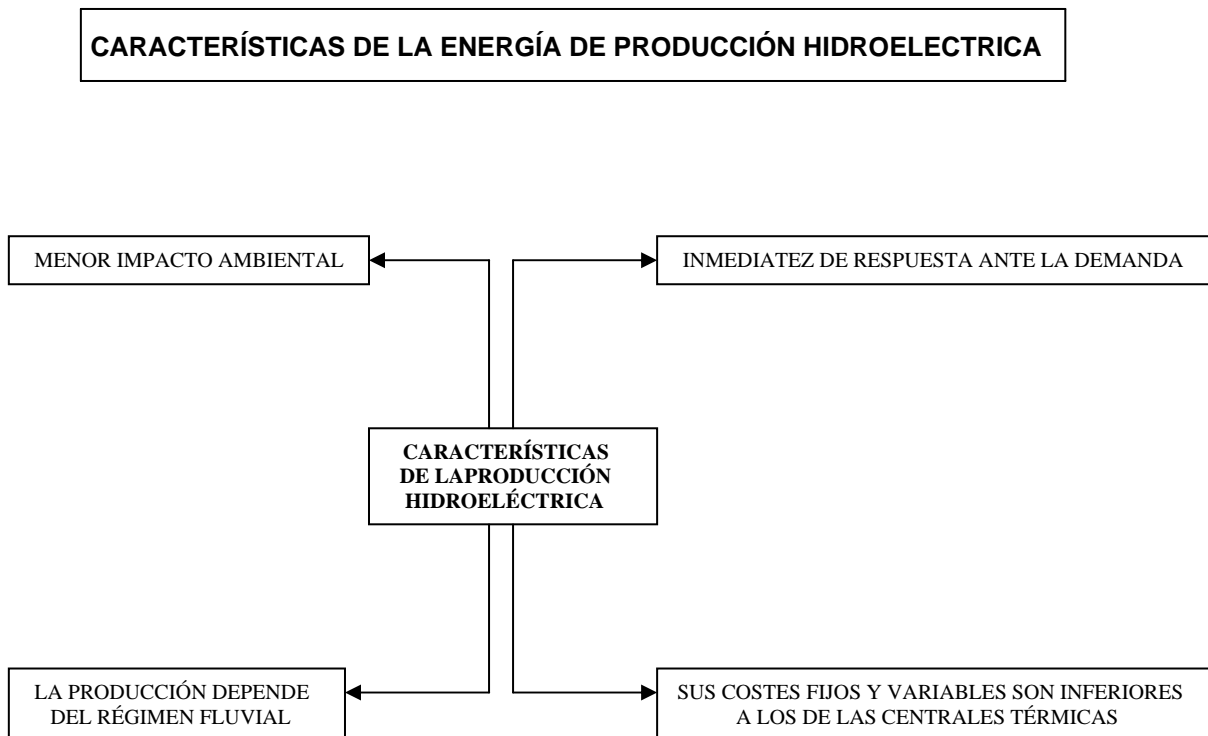
La complementariedad entre las centrales nucleares y las de bombeo ha incidido en una localización próxima para aprovechar así sus peculiaridades. En España hay varios casos de proximidad y complementariedad: nuclear de Zorita y bombeo de Bolarque II, nuclear de Almaraz y bombeo de Valdecañas y nuclear de Cofrentes y bombeo de Cortes-la Muela.

El sistema de bombeo permite utilizar los excedentes de producción eléctrica de las centrales térmicas, registrados en las horas nocturnas y en los fines de semana, para bombear el agua y volverla a subir para su reutilización en las horas de mayor demanda. Por ello, el bombeo tienen una gran importancia económica, no sólo porque permite reducir de forma sensible las importaciones de electricidad necesarias para cubrir los excesos de demanda, sino porque evita el sobrecoste de parar y arrancar diariamente las centrales térmicas. Otro efecto positivo de las centrales de bombeo es que su empleo multiplica los caudales hídricos utilizables, ya que las operaciones de bombeo y turbinado se pueden repetir indefinidamente.

En la energía hidroeléctrica pueden destacarse, por lo menos, cuatro características:

En primer lugar, la energía hidroeléctrica es la que genera un impacto ambiental menor, que, en todo caso, está relacionado con la inundación de las superficies necesarias para el embalse.

ESQUEMA 4.2

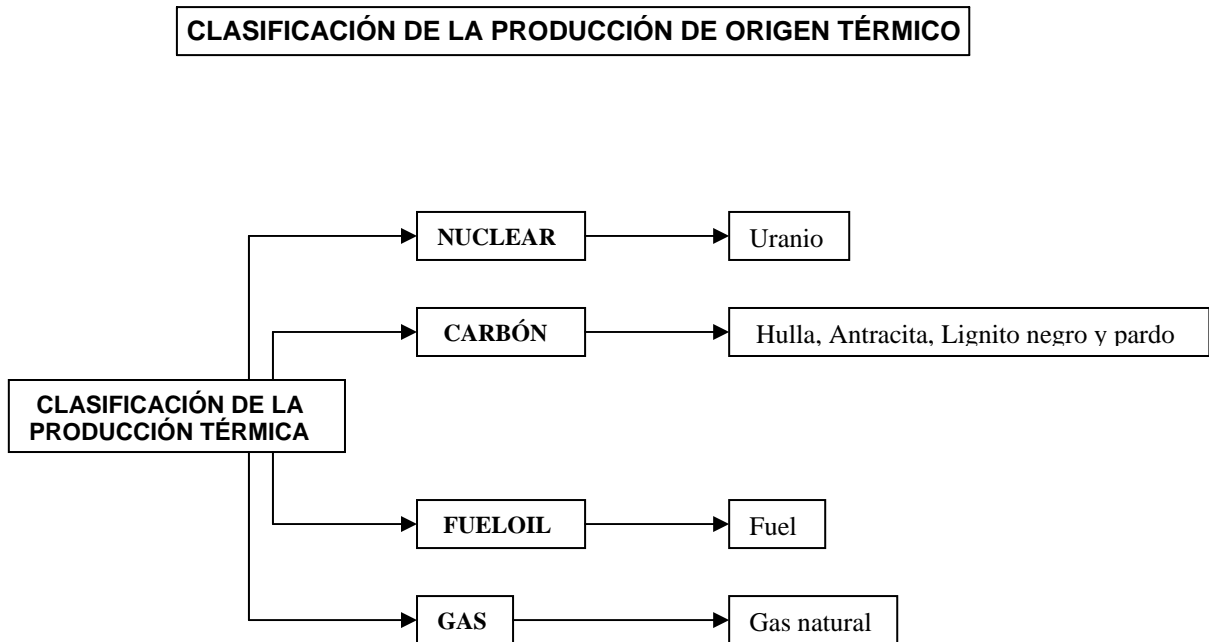


En segundo lugar, la facilidad de las centrales hidroeléctricas para regular su producción –depende únicamente de abrir o cerrar el grifo de entrada a la turbina- les confiere una gran versatilidad para incorporarse o salir de la red de distribución, permitiendo así una respuesta ultrarrápida a la demanda. Esta inmediatez en la respuesta es difícil de conseguirse en las centrales termoeléctricas cuyo proceso de regulación actúa sobre el calor, fenómeno que es mucho más lento (de cuatro a seis horas).

En tercer lugar, y al contrario de lo que ocurre con las centrales térmicas (fuel, carbón, gas y nuclear), la producción de estas instalaciones no está determinada *a priori* ya que depende del régimen fluvial.

En cuarto lugar, los costes de las centrales hidráulicas son muy diferentes a los de las térmicas, ya sean clásicas o termonucleares. Por un lado, los costes variables son más reducidos, ya que el agua es su carburante, mientras que los costes relacionados con la inversión son también inferiores. El coste del kilowatio producido por las centrales hidráulicas no supera las dos pesetas, muy inferior a las térmicas de carbón.

ESQUEMA 4.3



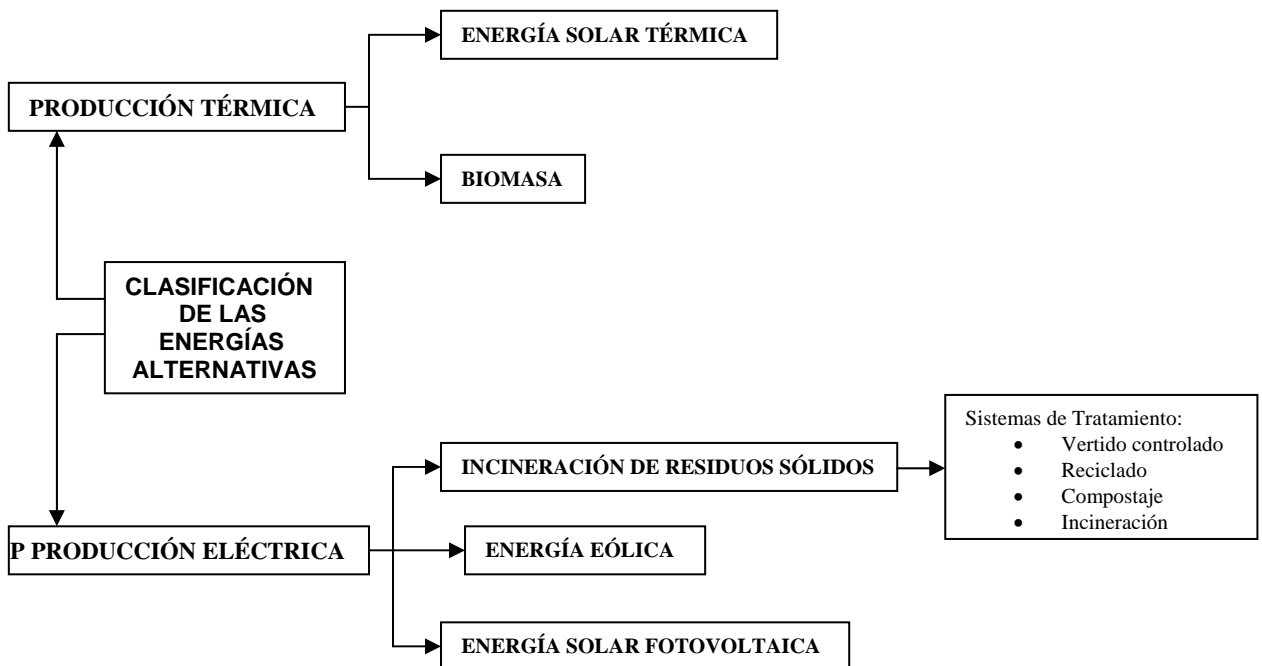
La energía eléctrica conseguida en centrales nucleares es la de menor coste variable entre las de origen térmico. Este hecho explica que durante los años ochenta se instalara la casi totalidad de la capacidad de generación nuclear que existe hoy en España.

La producción térmica se compone de cuatro grupos claramente diferenciados, según cuál sea la fuente de energía primaria empleada: nuclear (uranio), de carbón (por combustión de hullas, antracitas, lignito negro y lignito pardo), de fuel y de gas natural. Algunas de las centrales existentes pueden usar los dos últimos combustibles (fuel y gas) de forma indistinta.

Aunque la producción eléctrica con gas era, hasta recientemente, la más cara de todas las tecnologías de generación, las turbinas de ciclo combinado de gas natural consiguen aumentar mucho los rendimientos (entre un 35 y un 45 por ciento), de modo que los costes marginales de la energía así producida son prácticamente iguales a los costes marginales de las centrales que funcionan con carbón importado.

ESQUEMA 4.4

CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN FUNCIÓN DE SU APLICACIÓN



Por último, hay que destacar la importancia que está adquiriendo la cogeneración o autoproducción, consistente en la producción combinada de electricidad y de calor. Este es un procedimiento idóneo para aplicar a procesos industriales muy intensivos en energía térmica y alta tasa de actividad (más de 6.000 horas anuales). El problema que presenta la cogeneración es que admite muy poca modulación.

Las energías alternativas constituyen un conjunto de tecnologías capaces de cubrir las necesidades energéticas de un gran número de usuarios.

La energía eólica, la solar, la biomasa y la incineración de residuos sólidos urbanos pueden abastecer a pequeños consumidores aislados de la red o producir energía que se distribuye a través de la red eléctrica nacional.

En España, las energías alternativas han alcanzado un nivel de desarrollo que permite considerarlas como una fuente significativa de abastecimiento energético. Según los usos de la energía producida, las energías alternativas se pueden dividir en dos grandes bloques: producción térmica y producción eléctrica.

La producción térmica con energías alternativas proviene de la energía solar térmica y de la biomasa. Las fuentes generadoras de electricidad son la incineración de los residuos sólidos urbanos, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

Una adecuada gestión de los residuos sólidos urbanos, o basuras domésticas, consigue eliminarlos de la actividad humana y revalorizarlos, recuperando las materias primas o la energía en ellos contenida. Los sistemas de tratamiento de los residuos sólidos urbanos son:

- a) El vertido controlado, que básicamente consiste en depositarlos, compactarlos y cubrirlos en zonas destinadas a ese fin.
- b) El reciclado, en el que se recogen de forma diferenciada los residuos sólidos urbanos y los elementos que pueden ser reutilizados o aprovechados como materias primas: vidrio, metales, etc.
- c) El compostaje, en el que se aprovecha la materia orgánica existente en los residuos sólidos urbanos para fabricar abonos para la agricultura.
- d) La incineración es el aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos como combustible, aprovechándose el calor generado para usos térmicos o para la producción de electricidad. La incineración es un procedimiento de valorización de los residuos sólidos urbanos, caracterizado por eliminarlos de forma fiable y rápida, con un impacto sobre el medio ambiente casi nulo. Este procedimiento resulta apropiado para zonas densamente pobladas y con escasos terrenos amplios, aptos para el vertido.

España tiene importantes recursos eólicos, ya que se han identificado cinco zonas con alto potencial de generación eléctrica de origen eólico: Galicia, Andalucía, Valle del Ebro, Cataluña y Canarias.

La energía solar fotovoltaica está basada en el efecto fotoeléctrico, que consiste en la transformación directa de la luz en electricidad. Las instalaciones se componen de módulos fotovoltaicos (paneles solares), un sistema de baterías (para asegurar el suministro en horas sin sol) y elementos electrónicos de control. Las instalaciones fotovoltaicas pueden estar conectadas a la red de distribución.

Existen instalaciones de la mayoría de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica destinadas a cubrir pequeños consumos en infraestructuras: faros, sistemas de seguridad aérea, teléfonos de urgencia en autopistas.

Otro gran grupo de aplicaciones tiene lugar en áreas rurales y en situaciones en las que la instalación de un generador fotovoltaico presenta ventajas económicas frente a la extensión de la línea para realizar el enganche correspondiente. Este es el caso de viviendas aisladas de ocupación permanente o temporal, refugios de montaña, iluminación pública, bombeo, riego, etc.

En el sector eléctrico la unidad de producción y de consumo es el kWh, que es una unidad de trabajo o energía. La potencia instalada se define como la capacidad de producción horaria. Su unidad de medida es el kW, siendo el MW y el GW los múltiplos más usuales, equivalentes a 1.000 y a un millón de kW, respectivamente.

Junto a estas dos magnitudes –producción/consumo y potencia instalada-, en el sector eléctrico es frecuente utilizar el concepto de demanda de potencia o de demanda de potencia instalada. Con esta magnitud se quiere medir la potencia instalada necesaria para atender una determinada demanda de producción o, lo que es lo mismo, un determinado consumo.

Como es sabido, cuando en un hogar el consumo en un determinado momento es superior a la potencia instalada los fusibles se funden, por lo que es conveniente reducir el número de electrodomésticos o fuentes de consumo en funcionamiento simultáneo. Si van a ser muchos los momentos en los que el consumo supere la potencia instalada, lo más aconsejable será aumentar ésta. Este fenómeno, frecuente en el ámbito doméstico, también se produce a nivel sectorial y a nivel nacional.

El excedente de potencia instalado, diferencia entre potencia instalada y potencia utilizada, actúa como compensador de las variaciones de hidráulicidad, de la disponibilidad de las centrales y de su mantenimiento, de la reserva rodante, averías no previstas, etc.

El PEN 1991-2000 realizaba una previsión de incremento de potencia de 7.400 MW (16 por ciento de la potencia entonces instalada) a construir durante esa década, si bien contaba con un crecimiento anual acumulativo de la demanda de electricidad del 3,5 por ciento. Sin embargo, el incremento real de la demanda

en 1992 fue del 1,2 por ciento, en 1993 del 0,1 por ciento, en 1994 del 3,8 por ciento y en 1995 se incrementó en otro 3,8 por ciento.

La estructura por tecnologías de la producción no tiene por qué coincidir con la estructura de potencia instalada. Esto es una consecuencia de tener un parque de generación diversificado, de modo que, ante cambios de los precios de los *inputs* de generación o de los recursos hidráulicos, puede optarse entre una variada gama de *mix* de energías diferentes para alcanzar la misma producción final. La evolución que dicho *mix* de energía ha sufrido durante la última década se explica principalmente por los *shocks* en el precio del petróleo registrados durante la década de los setenta. El sector eléctrico reaccionó sustituyendo masivamente la generación a través del fuel por otra utilizadora de carbón y de combustible nuclear. Este cambio pudo conseguirse no sólo con nuevas instalaciones de estas tecnologías, sino aumentando el grado de utilización de las centrales ya instaladas. La capacidad instalada se basa en la combinación de varios tipos de combustibles primarios (ver cuadro 4.1). Alrededor del 90 por ciento de la demanda se satisface con electricidad generada en centrales de energía nuclear, hidroeléctrica y térmica de carbón.

CUADRO 4.1

RECURSOS DE GENERACIÓN QUE SATISFACEN LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA			
TIPO DE COMBUSTIBLE	1995	1996	1997
Hidroeléctrico	14 %	24 %	20 %
Nuclear	37 %	36 %	34 %
Carbón	43 %	34 %	38 %
Fuel-gas	3 %	1 %	4 %
Importaciones	3 %	1 %	-2 %
Cogeneración y renovables	6 %	9 %	10 %
Demanda punta	25,8 GW	25,4 GW	27,4 GW
Demanda anual de electricidad	152 TWh	156 TWh	162 TWh

Fuente: Informe anual de REE

La capacidad instalada total del sector supera en más del 50 por ciento la demanda punta, aunque la capacidad efectiva varía en función de la hidraulicidad.

Una proporción considerable de la capacidad de generación en España procede de combustibles nucleares (el 36 por ciento en 1996).

La producción hidroeléctrica desempeña un papel fundamental en el sector español del suministro eléctrico. A pesar de que la capacidad instalada es considerable, la producción de energía a partir de generadores hidroeléctricos depende en gran medida de las condiciones hidrológicas. El cuadro 4.2 permite apreciar la variación de tales condiciones:

CUADRO 4.2

LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA (1993 – 1997)		
Año	GENERACIÓN (en GWh)	ÍNDICE DE PRODUCCIÓN
1993	22.126	0,73
1994	24.212	0,80
1995	21.792	0,72
1996	39.434	1,30
1997	35.726	1,19

Fuente: REE (1997)

Tal como aparece reflejado en el cuadro 4.2, la variabilidad del volumen de generación y del índice de producción de energía hidroeléctrica corrobora el importante efecto que tiene la hidrología en el sector. El índice de producción mide la variación de la producción hidroeléctrica prevista respecto de la producción real. El periodo de tres años comprendido entre 1993 y 1995 se caracterizó por un clima notablemente seco, mientras que en 1996 y 1997 se dio una climatología más húmeda.

4.2 LAS CENTRALES TÉRMICAS DE GAS DE CICLO COMBINADO (CGCC). LA INVERSIÓN EN NUEVA GENERACIÓN.

Las centrales de gas de ciclo combinado (CGCC) son aquellas que utilizan como combustible gas natural y generan electricidad a partir de una turbina de gas y otra de vapor. Sus componentes esenciales son la turbina de gas, la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador. El ciclo de gas lo compone la turbina de gas, y el ciclo de vapor está constituido por la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador.

Una unidad funcionando en CGCC une dos ciclos termodinámicos, uno de gas (*Brayton*)²⁵⁵ y otro de vapor (*Rankine*)²⁵⁶. Su principal característica consiste en aprovechar la energía térmica contenida en los gases de escape del ciclo de gas para generar vapor con energía suficiente como para aprovecharse en un ciclo de vapor. La turbina de gas puede ser vista como un ciclo *Bryton*, mientras que la turbina de vapor y el recuperador representan el ciclo *Rankine*.

El ciclo de gas se realiza en una turbina de gas²⁵⁷ y sus gases de escape²⁵⁸ se hacen pasar a través de una caldera de recuperación de calor, generando vapor a varias presiones. El vapor generado es enviado a la turbina de vapor y al aprovechar el calor de estos gases aumenta considerablemente la eficiencia energética de la planta. Aunque el hecho de que los gases de escape de la turbina supongan un descenso en el rendimiento de ésta, esto mismo hace que

²⁵⁵ El ciclo de *Brayton* es un ciclo de turbina de gas. Su temperatura de trabajo es mayor que en el ciclo *Ranking*, por lo que su rendimiento es mayor. Kennet Wark, Donald E. Richards, *Termodinámica*. Ed. *Mc Graw Hill*.

²⁵⁶ El ciclo *Rankine* emplea agua/vapor como fluido de trabajo y es normalmente empleado en centrales térmicas, tanto convencionales como nucleares. Su rendimiento presenta un valor medio aproximado del 60 o 70 por ciento y las temperaturas de trabajo son altas. Es el más usual cuando la temperatura del foco caliente está entre los 300° y 500° C.

²⁵⁷ Una “turbina de gas” se puede asimilar a un motor de avión adaptado a la producción de electricidad en tierra. Está constituida por tres partes: el compresor, la cámara de combustión y el expansor. El compresor toma el aire del ambiente y lo comprime, proporcionándole energía de presión. El aire comprimido pasa a la cámara de reacción, donde se inyecta el gas natural y tiene lugar la combustión. Los gases de combustión resultantes abandonan la cámara de combustión con una temperatura de unos 1.100° C y una presión en torno a los 15 bar, es decir, con un valor energético muy alto. Los gases de combustión atraviesan el expansor cediendo parte de su energía al rotor del mismo. El rotor hace girar al compresor y al generador de la turbina, donde se produce energía eléctrica.

El objetivo de la caldera de recuperación es captar la energía aprovechable de los gases de escape que abandonan la turbina de gas para producir vapor de agua. El vapor que se produce en la caldera de recuperación se expande en la turbina de vapor, haciendo girar el generador al que ésta se encuentra unida y produciendo energía eléctrica adicional a la obtenida en la turbina de gas. El vapor que abandona la turbina de vapor pasa a estado líquido en el condensador; de esta forma, se cierra el ciclo de agua, pasando a la caldera de recuperación. Los gases que abandonan la caldera tienen una temperatura en torno a los 100° C y, por lo tanto, todavía poseen una pequeña cantidad de energía que no se puede aprovechar, ya que, si enfriáramos los gases por debajo de estas temperaturas, nos encontraríamos con problemas químicos y de corrosión que dañarían la caldera de recuperación.

Una variante de los ciclos combinados es la cogeneración que, básicamente, es un ciclo combinado, cuyos productos son electricidad y vapor. Parte del vapor obtenido en la caldera de recuperación se deriva al proceso productivo de la planta.

²⁵⁸ A diferencia de una unidad en ciclo simple, es decir, con solo turbina de gas, en la que los gases de escape son dirigidos directamente a la atmósfera.

sea posible generar un vapor a mayor temperatura, lo que redundaría en un incremento de la eficacia del ciclo de vapor. El aumento de este último es superior a la pérdida del primero, con lo que a escala global se obtiene un mayor rendimiento. Gracias a este sistema se consigue obtener un rendimiento neto próximo al 55 por ciento, muy superior a una unidad convencional (menos costes de producción de energía), con lo que se consigue una mejora ambiental gracias al uso más racional de la energía primaria.

Los ciclos combinados de gas gozan de importantes ventajas con respecto a las centrales convencionales de carbón o fuel-oil, como son:

- a) Rendimientos termoeléctricos del orden del 55 por ciento. Este elevado rendimiento es uno de los factores que explican el interés de las compañías por la construcción de dichas plantas.
- b) Bajos costes de instalación. El relativamente reducido coste de instalación se sitúa entre 60 y 80 millones de pesetas/MW, muy inferior al de las centrales nucleares, que puede ser entre 8 y 10 veces mayor, y al de las instalaciones eólicas que están entre 120 y 150 millones de MW.
- c) Cortos periodos de duración de las obras. La duración de las obras suele ser aproximadamente de tres años.
- d) Precios bajos de la materia prima. El precio de la materia prima, aún fluctuando como en la última crisis del petróleo, suele estar en torno a las 2 pesetas/termia²⁵⁹. A ello hay que añadir la alta disponibilidad de estas centrales, que pueden funcionar sin problemas durante 6.500 o 7.500 horas equivalentes al año. Todo ello se traduce en unos precios de producción del kWh mucho menores que los de las demás centrales termoeléctricas del sistema peninsular. En un marco de oferta competitiva, donde la electricidad se adquiere a quien la produce más barata, pero se retribuye en función de la oferta más cara de las necesarias para cubrir la demanda, esto se traduce en unos elevados márgenes de beneficio que permiten amortizar la planta en tiempos muy cortos.
- e) Impacto medioambiental. Estas centrales suelen presentarse como tecnologías limpias debido a la reducción de las emisiones de contaminantes que en ellas se consiguen. El gas natural se caracteriza por su relativa recién incorporación al sector energético español y por haber experimentado un fuerte y continuado crecimiento durante los últimos años, alcanzando porcentajes de crecimiento en la demanda superiores al crecimiento global de la demanda energética española, si bien, en comparación con otros Estados de la Unión Europea, España presenta un porcentaje de participación del gas natural sensiblemente inferior al existente en otros países, siendo todavía alto el potencial de crecimiento en el futuro.

²⁵⁹ Una termia es un millón de calorías. Un m³ de gas equivale a entre 9 y 10 termias según la composición específica del gas.

Esta tardía penetración del gas natural en España respecto a otros países europeos se debe, entre otros, a problemas derivados de los aprovisionamientos que han condicionado el tipo de desarrollo e infraestructura gasista existente.

Resumimos a continuación las características que definen el sector del gas natural en España:

- a) Ausencia de yacimientos nacionales de gas y lejanía de los yacimientos existentes, que obliga a importar la práctica totalidad del gas natural consumido.
- b) Nuestra posición territorial periférica en Europa y la lejanía de los importantes mercados de gas europeos, al estar España débilmente interconectada con la red europea que dificulta que estén vigentes en nuestro país los precios del gas de Europa.
- c) La proximidad de España a Argelia, importante país productor que cuenta con significativas reservas de gas natural, permite un abastecimiento de hasta el 60 por ciento del total de necesidades²⁶⁰ españolas del gas argelino.
- d) Importante participación del gas natural licuado (GNL) en la estructura del aprovisionamiento, alcanzando un 50 por ciento del total en el año 2000, y siendo el GNL la fuente principal de gas para atender el crecimiento de la demanda en los próximos años.
- e) Los aprovisionamientos de gas se han venido realizando mediante contratos de compra garantizada *take or pay* y a largo plazo²⁶¹, si bien ya son más frecuentes los contratos de suministro de GNL a plazos más cortos, de menos de dos años de duración.
- f) En los contratos de aprovisionamiento la vinculación existente entre los precios del gas natural y la cotización internacional del petróleo y sus derivados, así como la compra del producto en dólares, que origina una gran volatilidad en el precio final del gas y que determina su competitividad frente a otros combustibles.

Históricamente la demanda de gas natural se divide en tres tipos de consumo:

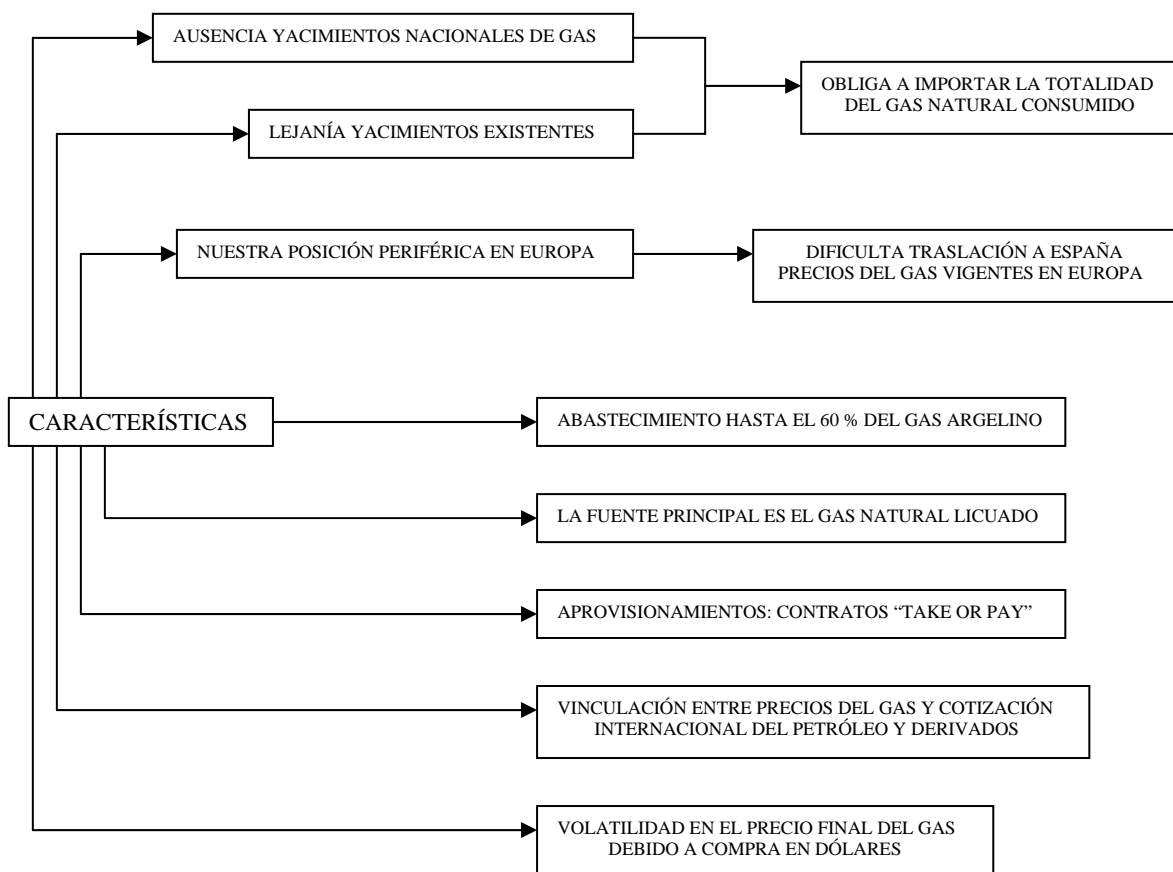
- Doméstico-comercial
- Industrial
- De generación eléctrica

²⁶⁰ Esta cifra es la máxima que permite la Ley y que puede alcanzar un mismo país aprovisionador.

²⁶¹ 20 años, según las prácticas habituales en estos mercados.

ESQUEMA 4.5

CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA GASISTA EN ESPAÑA



Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la oferta, España no posee yacimientos de gas natural teniendo que abastecerse en más del 98 por ciento de otros países, de los que Argelia tiene un papel preponderante, como primer país suministrador de gas con un 60 por ciento, seguido de Noruega con el 13 por ciento, Nigeria 11 por ciento y otros países como Libia, Trinidad y Tobago y países del Golfo Pérsico con porcentajes por debajo del 5 por ciento, siendo la producción nacional de un 1 por ciento. En el cuadro 4.3 podemos observar la distribución por países de origen de la oferta nacional de gas.

CUADRO 4.3

DISTRIBUCIÓN POR PAÍS DE ORIGEN DE LA OFERTA NACIONAL DE GAS

	2000 bcm	2001 bcm	2002 bcm	2003 bcm	2004 bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Europa	2,3	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
África	13,2	12,4	13,2	15,9	19,4
Argelia (1)	10,6	10,1	10,9	10,9	13,6
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,8	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	0,8	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,8	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado (2)	0,4	1,2	4,4	6,8	13,0
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Zagreb en el 2004.

(2) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional, aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas y los posibles suministros derivados del contrato de deslizamiento entre ENAGAS y Grupo Gas Natural para cubrir las necesidades del mercado a tarifa.

Fuente: CNE

Respecto de las infraestructuras actuales de gas natural en España, el mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista. El nuevo mercado de gas para los ciclos combinados es un mercado en fase inicial de desarrollo. El mercado convencional se caracteriza por su gran extensión geográfica y multiplicidad de consumidores. El nuevo mercado de gas para los ciclos combinados se caracteriza por contar, en la actualidad, con pocos puntos de consumo pero de gran volumen unitario y de gran incidencia en la infraestructura gasista.

Las infraestructuras actuales de gas natural se componen de tres plantas de regasificación²⁶² de GNL en operación y una en construcción avanzada, unos 6.000 km de gasoductos de transporte²⁶³, más de 31.000 km de gasoductos de distribución, dos almacenamientos subterráneos²⁶⁴, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales²⁶⁵, además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de comprensión y plantas satélites de GNL.

La previsión de la demanda de gas, asociada al funcionamiento de las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas, dado que son muchos los factores de los que depende, es difícil de cuantificar y está sujeta a una gran volatilidad. Entre dichos factores influyentes pueden citarse los siguientes: el precio del *pool* eléctrico, el coste del gas, la hidraulicidad, la demanda eléctrica, la oferta de producción eléctrica, la evolución del régimen especial, las congestiones en infraestructuras, etc. Todas ellas, pues, influyen en el número de horas de funcionamiento de las centrales, originando una gran volatilidad en la previsión.

Esta volatilidad también está igualmente asociada a la indeterminación temporal en la incorporación de nuevos proyectos o inversiones. En la actualidad existen 52 grupos de 400 MW (21.600 MW) con el proyecto en curso y fecha de incorporación estimada antes del 31 de diciembre de 2005.

En total cuentan con autorización administrativa 22 grupos de 400 MW, habiendo ya firmado contrato de acceso a la red de gas 26 grupos de 400 MW. El número de grupos que tienen contrato de acceso o autorización administrativa o ambas cosas es de 32, lo que significa 12.800 MW.

En el siguiente cuadro 4.4 se muestra la incorporación de potencia eléctrica, teniendo en cuenta tres posibles escenarios de previsión de punta, realizados por la CNE²⁶⁶. Un escenario superior recoge la posibilidad que entren en funcionamiento todos los ciclos anunciados en las fechas declaradas por los promotores. El segundo escenario (central) recoge los grupos que disponen de autorización y contrato de acceso a la red de gas y un tercer escenario (inferior) que toma el escenario central del Gestor del Sistema Eléctrico.

²⁶² La descarga de buques metaneros de grandes dimensiones sólo puede realizarse en la planta de Huelva. Los buques metaneros de mayor capacidad, de 140.000 m³ de GNL, tienen capacidad de atraque en los puertos de Huelva y Cartagena. La capacidad de atraque en Barcelona es de buques de 80.000 m³. La planta en construcción de Bilbao también permitirá el atraque de grandes metaneros.

²⁶³ Existe un escaso mallado, que hace vulnerables ciertas áreas geográficas ante limitaciones temporales de las entradas por puntos concretos, como es el caso de Cataluña, que ante indisponibilidad continuada de la planta de regasificación en Barcelona vería comprometido su suministro.

²⁶⁴ En cuanto a las infraestructuras de almacenamiento subterráneo, en la actualidad es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento hasta completar los 35 días de almacenamiento estratégico exigidos por la Ley. En 2000 la capacidad útil de almacenamiento fue equivalente a 33 días de las ventas firmes de gas. Existe la necesidad de aumentar la relación entre la capacidad de extracción y la capacidad de almacenamiento. La capacidad útil de almacenamiento subterráneo es de 1.275 Mm³ (n), siendo el caudal máximo de inyección de 287.500 m³ (n)/h y el de extracción de 358.333 m³ (n)/h. Además, existe un déficit de capacidad de almacenamiento de GNL en los tanques de todas las plantas. La capacidad total de almacenamiento de GNL actual de 455.000 m³ junto con la capacidad de regasificación máxima da lugar a 5,3 días de autonomía. Es preciso una adaptación al Real Decreto 949/2001 en cuanto a disponibilidad de capacidad de almacenamiento en tanques en las plantas de regasificación: 5 días hasta el 2004 y 10 días a partir del 2004.

²⁶⁵ Con Marruecos, con Francia y dos con Portugal.

²⁶⁶ CNE: "Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural" (2002).

CUADRO 4.4

DEMANDA PUNTA DE GAS DERIVADA DE LOS CICLOS COMBINADOS				
	2002	2003	2004	2005
	(Mte/día)	(Mte/día)	(Mte/día)	(Mte/día)
Escenario Alto	109	187	577	796
Escenario Medio	109	172	406	499
Escenario Bajo	94	156	218	234

Fuente: CNE

El cuadro 4.5, en la página siguiente, muestra el calendario previsto de incorporación de nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas, conforme a la estimación realizada por sus promotores.

CUADRO 4.5

ESTADO DE LOS PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS CENTRALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO DE GAS						
CENTRAL	PROPIETARIOS	POTENCIA NOMINAL (MW)	OPERACIÓN COMERCIAL PREVISTA	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA	CONTRATO ACCESO A LA RED DE GAS	COMBUSTIBLE ALTERNATIVO (días/periodo)
San Roque	Gas Natural y Endesa	800	1 T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
S. Adriá de Besós	Gas Natural y Endesa	800	2 T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Castejón	Hidrocantábrico	400	3 T 2002	Aprobado	Firmado	No
Castellón	Iberdrola	800	3 T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil
Puerto de Bilbao	Bahía de Bizkaia El. SL	800	1 T 2003	Aprobado	Firmado	No
Tarragona	Grupo Endesa	400	3 T 2003	No	Firmado	No determinado
Castejón	Iberdrola	400	1 T 2003	Aprobado	Firmado	Gasoil
Tarragona	Tarragona Power	410	2 T 2003	No	No	Gasoil
Escombreras	Repsol y BP	1200	2 T 2004	No	No	Gasóleo A
Arcos de la Frontera	Guadalcaçín E. SA	400	1 T 2004	No	No	Gasoil (5/mes, 20/año)
Escombreras	AES Energía SRL	1200	1 T 2004	Aprobado	No	Gasoil
Santurce	Iberdrola	400	1 T 2004	No	No	Gasoil
Castelnou	Entergy Power	800	1 S 2004	No	No	Gasóleo C (40 años)
San Roque	Nueva Generación Sur (UF - Cepsa)	400	15/09/03 - 15/02/04	Aprobado	Firmado	Gasoil (60 años)
		400	15/12/03 - 15/06/04			
Arrabal	Gas Natural	800	1 S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Plana del Vent	Gas Natural	800	1 S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Arcos de la Frontera	Enron Europe Limited	1200	2 T 2004	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Amorebieta	Bizkaia Energía (ESB)	800	3 T 2004	Aprobado	No	No
Menuza	Edison Misión Energy	400	3 T 2004	No	No	No determinado
Aceca	Unión Fenosa	400	3 T 2004	No	Firmado	Gasoil (60 años)
Aceca	Iberdrola	400	3 T 2004		No	Gasoil
Colón	Grupo Endesa	380	4 T 2005	No	Firmado	No determinado
Palos de la Frontera I	Unión Fenosa	400	01/06/04 - 01/12/04	No	Firmado	Gasoil (60 años)
		400	01/11/04 - 01/04/05			
Sabón	Unión Fenosa	400	01/08/04 - 01/01/05	No	No	Gasol (60 años)
		400	01/01/05 - 01/06/05			

CUADRO 4.5

ESTADO DE LOS PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS CENTRALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO DE GAS (Continuación)						
CENTRAL	PROPIETARIOS	POTENCIA NOMINAL (MW)	OPERACIÓN COMERCIAL PREVISTA	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA	CONTRATO ACCESO A LA RED DE GAS	COMBUSTIBLE ALTERNATIVO (días/periodo)
Escombreras	Iberdrola	800	1 T 2005	Aprobado	No	Gasoil
Morata de Tajuña	Energy Power	1200	1 S 2005	No	No	Gasóleo C (40 años)
Catadau	Intergen	1200	2 T 2005	No	No	No
Arcos de la Frontera/ Osera del Ebro	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05	No	Firmado	Gasoil (60 años)
Sagunto Fase I	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05			
		400	01/01/06 – 01/06/06	No	No	Gasoil (60 años)
		400	01/10/07 – 01/03/08			

Fuente: Promotores CCGT y CNE

4.3 ARGUMENTOS EN CONTRA DE LA COMPETENCIA Y EN DEFENSA DE LA ESTRUCTURA HORIZONTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Lasheras (1999) aporta dos ideas²⁶⁷ que han circulado como argumentos en contra de la competencia efectiva y en defensa de una estructura horizontal concentrada como la existente en el sector eléctrico español:

- b) Una competencia en duopolio permite mantener empresas de una dimensión suficiente para competir en los mercados mundiales. Si las empresas de generación se fragmentaran no podrán competir en los mercados internacionales con empresas de mayor tamaño.
- c) Una competencia en duopolio es preferible a una estructura sectorial con una empresa dominante y otras de menor tamaño, siguiendo la estrategia de precios de la primera. Un sector eléctrico dominado por una de las dos empresas grandes de generación y teniendo el resto de las empresas un tamaño menor conduciría a un equilibrio con precios superiores a los que resultan previsibles con una competencia duopolística a la “Cournot” [De Quintos (1998)].

Los operadores que ya están en el mercado pueden disponer de determinados activos que los sitúan en una posición de ventaja clara respecto a los nuevos entrantes potenciales. Tales activos estratégicos pueden ser de diversos tipos:

- El acceso a emplazamientos: dada las dificultades para la obtención de permisos de ubicación, puede suponer una ventaja el disponer de acceso a un número limitado de emplazamientos para los que se tiene autorización.
- El acceso a recursos hidroeléctricos: como en el caso de las unidades de bombeo, cuya flexibilidad operativa puede constituir un valor estratégico añadido.
- El acceso a combustible y los permisos de emisión: los operadores que ya están en el mercado podrían limitar el acceso al suministro de combustible mediante adquisiciones o acuerdos.
- Las restricciones de transporte: algunas centrales pueden gozar de una ubicación estratégica que les permita sacar partido de las restricciones de transporte o imponérselas a otras centrales.
- El acceso a la información: otra de las ventajas de los agentes que ya están en el mercado radica en su conocimiento del sistema y de la estructura de costes de otros participantes, información a la que no pueden acceder fácilmente los nuevos entrantes.
- Los derechos contractuales heredados pueden suponer otra barrera para los nuevos entrantes.

²⁶⁷ Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, pág. 295.

4.4 LA COMERCIALIZACIÓN

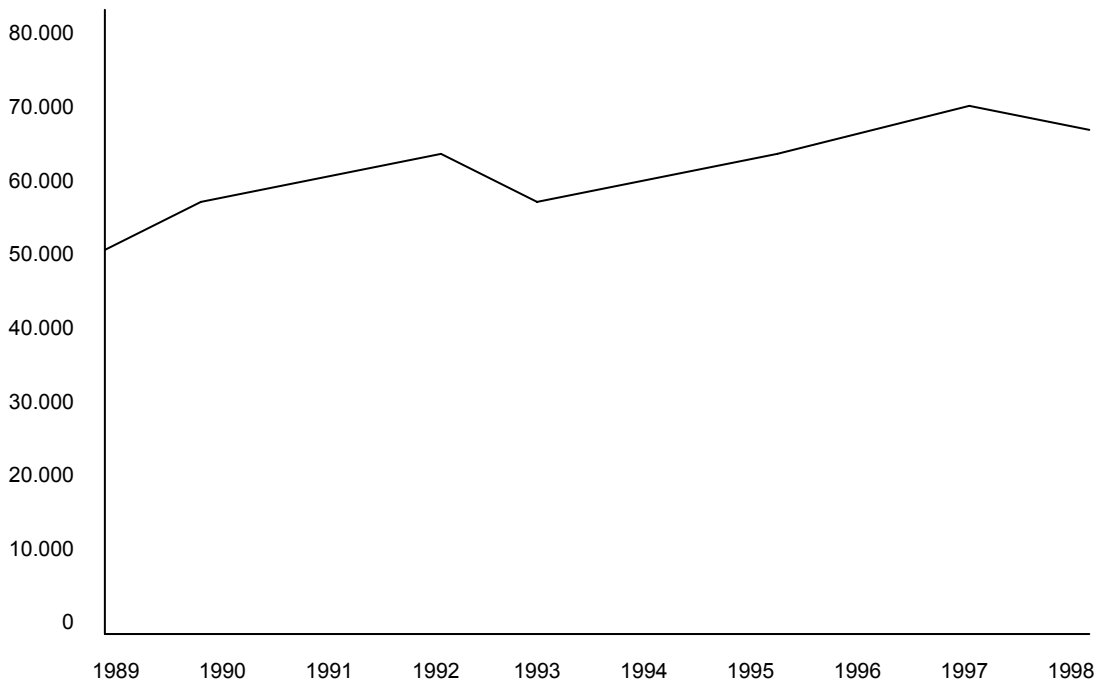
De acuerdo con la Ley 54/1997, la comercialización de energía eléctrica se declara como actividad no regulada, si bien la comercialización a tarifa la seguirán realizando los distribuidores. Los consumidores cualificados podrán comprar la energía directamente a los generadores, o bien a través de la nueva figura del comercializador.

La actividad de comercialización a tarifa tiene un coste estándar en el MLE que depende, fundamentalmente, del número de abonados. Los costes de comercialización crecieron durante todo el periodo de los años 90, con excepción de 1993 y 1998. A pesar de esta tendencia creciente, los costes de comercialización tienen poco peso en el total del sector.

En 1998 estos costes fueron de 70.176 millones de pesetas, lo que representaba en torno al 3,6 por ciento de la facturación a tarifa.

GRÁFICO 4.1

EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE COMERCIALIZACIÓN (1989 – 1998)



Fuente: Expediente de tarifas del MINER y elaboración propia

El cuadro 4.6 muestra el reparto de pólizas suscritas por los clientes a tarifa entre las principales empresas suministradoras. Iberdrola y las empresas del Grupo Endesa suministran electricidad al 66 por ciento de los abonados.

CUADRO 4.6

REPARTO DE LAS PÓLIZAS SUSCRITAS POR LOS CLIENTES A TARIFA ENTRE LAS PRINCIPALES EMPRESAS SUMINISTRADORAS	
NÚMERO DE PÓLIZAS POR EMPRESAS (AÑO 1998)	
TOTAL PÓLIZAS: 20.187.469	
Grupo Endesa.....	24 %
E. Riesgo.....	2 %
ERZ.....	3 %
Hecsa.....	2 %
Hidrocantábrico.....	2 %
Enher.....	6 %
Fecsa.....	9 %
Iberdrola.....	42 %
Sevillana.....	19 %
Unión Fenosa.....	15 %

Fuente: CNSE y elaboración propia

CAPÍTULO 5

LAS ACTIVIDADES REGULADAS

5.1 TRANSPORTE. REE DEL 55 AL 100 POR CIENTO DE LA RED DE ALTA TENSIÓN (AT).

La unión de los centros de producción o generación con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo por la red de transporte que, en general, incluye aquellas instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kW y las interconexiones internacionales.

En la Península, ese transporte se realiza en su mayor parte por REE, en tanto que en los sistemas extrapeninsulares lo realizan las empresas privadas Gesa en Baleares y Unelco en Canarias. Dentro del transporte peninsular hay que distinguir entre la red de 400 kW y los circuitos a 220 kW. Dentro de la primera, REE es propietaria, a finales de 1998, de 14.278 km, lo que supone el 98,2 por ciento del total de circuitos a 400 kW, en tanto que las restantes empresas transportistas son propietarias en esa tensión de 260 km, lo que supone el 1,8 por ciento.

En cambio, en el caso de las líneas a 220 kW, REE es poseedora únicamente de 4.280 km, el 27,1 por ciento del total, frente a los 11.521 km propiedad de otras empresas, con el 72,9 por ciento del total.

Si en este tipo de red contemplamos los territorios extrapeninsulares – Baleares y Canarias- REE supondría el 26,7 por ciento, con los mismos 4.280 km y de otras empresas de 11.768 km, el 73,3 por ciento del total, con 16.048 km.

Durante la década de los años noventa, los mayores esfuerzos inversores realizados se concentran en los circuitos de 400 kW que han crecido a un ritmo medio anual del 1,7 por ciento.

Por otra parte, el crecimiento medio de los circuitos de 220 kW, a lo largo de esa década, ha sido algo menos de la mitad, el 0,8 por ciento.

La capacidad de transformación total del sistema ascendía en 1998 a 42.687 MW en la red de 400 kW. De esa cifra, 16.988 MW pertenecen a REE (39,8 por ciento) y 25.699 MW a otras compañías (60,2 por ciento).

El desarrollo de la capacidad de transformación total del sistema, durante la década de los noventa ha sido superior al de los circuitos, con un aumento medio anual de la capacidad total del 3 por ciento

REE posee casi la totalidad de la red de alta tensión de 400 kW y una cuarta parte de la red de 220 kW. La longitud de la red de transporte puede apreciarse en el siguiente cuadro 5.1:

CUADRO 5.1

LA RED DE TRANSPORTE DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (en kilómetros)					
	1993	1994	1995	1996	1997
400 KW	13.179	13.477	13.710	13.823	13.984
220 KW	4.214	4.214	4.214	4.240	4.276
110 KW o menos	62	75	75	75	75
Total	17.455	17.766	17.999	18.138	18.335

Fuente: REE

En la actualidad la red de transporte de energía está compuesta por 15.000 km aproximadamente de circuitos a 400 kW, 17.000 km a 220 kW y con una transformación de 46.500 MW de 400 kW a 220 ó 132 kW. Se trata de una red de transporte de energía eléctrica robusta, suficientemente mallada que origina pocas restricciones. Pero, por el contrario, presenta un déficit relevante en cuanto a las conexiones internacionales, de las que de forma reiterada se ha constatado su escasa capacidad.

Además de ser responsable de la operación y el mantenimiento de la red de transporte, REE actúa como Operador del Sistema. El Gobierno es titular del 60 por ciento de la empresa a través de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), ente sucesor del INI. Otras empresas que participan en el sector eléctrico español también están autorizadas a poseer participaciones de REE, si bien sus inversiones están limitadas por la legislación vigente.

Antes de que entrara en vigor la Ley 54/1997, REE llevaba a cabo intercambios internacionales limitados. REE sigue gestionando los intercambios a corto plazo necesarios para garantizar las condiciones de calidad y seguridad del suministro, además de los contratos a largo plazo suscritos con Francia, Marruecos, Portugal y Andorra.

La red interconectada sigue expandiéndose y en la actualidad abarca dos interconexiones de alta tensión con Francia (Hernani-Cantegrit y Vic-Baixas) y otras tantas con Portugal (Cedillo-Pego y Cartelle-Lindoso), así como el enlace entre Pinar, en el sur de España, y Melloussa, en el norte de Marruecos, y varios enlaces de menor tensión.

La capacidad de interconexión entre España y los países vecinos, según fuentes de la CNE para 1997, fue la siguiente: 700 MW de capacidad en la interconexión España-Francia; 1.000 MW correspondieron a la interconexión España-Portugal y 300 MW de capacidad a la interconexión España-Marruecos.

El saldo, en 1997, en los intercambios internacionales de energía fue, para el sector eléctrico español, de exportador neto de energía (ver cuadro 5.2).

CUADRO 5.2

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES EN 1997 (en GWh)			
Interconexión	Importación	Exportación	Exportac. netas
Francia	2.114	2.055	-59
Portugal	2.481	5.378	2.897
Andorra	0	105	105
Marruecos	2	133	131
Total	4.597	7.670	3.073

5.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA (REE).

La figura del Operador del Sistema es establecida por la Ley 54/1997 con el fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación de la producción (generación) y el transporte; dicha función le es encomendada a REE. La Ley confirma a REE como empresa de transporte de energía eléctrica y le encomienda la responsabilidad de desarrollar la gestión técnica, función asociada al operador del sistema, y la gestión de la red de transporte.

REE de España realiza otras actividades eléctricas, como el transporte y la gestión de los intercambios internacionales y actividades no eléctricas, como la cesión de redes de fibra óptica, consultoría y actividades en el exterior, por las que recibe otros ingresos.

La Ley 54/1997 obliga a REE a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica. Desde hace unos meses, REE contaba con dos direcciones generales totalmente diferenciadas para la realización de las actividades de transporte y operación del sistema. En la actualidad esta separación organizativa ha desaparecido de modo que el transporte eléctrico y la operación del sistema están ubicados en la misma línea de mando. La operación del sistema eléctrico se realiza desde Cecoel, con el apoyo de los Centros de Operación Regional de REE y los Despachos Técnicos de las empresas, con el propósito de asegurar permanentemente la continuidad y calidad de suministro y un mínimo coste de la energía generada, de acuerdo con las directrices de política energética.

Los ingresos percibidos por REE son de diversa naturaleza, al ser las actividades que realiza distintas:

- ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los ingresos por prestación de servicios correspondientes a las actividades de Transporte y Operación del Sistema son fijados anualmente por el Ministerio de Economía, en la tarifa correspondiente.

- TRANSPORTE

El Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002, fijó la retribución de REE para la actividad de transporte correspondiente a 2002 en 371.792 miles de euros y para la operación del sistema en un 0,103 por ciento de la tarifa y en un 0,250 por ciento de los peajes.

- OPERACIÓN DEL SISTEMA

En 1998, 1999, 2000 y 2001 se han devengado ingresos por la operación del sistema por importes de 6.287, 6.130, 6.214 y 8.679 miles de euros, respectivamente. Dichos ingresos se obtienen de la aplicación de los correspondientes porcentajes a la tarifa.

- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

A REE, asimismo, se le reconocen ingresos por la aportación de energía y potencia de los contratos de importación y exportación suscritos con EDF (Francia) y ONE (Marruecos). En 2000 y 2001 los ingresos obtenidos por dicha gestión han sido de 6.755 y 8.099 miles de euros, respectivamente. Estos ingresos no se determinan en tarifa sino que son obtenidos como consecuencia de una normativa establecida por el Ministerio de Economía para la gestión de dichos contratos, para un periodo de tiempo determinado.

- DIVERSIFICACIÓN

REE también recibe ingresos por prestación de servicios a través de la cesión del uso y derecho de paso de la red de telecomunicaciones y por los trabajos de consultoría, ingeniería, construcción y mantenimiento realizados con terceros. Los ingresos obtenidos por dicha actividad en 2001 se elevaron a 16.880 miles de euros.

En el cuadro 5.3 se detalla resumida la evolución de los ingresos de REE por sus distintas actividades, desde 1998 a 2002. Como puede observarse, los ingresos percibidos por REE, por estos conceptos, han crecido de 1998 al 2002 en casi 1 por ciento, en contraste con el descenso de tarifa media que se ha producido en los dos últimos años, y teniendo en cuenta, además, que el 97 por ciento de los ingresos de REE proceden de actividades reguladas.

CUADRO 5.3

INGRESOS DE REE POR ACTIVIDADES (miles de euros)						
	TRANSPORTE	OPERACIÓN SISTEMA	INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	OTROS	TOTAL	TASA DE VARIACIÓN (%)
1998	309.936	6.287	6.299	13.565	336.086	-
1999	317.791	6.130	6.888	11.804	342.613	1,94
2000	338.141	6.214	6.755	12.928	364.039	6,25
2001	359.845	8.679	8.099	16.880	393.503	8,09
2002 (*)	371.792					

(*) Son datos provisionales
Fuente: CNE

En cuanto a los gastos y la cuenta de resultados (1998–2002) del Operador del Sistema, sin incluir por ello el transporte, la gestión de los contratos internacionales, ni otros, se muestran en el cuadro 5.4, en el que se puede observar que la Operación del Sistema registra de modo permanente un alto volumen de pérdidas.

Las columnas correspondientes a 1998, 1999, 2000 y 2001 se han elaborado con las Memorias de la compañía, mientras que la columna correspondiente a 2002 recoge los ingresos incluidos en la tarifa y las previsiones de gastos realizadas por la propia REE.

CUADRO 5.4

CUENTA DE RESULTADOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA (Miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	6.287	6.130	6.214	8.678	
- Gastos de personal	9.796	10.175	9.430	7.967	
- Dotaciones para amortizaciones	2.404	3.744	4.093	3.180	
- Otros gastos de explotación	4.441	2.182	3.029	5.479	
= (-) Total gastos de explotación	16.642	16.101	16.552	16.626	
= Resultado de explotación	-10.355	-9.971	-10.337	-7.948	
- Resultados financieros	264	433	751	912	
= Resultado de las actividades ordinarias	-10.620	-10.404	-11.089	-8.860	
+/- Resultados extraordinarios	-992	-811	-583	1.364	
- Impuesto sobre sociedades	0	0	0	0	
= Resultado del ejercicio	-11.612	-11.215	-11.672	-7.496	

REE propone que le sean compensadas las pérdidas acumuladas en 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, que la compañía considera ascienden a más de 49 millones de euros. Igualmente, propone un sistema de cálculo anual de los costes reconocidos de la Operación del Sistema que consiste en partir de unos costes reconocidos que para 2002 son de miles de euros, cantidad que anualmente se va actualizando en función de la demanda, del IPC y de un factor de eficiencia.

REE solicitó, como retribución, para 2003, unos ingresos de miles de euros, resultado de aplicar el sistema de cálculo anual propuesto por el Operador del Sistema. Esta retribución solicitada supuso multiplicar por casi dos veces y media la cifra de 2002. Esta cantidad permitía atender los costes generales del Operador del Sistema y poder generar un margen sobre gastos del 15 por ciento.

La CNE con el fin de evitar al máximo la discrecionalidad que pueda darse en el establecimiento anual de la retribución del Operador del Sistema (REE) aconsejó establecer una metodología explícita en la que los costes se sometían a un procedimiento estandarizado.

REE propuso a la CNE la siguiente fórmula para calcular el coste reconocido al OS:

$$CROS_n = CROS_{n-1} [J (IPC_n / IPC_{n-1}) - Z_n]/100) + (1 - J)(D_n / D_{n-1})/100]$$

siendo:

$CROS_i$: los costes reconocidos del año i.

J, (1- J): coeficientes de ponderación en tanto por uno.

Z_i : factor de eficiencia, en tanto por uno.

IPC_i : índice de precios al consumo del año i.

D_i : demanda prevista para el año i.

Para determinar el valor inicial de la retribución, igual a los costes del primer año, se constituyó un grupo de trabajo en el seno de la CNE, ya que debe ser el propio ente regulador el que lo establezca.

REE solicitó que le fueran compensadas las pérdidas habidas en los años anteriores, pero el sistema actual de fijación de tarifas no prevé revisión de ejercicios anteriores. Si bien dichas pérdidas reducen el gasto por el impuesto sobre sociedades.

A partir de estas hipótesis la retribución para el año 2003 podría ser desde 12.601 miles de euros (la más pequeña), en el caso de que el ajuste fuese exponencial y se realizase en cinco años, hasta 18.449 miles de euros (la mayor), en el caso de que el ajuste fuese lineal y se produjese en dos años.

CUADRO 5.5

	AJUSTE EN CINCO AÑOS (miles de euros)		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	12.601	14.005
2004	26.681	15.540	17.792
2005	27.482	19.166	21.580
2006	28.306	23.637	25.368
2007	29.155	29.152	29.155

Fuente: REE

CUADRO 5.6

	AJUSTE EN CUATRO AÑOS (miles de euros)		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.676	8.676	8.676
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	13.181	14.739
2004	26.681	17.005	19.262
2005	27.482	21.938	23.784
2006	28.306	28.302	28.306

Fuente: REE

CUADRO 5.7

	AJUSTE EN TRES AÑOS (miles de euros)		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	14.209	15.972
2004	26.681	19.760	21.727
2005	27.482	27.480	27.482

Fuente: REE

CUADRO 5.8

	AJUSTE EN DOS AÑOS (miles de euros)		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	16.511	18.449
2004	26.681	26.681	26.681

Fuente: REE

En el cuadro 5.9 se presenta la cuenta de resultados del Operador del Sistema para el trienio 2001–2003. La columna de 2001 se ha elaborado con la Memoria de la compañía correspondiente a dicho año, mientras que la columna de 2002 recoge, para los gastos, el presupuesto de Operador del Sistema presentado por REE a la CNE y, para los ingresos, el importe reconocido en el expediente de tarifa de ese año.

Para 2003 se han realizado tres hipótesis de ingresos distintas, correspondientes cada una de ellas a los dos valores extremos, obtenidos en los escenarios presentados en los cuadros anteriores, y a un valor intermedio: 12.601, 14.209 y 18.442 miles de euros, respectivamente.

Las cifras correspondientes a los gastos son las del año 2002, actualizándose los gastos de personal a un 3 por ciento.

CUADRO 5.9

CUENTA DE RESULTADOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA (miles de euros)					
	2001	2002 (*)	2003		
			H1	H2	H3
+ Ingresos por la gestión técnica del sistema	8.678		12.601	14.209	18.449
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	8.678		12.601	14.209	18.449
- Gatos de personal	7.967		8.568	8.568	8.568
- Dotaciones para amortizaciones	3.180		4.644	4.644	4.644
- Otros gastos de explotación	5.479		7.943	7.995	7.943
= (-) Total gastos de explotación	16.626		21.155	21.207	21.155
= Resultado de explotación	-7.948		-8.554	-6.998	-2.760
- Resultados financieros	912		650	650	650
= Resultado de las actividades ordinarias	-8.860		-9.204	-7.648	-3.356
+/- Resultados extraordinarios	1.364		1.20	1.220	1.220
- Impuesto sobre sociedades	0		0	0	0
= Resultado del ejercicio	-7.496		-7.984	-6.428	-2.136

Fuente: CNE

5.3 DISTRIBUCIÓN.

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

La Ley 54/1997 permite la distribución a través de la generalización del acceso a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red se pone a disposición de los diferentes agentes del sector y de los consumidores. La retribución de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, para evitar, de esta forma, el posible abuso de la posición de dominio derivada de la existencia de una única red.

En 1998 la principal empresa distribuidora en España, fue Iberdrola con el 38 por ciento de la distribución –en la zona Centro, Norte y Levante- , seguida de Unión Fenosa con el 15 por ciento. Al considerar conjuntamente las empresas distribuidoras del grupo Endesa –en la zona Sur y Noroeste-, resulta una cuota de mercado del 43 por ciento, con lo que los dos principales grupos eléctricos del país distribuyen el 81 por ciento de la energía.

CUADRO 5.10

ENERGÍA ELÉCTRICA DISTRIBUIDA (Año 1998): 176.515 GWh	
Grupo Endesa.....	43 %
E. Riesgo.....	3 %
ERZ.....	4 %
ENHER.....	10 %
FECSA.....	11 %
Sevillana.....	15 %
Iberdrola.....	38 %
Unión Fenosa.....	15 %
Hidrocantábrico.....	4 %

Fuente: Red Eléctrica

En su artículo 16.3, la Ley 54/97 establece que “la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, rasgos que caractericen las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad”.

5.4 LA INVERSIÓN EN REDES.

REE es la compañía responsable de la operación del sistema eléctrico español y de la gestión técnica de la red de transporte de energía de alta tensión. Es la única empresa especializada en la actividad de transporte de energía en España.

Como responsable de la gestión de la red de transporte, REE tiene asignadas las funciones de:

- Desarrollo y ampliación de las instalaciones de la red de transporte de alta tensión.
- Garantiza el mantenimiento y mejora de la red de transporte bajo criterios homogéneos y coherentes.
- Gestiona las interconexiones internacionales y el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español.
- Garantizar el acceso de terceros a la red para que todos los agentes del sector puedan utilizarla en régimen de igualdad. De esta forma proporciona a los agentes del sistema una red de transporte fiable y segura, con unos índices de disponibilidad y calidad de servicio satisfactorios.

Como Operador del Sistema Eléctrico español, REE desempeña la gestión técnica del sistema, controla y opera la red de alta tensión en tiempo real y garantiza la correcta coordinación entre la generación de las centrales y el transporte de energía, asegurando, en todo momento, la continuidad y seguridad del suministro.

Con independencia de la oferta y la demanda que resulte del mercado, REE asegura:

- La sustitución de la energía que un grupo generador no pudo producir.
- El suministro instantáneo de la energía que los consumidores deseen en cada momento.

REE desarrolla también una amplia actividad en los campos de diversificación e internacionalización, con el objetivo de rentabilizar al máximo su capacidad tecnológica y financiera.

REE es actualmente la propietaria del 84 por ciento de la red de transporte del territorio nacional. El cuadro 5.11 refleja el total de activos de instalaciones de la red de transporte de propiedad de REE, referidos al 31 de diciembre de 2002, incluidas las redes adquiridas a Endesa y Unión Fenosa. La adquisición de estos

activos de transporte supone un paso definitivo para posicionar a la compañía como el transportista único en España y la sitúa en condiciones óptimas para participar en futuros procesos de consolidación europea.

CUADRO 5.11

INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE PROPIEDAD DE RED ELECTRICA				
	ACTIVOS INICIALES RED ELÉCTRICA	ACTIVOS ADQUIRIDOS a ENDESA y a UNÓN FENOSA		TOTAL ACTIVOS
KILÓMETROS DE CIRCUITO	19.951	5.692	1.364	27.007
400 Kv	15.541	135	70	15.746
220 kv Y MENOR	4.410	5.557	1.294	11.261
NÚMERO DE POSICIONES	809	705	222	1.736
400 kv	598	34	8	640
220 kv Y MENOR	211	671	214	1.096
TRANSFORMACIÓN (MVA)	22.526	3.209	1.231	26.966

Fuente: REE

El volumen total estimado de la inversión para el desarrollo de infraestructuras eléctricas de transporte en el periodo 2001 – 2005, asciende a 1.664,80 millones de euros, de los cuales 1.630,90 millones de euros son destinados a actuaciones que se consideran prioritarias y los 33,90 millones de euros restantes para el resto de actuaciones como se recoge en el siguiente cuadro²⁶⁸.

²⁶⁸ Para el cálculo se han utilizado los costes unitarios establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

CUADRO 5.12

INVERSIONES (en Mill. € de 2001)						
	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Instalaciones Prioritarias	256,40	760,80	238,80	230,40	144,50	1.630,90
Instalaciones no prioritarias	0	0	0	21,85	12,05	33,90
Total	256,40	760,80	238,80	252,25	156,55	1.664,80

Fuente: CNE y elaboración propia

Considerando la senda de inversiones y teniendo en cuenta lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, se ha calculado el incremento que podría representar en la retribución de la actividad de transporte hasta el año 2006, que supone un 36,9 por ciento sobre los 581,83 millones de euros fijados para el año 2001. De dicho porcentaje un 36,1 por ciento corresponde a las actuaciones consideradas prioritarias y un 0,8 por ciento a las actuaciones no prioritarias.

Dado que el coste medio del transporte está ligado a la demanda real, la planificación de la red de transporte debe acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma, debe detectarse con la suficiente anticipación la necesidad de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.

La localización de las centrales de generación no ha de ser indiferente para el sistema, ya que la proximidad a los centros de consumo reduce la necesidad de redes de transporte y las pérdidas que se producen en las mismas. Resulta necesario, en línea con las tendencias europeas en esta materia, en la regulación del transporte y del mercado generar señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas.

5.5 ACTIVIDADES ELÉCTRICAS REGULADAS. SU RETRIBUCIÓN.

La normativa que desarrolla todos los aspectos de la retribución de las empresas eléctricas se encuentra recogida en el MLE.

El elemento fundamental del MLE son los costes estándar, que son una valoración, para todas las empresas, de los costes fijos y variables de distribución, que vienen determinados por los activos para las que son calculados. La remuneración de las empresas distribuidoras estará basada en estos costes estándar y no en costes reales, y cualquier diferencia entre ambos supondrá un beneficio o pérdida adicional para las propias empresas, las cuales estarán incentivadas a disminuir sus costes reales tanto como les sea posible. Esto convierte a los costes estándar en el elemento de incentivo clave para alcanzar la eficiencia en la distribución.

La premisa fundamental de la retribución de la distribución es que cubra exactamente el coste de servicio. Este coste de servicio es obtenido agregando todos los costes reconocidos, para todos los elementos y todas las empresas.

Distribución, que incluye la amortización de las inversiones realizadas, costes de explotación y los de gestión comercial.

Coste de estructura y de capital circulante, que recogen los gastos no ligados a la función productiva o distributiva y gastos financieros de la cuenta de clientes.

El método de regulación supone que empresas cuyo objetivo era maximizar beneficios, se conviertan en maximizadoras de la diferencia entre costes estándar y costes reales.

El coste estándar debería ser interpretado como un precio máximo que se actualiza periódicamente con el índice de precios, cuya evolución es independiente de la evolución de la eficiencia del sector y no tiene en cuenta los incrementos de productividad del mismo.

El mecanismo de costes estándar puede dar lugar a algún comportamiento por parte de las empresas totalmente contrario a los objetivos pretendidos por el regulador. Bajo este modelo de regulación la empresa desea maximizar la diferencia entre costes estándar y costes reales. Ahora bien, la empresa puede adoptar la estrategia de incrementar los costes estándar reconocidos, a través del reconocimiento de las inversiones extraordinarias en inmovilizado o vía renovación de los mismos, valiéndose de su capacidad y poder negociador frente al regulador.

También es previsible, teniendo en cuenta que toda mejora de la calidad supone un incremento de los costes de producción, que ningún productor tendrá incentivos a invertir en calidad si esta inversión no induce a una modificación simultánea de sus costes estándar.

CUADRO 5.13

<p>MODELO DE RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN</p>
<p>EL COSTE DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA</p>

	Ingresos Unitarios por Energía (€/MWh)			Ingresos Unitarios por Cliente (€/CI)		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Endesa	15,4	15,2	14,6	128,5	127,3	125,8
Iberdrola	13,6	13,3	13,0	111,2	111,7	105,4
U. Fenosa	15,8	15,4	15,8	129,0	136,0	139,2
HC	9,8	9,7	10,3	141,6	137,2	121,7
España	14,5	14,3	14,0	122,3	123,0	119,6
Media RECs UK	16,7	16,3	n.d.	185,1	184,5	n.d.
EDF	n.d.	21,7	20,0	n.d.	263,4	226,2
ESBN (Eire)	n.d.	24,7	22,5	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Iberdrola, informe "Iberdrola en el sector energético español (01-X-03)

5.6 OPERACIÓN DEL MERCADO. EL MERCADO MAYORISTA (OMEL).

Los mercados eléctricos reorganizados desde 1998 se estructuran en torno a un nuevo mercado mayorista. Las empresas de generación compiten para vender electricidad en este mercado, y los comercializadores pueden comprar la energía y adquirir los derechos de acceso a las empresas de transporte y distribución para poder suministrar a los consumidores finales. Los clientes cualificados también pueden suscribir contratos directamente con los generadores.

El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales²⁶⁹ físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado mayorista una vez finalizado el mercado diario.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado mayorista como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores²⁷⁰, así como los consumidores cualificados²⁷¹ de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan habilitación de agentes externos²⁷². Los productores y los consumidores cualificados pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales físicos.

Un consumidor cualificado que quiera participar en el mercado mayorista puede acceder a todas las posibilidades que éste ofrece a cualquier otro demandante de energía, independientemente de su tamaño, si bien, si su objetivo es únicamente participar de una forma simple adquiriendo la energía que necesita consumir para cada uno de los días, su participación en el mercado es muy sencilla, pudiendo realizar las adquisiciones para los días futuros que estime conveniente, y recibir la factura por la energía adquirida al mercado cada mes.

El funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad comenzó legalmente en España en 1998 con unas empresas no sólo horizontalmente muy

²⁶⁹ Son contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualificado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

²⁷⁰ Son aquellas personas jurídicas que accediendo a las redes de transporte o distribución tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir del 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

²⁷¹ Son aquellos que son suministrados en alta tensión. Desde el 1 de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

²⁷² Productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

concentradas, sino verticalmente²⁷³ integradas, a pesar de que la LOSEN obligaba a realizar la separación de la distribución y la generación, nada se había avanzado hasta la aprobación de la Ley 54/1997.

Von der Fehr y Harbord (1997) señalan que una vía para facilitar la aparición de mercados de energía en países en que, como en España, no existía tradición de contratos libres ha sido la introducción de un *pool* obligatorio en el que se casaban toda la oferta y toda la demanda que en cada momento estaban conectadas a la red de transmisión.

Los citados autores definen²⁷⁴ los *pools* de energía eléctrica como instituciones que siguen un modelo de mercado dirigido a facilitar el intercambio y la competencia en el suministro de energía, permitiendo simultáneamente una coordinación y un control de las condiciones de generación y transmisión de la red²⁷⁵, al obligar que toda la demanda y toda la oferta se casen necesariamente en el *pool* mediante ofertas remitidas por todos los participantes y mediante procedimientos de casación que se encuentran estandarizados. Los *pools* son mercados multilaterales en los que toda la oferta y toda la demanda para un mercado de tiempo se igualan, sin identificar las transacciones bilateralmente. Todos los oferentes que han sido casados venden a todos los de mandantes que han entrado en la casación.

Los *pools* determinan los precios de mercado para cada franja horaria (para cada hora en España), como en cualquier otro mercado a través de la intersección de las ofertas agregadas de los generadores para esa hora con la demanda total.

Las ofertas se establecen por el orden de menor a mayor precio, originando una curva total de oferta creciente en precio y cantidad. Las demandas se establecen de mayor a menor precio, dando lugar a una curva agregada de pendiente negativa. Determinado el precio de equilibrio para una hora por la intersección de ambas curvas de mercado y las centrales que van a producir por quedar sus ofertas por debajo y a la izquierda de este precio, la gestión técnica de la red u operación del sistema se encarga de que el despacho real se separe lo menos posible de esta casación del mercado.

El *pool* se gestiona por la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico (OMEL) y es independiente de las empresas eléctricas, a las que la Ley 54/1997

²⁷³ En cuanto a la separación vertical, las dos razones principales en defensa de la separación entre actividades reguladas y actividades no reguladas son:

3. La separación vertical mitiga los incentivos de la empresa integrada a utilizar las tarifas de acceso a redes con fines predatorios o como barreras de entrada.
4. La separación vertical facilita la obtención de información, por parte del regulador, para determinar el coste de las actividades reguladas, que resultan imprescindibles para la fijación de las tarifas.

²⁷⁴ Fehr, Von der y Harbord, David C. (1997), "Capacity investment and competition in decentralised electricity markets", Department of Economics, University of Oslo.

²⁷⁵ Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kW y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

restringe su participación en el capital social de OMEL hasta el 10 por ciento y además el conjunto de todas las empresas no pueden ostentar un porcentaje superior al 40 por ciento del capital de esta compañía.

El gestor técnico de la red, Operador del Sistema, en España está integrado en REE que es una unidad funcional distinta de la que realiza la gestión y mantenimiento de la red de transmisión.

El funcionamiento del mercado mayorista se articula en cuatro procesos consecutivos e interrelacionados (ver esquema 5.1):

- El mercado diario:

En este mercado tienen lugar las transacciones de compra y venta de electricidad para cada una de las horas del día siguiente. En dicho mercado participan como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores. En el mercado diario existe un único precio para cada hora: precio marginal horario de dicho mercado.

El mercado diario es un mercado equilibrado en energía: la energía vendida es igual a la energía comprada. Los derechos de cobro de cada vendedor se calculan como el producto de la energía vendida por el precio marginal horario, asimismo, las obligaciones de pago de cada comprador se calculan como el producto de las compras realizadas por el mismo precio marginal horario. Los derechos de cobro son iguales a las obligaciones de pago. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sectores eléctricos externos, considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.

En la actual legislación, se establece que el responsable de la gestión de este mercado es la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, que recibe la denominación de Operador del Mercado (OMEL).

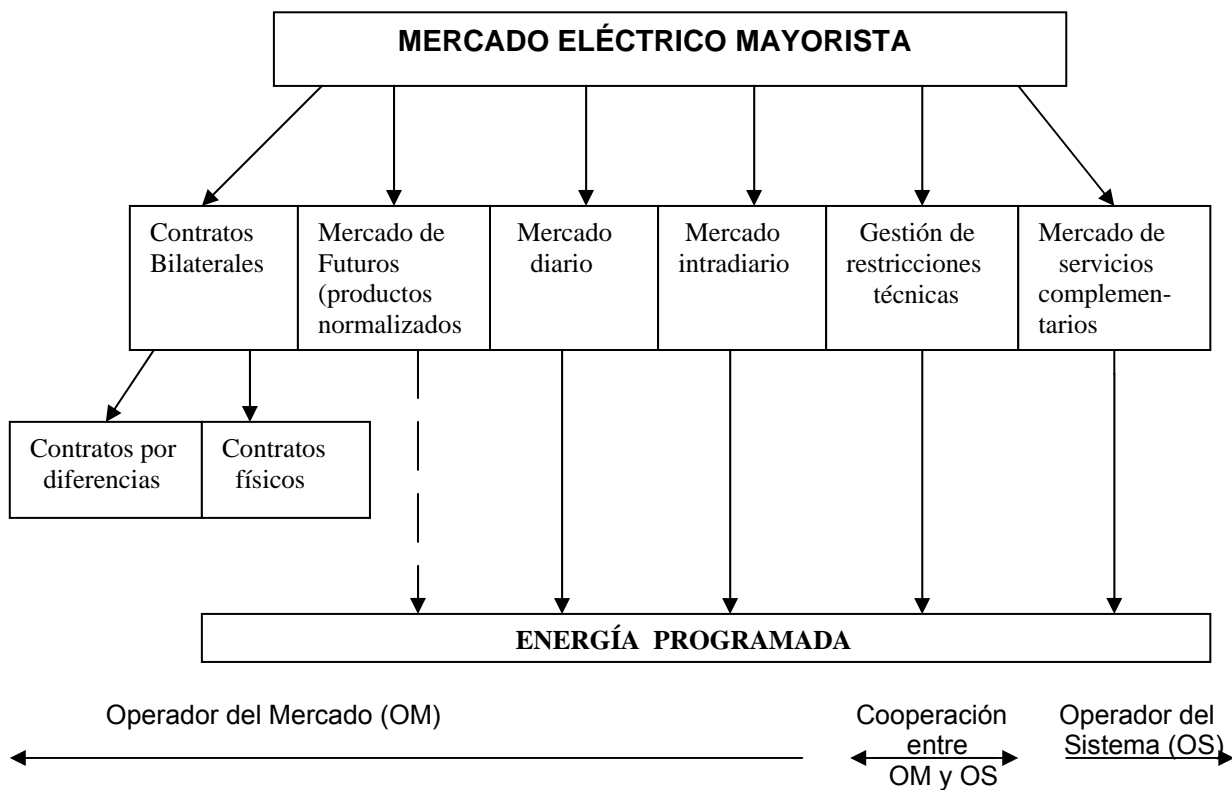
- El mercado intradiario:

En el mercado al contado intradiario, que empezó a funcionar el 1 de abril de 1998, se negocian las cantidades adicionales de electricidad necesarias para atender los ajustes entre oferta y demanda que surjan con posterioridad al mercado diario.

El mercado intradiario tiene varias sesiones de contratación. Cada sesión del mercado intradiario está equilibrada en energía: la energía vendida es igual a la energía comprada y, en consecuencia, los derechos de cobro de los

vendedores son iguales a las obligaciones de pago de los compradores. Del mismo modo que en el mercado diario, cada sesión del mercado intradiario tiene un precio único para compradores y vendedores, el precio marginal de la sesión. A diferencia del mercado diario, para una misma hora hay distintos precios, tantos como sesiones.

ESQUEMA 5.1



Fuente: CNE

Los derechos de cobro y obligaciones de pago de los agentes son el resultado de sumar algebraicamente los productos de las ventas y compras realizadas para cada hora en las distintas sesiones por el precio de dicha hora en cada una de las sesiones. Pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos que tengan la condición de agentes del mercado.

Para poder acudir al mercado intradiario los compradores en el mercado diario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. OMEL gestiona el mercado al contado.

- Gestión de restricciones técnicas:

REE, entre sus atribuciones como Operador del Sistema, se encarga en colaboración con OMEL de la solución a las restricciones de la red. Es un proceso equilibrado en el que sólo actúan las unidades de producción.

Para las unidades de producción que solucionan las restricciones²⁷⁶ se determina un derecho de cobro en función de la oferta presentada en el mercado diario. Para las unidades de producción retiradas como consecuencia de este procedimiento se realiza una rectificación de la anotación en cuenta del mercado diario, calculada como el producto de la energía retirada valorada al precio marginal correspondiente.

La energía retirada es igual a la energía vendida para solucionar las restricciones. El precio de la oferta para las unidades que solventan las restricciones técnicas se determinan a partir de las ofertas recibidas en el mercado diario, tomándose la oferta, simple o compleja²⁷⁷, que suponga una mayor retribución para el vendedor.

La diferencia entre el precio de la oferta que resuelve restricciones y el precio marginal del mercado diario genera un sobrecoste, que será satisfecho por todos los compradores del mercado diario y por aquellos que adquieran energía a través de los contratos bilaterales físicos, proporcionalmente a la energía eléctrica casada en el mercado diario, o comunicada, en el caso de contratos bilaterales físicos.

CUADRO 5.14

ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO)						
AGENTES / OPERACIÓN	2000		2001		2002	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Generadores	167.190	95,13	175.526	96,23	178.648	95,15
Contratos L.P. (Import.)	4.685	2,67	4.271	2,34	4.393	2,34
Agentes externos (Import.)	3.874	2,00	2.574	1,41	4.705	2,51
Comercializadores (Import.)	0	0,00	24	0,01	3	0,00
Total Ventas	175.749	100	182.395	100	187.749	100

Fuente: OMEL

²⁷⁶ Se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o de demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad.

²⁷⁷ En los casos en los que el precio tiene en cuenta las condiciones de la oferta compleja, se tendrá en cuenta el número de arranques realmente realizados en el día, que surjan de la solución de restricciones técnicas.

CUADRO 5.15

ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO)						
AGENTES / OPERACIÓN	2000		2001		2002	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Distribuidores	119.362	67,92	115.717	63,44	116.659	62,14
Comercializadores	49.518	28,18	59.519	32,63	60.773	32,37
Clientes nacionales	48.242	27,45	58.928	32,31	60.143	32,03
Clientes externos	1.276	0,73	591	0,32	631	0,34
Contratos L.P. (Export.)	594	0,34	587	0,32	692	0,37
Agentes externos (Export.)	1.259	0,72	2.455	1,35	2.901	1,55
Bombeo	5.016	2,85	4.115	2,26	6.723	3,58
Clientes cualificados	0	0,00	0	0,00	1	0,00
Total adquisiciones	175.749	100	182.395	100	187.749	100

Fuente: OMEL

CUADRO 5.16

MERCADO LIBERALIZADO

COMPONENTES DEL PRECIO MEDIO HORARIO FINAL PARA COMERCIALIZADORES, CONSUMIDORES CUALIFICADOS Y AGENTES EXTERNOS. AÑO 2002
--

MES	MERCADO DIARIO Cent.€/kWh	RESTRICCIONES TÉCNICAS cent.€/kWh	BANDA DE REGULACIÓN cent.€/kWh	MERCADO INTRADIARIO cent.€/kWh	OPERACIÓN TÉCNICA cent.€/kWh	GARANTÍA DE POTENCIA cent.€/kWh	PRECIO HORARIO FINAL cent.€/kWh
Enero	6,678	0,014	0,094	-0,005	0,248	0,293	7,321
Febrero	3,97	0,025	0,057	-0,001	0,038	0,298	4,388
Marzo	3,557	0,048	0,034	0,004	0,051	0,102	3,796
Abril	3,963	0,058	0,046	0,008	0,049	0,120	4,243
Mayo	4,045	0,030	0,096	-0,002	0,054	0,104	4,327
Junio	4,280	0,065	0,106	0,014	0,168	0,098	4,730
Julio	4,794	0,041	0,171	0,000	0,092	0,120	5,219
Agosto	3,219	0,104	0,219	-0,009	0,098	0,000	3,632
Septiembre	3,851	0,089	0,187	-0,004	0,101	0,101	4,325
Octubre	3,585	0,108	0,159	0,003	0,069	0,118	4,043
Noviembre	2,972	0,081	0,064	0,003	0,068	0,279	3,467
Diciembre	2,279	0,090	0,086	0,001	0,078	0,258	2,792
TOTAL	3,944	0,063	0,111	-0,006	0,100	0,156	4,368

Fuente: OMEL

Los precios negativos del mercado intradiario significan minoraciones, por esa cuantía, de los precios diarios formados en el mercado diario.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el Operador del Sistema analiza la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro en la red de transporte.

- Los mercados de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos:

Los servicios complementarios tienen por objeto que el suministro de energía se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Los servicios complementarios de banda de regulación²⁷⁸ son incorporados al programa diario viable por el Operador del Sistema con posterioridad al mercado diario.

Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el Operador del Sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios²⁷⁹ y el procedimiento de gestión de desvíos²⁸⁰. El Operador del Sistema es responsable asimismo de los mercados de servicios complementarios y del mecanismo para la gestión de los desvíos.

El Operador del Sistema, conocidos los desvíos comunicados por los agentes y el estimado por el mismo, convoca el procedimiento de gestión de desvíos. Los desvíos comunicados por los agentes tienen una primera anotación en cuenta, derecho de cobro u obligación de pago, producto del desvío comunicado por el precio marginal horario.

Las energías aportadas o retiradas del mercado, como consecuencia de un desvío, se valoran al precio marginal del mercado diario. Las energías aportadas o retiradas del mercado para resolver los desvíos se valoran al precio marginal de venta o de compra respectivamente. Los sobrecostes²⁸¹ producidos se repercuten entre los agentes causantes de los desvíos.

Se considera desvío la diferencia entre la energía medida y la energía programada. La energía medida incluirá, en su caso, la parte que le corresponde de las pérdidas de la red de transporte. La energía programada la constituye el programa horario a liquidar, definido en la Regla 21.8.1 más la energía de

²⁷⁸ Es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

²⁷⁹ Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

²⁸⁰ Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

²⁸¹ Se denomina sobrecoste a la diferencia entre el precio marginal horario de la energía en cada uno de los procesos y el precio marginal horario del mercado diario.

regulación secundaria²⁸², aportada a requerimiento del operador del sistema en los casos en que se haya producido.

Los desvíos dan lugar a la correspondiente anotación en cuenta, derecho de cobro u obligación de pago, en función de que incorporen o retiren energía del mercado.

Todos los desvíos producidos, independientemente de su signo, deberán pagar los sobrecostes²⁸³ de la energía de regulación secundaria y terciaria²⁸⁴ y, en su caso, de la parte del procedimiento de gestión de desvíos correspondientes, en proporción al valor absoluto de la energía desviada.

- Garantía de potencia:

Las unidades de producción obligadas a presentar ofertas económicas de venta tendrán derecho a obtener la retribución por garantía de potencia²⁸⁵, siempre que hayan acreditado un funcionamiento de 480 horas equivalentes a plena carga durante el último año.

La cuantía mensual por garantía de potencia es igual a 0,8 pesetas kWh por la demanda anual en barras de central²⁸⁶ de los clientes finales nacionales. Los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos efectuarán un pago por garantía de potencia producto de la energía adquirida en cada hora por el precio correspondiente a la misma.

Para compradores, comercializadores, clientes cualificados y agentes externos con tarifa de acceso de seis periodos, los precios horarios para tarifa de acceso general para cada uno de los periodos son los del cuadro 5.17:

²⁸² Servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias que se producen en la operación en tiempo real del intercambio con el mercado europeo, o de las desviaciones de la frecuencia del mercado respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria

²⁸³ Los sobrecostes de las energías de regulación secundaria y terciaria son pagados por todos los agentes que se desvían en proporción al valor absoluto de sus desvíos.

²⁸⁴ Servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada: es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la ofrezcan al menor precio. La reserva terciaria se define como la variable máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenida al menos durante 12 horas.

²⁸⁵ Es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación eléctrica, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

²⁸⁶ Energía inyectada a la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que extraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

CUADRO 5.17

Tarifa de 6 periodos horarios							
		1-8	9	10-15	16	17-22	23-24
HORARIO		c€/kWh					
ENERO	La V						
	S,D,F						
FEBRERO	La V						
	S,D,F						
MARZO	La V						
	S,D,F						
ABRIL	La V						
	S,D,F						
MAYO	La V						
	S,D,F						
JUNIO	La V						
	S,D,F						
JULIO	La V						
	S,D,F						
AGOSTO	La V						
	S,D,F						
SEPTIEMBRE	La V						
	S,D,F						
OCTUBRE	La V						
	S,D,F						
NOVIEMBRE	La V						
	S,D,F						
DICIEMBRE	La V						
	S,D,F						
		0,7813	0,3606	0,2404	0,1803	0,1803	0

Fuente: OMEL

Para compradores, comercializadores, clientes cualificados y agentes externos con tarifa de acceso de baja tensión o 3.1A, los precios horarios en c€/kWh para tarifa de acceso general para cada uno de los periodos son los de la tabla siguiente:

CUADRO 5.18

		PERIODOS							
MESES	TARIFA	1-7	8	9	10-13	14-18	19-22	23	24
HORARIOS DE INVIERNO (1)	2.0 A	1,3222							
	2.0 NA	0,0							
	3.0 A	0,4207							
	3.1 A	0,0			0,4207		0,7813		0,4207
HORARIOS DE VERANO (2)	2.0 A	1,3222							
	2.0 NA	0,0							
	3.0 A	0,4207							
	3.1 A	0,0		0,4207	0,7813				0,4207

(1) Desde el último domingo de octubre al sábado anterior al último domingo de marzo.

(2) Desde el último domingo de marzo al sábado anterior al último domingo de octubre.

Fuente: OMEL

La diferencia entre la cuantía mensual total y los pagos efectuados por comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos será repercutida entre los distribuidores y las adquisiciones correspondientes a los contratos de exportación de REE de forma proporcional a la energía mensual adquirida, por lo tanto, la repercusión para esos agentes es la misma en todas las horas del mes.

La asignación a las distintas unidades de producción se hará proporcionalmente al producto de:

- Coeficiente de disponibilidad.
- Potencia equivalente, que es función de la potencia neta instalada y de la potencia limitada por disponibilidades de materias primas. En el caso de centrales térmicas este último término es función de la producción de los últimos años naturales. En los grupos de bombeo puro se tendrá en cuenta el porcentaje de llenado en las 4 horas posteriores a la del periodo 6 tal y como se establece en la Orden de 17 de diciembre de 1998 y en las Reglas de funcionamiento del mercado.

Corresponde a OMEL, como responsable de la gestión económica del sistema, llevar a cabo la liquidación del mercado mayorista de energía eléctrica, proceso mediante el cual se determina el precio e importe final a pagar por el comprador y el importe a percibir por los vendedores, y comunicar las obligaciones de pago y derechos de cobro a que dé lugar el mercado mayorista de electricidad.

A efectos de liquidación, el precio de la energía a pagar por el comprador y a percibir por el vendedor incorporará:

- Precio de casación del mercado diario.
- Coste resultante del proceso de solución de restricciones técnicas.
- Coste de los servicios complementarios.
- Precio de casación del mercado intradiario.
- Coste de la garantía de potencia.
- Coste de los procesos de operación técnica del sistema.
- Exceso/déficit de los contratos internacionales²⁸⁷ a largo plazo.

OMEL realiza la liquidación con la información resultante de los procesos de casación de los mercados diario e intradiario, de la solución de las restricciones técnicas y de la información que el Operador del Sistema pone a disposición de OMEL y de todos los agentes del mercado acerca de los resultados de los procesos que son de su responsabilidad: servicios complementarios, gestión de desvíos y los procesos de tiempo real.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, diariamente, OMEL pone a disposición de los agentes la liquidación provisional correspondiente al día anterior. Los agentes disponen de un plazo de tres días para presentar las reclamaciones que consideren oportunas, teniendo OMEL un plazo de tres días más para resolver las reclamaciones presentadas.

Mensualmente, el tercer día hábil siguiente al último día del mes transcurrido, se realiza una liquidación borrador con carácter mensual, pudiendo los agentes presentar reclamaciones a la misma.

OMEL remitirá la liquidación mensual junto a una nota de abono o de cargo, comprensiva de los derechos de cobro y obligaciones de pago a los agentes correspondientes, al menos tres días antes de la fecha de cargos y abonos, teniendo éstos que hacerlos efectivos en la cuenta bancaria designada antes de las 10 horas del último día hábil de la primera quincena del mes posterior al liquidado.

²⁸⁷ Los contratos internacionales vigentes a 31 de diciembre de 1997 son gestionados por REE. Los ingresos y pagos que por dichos contratos le corresponden a REE están regulados por las correspondientes resoluciones ministeriales. REE incorpora dichos contratos al mercado mayorista según lo establecido en la legislación vigente para cada uno de ellos.

La diferencia entre los ingresos y pagos que le corresponden a REE por resolución ministerial y los obtenidos por la incorporación de la energía correspondiente al mercado mayorista se reparte mensualmente a cada distribuidor proporcionalmente al valor de las adquisiciones o compras de energía en pesetas.

Las funciones de OMEL son las siguientes:

- Asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado mayorista²⁸⁸ de electricidad.
- La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada periodo de programación por los titulares de las unidades de producción de energía eléctrica.
- La recepción y aceptación de las ofertas de adquisición de energía y las garantías que, en su caso, proceden.
- La casación de las ofertas de venta y de adquisición, partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada periodo de programación.
- La comunicación a los titulares de las unidades de producción, así como a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y al Operador del Sistema de los resultados de la casación de las ofertas, la programación de entrada en la red derivada de la misma y el precio marginal de la energía.
- Recibir del Operador del Sistema la información relativa a las alteraciones introducidas sobre la casación, en razón de alteraciones técnicas o situaciones excepcionales en la red de transporte o, en su caso, de distribución.
- La determinación de los precios finales de la producción de la energía para cada periodo de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del sistema, del funcionamiento efectivo de las unidades de producción, de la disponibilidad de unidades de producción en cada periodo de programación y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.
- Recibir la información relativa a los sujetos que se han dirigido al Operador del Sistema, a fin de que éste confirme las incidencias que justifiquen la excepción de pedir ofertas.
- Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.
- La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado mayorista de energía eléctrica.

²⁸⁸ Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

- La presentación para su aprobación de las modificaciones del contrato de adhesión a que se refiere el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997.
- La exigencia a los agentes del mercado de acreditar el cumplimiento de las condiciones indicadas en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997.
- Poner a disposición de los agentes del mercado, en un periodo máximo de 30 días, la información relativa a las operaciones casadas y a las ofertas de venta y adquisición no casadas en cada una de las sesiones.
- Publicar en medios de difusión nacional aquella información, que, teniendo carácter público, se considere de interés general.
- Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agente del mercado, de acuerdo con las normas aplicables.
- Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la compañía, establecidas al comienzo de este mismo párrafo, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.
- Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.
- Elaborar y hacer público el código de conducta de OMEL.
- Prever a corto y medio plazo, en coordinación con el Operador del Sistema, la utilización del equipamiento de producción, en especial del uso de las reservas hidroeléctricas²⁸⁹, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico y las distintas condiciones de hidraulicidad que pudieran presentarse dentro del periodo de previsión.
- Cuantas otras funciones le sean asignadas por las normas de desarrollo de la Ley 54/1997.

OMEL percibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que vienen determinados como unos porcentajes aplicables a la facturación del sector por el suministro efectivo de energía y por los peajes de distribución, siendo el Ministerio de Economía el que fija anualmente dichos porcentajes.

²⁸⁹ Las reservas hidroeléctricas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen anual son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un periodo inferior a un año. Los de régimen hiperanual, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

El Real Decreto 1483/2001 estableció los porcentajes para el ejercicio 2002: 0,073 por ciento de la facturación del sector eléctrico y 0,178 del peaje de distribución.

La Junta General de Accionistas del OMEL, celebrada el 16 de mayo de 2000, acordó la ampliación de su objeto social, mediante la modificación del artículo 2 de sus estatutos sociales. El nuevo artículo contempla la prestación por parte de la compañía de servicios a través de redes telemáticas (Internet) y cualquier otra clase de servicios relacionados con su actividad y, concretamente, los de investigación y consultoría en materia de diseño, desarrollo, implantación, mantenimiento y explotación de servicios relacionados con mercados electrónicos, con desarrollos de aplicaciones informáticas y con la información, comunicaciones, gestión y organización empresarial, así como la prestación de todos los servicios auxiliares relacionados con dicha actividad.

Las principales magnitudes del balance del OMEL durante los años 1998 al 2001, ambos inclusive, se resumen en el cuadro 5.19. Las columnas correspondientes a 1998, 1999, 2000 y 2001 han sido elaboradas con las Memorias de la compañía a 31 de diciembre de dichos años.

CUADRO 5.19

BALANCE DE SITUACIÓN DE LA COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD S. A. (EN MILES DE EUROS)				
	1998	1999	2000	2001
Inmovilizado	1.838	2.141	1.951	1.703
Activo circulante	1.965	2.897	2.264	3.653
TOTAL ACTIVO	3.803	5.038	4.216	5.356
Fondos propios	2.014	2.344	2.387	2.826
Provisiones	0	78	35	35
Total acreedores	1.789	2.616	1.794	2.496
TOTAL PASIVO	3.803	5038	4.216	5.356

Fuente: OMEL

En cuadro 5.20 aparecen las magnitudes de la cuenta de resultados del OMEL durante el periodo comprendido entre 1998 y 2003. Igualmente las cuatro primeras columnas que recogen los datos correspondientes a 1998, 1999, 2000 y

2001 se han elaborado con las Memorias de la compañía. Para 2002 y 2003 se muestran las previsiones realizadas por el OMEL.

Los gastos de personal de 2003 se han calculado a partir de los gastos de personal auditados correspondientes a 2001 que se han actualizado a una tasa del 3 por ciento anual y de una plantilla compuesta por 57 personas.

La amortización del inmovilizado crece un 52 por ciento, cuantía suficiente para atender a las necesidades de nuevas inversiones que puedan producirse durante el año 2003.

Con las previsiones de estas tres partidas de gastos y con unos ingresos de 9,3 millones de euros la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S. A. puede obtener 450.000 euros de beneficios.

CUADRO 5.20

BALANCE DE SITUACIÓN DE LA COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD S. A. (EN MILES DE EUROS)						
	1998	1999	2000	2001	2002 (*)	2003 (**)
+ Ingresos por actividad eléctrica	4.333	7.157	6.797	8.892		9.300
+ Ingresos no eléctricos	0	0	685	391		792
= Importe neto de la cifra de negocios	4.333	7.157	7.483	9.283		1.092
- Gastos de personal	2.058	3.450	3.824	4.282		4.576
- Dotaciones para amortización de inmovilizado	853	998	1.179	1.052		1.157
- Otros gastos de explotación	1.125	1.946	2.049	3.025		3.563
- Intereses e ingresos financieros	23	14	15	14		101
= Resultado de las actividades ordinarias	321	777	445	938		695
- Resultados extraordinarios	0	18	18	0		0
= Resultados antes de impuestos	759	427	938			695
- Impuestos sobre sociedades	110	291	132	319		243
= Beneficio del ejercicio	210	468	296	619		452

Fuente: OMEL

(*) Con previsiones del OMEL

(**) Con cálculos de la Dirección de Regulación y Competencia

CUADRO 5.21

COSTES DE ACCESO (M€) (1)					
	1998	1999 (2)	2000	2001	2002 (4)
Transporte	557,59	521,44	550,14	581,83	634,97
Distribución	2.741,14	2.575,19	2.579,39	2.647,82	2.700,77
Comercialización	43,13	134,41	122,19	125,43	255,87
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	279,64	265,69	266,39	282,96	1.247,12
Moratoria Nuclear	179,50	159,88	158,81	159,10	196,65
Stock básico del uranio	6,98	4,15	2,48	0,75	
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	93,16	94,24	97,89	103,88	108,66
Interrumpibilidad y Régimen especial		7,43	7,21	19,23	16,83
Prima régimen especial					924,98
Costes permanentes	1.449,21	1.019,51	968,05	856,21	716,46
Compensaciones extrapeninsulares	184,58	120,20	110,57	129,85	201,22
Operador del Sistema	6,14	6,24	6,48	9,02	10,22
Operador del Mercado	4,21	6,61	6,85	9,02	10,22
CNE	10,92	6,61	7,45	9,02	8,96
Costes de Transición a la Competencia	1.243,36	879,84	836,69	699,31	485,85
Stock de Carbón	24,59	24,59	6,99	6,99	2,04
Prima implícita carbón nacional	243,84	243,84	266,04	247,62	229,43
CTCs por cuota (4,5 %)	778,08	530,12	550,62		
Resto CTCs por diferencias		81,29	13,04	444,70	254,38
Desvíos de 1996 y 1997	394,13				
Descuento adicional	-197,28				
COSTE TOTAL	5.070,72	4.516,25	4.486,16	4.494,25	5.555,18

Fuente: MINECO

- (1) Los expedientes de Tarifas anteriores al año 2003 son de ámbito Peninsular.
- (2) Modificaciones del Real Decreto-Ley 6/1999 sobre Expediente de Tarifas 1999: eliminación de las partidas correspondientes a la gestión de la Demanda y rebaja de las Primas del Régimen Especial.
- (3) Modificaciones del Real Decreto Ley 2/2001 sobre Expediente de Tarifas 2000 eliminación cuota CTCs.
- (4) Modificaciones del Real Decreto 1483/2001 sobre Expediente de Tarifas 2002: reducción cuotas Operador de Mercado, incremento de las cuotas del Operador del Sistema y reducción del coste de transporte asignado a REE.

CUADRO 5.22

COSTES DE ACCESO (M€) (1)	2003 (2)
Transporte	753,03
Distribución	3.142,79
Comercialización	278,76
Costes de diversificación y seguridad de Abastecimiento	346,16
Moratoria Nuclear	220,68
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	108,66
Interrumpibilidad, Régimen especial y otros	16,83
Sobrecoste Régimen Especial	922,74
Costes permanentes	790,37
Compensación extrapeninsulares	223,53
Operador del Sistema	15,52
Operador del Mercado	9,35
CNE	10,41
Déficit hasta 31.12.02	233,81
Costes de Transición a la competencia	297,74
Stock de carbón	2,11
Prima implícita carbón nacional	194,69
Reducción Prima Decisión Comisión Europea 25/7/01	17,44
Resto CTCs por diferencias	118,38
COSTE TOTAL	6.233,84

Fuente: MINECO

(1) El expediente de Tarifas correspondiente al año 2003 es de ámbito Nacional.

(2) Modificaciones del Real Decreto 1436/2002 sobre Expediente de Tarifas 2003: Incremento cuotas del Operador de Mercado y de la prima del régimen especial del grupo d.1. de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2828/1998.

5.7 SEPARACIÓN JURÍDICA Y CONTABLE, PERO NO DE PROPIEDAD DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS.

El principio de “separación de actividades” en el sector eléctrico tiene su más inmediato antecedente en la regulación efectuada por la LOSEN que, en su art. 14.2²⁹⁰, exige la separación jurídica entre las actividades de generación y distribución. Pero dicho principio se implementó con una importante matización: las empresas que explotaban de forma integrada estas actividades podían continuar operando siempre y cuando constituyeran filiales diferentes por cada actividad. Las transacciones entre las empresas filiales pertenecientes a un mismo grupo quedaron sometidas a la inspección de la Administración, a fin de salvaguardar el principio de independencia.

Las empresas eléctricas en España se caracterizaban por la existencia de un sistema intervencionista y por la integración vertical de actividades. Además, el sector eléctrico empresarial se caracterizaba por su alta concentración horizontal, al actuar pocos operadores como oferentes en las distintas actividades.

En 1996 concurren dos hechos relevantes. El primero, la Directiva 92/96/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el establecimiento del mercado interior de la electricidad, cuya intención, expresada en el art. 3.1²⁹¹, sobre normas generales de organización del sector, es promover la competencia en el sector eléctrico, para lo que se dictaron diversas medidas, una de las cuales es la exigencia de “separación contable” de las actividades de transporte, generación y distribución (arts. 13 y 14 de la Directiva 92/96/CE²⁹²). La única finalidad de esa medida era evitar la existencia de subsidios cruzados que, afectando la transparencia, pudiesen tener efectos restrictivos sobre la libre competencia.

El segundo de los hechos importantes, que acaecieron en 1996, fue el anuncio de una nueva regulación del sector –la Ley 54/1997- que venía a modificar sustancialmente los términos de la LOSEN, incorporando los principios derivados de la Directiva 92/96/CE.

²⁹⁰ El art. 14.2 de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, estipula que “Ninguna sociedad podrá tener como objeto social el desarrollo simultáneo de actividades de producción y distribución. En el caso en que tengan también actividades de transporte éstas deberán desarrollarse con la adecuada separación contable y de gestión”.

²⁹¹ El art. 3.1 de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad establece que: “Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2, los Estados miembros, basándose en su organización institucional y cumpliendo el principio de subsidiaridad, velarán por que las compañías del sector de la electricidad funcionen con arreglo a los principios de la presente Directiva, con miras a la realización de un mercado competitivo de la electricidad, y no ejercerán discriminación entre aquéllas en cuanto a derechos y obligaciones. Los dos enfoques de acceso a las redes recogidos en los arts. 17 y 18 deberán dar lugar a resultados económicos equivalentes y, por consiguiente, un nivel directamente comparable de apertura de mercados y un grado directamente comparable de acceso a los mercados de electricidad”.

²⁹² Los citados arts. 13 y 14, integrados en el Capítulo VI de la Directiva 92/96/CE, hacen alusión a la separación y transparencia de las cuentas para las actividades de generación, transporte y distribución, con el fin de evitar las discriminaciones, los subsidios cruzados y los falseamientos de la competencia, incluyendo un balance y una cuenta de resultados por cada actividad.

El art. 14²⁹³ de la Ley 54/1997 exige, nuevamente, la separación jurídica de las actividades. El principal cambio respecto del régimen regulatorio anterior, constituido por la LOSEN, deriva, únicamente, de la nueva regulación que la Ley 54/1997 efectúa de las actividades de transporte, comercialización y gestión del sistema eléctrico. Se exige, por consiguiente, la separación jurídica de las actividades reguladas y de las actividades no reguladas.

Pero no se trata de una separación absoluta, pues el art. 14 de la Ley 54/1997 permite el ejercicio conjunto de actividades reguladas y no reguladas dentro del mismo grupo. De esta forma, el objeto social de una empresa puede perfectamente abarcar, a la vez, las dos categorías de actividades, siempre y cuando éstas sean explotadas por medio de empresas filiales distintas.

La LOSEN exigía cierta independencia entre las empresas filiales al introducir la exigencia según la cual las transacciones entre las empresas filiales quedaban sometidas al control de la Administración. Sin embargo, esta específica disposición no fue incluida en la Ley 54/1997.

El sector eléctrico español destaca por la elevada concentración de la oferta (80 por ciento) en dos grupos empresariales verticalmente integrados: el grupo Endesa e Iberdrola. Antes de la Ley 54/1997 Endesa aceptó desprenderse de su participación accionarial en otras empresas del sector, Unión Fenosa, con el fin de promover el desarrollo de la libre competencia en el mercado.

Uno de los aspectos considerados en el Derecho Comunitario Europeo con el fin de ponderar la independencia de las empresas filiales entre sí, es el nombramiento de los directivos o gerentes de estas empresas encargados de su gestión. De esta forma, la coincidencia de directivos en las distintas empresas se considera como un índice revelador de la ausencia de independencia entre las empresas filiales.

Igualmente, la ausencia de contratos o acuerdos-marco entre las empresas filiales, destinados a programar o coordinar en conjunto su actividad, afianzaría la autonomía entre ellas y reforzaría el principio de independencia. Por el contrario, la subordinación de la actuación de una de las empresas filiales a la aprobación de otra menoscabaría tal principio de independencia.

²⁹³ El art. 14 de la Ley 54/1997 establece: “1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas a que se refiere el apartado 2 del art. 11 deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización, sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores sometidos a tarifa reconocida a los distribuidores.

2. No obstante, en un grupo de sociedades podrán desarrollarse actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. A este efecto, el objeto social de una entidad podrá comprender actividades incompatibles conforme al apartado anterior, siempre que se prevea que una sola de las actividades sea ejercida de forma directa, y las demás mediante la titularidad de acciones o participaciones en otras sociedades que, si desarrollan actividades eléctricas, se ajusten a lo regulado en el apartado 1.

3. Aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos al eléctrico, previa obtención de la autorización a que se refiere la función decimoquinta del apartado 1 del artículo 8”.

CAPÍTULO 6

TARIFAS

6.1 LAS TARIFAS DE ACCESO (PEAJES) Y LA TARIFA INTEGRAL.

Las tarifas de acceso son las que regulan el acceso a las redes, por ello constituyen un elemento esencial en el funcionamiento del mercado en su conjunto. Cuánto más elevadas sean, mayores serán las dificultades para que nuevos agentes accedan al mercado. Resulta relevante para el funcionamiento del mercado una adecuada estructura de las tarifas de acceso y la forma en que los costes se repartan sobre el conjunto de usuarios. Los peajes basados en un reparto proporcional de los costes ocasionados por el uso de la red presentan como principal ventaja la facilidad de su gestión por parte del Operador del Sistema. Pero, no obstante, presentan el inconveniente de enviar información errónea acerca de los costes inducidos por cada usuario y sobre las necesidades y costes de ampliación futura de la red.

Calero Pérez y Sánchez Macías²⁹⁴ (1999) han elaborado un modelo teórico²⁹⁵ basado en una función de coste dependiente de la distancia o longitud que debe recorrer el cable hasta que el servicio está a disposición del consumidor final, del consumo y de la densidad de los puntos finales de consumo, entendiéndose que resulta más económico suministrar a un gran número de consumidores geográficamente concentrados que a un pequeño número que estuviesen dispersos. El modelo llega a la conclusión de que ignorar²⁹⁶ la importancia de los parámetros “distancia” y “densidad” en las tarifas de acceso tiene como consecuencia la aparición de subsidios cruzados entre consumidores de diferentes áreas geográficas, que acaban provocando cambios en la estructura óptima del mercado.

Para los citados autores los factores demográficos y territoriales conllevan una importante desventaja en cuanto al coste del transporte de la energía eléctrica. Los resultados del modelo inducen a pensar que el número de empresas consumidoras de electricidad que actúan en un área se reduce cuanto mayores sean los costes de transporte. Esta desventaja se atenúa si los cargos por el uso de la red imputan los costes de la misma forma proporcional al uso que cada uno realice. Todas aquellas políticas que favorezcan la concentración de la población y de la actividad económica tenderán a reducir el coste del suministro eléctrico. Sin embargo, el coste de la distribución es un componente más del precio final de la electricidad, cuya importancia relativa como *input* varía dependiendo del tipo de actividad.

La densidad de población²⁹⁷ es un elemento importante en el coste del suministro. Resulta más barato suministrar en áreas densamente pobladas que en las zonas rurales, ya que en este último caso el coste fijo asociado a la construcción y mantenimiento de unas infraestructuras de transporte se reparte

²⁹⁴ Calero Pérez, Pedro y Sánchez Macías, José Ignacio (1999): “Tarifas óptimas y subsidios cruzados en los peajes por el uso de las redes eléctricas”, Departamento de Economía Aplicada, Facultad de Derecho. Universidad de Salamanca.

²⁹⁵ El modelo teórico ignora la importancia tanto del tamaño del parque de generación como de su composición sobre el coste final.

²⁹⁶ Las actuales tarifas de peaje omiten los parámetros de “densidad” y “distancia” en las funciones de coste del transporte eléctrico.

²⁹⁷ La densidad media de población es en la actualidad en España de 78 habitantes por km².

entre un reducido número de consumidores. En el caso de una baja densidad geográfica las necesidades de inversión por unidad de consumo se elevan.

Una necesidad básica y necesaria que se desprende del desarrollo normativo de la Ley 54/1997, es la existencia de una metodología de cálculo de las tarifas de acceso a las redes y otra correspondiente a las tarifas integrales.

Con el fin de dar solución a dicha carencia, la CNE, en el ejercicio de sus funciones referidas al apartado tercero 1, de la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, remitió al Ministerio de Economía, en diciembre de 2001, una propuesta de Real Decreto de metodología para establecer las tarifas de acceso a redes que garantizaba la recuperación de los costes regulados a los distintos agentes que intervienen en el sector y trasladaba adecuadamente a los consumidores los costes de sus suministros.

La Ley 54/1997 no hace explícito cómo deben efectuarse las revisiones de los precios regulados. Pero, en su Título III, relativo al Régimen Económico, establece que, con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores de suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, han de satisfacerse las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

El Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, así como la nueva Disposición Adicional de la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, introducen una metodología para determinar la variación máxima de la tarifa media o de referencia, pero no cómo dicha variación de la tarifa media se reparte entre las distintas tarifas integrales, tarifas de acceso y precios medios de mercado de clientes cualificados que acudan al mercado.

Es preciso determinar cuál es el coste de las distintas actividades reguladas y el coste previsible de generación, como actividad en competencia, y qué ingresos se espera obtener de los consumidores que vayan a acogerse a tarifa integral²⁹⁸ o acudan al mercado²⁹⁹ para valorar la recuperación de los costes.

Para calcular la tarifa media se integran los costes y demanda en consumo de todo el territorio nacional, incluyéndose los relativos a los sistemas extrapeninsulares e insulares. Por otra parte, se incluye en la retribución de la distribución el margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997.

Igualmente, se incluyen como costes, que a efectos de su liquidación y cobro se considerarán un ingreso de las actividades reguladas, la cantidad

²⁹⁸ El consumidor a través del pago de una tarifa integral contratada con su compañía distribuidora paga todos los costes asociados a su suministro (producción, T&D, comercialización, etc.). Las tarifas integrales son fijadas anualmente por el Gobierno.

²⁹⁹ El consumidor compra su energía en un marco liberalizado. Los costes comunes del sistema así como los costes por el uso de las redes son pagados por el consumidor a través de una tarifa de acceso que es fijada por el Gobierno anualmente. En el caso del gas la revisión tiene carácter trimestral.

suficiente para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado en periodos anteriores.

Para calcular el coste de generación se supone un precio medio del kWh para las sociedades con derecho a cobro de CTCs y un precio medio diferente para el resto de instalaciones de producción.

En el de Real Decreto de metodología se señala que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores respecto a determinadas variables –demanda en consumo total, tipo de interés, sobrecoste de las primas de régimen especial y precio del gas-. La aplicación plena de dicha metodología para determinar la tarifa media de un año supondrá revisar dichas variables en los dos años anteriores, lo que lleva a que sea fundamental analizar la previsión realizada de demanda en consumo de dos años anteriores. En particular, si la demanda en consumidor final resultara superior o inferior en un 1 por ciento a la prevista, se revisarán las partidas de costes e ingresos que hayan sido afectadas por dicha variación.

El expediente de aprobación de las tarifas es el acto regulatorio más importante de cada ejercicio y viene expresado en el art. 15 de la Ley 54/1997:

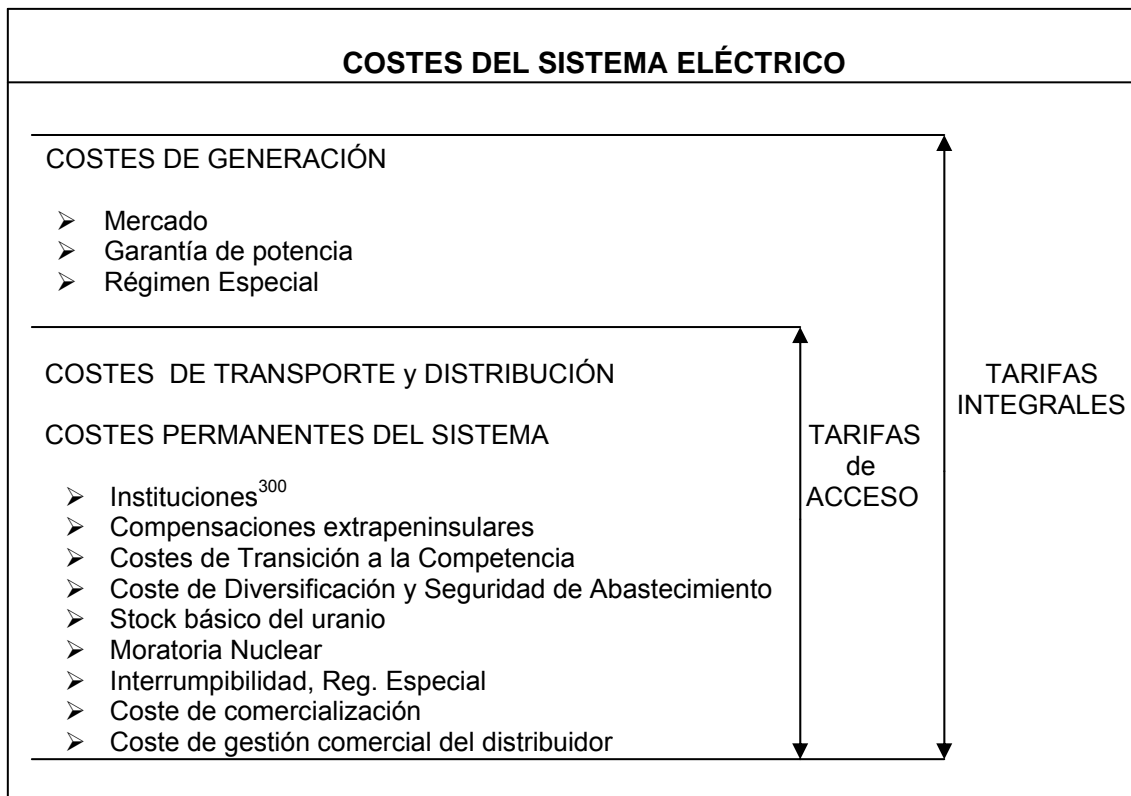
“...las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos”.

Se puede afirmar que la tarifa de cada año equivale a los Presupuestos Generales de la parte regulada del sector eléctrico, siendo en torno al 70 por ciento el porcentaje que alcanzaba en julio de 2002 el sector regulado.

Dicha propuesta de Real Decreto respeta los principios fundamentales y clásicos de objetividad, transparencia y no discriminación, junto a los de suficiencia económica de los ingresos –esencial para enviar las señales económicas correctas a los agentes del sector, en especial a los que toman las decisiones en las actividades que desarrollan en competencia, de modo, que no afecte a la formación de precios del mercado-, coherencia entre las tarifas integrales y de acceso, simplicidad, predictibilidad y eficiencia en la asignación de los costes entre los distintos suministros.

Las tarifas de acceso son una parte de las tarifas integrales, de modo que las tarifas integrales se deben calcular añadiendo a las primeras los costes de las actividades no reguladas.

ESQUEMA 6.1



Fuente: CNE

La regulación distingue dos tipos de consumidores:

- a) Los consumidores cualificados que pueden elegir libremente al suministrador, comercializador, con el que pueden pactar el precio del suministro, o acudir directamente al mercado para la compra de energía, con independencia del distribuidor de la zona eléctrica en donde se localiza el suministro, pagando a este distribuidor un peaje regulado incluido en las denominadas tarifas de acceso por el uso de las redes de transporte y distribución, o mantenerse en el régimen de precios regulados (tarifas), que desaparecerán para los suministros de alta tensión en enero de 2007.
- b) Los restantes consumidores que serán suministrados por sus actuales distribuidores a precios regulados (tarifa integral), hasta que sean cualificados, momento en el que podrán acceder al mercado de electricidad.

³⁰⁰ Operador del Mercado, Operador del Sistema y CNE.

ESQUEMA 6.2

ASPECTOS BÁSICOS DE LA TARIFA INTEGRAL	
❖	Incluye todos los conceptos relacionados con el suministro
❖	Únicas en todo el territorio nacional
❖	Aprobadas anualmente por el Gobierno
❖	Estructuradas por niveles: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión ▪ Potencia
❖	Carácter de máximo
❖	Facturación electricidad (términos de potencia y de energía)

Fuente: Elaboración propia.

ESQUEMA 6.3

ASPECTOS BÁSICOS DE LA TARIFA DE ACCESO	
❖	Incluye los costes de transporte, distribución, gestión comercial de los distribuidores y otros costes del sistema.
❖	Únicas en todo el territorio nacional
❖	Aprobadas anualmente por el Gobierno
❖	Estructuradas por niveles: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión ▪ Potencia
❖	Carácter de máximo
❖	Facturación electricidad (términos de potencia y de energía)

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo establecido por la Ley 54/1997, por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y por el Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, son consumidores cualificados aquellos que por punto de suministro o instalación superan los siguientes niveles de consumo anual:

CUADRO 6.1

Fecha Efecto	Niveles de consumo año anterior	Equivalencia en kWh/año
01/01/1998	Superior a 15 GWh (*)	15.000.000
01/01/1999	Superior a 5 GWh	5.000.000
01/04/1999	Superior a 3 GWh	3.000.000
01/07/1999	Superior a 2 GWh	2.000.000
01/10/1999	Superior a 1 GWh	1.000.000
01/07/2000	Tensión suministro superior a 1000 V	Cualquier consumo

(*) También se incluyen todos los consumos de las empresas de transporte por ferrocarril y metropolitanos.

El resto de los consumidores serán cualificados a partir del 1 de enero del año 2003, tal y como ha sido establecido por el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio³⁰¹.

Hasta que no se adquiriera la condición de consumidor cualificado y, por tanto, se pueda elegir suministrador (o no se haya ejercido ese derecho), el servicio lo presta la compañía distribuidora a la que el consumidor esté conectado, teniendo esta actividad el carácter de regulada.

³⁰¹ El art. 19 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece que: "A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados. Las empresas eléctricas distribuidoras, a partir del 1 de enero de 2003, tendrán la obligación de facilitar en alquiler los aparatos necesarios para la medida de energía eléctrica a todos los consumidores de baja tensión. El precio de alquiler de dichos equipos será fijado por el Gobierno, mediante Real Decreto, y se actualizará anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejen".

CUADRO 6.2

SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO MINORISTA

CUOTAS DE LA DEMANDA TOTAL DEL MERCADO REGULADO Y LIBERALIZADO		
AÑOS	MERCADO REGULADO	MERCADO LIBERALIZADO
2001	71 %	29 %
2002	72 %	28 %

Nº DE CONSUMIDORES Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBERALIZADO		
AÑOS	NÚMERO CONSUMIDORES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)
2001	32.273	57.062
2002	33.000	61.000

CUOTAS DE EMPRESAS COMERCIALIZADORAS EN EL MERCADO LIBRALIZADO		
EMPRESAS	CUOTA AÑO 2001	CUOTA AÑO 2002
ENDESA	38 %	37,3 %
IBERDROLA	38 %	37,9 %
UNIÓN FENOSA	13 %	12,6 %
H. CANTÁBRICO	7 %	6,5 %
GAS NATURAL	3 %	4,0 %
OTROS (hasta 14)	1 %	1,8 %

Fuente: CNE y elaboración propia.

La regulación del suministro contempla, básicamente, dos aspectos:

- El precio del suministro y
- La calidad del servicio

A) EL PRECIO DEL SUMINISTRO

Los precios regulados de la electricidad (tarifa integral) son únicos para todos los consumidores con un mismo perfil de consumo y tienen el carácter de precios máximos en todo el territorio nacional.

La tarifa eléctrica consta de dos términos:

- Término de potencia: Es un coste fijo que se paga en función de la potencia (kilowatios) que el consumidor tiene contratada en su suministro.

$$T.P. = kW \times \text{Precio kW}$$

- Término de energía: Es un coste variable que está en función de la energía (kilowatios hora) que se consuma.

$$T.E. = kWh \times \text{Precio kWh}$$

Existen unos complementos (discriminación horaria, reactiva) que son aplicados obligatoriamente por las compañías distribuidoras en algunas tarifas.

Los precios de los términos de potencia (kW) y energía (kWh) son fijados todos los años por el Gobierno.

ESQUEMA 6.4

PRECIOS PARA LOS CONSUMIDORES A TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO
<ul style="list-style-type: none"> ❖ Potencia contratada ❖ Energía consumida ❖ Alquiler del contador y servicio de lectura ❖ Impuestos: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Impuesto especial sobre la electricidad ▪ IVA (16 %)
* La suma de los conceptos anteriores determina la factura a pagar en el periodo

Fuente: Elaboración propia

Veamos a continuación, con unos sencillos ejemplos, como se realiza la facturación de la electricidad, en primer lugar, para un consumidor en tarifa 2.0 (doméstica) y, en segundo lugar, para un consumidor con tarifa 3.0, representativo de un suministro a una PYME en Baja Tensión:

En primer lugar, en el impreso de la factura eléctrica de un consumidor en tarifa 2.0, figuran los datos de identificación de la empresa distribidora de electricidad, el número de factura y su fecha de emisión. A continuación los datos del consumidor, dirección del suministro, titular del contrato y su NIF.

En el margen izquierdo de la factura figuran los datos precisos para el cálculo de la misma. Estos datos se obtienen de la lectura del contador que mide el consumo, por tanto debe figurar el número de identificación del contador, las lecturas de los mismos y el consumo realizado, que se obtiene como diferencia entre la lectura actual y la lectura anterior, siendo ésta última la que figura en la factura anterior.

También figura el periodo de lectura correspondiente al consumo que se esté facturando, en este caso, ese periodo será de 2 meses y el número de póliza

que es el número del contrato³⁰² correspondiente al suministro. A continuación se especifican las condiciones del contrato que sirven para la facturación:

- La tarifa aplicada (2.0), que nos permitirá conocer los precios que corresponden según el Real Decreto de tarifas que esté en vigor en el periodo de la factura, que deberá figurar así mismo en ésta (Real Decreto 1436/2002).
- La potencia contratada, que nos permitirá calcular la potencia a facturar. En la parte derecha figuran los cálculos de los diferentes conceptos que constituyan la factura de la electricidad:
 - Facturación por potencia: Este término se obtienen de multiplicar la potencia contratada (3,3 kW en el ejemplo) por el precio que figura en el Real Decreto de tarifas en vigor para este concepto en la tarifa 2.0, para el año 2002, 1,39438 euros y multiplicado por 2 porque, en general, las facturas para esta tarifa se realizan cada 2 meses, por tanto, la facturación de la potencia es de 9,20 euros.
 - Facturación por consumo: En este epígrafe se factura la energía consumida, supongamos un consumo de 400 kWh que multiplicados por el precio correspondiente fijado por el Real Decreto de tarifas 0,079213 euros, hace un total de 31,69 euros.
 - Impuesto especial sobre la electricidad: Este impuesto se calcula multiplicando el importe de la factura de potencia y energía (9,20 € + 31,69 € = 40,89 €) por 1,05113 y a este resultado se le aplica el 4,864 por ciento.
 - Alquiler de los contadores: Al precio del alquiler, que también está fijado por el Real Decreto de tarifas, se le multiplica por 2, ya que nos estarán facturando, en general, 2 meses.
 - I V A: A la suma de todo lo anterior se le aplica el 16 por ciento de IVA.

Existe una variante de la tarifa 2.0, la 0.N, que es muy conveniente para aquellos usuarios que consuman mucha energía por la noche (por ejemplo, calefacción eléctrica por acumulación de calor).

De la cantidad total a facturar antes de impuestos (40,89 € en el ejemplo) no todo es para pagar el servicio, en sentido estricto, que nos presta la empresa distribuidora. Este servicio es sólo el 93,610 por ciento de la cantidad antes de impuestos, el resto retribuye otros conceptos:

- Costes permanentes del sistema: 1,846 por ciento. Desglosados así:

³⁰² El contrato del suministro es personal, y su titular ha de ser el efectivo usuario de la energía, no pudiendo utilizarla en lugar distinto para el que fue contratada, ni cederla, ni venderla a terceros. La contratación del suministro a tarifa ha de formalizarse con la compañía distribuidora de la zona mediante la suscripción de un contrato. El Ministerio de Economía es el que elabora, a estos efectos, el contrato tipo de suministro a tarifa

- Compensación por el mayor coste del suministro a los consumidores insulares y extrapeninsulares (Balears, Canarias, Ceuta y Melilla): 1,601 por ciento.
Este porcentaje permite que los consumidores de los territorios insulares y extrapeninsulares paguen el mismo precio por la electricidad que los consumidores peninsulares a pesar de que en esos territorios es más costoso el servicio eléctrico que en la península.
 - Operador del Sistema: 0,103 por ciento
Con este porcentaje de nuestra factura se retribuye a REE por gestionar el sistema eléctrico en su conjunto.
 - Operador del Mercado: 0,073 por ciento
Con este porcentaje se obtiene la retribución de OMEL, empresa responsable de gestionar el mercado mayorista de electricidad.
 - Comisión Nacional de la Energía: 0,069 por ciento
Con esta cuota se cubren los costes de funcionamiento de la CNE.
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento: 4,544 por ciento. Se componen de los siguientes conceptos:
- Moratoria Nuclear: 3,54 por ciento
Esta cuota compensa las inversiones en aquellas instalaciones nucleares que por decisión del Gobierno no llegaron a entrar en funcionamiento.
 - 2ª Parte del ciclo de combustible nuclear: 0,865 por ciento
Esta cuota retribuye la actividad de Enresa que es la encargada de gestionar los residuos producidos por el combustible nuclear usado en las centrales de este tipo, productoras de energía eléctrica.
 - Costes de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones: 0,139 por ciento
Esta cuota retribuye a los pequeños distribuidores por los descuentos por interrumpibilidad que realizan a sus consumidores que tienen esta característica, así como el sobreprecio que pagan por la energía que compran a los generadores en régimen especial que están conectados a sus redes.

El segundo ejemplo corresponde a un modelo oficial de factura en tarifa 3.0, representativo de un suministro a una PYME en Baja Tensión:

En primer lugar figura la identificación de la empresa distribuidora de electricidad, el número de factura y su fecha de emisión. A continuación, los datos del consumidor, dirección del suministro, titular del contrato y su NIF.

En el margen izquierdo de la factura figuran los datos precisos para el cálculo de la factura según los métodos establecidos en la Orden Ministerial de Industria, de 12 de enero de 1995, sobre tarifas. Estos datos son los que se obtienen de las lecturas de los contadores instalados para la medición del consumo, por tanto debe figurar el número de identificación de dichos contadores, las lecturas de los mismos y el consumo realizado, que se obtiene como diferencia entre la lectura actual y la lectura anterior, siendo esta última la que figure en la factura anterior.

Igualmente debe figurar el periodo de lectura correspondiente al consumo que se está facturando, el número del CNAE, que es el código que corresponde a la actividad del consumidor (oficina, taller, cafetería, etc.) y el número de póliza, que es el número del contrato correspondiente al suministro. Y, finalmente, figuran las condiciones del contrato que sirven para realizar la facturación:

- La tarifa (3.0) que nos permitirá conocer los precios que corresponden según establece el Real Decreto de tarifas que esté en vigor en el periodo de la factura, que deberá figurar en la misma.
- El modelo de facturación de potencia. En el ejemplo expuesto, es con un único contador (Modo 2).
- La potencia contratada, que junto con la lectura del contador nos permitirá calcular la potencia a facturar (Orden Ministerial de 12 de enero de 1995).
- El tipo de discriminación horaria contratado, diferenciando dos periodos: Punta, y Llano + Valle, así como el recargo (40 por ciento) que corresponde al consumo en horas punta.

En la parte derecha figuran los cálculos de los diferentes conceptos que constituyen la factura de electricidad:

- Facturación por potencia: Este término se obtiene de multiplicar la potencia a facturar (50 kW en el ejemplo) por el precio que figura en el Real Decreto de tarifas en vigor para este concepto en la tarifa de que se trate (en el ejemplo: tarifa 3.0 término de potencia = 1,358287 € por kW) este término se factura mensualmente. La potencia a facturar es la registrada por el contador, si este número se encuentra entre el 85 por ciento y el 105 por ciento de la potencia contratada. Si fuese menor que el 85 por ciento de la potencia del contrato se nos facturará ese 85 por ciento, y si el registro superase el 105 por ciento de la potencia contratada, nos facturarán una penalización consistente en el doble de lo que nos hayamos podido pasar del límite.
- Facturación³⁰³ por consumo: En este apartado se factura la energía que se haya consumido. En el ejemplo, se han consumido 500 kWh en las horas punta

³⁰³ La facturación de los suministros a tarifa se realizará por la empresa distribuidora, mensual o bimestralmente, en base a las lecturas de los equipos de medida. A los consumidores a tarifas 1.0 y 2.0 podrá facturárseles en función de los promedios históricos del año anterior, notificándose el procedimiento al consumidor, quién podrá aceptar este método de facturación. En la factura deberá indicarse "Consumo Estimado". En todo caso el distribuidor realizará una regularización semestral en base a lecturas reales.

y 1.500 kWh en el periodo Llano + Valle, en total 2.000 kWh, multiplicados por el precio, que para este concepto en esta tarifa (3.0) figura en las tarifas correspondientes a 2002: 0,079514 € por kWh.

- Complemento por discriminación horaria: En el supuesto que se considere un consumidor que distingue sólo 2 periodos horarios: horas punta y el resto de horas (Llano + Valle), por ser el más adecuado para las empresas que trabajan en horario comercial normal. El complemento por discriminación horaria se determina aplicando el recargo (40 por ciento) que tiene el consumo realizado en las horas punta (500 kWh) y multiplicando por el precio del término de energía de la tarifa 3.0 (0,079514 €).

Si, por ejemplo, el consumidor tuviese altos consumos eléctricos por la noche (en el caso de una discoteca), en principio sería más adecuado el tipo 3 que distingue 3 periodos horarios (punta, llano y valle), en este sistema el recargo en horas punta es mayor (100 por ciento) pero se obtienen descuentos del 43 por ciento en los consumos de las horas valle.

- Complemento por energía reactiva: Este complemento permite un descuento de hasta el 4 por ciento sobre la facturación por potencia más la facturación por consumo si se tiene instalada una batería de condensadores o si el tipo de consumo que se realiza no produce consumos significativos de energía reactiva.
- Impuestos: A la suma de todos los conceptos anteriores (233,76 €, en el ejemplo) le es de aplicación el impuesto especial sobre la electricidad, que se calcula multiplicando el importe a facturar (233,76 €) por 1,05113 y aplicando a la cantidad así obtenida el tipo del impuesto: el 4,864 por ciento.
- Alquiler de equipos de medida³⁰⁴: En este concepto se factura el alquiler de los contadores y maxímetros necesarios para la facturación en el caso de que estos sean propiedad de la empresa distribuidora.
- IVA: Finalmente, se aplica el tipo general del IVA (16 por ciento) al total de todos los epígrafes anteriores.

Mediante previo acuerdo expreso, podrá facturarse una cuota fija mensual. En todo caso, se producirá una regularización anual en base a lecturas reales. En este caso la compañía distribuidora podrá exigir una determinada forma de pago. El consumidor dispone de un periodo de pago de 20 días naturales desde la emisión de la factura. El pago podrá ser efectivo mediante domiciliación bancaria, en las oficinas de cobro de la empresa distribuidora o en quién ésta delegue.

³⁰⁴ Los equipos de medida de energía eléctrica podrán ser facilitados por el consumidor o podrán ser alquilados a las empresas distribuidoras. Desde el 1 de enero de 2003, fecha a partir de la cual todos los consumidores tendrán la condición de cualificados, las empresas distribuidoras estarán obligadas a facilitar los aparatos necesarios para la medida del consumo de energía eléctrica a todos los consumidores de baja tensión, con objeto de que puedan ser suministrados como consumidores cualificados. El precio del alquiler será fijado por el Gobierno según determina el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

B) LA CALIDAD DEL SERVICIO

En cuanto a la calidad del servicio, las condiciones mínimas están fijadas en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y se refieren a los siguientes aspectos:

- Continuidad del suministro: Viene determinada por el número y la duración de las interrupciones. Los mínimos exigibles de calidad en la continuidad del suministro dependen del lugar donde éste se ubique, estableciéndose a este respecto una clasificación según distintas zonas:

CUADRO 6.3

LAS ZONAS ELÉCTRICAS A EFECTOS DE LAS EXIGENCIAS EN CALIDAD	
ZONAS	CARACTERÍSTICAS
URBANA	Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.
SEMIURBANA	Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
RURAL CONCENTRADA	Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
RURAL DISPERSA	Conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros y suministros ubicados fuera de los núcleos.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los tipos de interrupción del suministro hemos de distinguir entre:

- a) Interrupciones programadas: Es el caso de las interrupciones programadas para permitir la ejecución de trabajos previstos en la red. En estos casos los consumidores afectados deben ser informados mediante comunicación individualizada (si están conectados en alta tensión o son establecimientos que a su vez prestan servicios declarados esenciales) o mediante carteles anunciadores, situados en lugares visibles (para el resto de los consumidores) y mediante comunicación en dos de los medios de comunicación de mayor difusión de la provincia en todos los casos, con una antelación mínima de 24 horas. El documento de aviso deberá contener la fecha y la hora del inicio y finalización de la interrupción.

- b) Interrupciones imprevistas: El resto de las interrupciones, las imprevistas de más de tres minutos, no podrán superar ni en tiempo ni en número los siguientes valores en cada año natural:

CUADRO 6.4

MEDIA TENSIÓN: 36 kilowatios > T > 1.000 watos		
Zonas	Nº Horas	Nº Interrupciones
Urbana	4	8
Semiurbana	8	12
Rural concentrada	12	15
Rural dispersa	16	20

Fuente: CNE

Los consumidores conectados a redes de tensión superior a 36 kW se asimilarán a los umbrales definidos en zonas urbanas, sea cual sea su ubicación.

CUADRO 6.5

BAJA TENSIÓN: T < 1.000 watos		
Zonas	Nº Horas	Nº Interrupciones
Urbana	6	12
Semiurbana	10	15
Rural concentrada	15	18
Rural dispersa	20	24

Fuente: CNE

Existen una serie de compensaciones al consumidor³⁰⁵, en el supuesto de incumplimiento de la calidad del suministro por parte del distribuidor. Si los valores expresados en los cuadros de las distintas zonas fuesen superados en un año, la

³⁰⁵ En vigor desde el 1 de enero de 2004.

compañía distribuidora estará obligada a aplicar en la facturación de los consumidores conectados a sus redes, dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento, los descuentos que para los consumidores a tarifa figuran a continuación:

Si el incumplimiento es por el número de horas de interrupción con carácter anual aplicará un descuento en la facturación del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentariamente fijado, valorado en 5 veces el precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada, con un tope máximo del 10 por ciento de su facturación anual.

- Calidad del producto: Hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente, por las variaciones del valor eficaz de la tensión y de la frecuencia y por las interrupciones del servicio y huecos de tensión de duración inferior a 3 minutos³⁰⁶.
- Calidad en la atención y relación con el cliente: Esta calidad se determina atendiendo a las características del servicio y contempla los aspectos siguientes: asesoramiento al consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos, y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

En concreto la calidad de la atención al consumidor contempla los siguientes aspectos para los suministros en Baja Tensión (menor de 1.000 vatios):

- a) Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar instalaciones de extensión³⁰⁷, la empresa distribuidora dará por escrito las condiciones técnico-económicas en un plazo de 5 días.

* Para cualquier servicio cuando no sea necesaria la instalación de centros de transformación: 10 días.

* Cuando sea necesaria la instalación de centros de transformación:
Servicio auxiliar de obras: 10 días

Servicio definitivo con centro de transformación de media a baja tensión:
20 días.

Servicio definitivo con subestación transformadora de alta a media tensión: 30 días.

³⁰⁶ Art. 102 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

³⁰⁷ Las instalaciones de extensión son aquellas ampliaciones de la red del distribuidor necesarias para atender un nuevo suministro.

- b) Cuando se trate de una instalación de extensión que deba ser realizada por la empresa distribuidora, los plazos de ejecución para la puesta en servicio de la instalación a partir del momento en que se satisfagan los derechos de acometida serán los siguientes contados en días hábiles:
- * Si no es preciso realizar ampliación de la red de baja tensión: 5 días.
 - * Cuando únicamente se necesite ampliar la red de baja tensión: 30 días.
 - * Cuando se necesite construir un centro de transformación: 60 días.
 - * Cuando se necesite construir varios centros de transformación: 80 días.
- c) Enganche³⁰⁸ e instalación del equipo de medida, en el plazo máximo de 5 días hábiles, a contar desde la firma del contrato de suministro.
- d) Atención a las reclamaciones³⁰⁹ que los consumidores hubieran planteado con relación a la medida de consumo, facturas emitidas, cortes indebidos³¹⁰, en un plazo máximo de 5 días hábiles para los usuarios de menos de 15 kW contratados y 15 días hábiles para el resto.
- e) Enganche después de corte por impago³¹¹, en un plazo máximo de 24 horas después del pago de la factura.
- f) Ejecución indebida de corte por impago.

³⁰⁸ Al dar de alta un nuevo suministro, además del depósito de garantía, se cobran los derechos de acometida y enganche fijados en el Real Decreto de tarifas.

³⁰⁹ Las reclamaciones o discrepancias que se susciten en relación con el contrato de suministro a tarifa o con las facturaciones derivadas del mismo deben dirigirse al órgano competente en materia de energía de la Comunidad o Ciudad Autónoma correspondiente, quien resolverá dichos contenciosos, independientemente de las actuaciones en vía jurisdiccional que pudieran producirse a instancia de cualquiera de las partes.

³¹⁰ Con carácter general, la duración de los contratos será anual y se prorrogará tácitamente por periodos iguales. No obstante, el consumidor puede resolverlo antes de dicho plazo mediante comunicación fehaciente a la empresa distribuidora con una anticipación mínima de 5 días hábiles a la fecha en que se desee la baja del suministro.

³¹¹ Las empresas distribuidoras podrán negarse a suscribir contratos de suministro a tarifa a aquellos consumidores que hayan sido declarados por sentencia firme deudores de cualquier empresa distribuidora, siempre que no justificara el pago de dicha deuda y su cuantía fuera superior a 25.000 pesetas, o cuando las instalaciones del consumidor no reúna las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias. La interrupción del suministro por impago durante más de dos meses desde la fecha de suspensión, determina la resolución del contrato de suministro. En el caso de las Administraciones Públicas, para los suministros no esenciales el plazo será de seis meses. La empresa distribuidora podrá suspender el suministro a tarifa a consumidores privados cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera requerido el pago, sin que éste se hubiera hecho efectivo. Si el consumidor fuese una Administración Pública, podrá procederse a la suspensión del suministro por impago, siempre que el mismo no haya sido declarado esencial, una vez transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento de pago sin que éste se hubiera hecho efectivo. El servicio será repuesto como máximo al día siguiente del abono de la cantidad adeudada y de lo autorizado en concepto de reconexión del suministro (derechos de enganche, regulados en el Real Decreto 1436/2002 de tarifas para 2003, Anexo III).

- g) Informar y asesorar³¹² a los consumidores en el momento de la contratación sobre la tarifa³¹³ y potencia a contratar más conveniente a sus necesidades, a partir de los datos aportados por los consumidores.

Cuando se incumplan las condiciones de calidad de atención al consumidor detalladas en el epígrafe anterior, las empresas distribuidoras procederán a abonar al consumidor, en concepto de compensación³¹⁴ por cada incumplimiento, en la primera facturación que se produzca, la mayor de las siguientes cantidades: 5.000 pesetas o el 10 por ciento de la primera facturación completa.

El Real Decreto establece tres elementos destinados a introducir transparencia y reducir la incertidumbre regulatoria hasta 2010:

- a) Determinación de los costes del sistema.
- b) Cobertura de costes tarifarios.
- c) Revisión de la tarifa media por las desviaciones de previsión cometidos en los dos años anteriores.

En primer lugar, el art. 3 determina el cálculo de los costes previstos para retribuir las actividades del sector, considerando el ámbito nacional –tanto los costes peninsulares, como extrapeninsulares e insulares- para calcular los costes previstos del sistema. Como costes de distribuciones se incluyen, hasta el año 2007, los costes de distribución de los sujetos acogidos al régimen de retribución transitorio establecido en la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997. Estos costes se determinan a partir del margen resultante de la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía a tarifa que realicen estos distribuidores menos la de las ventas de energía a consumidores a tarifa. El coste medio de generación previsto en la determinación de la tarifa media, durante el periodo transitorio, se establece, según el artículo 5 teniendo en cuenta el valor de 3,6061 céntimos de €/kWh para la generación de instalaciones de producción de régimen ordinario que estaban autorizadas a 31 de diciembre de 1997 pertenecientes a las sociedades con derecho a cobro de CTCs y las mejores previsiones del precio del gas para la generación de las nuevas centrales de ciclo combinado.

El “déficit tarifario”, se define como un déficit de las actividades reguladas y se estimó para 2002 en 1.558 M€ (259.242 millones de pesetas) que se recuperará mediante su inclusión como un elemento de la tarifa por un importe

³¹² El consumidor tiene derecho a ser informado y asesorado por la compañía distribuidora sobre la tarifa, modalidad de aplicación, potencia o potencias a contratar, complementos tarifarios y demás condiciones del contrato que sean más convenientes para el consumidor y éste puede elegir libremente la más conveniente entre las tarifas oficialmente aprobadas (Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003), teniendo en cuenta tensiones disponibles en la zona, así como la potencia que desea contratar entre las resultantes de aplicar las intensidades normalizadas para los aparatos de control que se vayan a utilizar.

³¹³ El consumidor tiene derecho a cambiar de tarifa, modalidad de aplicación y potencia contratada. No obstante, no podrán repetirse los cambios hasta que haya transcurrido un año desde la última notificación, salvo acuerdo con la compañía distribuidora

³¹⁴ Estas compensaciones están vigentes desde el 1 de enero de 2001.

anual de 233,81 M€ (38.963 millones de pesetas) durante los 8 años del periodo 2003–2010. Además podrán ser objeto de titulización y por ello las empresas podrían cobrarlos íntegramente y por adelantado.

El elemento determinante para la existencia y recuperación del déficit tarifario y para el cobro de CTCs es la diferencia entre dos precios: el del mercado mayorista y el que se prevé para la determinación de la tarifa. Para que esa diferencia sea creíble es necesario que el mercado mayorista reúna todas las condiciones necesarias de concurrencia, transparencia, no discriminación, etc., es decir, reúna las condiciones de competencia que permita afirmar que no es manipulable y que nadie tiene poder sobre el mismo y que por lo tanto los precios que en él se forman son producto de la competencia.

En segundo lugar, el Real Decreto define dos nuevos conceptos de costes: el de déficit de ingresos de actividades reguladas hasta 2003 y la revisión de costes de generación de extrapeninsulares de 2001 y 2002, debido a que los ingresos sujetos a liquidación han sido insuficientes para cubrir los costes con cargo a las tarifas de años anteriores a 2003.

En tercer lugar, en el art. 6 del Real Decreto se determinan ciertas revisiones tarifarias en función de las variaciones de algunos de los parámetros que son utilizados en el ejercicio tarifario. Por ello se introduce un mecanismo de revisión de las previsiones realizadas en la elaboración de las tarifas –las cuales deben cubrir adecuadamente los costes del sistema- para tener en cuenta las diferencias entre los valores de los parámetros previstos y los reales, contribuyendo así a que no se produzcan situaciones de desequilibrios entre los ingresos del sistema en aplicación de las tarifas y los costes que se producen en cada una de las actividades del sector.

La existencia de estos mecanismos de revisión permitirá a los agentes recibir la señal económica correcta de que en el sector eléctrico español se recuperan los costes en los que se incurre, a causa de factores exógenos.

La diversidad de consumidores –a tarifa integral y a mercado- y la discrepancia entre la estructura de consumos prevista y la real explica una parte de las desviaciones de previsión registrados en la facturación de los ingresos del sector. Es decir, se producen desviaciones entre los ingresos previstos y los reales, no sólo por las desviaciones de previsión registradas entre la demanda prevista y la real, sino también porque se puede haber registrado una diferente distribución de los consumos entre los distintos grupos de clientes respecto a la estructura prevista inicialmente.

Entre los factores que explican las discrepancias entre los ingresos previstos y los reales cabe destacar:

- La diferente participación efectiva de los consumidores cualificados respecto a la prevista en el ejercicio tarifario.

- La diferente composición de los consumos entre las distintas tarifas o los distintos grupos tarifarios, complementos, descuentos tarifarios (discriminación horaria, interrumpibilidad, etc.).
- La diferente composición de los términos de facturación de las tarifas integrales y de acceso –potencia contratada, energía consumida, energía reactiva-.

La opcionalidad del consumidor, durante el periodo transitorio, de acudir al mercado o bien de permanecer en el régimen de tarifa, supone una transición progresiva de adaptación del cliente desde el régimen tarifario al régimen de mercado.

Si se produjera un desvío entre la demanda prevista y la real, una parte del déficit de ingresos de actividades reguladas registrado en 2002 se deberá a dicho desvío entre la demanda real y la prevista, por el efecto de los menores ingresos y también, aunque en menor proporción, menores costes que se derivan de este desvío sobre la previsión prevista.

En resumen, las tarifas de acceso e integrales del Real Decreto 1483/2001 fueron estimadas, en su momento, para cubrir unos determinados costes, según una demanda en consumo prevista para 2002.

Si la demanda en consumo 2002 resultara inferior a la prevista, se recuperarían ingresos por tarifas integrales y de acceso inferiores a los previstos para cubrir los correspondientes costes.

El desvío de la demanda prevista respecto a la real en 2002, además, afectaría a la determinación de la tarifa media 2004, de aplicarse plenamente el contenido de la propuesta de Real Decreto de metodología en 2004, siempre que la demanda en consumidor final resultara superior o inferior en un 1 por ciento a la prevista, revisándose las partidas de costes e ingresos que hayan sido afectadas por la variación.

De aplicar dicha revisión de la demanda 2002 para establecer la tarifa media de 2004, será necesario tener en cuenta, en la cifra considerada de déficit de ingresos de actividades reguladas, la parte del déficit que se haya debido al desvío entre la previsión de la demanda y la realmente liquidada, ya que de otro modo el efecto del desvío entre la demanda prevista y la real de 2002 sobre los ingresos y costes del sistema se estaría contabilizando doblemente.

Por lo tanto, se considera necesario que se haga explícito tanto el cálculo del déficit a recuperar, como la desagregación, en el contenido de la propuesta de Real Decreto, del importe máximo de 233.812 miles de euros entre la cuantía destinada a desvíos de ingresos regulados y la correspondiente a desvíos de extrapeninsulares e insulares.

❖ LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS

Cada consumidor elegirá la opción mercado o tarifa integral, dependiendo de su elasticidad de demanda ante las variaciones de los precios.

Entre enero y julio de 2002, según datos de las liquidaciones eléctricas, en torno a 30.000 clientes, el 78,6 por ciento del consumo en media tensión (de 1 a 36 kW) ha acudido al mercado.

Los colectivos de clientes más interesados en acudir al mercado:

- los clientes acogidos a tarifas integrales de media tensión no interrumpibles con corta-media utilización de la potencia (tarifas 1.1 y 2.1).
- los clientes acogidos a tarifas de baja tensión y media-larga utilización de la potencia (tarifas 3.0 y 4.0).

En relación a la participación de clientes en el mercado en 2003, de la documentación que acompañó a la propuesta de Real Decreto, se dedujo que el 38,5 por ciento del total de la demanda en consumo final nacional, incluyendo el sistema peninsular como el extrapeninsular e insular, iría al mercado en el año 2003.

Esto significa que teniendo en cuenta la previsión de precios de mercado para 2003 de 3,71 céntimos de €/kWh y el calendario de elegibilidad plena en 2003, así como la aplicación de las tarifas integrales y de acceso recogidas en la propuesta de Real Decreto, el Ministerio estimó que el consumo de los clientes que acudirían al mercado en el año 2003 ascendería a 81.172 GWh, mientras que 129.853 GWh, el 61,5 por ciento restante, permanecería acogido a tarifa integral.

La participación efectiva en el mercado en 2003 para aquellos clientes que acudieran al mercado a través de un comercializador dependería del precio de la energía que el comercializador trasladase a sus clientes.

Desde finales de 2001 y a lo largo de 2002 se ha estado produciendo el regreso al régimen de tarifa integral de consumidores que habían acudido al mercado.

El efecto de los clientes que estaban a mercado y regresan a tarifas THP y a tarifas con contrato interrumpible se estimó en 274 GWh a finales de 2002.

Si se hubiera considerado un precio de mercado en torno a 4,05 céntimos €/kWh, es decir, un 9 por ciento superior al estimado en la propuesta de Real Decreto, se obtendría el siguiente escenario de participación en el mercado de clientes en 2003.

CUADRO 6.6

PREVISIÓN CNE DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO		
AÑO 2003		
	Consumo (GWh)	% s/Total
Clientes a mercado	78.875	37,2 %
Clientes a Tarifa Integral	133.118	62,8 %
Peninsulares	121.683	57,4 %
Extrapeñinsulares	11.435	5,4 %
Total	211.992	100,0 %

Fuente: CNE

En la propuesta de Real Decreto, debido a que la composición del parque de generadores influye de forma importante en la determinación de los costes totales de la producción, se establece el método de calcular el coste de producción de cada tipo de central distinguiendo entre régimen ordinario, diferenciando entre centrales con y sin derecho a CTCs, régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994, régimen especial establecido en el Real Decreto 2818/1998 o régimen especial que participa voluntariamente en el mercado.

Para calcular el coste medio de la energía a incluir en la tarifa media o de referencia, el art. 5 de la propuesta de Real Decreto establece un método a aplicar durante el periodo considerado que segmenta el cálculo del mismo, en función de la energía generada por dos grupos de instalaciones. Consideró que el precio medio previsto de las instalaciones del régimen ordinario autorizadas a 31 de diciembre de 1997 sería de 3,6061 cent €/kWh. Para el resto de las instalaciones el precio medio de mercado de producción se estimó teniendo en cuenta las mejores estimaciones del precio del gas en el ejercicio de que se tratase.

En la propuesta de Real Decreto se introducen dos nuevos mecanismos para la recuperación de los CTCs. El art. 4 incorpora un mecanismo de revisión de las cantidades fijadas en la tarifa de cada año y el art. 7 introduce una hipótesis de recuperación lineal durante el periodo 2003 – 2010 de la cantidad máxima de CTCs.

Estas previsiones de recuperación de los CTCs están referenciadas al precio máximo de 3,6061 cent €/kWh contemplado en la Ley 54/1997, de forma que ante precios superiores se aplicará el sistema de diferencias contemplado en la Disposición Transitoria Sexta, con la pérdida correspondiente del exceso y ante precios iguales o inferiores a los 3,6061 cent €/kWh, se efectuará la recuperación

de los CTCs en los términos que prevé la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997.

Tal como aparecen definidos en la Ley 54/1997, los CTCs forma parte de la retribución de las empresas generadoras para compensar situaciones de precios de mercado que estén por debajo de los 3,6061 cent €/kWh, considerando, además, que las cantidades recibidas por exceso de precios en el mercado se descuentan de las cantidades pendientes a cobrar en el futuro por CTCs.

La Ley 54/1997 establece que todos los consumidores deberán pagar los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, en la proporción que les corresponda. Esto significa que los costes de las redes de transporte y distribución, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los de gestión comercial a distribuidores deberán ser repercutidos a todos los consumidores, con independencia del régimen al que estén acogidos –tarifa y mercado-.

Los costes a asignar para establecer las tarifas de acceso son el transporte y la distribución, si bien, además de éstos, según la Ley 54/1997 los consumidores cualificados que acudan al mercado deberán abonar los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda.

La liberalización del sector eléctrico hace necesario establecer unas tarifas de acceso de aplicación a los clientes cualificados que ejerzan esta condición, a los comercializadores por la energía que suministren a los consumidores cualificados, a los pequeños distribuidores por la energía que adquieran ejerciendo la condición de cualificados, a los autoprodutores para el abastecimiento a sus instalaciones y a los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía que realicen.

La Ley establece que dichos precios son máximos y únicos en todo el territorio nacional. Esta restricción supone que los peajes por usos de las redes dependen, por tanto, del coste medio para el sistema de la red que corresponda, eliminando otros métodos para asignar costes de redes más eficientes como son los esquemas de imputación nodal o zonal.

Así mismo, las tarifas de acceso son precios regulados por el Ministerio, diseñadas con el objeto de cubrir los costes de transporte y distribución, así como los restantes costes citados anteriormente en conformidad con lo establecido por la Ley 54/1997 y que son definidos de forma explícita en el art. 2 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Las primeras tarifas de acceso establecidas por el Real Decreto 2016/1997, mantenían una estructura similar a las tarifas integrales existentes.

Las tarifas integrales vigentes se estructuran en función de dos variables:

- Nivel de tensión
- Utilización de la potencia contratada

Estas dos variables junto con distintas opciones de discriminación horaria aplicables arrojan un total de 126 grupos tarifarios distintos, a los que hay que añadir los grupos de tarifas de acceso vigentes. Sus precios resultaban de aplicar unos porcentajes sobre los términos de potencia y energía de las tarifas integrales que oscilaban entre un 30 por ciento y un 50 por ciento, dependiendo del grupo tarifario del que se trate.

La falta de incentivos para salir al mercado por parte de los clientes elegibles durante 1998 –aquellos cuyo consumo, en aquel momento, superaba los 15 GWh/año- junto con la compleja estructura de precios, innecesaria para unas tarifas de acceso, motivaron que en la primera mitad de 1998 se planteara la necesidad de determinar un nuevo diseño de las mismas.

Con fecha 10 de julio de 1998, la CNE remitió a los miembros del Consejo Consultivo propuesta de tarifas de acceso, elaborada a petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, y que constituye una parte de la metodología global para determinar las tarifas integrales, por considerar, necesariamente, que las tarifas de acceso son un componente de las mismas.

El Real Decreto 2820/1998 determinó finalmente las tarifas de acceso que siguen vigentes hasta la fecha. El citado Real Decreto presentaba una nueva estructura de tarifas de acceso, las denominadas tarifas generales, aplicables a todos los clientes de alta tensión, excepto los acogidos a la tarifa de acceso D, para pequeños distribuidores. Las tarifas de acceso generales de alta tensión muestran precios diferenciados por nivel de tensión y según el periodo horario en que se produce el consumo. Diferencian seis escalones de tensión, dos de ellos para la media tensión y uno, de precios muy reducidos, el escalón 6, destinado, en principio, a intercambios internacionales.

Para cada nivel de tensión se distinguen seis precios correspondientes a los seis tipos distintos de horas que configuran los seis periodos tarifarios. Para los consumos de baja tensión y para los de alta correspondientes a pequeños distribuidores y tracciones (opcional) se mantiene la misma estructura de tarifas de acceso que la del Real Decreto 2016/1997.

En líneas generales las nuevas tarifas de acceso de alta tensión del Real Decreto 2820/1998 representaron un importante avance respecto a las anteriores por su simplicidad, su carácter horario y el abandono a toda referencia a la estructura de tarifas integrales, referencia innecesaria una vez que los clientes acuden al mercado. Pero, dichas tarifas de acceso adolecían de una metodología que justificara la nueva estructura tarifaria general en alta tensión y que permitiera conocer los criterios utilizados en la asignación de los costes, lo que se considera

necesario para analizar adecuadamente el efecto de establecer las nuevas tarifas de acceso y el mantenimiento de las tarifas integrales existentes. La única modificación introducida en la estructura de tarifas de acceso del Real Decreto 2820/1998 fue la correspondiente al art. 22 del Real Decreto Ley 6/2000. Dicho artículo permite a aquellos consumidores que cumplan determinados requisitos, poder acogerse, con independencia del nivel de tensión al que pertenezcan, a la tarifa general de alta tensión denominada de conexiones internacionales.

El Ministerio de Economía remitió a la CNE, el 22 de diciembre de 2000, una propuesta de Real Decreto por el que se establecen tarifas de acceso a redes, cuyo informe fue aprobado por el Consejo de Administración, tras considerar las alegaciones de los distintos miembros del Consejo Consultivo, el 6 de febrero de 2001. La CNE señalaba en su informe que la propuesta de Real Decreto suponía un conjunto de medidas que favorecían de manera positiva el acceso de clientes al mercado, pero carecía de una definición explícita de los criterios a utilizar en la asignación de los distintos conceptos de coste y no desarrollaba una metodología para el establecimiento global de tarifas integrales y de acceso, que era necesario para garantizar la recuperación de los costes del sistema y dar estabilidad regulatoria en el medio plazo a todos los agentes. Finalmente, el 8 de noviembre de 2001 fue publicado el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los principios generales en los que se basa la metodología de tarifas de acceso son los siguientes:

- Principio de suficiencia en la recuperación de los costes regulados. La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a tarifa y a mercado, deben permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación.

Los costes de actividades a recuperar por el mecanismo de liquidación son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y la anualidad para 2003 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establezcan en la Disposición Adicional 2ª del Real Decreto 3490/2000 y en la Disposición Adicional 2ª del Real Decreto 1483/2001.

- Principio de consistencia entre los regímenes de mercado y de tarifas integrales. Por este principio se considera que aquellos clientes similares, independientemente del régimen al que estén acogidos –tarifa integral o mercado, harán pagos iguales por los servicios de acceso a las redes.

Se considera que la única vía coherente para el cumplimiento de los dos principios generales anteriores es establecer globalmente las tarifas de acceso e integrales, de forma tal que la tarifa de acceso sea un componente más de la correspondiente tarifa integral.

- Principio de transparencia en la definición de los criterios de asignación, en las variables e hipótesis utilizadas, en los criterios de diseño tarifario y en las normas implícitas en el procedimiento tarifario propuesto.
- Principio de sencillez en la metodología aplicada, basada en variables y criterios objetivos y fáciles de aplicar por el regulador para establecer tarifas de acceso.
- Principio de eficiencia. Las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Si las tarifas de acceso de algún grupo tarifario no reflejara los correspondientes costes, la estructura tarifaria podría inducir a la ineficiencia energética, posibilitar la existencia de subsidios por los costes que no se imputarán a dicho grupo tarifario y finalmente tender a la insuficiencia de ingresos por actividades reguladas. Además, los costes de naturaleza hundida deberán ser asignados de la forma más eficiente, evitando que distorsionen lo menos posible el consumo global de electricidad.

Todos los consumidores, independientemente del régimen al que estén acogidos –tarifa integral o mercado- deberán los correspondientes costes de acceso a redes en los que hacen incurrir al sistema. Una parte fundamental de las tarifas de acceso son los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte y distribución, si bien además de estos cargos, según la Ley 54/1997, los consumidores cualificados que acudan al mercado deberán abonar el resto de costes de acceso en la proporción que les corresponda. El cuadro 6.7 muestra los conceptos de costes que incluyen las tarifas de acceso según el art. 2 del Real Decreto 1164/2001, desglosados por grupos de costes a repartir según distintos criterios, según la naturaleza de los mismos.

CUADRO 6.7

CONCEPTOS DE COSTES A RECUPERAR POR TARIFAS DE ACCESO
Transporte
Distribución
Gestión comercial de clientes de acceso
CTC
Prima de Régimen Especial
Resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

Fuente: CNE

Las tarifas de acceso que se obtengan como resultado de aplicar los distintos conceptos de costes, se estructuran según los niveles de tensión y periodos tarifarios definidos por el Real Decreto 1164/2001.

Son tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos tarifarios de baja tensión –menor de 1 kW-, tres y seis periodos tarifarios en media tensión –de 1 a 36 kW- y seis periodos tarifarios en alta tensión –más de 36 kW-. La combinación de niveles de tensión y periodos tarifarios arroja un total de ocho grupos tarifarios diferentes más la tarifa de conexiones internacionales a la que pueden acogerse los clientes que cumplen las condiciones establecidas en el artículo 10 de dicho Real Decreto. Así pues, la estructura de tarifas de acceso a redes de los distintos suministros está caracterizada por el nivel de tensión y la discriminación horaria. El ámbito de aplicación de las tarifas de acceso viene establecido en el artículo 1 del Real Decreto 1164/2001 el cual estipula que los costes de acceso se imputan únicamente a los consumidores nacionales como usuarios de las redes.

La Ley del Sector Eléctrico, en su art. 18, determina que los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución serán máximos y únicos en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades. Esto implica que el cálculo del peaje por uso para cada nivel de tensión depende del coste medio del conjunto del sistema para la red que corresponda, eliminando otros métodos para asignar costes de redes más eficientes como son los esquemas de imputación nodal o zonal de precios.

CUADRO 6.8

LOS COSTES DE LA TARIFA EN 2003 (1)	
Millones de euros	
Costes de producción.....	9.561,2
Costes del sistema (2).....	258,8
CTCs.....	297,7
Coste del transporte.....	753,0
Coste de distribución.....	3.142,8
Gestión comercial.....	278,7
Coste de seguridad (3).....	654,8
Déficit de tarifa.....	233,8

(1) Hay que restar 223,5 millones de euros por costes doblemente contabilizados.

(2) Incluye pagos en sistemas extrapeninsulares, operadores del mercado y CNE.

(3) Incluye la moratoria nuclear

Fuente: Elaboración propia con datos de Unesa

CUADRO 6.9

COSTES (M €) (1)	2003 (2)
Coste de Producción:	9.561,20
Mercado de Ofertas	8.329,13
Energía aportada por Generadores	4.841,40
Energía aportada por Generadores extrapeninsulares	667,43
Energía aportada por los nuevos C.C.	598,00
Energía aportada por Régimen Especial	2.222,31
Intercambios internacionales	167,03
Pago por Capacidad	852,03
Servicios Complementarios	213,01
Costes Permanentes	790,37
Compensación extrapeninsulares	223,53
Operador del Sistema	15,52
Operador del Mercado	9,35
CNE	10,41
Déficit hasta 31.01.02	233,81
Costes de Transición a la Competencia	297,74
Stock de carbón	2,11
Prima implícita carbón nacional	194,69
Reducción Prima Decisión Comisión Europea 25/7/01	-17,44
Resto CTCs por diferencias	118,38
Transporte	753,03
REE	414,20
Empresas Distribuidoras	282,15
Empresas Distribuidoras extrapeninsulares	56,68
Distribución	3.142,79
Coste de distribución	2.755,61
Coste de distribución extrapeninsular	236,93
Margen distribuidores D.T. 11 ^a	150,25
Comercialización	278,76
Gestión Comercial	261,06
Gestión Comercial extrapeninsular	17,69
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	654,78
Moratoria Nuclear	529,30
2 ^a parte del ciclo de combustión nuclear	108,66
Interrumpibilidad y Régimen especial	16,83
Ingresos por peajes de exportaciones	-5,47
Costes doblemente contabilizados	-223,53
COSTE TOTAL	14.951,92

Fuente: MINECO

(1) El expediente de Tarifas correspondiente al año 2003 es de ámbito Nacional.

(2) Modificaciones del Real Decreto 1436/2002 sobre Expediente de Tarifas 2003: Incrementos cuotas de Operador de Mercado y de la prima del régimen especial del grupo d.1. de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998.

CUADRO 6.10

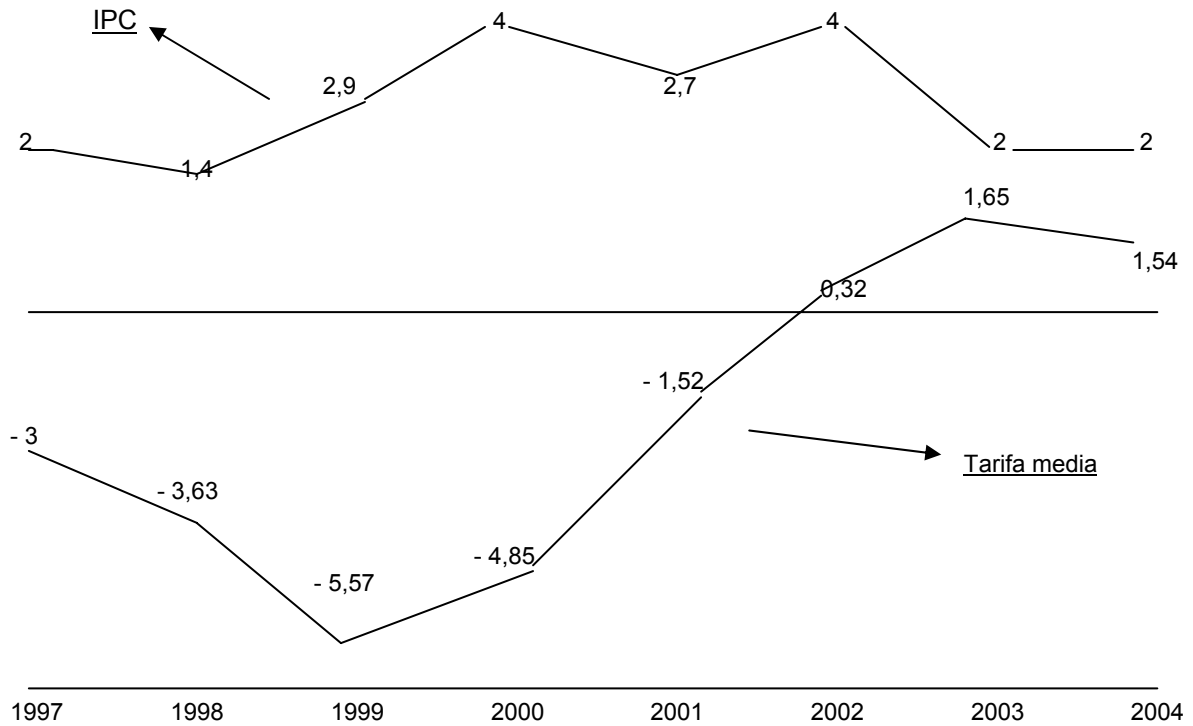
COSTES (M€) (1)	1998	1999 (2)	2000	2001 (3)	2002 (4)
Coste de Producción:	6.383,59	6.872,66	7.353,24	8.065,07	8.552,93
Mercado de ofertas	5.005,78	5.406,24	5.931,27	6.902,25	7.341,42
Energía aportada por Generadores	3.914,01	4.069,46	4.365,10	5.085,83	5.212,30
Energía aportada Régimen Especial	1.091,77	1.336,78	1.566,18	1.816,43	2.129,12
Pérdidas					
Intercambios internacionales	130,49	109,93	109,67	207,58	147,78
Pago por Capacidad	1.118,29	1.175,62	1.118,29	830,34	850,99
Servicios Complementarios	129,03	180,86	194,00	124,90	212,75
Costes permanentes	1.449,21	1.019,51	968,05	856,21	716,46
Compensación extrapeninsulares	184,58	120,20	110,57	129,85	201,22
Operador del Sistema	6,14	6,24	6,48	9,02	10,22
Operador del Mercado	4,21	6,61	6,85	9,02	10,22
CNE	10,92	6,61	7,45	9,02	8,96
Costes de Transición Competencia	1.243,36	879,84	836,69	699,31	485,85
Stock de carbón	24,59	24,59	6,99	6,99	2,04
Prima implícita carbón nacional	243,84	243,84	266,04	247,62	229,43
CTCs por cuota (4,5 %)	778,08	530,12	550,62		
Resto CTCs por diferencias		81,29	13,04	444,70	254,38
Desvíos de 1996 y 1997	394,13				
Descuento adicional	-197,28				
Transporte	557,59	521,44	550,14	581,83	634,97
Retribución del transporte	250,35	205,59	222,99	234,58	263,17
REE	307,24	315,84	327,15	347,25	371,79
Distribución	2.285,41	2.575,19	2.579,39	2.647,82	2.700,77
Retribución de la distribución	2.225,31	2.513,88	2.579,39	2.647,82	2.700,77
Calidad de Servicio	60,10	61,31			
Comercialización	451,82	268,81	244,37	250,85	255,87
Gestión Comercial	421,77	238,16	244,37	250,85	255,87
Gestión de la Demanda	30,05	30,65			
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	516,86	522,85	540,73	583,54	601,88
Moratoria Nuclear	412,22	417,03	433,15	459,68	476,39
Stock básico del uranio	6,98	4,15	2,48	0,75	
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	93,16	94,24	97,89	103,88	108,66
Interrumpibilidad y Régimen especial	4,51	7,43	7,21	19,23	16,83
Ingresos por peajes de Exportaciones					-5,47
COSTE TOTAL	11.644,49	11.780,46	12.235,93	12.985,34	13.457,40

Fuente: MINECO

- (3) Los expedientes de Tarifas anteriores al año 2003 son de ámbito Peninsular.
- (4) Modificaciones del Real Decreto Ley 6/1999 sobre Expediente de Tarifas 1999: eliminación de las partidas correspondientes a la Gestión de la Demanda y rebaja de las Primas del Régimen Especial.
- (5) Modificaciones del Real Decreto Ley 2/2001 sobre Expediente de Tarifas 2000: eliminación cuota CTCs.
- (6) Modificaciones del Real Decreto 1483/2001 sobre Expediente de Tarifas 2002: reducción cuotas Operador de Mercado, incremento de las cuotas del Operador del Sistema y reducción del coste de transporte asignado a REE.

GRÁFICO 6.1

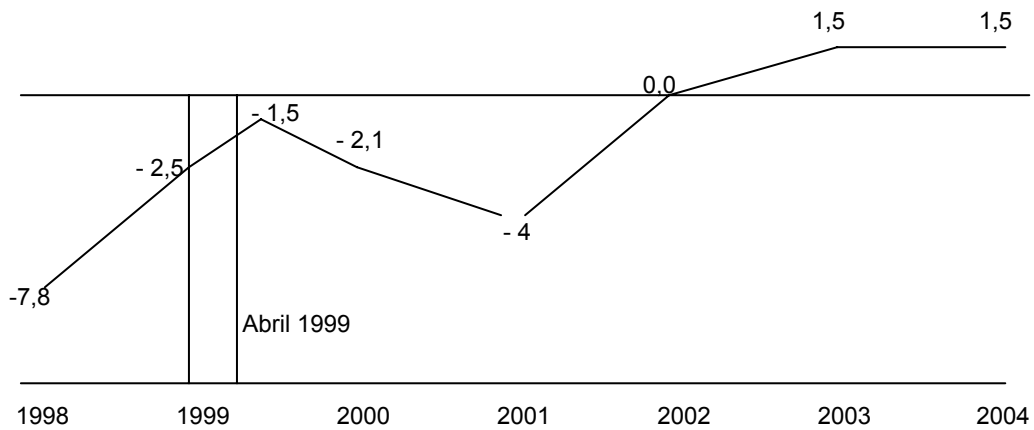
VARIACIÓN DE LA TARI FAMEDIA (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de Unesa

GRÁFICO 6.2

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DOMÉSTICA (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de Unesa.

6.2 CRITERIOS DE REPARTO:

6.2.1 ASIGNACIÓN DE COSTES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El reparto de los costes de las redes de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos principios generales:

- El consumidor debe pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza.
- Los peajes resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando el uso de la red en periodos horarios de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de máxima demanda, la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Para imputar a los consumidores, conectados a diferentes niveles de tensión, los costes de las redes que usan se parte de los costes totales de las redes de transporte y distribución por niveles de tensión.

Los Reales Decretos de tarifas establecen, anualmente, que los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución aplicados a los usuarios de las redes deben proporcionar los ingresos suficientes que permitan cubrir la retribución reconocida a dichas actividades que suponen aproximadamente el 62 por ciento del total de los costes a repercutir a través de las tarifas de acceso.

Los costes asociados a la actividad de distribución se asignan por niveles de tensión. La variable utilizada para el reparto de los costes de transporte y distribución por niveles de tensión es la potencia en punta de cada nivel de tensión (NT).

El cálculo de la potencia en punta y el resto de variables implicadas se basa en los resultados obtenidos para el ejercicio 2001:

- Participación en la punta máxima por niveles de tensión.
- Potencia en punta por niveles de tensión.
- Potencias de diseño por niveles de tensión.
- Retribución total por nivel de tensión.
- Coste unitario por potencia de diseño de cada nivel de tensión.
- Coste total unitario por potencia de uso de cada nivel de tensión.
- Coste de transporte y distribución asignados a los distintos niveles de tensión.

- Asignación de costes de transporte y distribución en diferentes niveles de tensión según periodos tarifarios.
- Potencia equivalente.
- Coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario.
- Costes totales de transporte y distribución asignados por niveles de tensión y periodos tarifarios.

6.2.2 ASIGNACIÓN DE LOS COSTES DE GESTIÓN COMERCIAL DE CLIENTES A TARIFAS DE ACCESO.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 establece costes unitarios que sirven para retribuir los costes de gestión comercial de las empresas distribuidoras por atender a los consumidores a tarifa y a mercado, según se establece en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Dicha Orden Ministerial hace distinción entre los pagos por la gestión comercial de los distribuidores a los consumidores que adquieren su energía a tarifas integrales y a los consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado, dando valores a los costes unitarios en cada caso, así como el procedimiento para actualizarlos anualmente.

El resto de costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores – diferencia entre el total de la gestión comercial a distribuidores y la correspondiente a tarifa de acceso- se imputa como un componente más del coste a incluir en el cálculo de las tarifas integrales. En definitiva, en el caso de que todos los suministros acudan al mercado de energía, se recuperará únicamente la parte de gestión comercial incorporada en las tarifas de acceso.

El nivel del coste de gestión comercial a asignar como componente de las tarifas de acceso se obtiene, de la actualización, según la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, de los correspondientes costes unitarios de gestión comercial, de acuerdo con lo establecido en el art. 20 del Real Decreto 2819/1998, aplicados sobre el número total de suministros previstos anualmente.

El criterio para asignar el coste de gestión comercial incorporado en las tarifas de acceso consiste en aplicar una cantidad fija por cliente. Se diferencia, únicamente, el coste por cliente de aquellos suministros cuya facturación, según el Real Decreto 1164/2001, puede ser bimestral (tarifas 2.0A y 2.0NA) de aquellos cuya facturación es mensual, aplicándoles a los primeros la mitad del coste por cliente que al resto de clientes.

El coste de gestión comercial de tarifas de acceso supone, aproximadamente, un 2 por ciento de los costes a considerar en la tarifa de acceso. Los costes unitarios de la gestión comercial por clientes a mercado realizada por las empresas distribuidoras son aproximadamente el 50 por ciento de los correspondientes por clientes a tarifa integral, lo que según las empresas distribuidoras es contrario a la realidad, debido a que los costes que están incurriendo por dichos clientes son superiores a los de clientes a tarifa integral.

Para realizar una asignación eficiente del coste de gestión comercial entre los distintos suministros, se debería analizar, en primer lugar, los costes de gestión comercial por cliente en función de variables que permitan reflejar de forma más transparente los costes en los que cada suministro hace incurrir al sistema.

En segundo lugar, se debería analizar si los costes unitarios que establece la Orden Ministerial para remunerar los servicios de gestión comercial de clientes de tarifas de acceso son suficientes.

ASIGNACIÓN DE COSTES PERMANENTES Y DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento suponen, aproximadamente, el 9 por ciento de los costes para establecer tarifas de acceso.

Se aplica, como criterio de reparto de dichos costes, reflejados en el cuadro siguiente, un porcentaje uniforme proporcional a la facturación del transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios.

CUADRO 6.11

CONCEPTOS DE COSTES PERMANENTES Y DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO (excepto CTCs y prima de régimen especial)
COSTES PERMANENTES
Compensación extrapeninsulares
Operador del Sistema (OS)
Operador del Mercado (OMEL)
Comisión Nacional de Energía (CNE)
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
Moratoria Nuclear
Stock básico del uranio
2ª parte del ciclo de combustible nuclear
Compensación a distribuidores acogidos a DT 11ª de la Ley 54/97 por interrumpibilidad
Régimen especial y Clientes cualificados

Fuente: CNE

La aplicación de porcentajes uniformes sobre la facturación por peajes de transporte y distribución –se excluye el coste de la moratoria nuclear debido a que, según la Ley del Sector Eléctrico, se aplica la cuota del 3,54 por ciento sobre la facturación total- como criterio de asignación de dichos costes, garantiza la recuperación de dichos costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, independientemente de la coexistencia, durante el periodo transitorio, de los consumidores a tarifa integral y a mercado.

En la actualidad, los Reales Decretos de tarifas establecen anualmente distintas cuotas a aplicar sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso para recuperar los distintos conceptos de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Las cuotas que se aplican sobre la facturación de clientes a tarifa se obtienen estableciendo un escenario de costes del sistema bajo el supuesto de que todos los consumidores estén acogidos a tarifa.

Las cuotas que se aplican sobre la facturación de clientes a mercado, se obtienen a partir del escenario de costes a recuperar en el caso de que todos los clientes estuvieran en el mercado.

De esta forma, únicamente se obtendrá la recuperación plena de los costes con cargo a las cuotas establecidas si se produce efectivamente alguno de los escenarios extremos. Esto supone, una incongruencia en la recuperación de los costes con cargo a cuotas en el momento inicial de establecer la tarifa, debido a que en el procedimiento para determinar las correspondientes cuotas se consideran dos escenarios extremos que no se corresponden con el escenario de elegibilidad implícito en el ejercicio tarifario.

Esta incongruencia que prevalece durante el periodo transitorio debido a la coexistencia de ambos sistemas –tarifa y mercado- y la distinta forma de calcular dichas cuotas en el ejercicio tarifario, se resuelve al aplicar porcentajes uniformes sobre la facturación de transporte y distribución de forma global, independientemente que los suministros estén a tarifa integral o acudan al mercado. Es evidente que el porcentaje uniforme aplicado sobre la facturación de transporte y distribución puede recalcularse como un recargo sobre la facturación total de acceso.

CUADRO 6.12

TARIFA ELÉCTRICA				
	GWh	Euros/kWh	%	Meuros
COSTE DE PRODUCCIÓN				
Mercado de Ofertas				
Energía aportada por los Generadores				
Energía aportada por Régimen Especial				
Pérdidas				
Contrato REE – EDF				
Pago por Capacidad				
Servicios Complementarios				
COSTES PERMANENTES				
Compensación Extrapeninsulares				
Operador del Sistema				
Operador del Mercado				
CNE				
Costes de Transición a la Competencia				
Desviaciones año , sin extrapeninsulares				
Desviaciones año extrapeninsulares				
Stock de carbón a la entrada del modelo				
Prima Implícita carbón nacional				
Resto Costes de Transición a la Competencia				
Descuento adicional				
COSTES DE TRANSPORTE				
REE				
Empresas Distribuidoras				
COSTES DE DISTRIBUCIÓN				
COSTES DE GESTIÓN COMERCIAL Y DE LA DEMANDA				
Gestión Comercial				
Gestión de la Demanda				
COSTE TOTAL				
DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO				
Moratoria Nuclear				
Stock básico de uranio				
2ª Parte del ciclo de combustible nuclear				
Interrumpibilidad y Régimen Especial				
COSTE TOTAL DEL SERVICIO				
INGRESOS NECESARIOS				
DEMANDA ABONADO FINAL				
PRECIO MEDIO NECESARIO				
PRECIO MEDIO ANTERIOR				
INCREMENTO CONSIDERADO				

6.3 EL DÉFICIT TARIFARIO.

La existencia del déficit tarifario constituye uno de los principales problemas que tiene actualmente planteado el sector eléctrico. Esto significa que los ingresos no son suficientes para cubrir los costes y que el déficit lejos de constituir un problema coyuntural y pasajero presenta un preocupante y serio problema estructural.

El déficit tarifario en su concepción más amplia es resultado de la insuficiencia de los ingresos sujetos a liquidación, obtenidos por tarifas integrales y por tarifas de acceso para cubrir las siguientes partidas de costes:

- Los costes de transporte
- Los costes de distribución
- Los costes de la gestión comercial a tarifa
- El sobrecoste del régimen especial
- La prima por consumo de carbón autóctono
- Los costes con cargo a cuotas
- Los Costes de Transición a la Competencia (CTC)
- Los costes de generación de clientes a tarifa integral

Los dos factores por los que se produce el déficit son que se generan unos ingresos por tarifas de acceso e integrales menores que los previstos en el expediente de tarifas por desviaciones en las previsiones del consumo, del desglose del mismo por grupos tarifarios y de la participación efectiva de clientes que acuden al mercado respecto a lo previsto en el expediente de tarifas, o que los costes que es necesario cubrir con los ingresos son superiores a los previstos en el ejercicio tarifario.

A finales de 2000 los ingresos obtenidos mediante las tarifas empezaron a ser insuficientes para abonar la compensación, e incluso para retribuir completamente todos los demás costes imputados a las mismas. El déficit que se produce en 2000, 2001 y 2002, tiene su origen, fundamentalmente, en la elevación del precio resultante del mercado, en comparación con los precios de la generación considerados en las tarifas integrales.

La existencia del déficit tarifario ha ido agravándose con el transcurso del tiempo, generando distorsiones en la gestión de las empresas y en el proceso de liquidación. De todo ello, podríamos deducir que si en un principio nace como un problema de carácter coyuntural, con el paso del tiempo presenta un perfil claramente estructural.

El procedimiento seguido actualmente para establecer tarifas incurre en previsiones de costes inferiores a los reales y como resultado se produce una insuficiencia de los ingresos para cubrir los costes. Frente a este desfase, se constata la necesidad de establecimiento de mecanismos correctores frente a los posibles desvíos.

La falta de ingresos impide compensar los CTCs máximos previstos, no cumpliéndose el “principio de suficiencia” considerado en la metodología de tarifas de acceso. Es decir, en la estructura tarifaria deberían reflejarse con la mayor exactitud posible, los costes reales en los que se incurre, y al mismo tiempo ser suficiente para poder cubrir los diferentes costes y retribuciones.

En lo referente a las previsiones realizadas en el expediente de tarifas se da la circunstancia de estimación del precio de referencia en 6 pesetas kWh, cuando en el expediente de tarifas la referencia se establece en 5,9 pesetas kWh, pudiendo darse el caso de generarse un déficit sin sobrepasar las 6 pesetas kWh e incluso que obteniendo ingresos medios de 6 pesetas kWh a las empresas no se les impute el déficit.

Por otra parte, con precios inferiores al de referencia también podría producirse el déficit debido a que el sobrecoste de la partida destinada al régimen especial exceda a la contemplada por el Real Decreto de tarifas.

Todas estas posibilidades pueden dar lugar a un incremento de la incertidumbre en las empresas generadoras, soportadoras del déficit, al provocar distorsiones en la gestión y en los futuros planes o proyectos de inversión, en cuanto a la rentabilidad de los mismos, lo que claramente perjudica la evolución del sector en nuestro país. Es decir, el propio sistema regulatorio, formalmente liberalizado en generación y comercialización, estaría sirviendo de freno a nuevos proyectos de inversión tan necesarios en el sector eléctrico español.

Para resolver el problema, es decir, la cobertura del déficit, surge la Orden Ministerial, de 21 de noviembre de 2000, que posibilita cubrir aquellos costes que la Administración infravalora en el momento de realizar el correspondiente Real Decreto de tarifas eléctricas.

La Ley 54/1997 establece mecanismos de salvaguarda (*price-cap*) con el objeto de incentivar a las empresas a situar los precios por debajo del precio de referencia, establecido en 6 pesetas por kWh, pero no ha de entenderse el mismo como un precio máximo establecido por dicha Ley que en su Disposición Transitoria Sexta especifica que:

Si el coste medio de generación a que se refiere el artículo 16.1 de la presente Ley de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del citado valor actual,...

Con ello las empresas con precios inferiores a las 6 pesetas por kWh no verían modificado el porcentaje que les corresponde de CTCs. Lo contrario ocurriría en aquellas empresas con precios superiores al de referencia que

obtendrían una disminución en el límite máximo establecido para los CTCs. Los excesos de las 6 pesetas se deducen de la cuantía pendiente y no se consideran CTCs percibidos.

Con la citada Orden Ministerial lo que se pretende es paliar el déficit. Del análisis de la estructura actual de repercusión del déficit que se deriva de la Orden Ministerial, de 21 de noviembre de 2000, podemos obtener las siguientes reflexiones:

Primero, las empresas generadoras que son beneficiarias de los CTCs, aportan en el momento "n" y la legislación reconoce esa aportación para el recálculo del límite de CTCs que se establecerá para el futuro (n+1, n+2,...). Es decir, que esa aportación se recuperará en el futuro, y en el supuesto que las condiciones de mercado lo posibiliten, por lo tanto a priori no se asegura la recuperación para las empresas aportantes.

Segundo, la legislación establece un horizonte limitado para los CTCs. Pudiera ocurrir que finalizara el periodo de vigencia de los CTCs y las empresas no recuperen las cantidades aportadas al déficit.

Tercero, las empresas que soportan el déficit sufren un grave perjuicio financiero. El carácter estructural del déficit supone con el paso del tiempo una cuantía económica mayor, que agrava aún más, si cabe, este efecto económico-financiero sobre las empresas generadoras.

Cuarto, la legislación muestra un vacío ante la distorsión que supone la existencia del déficit tarifario que se viene manifestando desde el año 2000. Problema que se agrava aún más si tenemos en cuenta que la que sufre el perjuicio, la distorsión y repercusión del déficit tarifario es una actividad liberalizada del sector eléctrico.

A continuación nos limitaremos a realizar un análisis de la problemática que suscita el déficit tarifario en las empresas generadoras de energía:

Todos los generadores de electricidad reciben cada hora o periodo el mismo precio por lo que las diferencias a final de año en relación al precio medio³¹⁵ de cada empresa se explican, en su mayor parte, por la energía aportada en cada periodo.

Las empresas que tienen el precio medio más alto es porque su venta de energía se realiza en periodos de mayor precio, frente a las que obtienen un precio medio inferior que es consecuencia de su venta en horas de precios más bajos y con horas de funcionamiento superiores a las empresas propietarias de las centrales cuya producción se destina a las horas de máxima demanda. Cuando una empresa entrega el exceso de 6 PTA/kWh por la energía producida, está devolviendo parte de su facturación por haber generado en horas de mayor precio.

³¹⁵ El precio medio resulta de la media ponderada de los precios horarios y de la energía que cada empresa generadora aporta en cada periodo.

El límite de las 6 PTA/kWh está imputando a la empresa que se exceda de dicho límite un precio de producción más bajo que el que le ha resultado en el mercado de producción. Al comparársele con las 6 PTA/kWh el precio medio ponderado anual en las distintas horas del año, aquellas empresas que hayan generado más energía en las horas de precios más elevados tendrán un precio medio ponderado anual superior y serán las que tendrán el ajuste adicional del exceso en relación al precio de referencia.

Por otra parte, las restantes empresas que hayan producido menos energía en las horas de precios elevados, y por consiguiente con precios medios ponderados inferiores, se habrán beneficiado de los precios de producción resultantes en horas de mayores precios, sin ningún ajuste en los mismos.

Por tanto, todas las empresas deberán devolver estas mismas reducciones de precio de las energías aportadas al *pool*, independientemente de que su precio medio ponderado sea superior o no a las 6 PTA/kWh.

En caso contrario se estaría discriminando a unas empresas respecto a otras, al percibir distintos precios horarios del sistema.

Resulta necesario analizar la doble penalización que podrían estar padeciendo las empresas con precios superiores a las 6 PTA/kWh. Los excesos disminuyen las cantidades a recuperar, y por otro lado, se les repercute el déficit tarifario según el porcentaje establecido.

El mecanismo de cobertura del déficit sitúa a las empresas beneficiarias de los CTCs como sujetos que deben aportar los recursos necesarios. Pero, si bien, es verdad que existen otros agentes que perciben la totalidad de los ingresos del mercado al precio establecido para todos sin que tengan que aportar a paliar el déficit. Este hecho puede ser motivo de distorsión dentro de una actividad que la ley considera liberalizada, discriminando a unas empresas en relación a otras.

También se hace necesario considerar los costes y su evolución con la finalidad de reflejar de forma más estricta, la variación de los ingresos para las empresas con una situación de precios superiores al precio de referencia.

La Ley 54/1997 especifica en su Disposición Transitoria Sexta, en relación a los CTCs previstos en los expedientes de tarifa y los realmente percibidos, que:

Si el coste medio de generación a que se refiere el artículo 16.1³¹⁶ de la presente Ley de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación

³¹⁶ La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 16.1, sobre retribución de las actividades y funciones del sistema, establece que: "La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:

a) Sobre la base del precio ofertado al operador del mercado por las distintas unidades de producción, la energía eléctrica se retribuirá en función del precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica de acuerdo con lo establecido en el artículo 23 de la presente ley.

Este concepto retributivo se definirá considerando así mismo las pérdidas incurridas en la red de transporte y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.

resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del citado valor actual,...

Por lo tanto, podemos decir que los excesos de las 6 Ptas. se deducen de la cuantía pendiente y por consiguiente no se consideran CTCs percibidos.

Con la finalidad de solucionar el déficit tarifario se debería acometer una revisión del sistema tarifario y detectar todas aquellas variables que de alguna forma influyan en la confección del déficit. La CNE como institución reguladora, es la que debería estar más interesada en la búsqueda de una solución a la situación actual, en aras de la mayor seguridad de suministro y estabilidad del sistema eléctrico, erradicando la incertidumbre que soportan las empresas por el problema del déficit.

La Memoria Económica de la Ley 54/1997, apartado 6.1, respecto del equilibrio económico-financiero de las empresas establece que:

La transformación de la retribución de la actividad de generación del actual régimen regulado por el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, es decir, basado en valores y costes estándares, a un sistema de retribución basado en ofertas de precios totales, y/o en contratos de suministro entre partes con libertad de fijación de precios debe ser realizado con prudencia, de manera que los beneficios para los consumidores en términos de precios menores para la electricidad sean compatibles, durante un periodo transitorio, con la preservación del equilibrio económico-financiero de las empresas eléctricas.

El nuevo modelo regulatorio, introducido por la Ley 54/1997, es contemplado como, nueva metodología, fuente de posibles efectos desfavorables, errores o distorsiones que la propia Ley en la misma memoria trata en un epígrafe bajo el título "Comprobación del nuevo modelo", al decir:

En este sentido, en el nuevo modelo el funcionamiento del sistema realizado bajo previsiones en las que se pueden dar variaciones, e incluso en el que la evolución de determinadas variables no quedan preestablecidas, como es el caso de la senda de evolución de tarifas a partir del año 2000, resulta necesario efectuar las comprobaciones del modelo que permitan corregir posibles efectos desfavorables que puedan alterar el equilibrio económico-financiero de las empresas o que resulten para los consumidores.

El sector eléctrico va a cambiar: en el año 2003, se plantea la oportunidad de establecer el funcionamiento del MIBEL; se establece la plena elegibilidad; se sigue avanzando en la creación del mercado interior de la electricidad europeo.

b) Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema, que se definirá tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada periodo de programación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.

c) Se retribuirán los servicios complementarios de la producción de energía eléctrica necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.

Reglamentariamente, se determinará qué servicios se consideran complementarios, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos".

Todo este conjunto de hechos hace necesario resolver los problemas que distorsionan el sector:

- Establecimiento de una metodología de tarifas basada en los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.
- El análisis de la consideración de una cláusula que permita reconocer la precedencia en el cobro del déficit tarifario, a aquellas empresas que hubieran aportado al mismo los ingresos liquidables se asignarán por igual al transporte, a la distribución, a las empresas que han hecho aportaciones al déficit y a las primas devengadas y no cobradas de años anteriores.
- El análisis de lo establecido en la Ley 54/1997 en su art. 17 que estipula:

Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.

6.4 EL ERRÁTICO MODELO DE FUNCIONAMIENTO ACTUAL DE LA TARIFA ELÉCTRICA

Desde enero de 2003 todos los consumidores de electricidad, en nuestro país, pueden elegir suministrador para adquirir la electricidad a un precio libremente contratado que incluye una tarifa de acceso regulada³¹⁷, independiente del suministrador y con los restantes añadidos que voluntariamente contraten las partes, o acogerse a la tarifa regulada o integral correspondiente, de acuerdo al nivel de tensión, potencia, consumo y diferenciación temporal (por ejemplo: tarifa nocturna) que libremente se elija.

La Ley 54/1997 establece un modelo de liberalización para el sector en el que la energía se negocia en torno a un mercado diario de producción. En su art. 15 dispone que “la retribución de las actividades será con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos” y que se realizará según criterios de objetividad, transparencia y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad de suministro eléctrico. El art. 17 fija que serán únicas en todo el territorio nacional y el art. 18 añade que igualmente serán únicos los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución.

Las empresas en el ejercicio de su actividad incurren en los costes de reforzar, operar y mantener las redes que están regulados administrativamente, así como aquellos costes, también regulados por el Gobierno, que atienden: al coste de la energía³¹⁸, la promoción de las energías renovables, el apoyo al carbón nacional, a cubrir el coste de la operación del sistema o de la propia CNE.

Desde la entrada en vigor de la Ley, el Gobierno en lugar de calcular la tarifa del modo en que la propia ley la contempla, respetando el principio de buena regulación, según el cual las tarifas deben recoger los incrementos de costes, se limita a fijarla de antemano e incluso con carácter de urgencia³¹⁹, estableciendo el valor máximo que este precio podría alcanzar en el mercado mayorista. Con tal finalidad fue modificada la Ley 54/1997 por el Real Decreto Ley 7/2006³²⁰, de 23 de junio, para permitir al Gobierno incurrir de forma explícita,

³¹⁷ Las tarifas de acceso a la red tienen que atenerse a lo establecido en la Directiva 2003/54/CE, de junio de 2003, sobre normas comunes para el Mercado Interior de Electricidad, que en su artículo 3.3 establece que “los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas,...disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso”. Igualmente el artículo 20 señala que “los Estados miembros garantizarán la aplicación de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red”

³¹⁸ De acuerdo a la Ley del Sector Eléctrico de 1997 se determina en un mercado mayorista (*pool*) en competencia.

³¹⁹ Dicho carácter impide que las instituciones que han de emitir un informe puedan elaborarlo de forma adecuada y previa a la decisión gubernativa.

³²⁰ El Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se aprueban determinadas medidas en el sector energético, introduce una nueva disposición adicional vigésima primera en la Ley 54/1997, por el que se faculta al Gobierno para que en aplicación de la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia fije los límites máximos anuales al incremento de tarifas, así como los costes a considerar.

consciente y *ex-ante* en déficits tarifarios. Cuando, el verdadero precio del mercado supera el precio prefijado por el Gobierno se produce el déficit tarifario, como así ha ocurrido en los años 2000, 2001, 2002, 2005 y 2006, puesto que la recaudación de la tarifa no lograba alcanzar a sufragar el precio del mercado que hay que pagar a las empresas eléctricas.

El Gobierno, hasta el momento presente, ha venido reconociendo el derecho de las empresas generadoras de electricidad a percibirlo y éstas lo recuperan, de forma anticipada, a través de las entidades financieras que le adelantan el citado montante deficitario acumulado. Éste, finalmente, es sufragado, conforme lo estipulan los decretos anuales de tarifas de los años citados, por los futuros consumidores o usuarios de electricidad en sus respectivos “recibos de la luz”, el cual viene soportando los siguientes recargos: el 0,330 por ciento destinado al pago de la moratoria nuclear; el 0,210 por ciento destinado a la gestión de residuos radiactivos; el 0,069 por ciento que financia la CNE; y en julio de 2005 se añadió, además, un 1,378 por ciento de la tarifa destinado a compensar el déficit tarifario.

Por otra parte, a partir del ejercicio de 2007, las CC. AA. podrán cobrar un recargo, “el céntimo eléctrico”, en el recibo de la luz, con el fin de aumentar las inversiones en la red de distribución, mejorar la calidad del servicio y evitar apagones, similar, pues, al céntimo sanitario que algunas CC. AA aplican a los carburantes para financiar la sanidad. Este hecho podría significar la desaparición de la tarifa única, según la establecía el art. 17 de la Ley 54/1997. Se trata de que las CC. AA. se corresponsabilicen en la garantía de lograr un mejor servicio a los usuarios. Las CC. AA. tienen ya la facultad de supervisar y sancionar³²¹ la falta de calidad en el servicio, pero hasta ahora no podían exigir a las empresas eléctricas planes de inversión. El nuevo recargo, allí donde se apruebe, financiará parte de los planes que se exijan a las compañías para mejorar la red de distribución de electricidad.

Para evitar subidas bruscas en las tarifas de los consumidores el Gobierno decidió que los déficits tarifarios de los años 2000, 2001, 2002 fuesen pagados en cómodos plazos durante 10 años³²² y el de 2005, que supone 3.810,5 millones de euros, en 14 años³²³. Respecto de 2006 las compensaciones por el déficit tarifario se han incrementado en una cuantía similar al de 2005, ya que los datos provisionales rondan los 4.000 millones de euros. A esta forma de proceder, destinando un suplemento a cubrir el déficit tarifario se la ha denominado *laminación del déficit tarifario*.

En España, todos los consumidores pagan la electricidad por debajo del precio de mercado como consecuencia de la regulación vigente. Cuanto más se consume menos se paga en clara contradicción con los objetivos de eficiencia y ahorro energético que el Gobierno pretende conseguir.

³²¹ Así lo han hecho, con motivo de grandes apagones las Comunidades de Andalucía, Madrid, Cataluña y Extremadura.

³²² Terminará de pagarse en el año 2010.

³²³ La financiación del déficit de tarifa se hace mediante un recargo a todos los consumidores que se ingresa en una cuenta de la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

El mantenimiento de unos precios regulados de la electricidad demasiado bajos favorece a los grandes consumidores industriales. Para las empresas del sector siderúrgico o del aluminio como Arcelor, Alcoa y Asturiana del Zinc, cuyos costes de producción dependen en un 50 por ciento de la factura energética, el mantenimiento de la tarifa preferencial de Alta Intensidad Eléctrica (tarifa G-4) les resulta imprescindible, ya que de lo contrario sus costes de producción aumentarían en 46,4 millones de euros³²⁴. Dichas compañías pagan el MWh a unos 24 euros, mientras que el coste de generación para su volumen de consumo supera los 60 euros. La Comisión Europea ha abierto una investigación formal para determinar si los precios artificialmente bajos de los que se beneficiaron los clientes industriales, grandes y medianas empresas, y los operadores tradicionales en el sector eléctrico en 2005 supusieron una ayuda de Estado y, si se confirmara dicha ayuda, podría dar lugar a falseamientos desproporcionados del comercio y la competencia dentro de la Unión Europea. La Comisión también ve posible que ello impidiera a nuevos proveedores introducirse en el mercado eléctrico español e incluso que algunos competidores recientes decidieran abandonar su actividad en España.

Por otro lado, la normativa hasta ahora vigente³²⁵ establecía una metodología para determinar cada año la tarifa de referencia, fijando unos límites a la evolución de las tarifas integral y de acceso, para que su aumento no excediera del 2 por ciento anual entre enero de 2003 y diciembre de 2010.

Esta limitación impuesta a la evolución de las tarifas por la normativa vigente marca el grado de intervencionismo³²⁶ de la propia Administración que contradice el espíritu de liberalización de la Ley 54/1997, al controlar el Gobierno de esta forma el precio de la electricidad, sin perjudicar el contexto económico de las empresas generadoras de electricidad, que tienen asegurada la rentabilidad suficiente en la cuenta de resultados merced al compromiso de una decisión administrativa de devolución del déficit tarifario con cargo al bolsillo del consumidor.

Debe estar claro que esta forma de proceder en el diseño del cálculo de la tarifa eléctrica conduce, irremediablemente, a la aparición del déficit tarifario y que éste alcance una magnitud desproporcionada y fuera de toda lógica aceptable, dado que preceptiva y reglamentariamente el precio de la energía, de acuerdo a la Ley del Sector Eléctrico de 1997 debe determinarse en un mercado mayorista en competencia y no con independencia de la realidad del mercado.

El profesor José Ignacio Pérez Arriaga, en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de 30 de junio de 2005, subraya que "la tarifa no se fija se calcula", denunciando que el divorcio entre la tarifa y el precio del mercado, en un marco regulatorio oficialmente orientado a la competencia, como es el español, no es sostenible y que las

³²⁴ Diario *El Comercio* (2005).

³²⁵ De acuerdo al Real Decreto 1432/2002 sobre metodología de tarifas, que a su vez desarrolla el artículo 77 bis de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social.

³²⁶ La Comisión Europea, en diciembre de 2006, abrió un procedimiento de infracción contra España al considerar que las tarifas reguladas podrían ser incompatibles con la normativa europea sobre liberalización del mercado eléctrico.

carencias de la metodología ponen en una situación de alerta máxima al sistema eléctrico español, que ya no puede seguir aguantando las señales incoherentes que se están emitiendo por el marco regulatorio³²⁷.

En la misma línea argumentativa que Pérez Arriaga, la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE, en su informe de Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico, de enero de 2005, sostiene que: *Se considera que la metodología de tarifas es el instrumento más importante de la regulación sectorial y la gestión económica completa del sector eléctrico, y la utilización de su diseño como instrumento de política macroeconómica puede provocar la pérdida de coherencia del proceso de liberalización.*

Si los consumidores pueden ahora elegir libremente comprar a cualquier suministrador en el mercado eléctrico ¿Por qué una tarifa regulada? El sistema de fijación de la misma se convierte en un obstáculo al libre funcionamiento del mercado propugnado por la propia Ley 54/1997 y al estar por debajo del precio real de mercado los consumidores abandonan éste para refugiarse en la tarifa regulada³²⁸.

Este modo de proceder en la práctica, fuera de toda conducta competitiva, convirtiendo la tarifa regulada en refugio, daña y elimina el libre funcionamiento de la oferta y la demanda en el mercado, como si el equilibrio alcanzado en el mismo no fuera fiable. Si no es fiable, esta susceptibilidad o recelo debería obligar al Gobierno y a la autoridad reguladora a cuestionarse el anómalo funcionamiento del mercado y proceder a su reparación. El déficit tarifario revela que los ingresos no son suficientes para cubrir todos los costes de la generación de electricidad por parte de las empresas. La Ley del sector eléctrico establece que la tarifa ha de incorporar el precio real de mercado de la energía y éste puede perfectamente subir por diversos motivos, como los hemos podido apreciar en los últimos meses (sequía, encarecimiento del barril de petróleo, etc.) que hay que incorporar para obtener un cálculo real de la tarifa y que hay que trasladar al consumidor para que de este modo emerja una conducta de respuesta activa y eficiente en consonancia con el precio vigente en cada momento en el mercado.

Un cálculo real de la tarifa nos llevaría a incluir en la misma los costes de generación, distribución, transporte, comercialización, diversificación y seguridad de suministro y los denominados costes permanentes del sistema que comprenden básicamente los costes de la compañía OMEL, del Operador del Sistema (REE) y la CNE. Pero, además, un cálculo real de la tarifa, realizado en este momento, nos llevaría a incorporar a la misma otros costes que provienen fundamentalmente de los déficits generados en ejercicios anteriores y del pago de la moratoria nuclear. Estos importes pendientes de incluir en la tarifa de ejercicios futuros superan actualmente los 7.000 millones de euros, lo que significa alrededor de un 30 por ciento de los ingresos anuales del sector. Es evidente, que los consumidores de electricidad se han venido beneficiando en España de una

³²⁷ Pérez Arriaga, J. Ignacio (2005), *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España* (pág. 69)

³²⁸ Apenas un 4 por ciento de los 25 millones de clientes de electricidad ha abandonado desde el 1 de enero de 2003 el mercado regulado.

tarifa que no recoge todos los costes que son imprescindibles para poner a disposición del usuario un bien tan necesario.

Además, la Ley 54/1997 dispone en su art. 1.3 que el ejercicio de las actividades eléctricas se realizará según criterios de objetividad, transparencia y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad de suministro eléctrico. Pues bien, para que se de la eficiencia económica y técnica es condición necesaria que las tarifas reflejen realmente los costes³²⁹ que las distintas actividades soportan, de ese modo servirán como indicador transmisor de señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y largo plazo, y al mismo tiempo reduzcan las incertidumbres asociadas a la rentabilidad futura de las compañías.

Gran parte de los problemas del sector están relacionados con las tarifas y con el déficit de ingresos que se registra desde hace años: lo pagado por los consumidores a cambio de la electricidad es inferior a la suma de los costes en los que hay que incurrir para producirla y ponerla a disposición del consumidor.

Este déficit de ingresos, atendiendo al tipo de agente que los soporta, se descompone en dos partes: déficit de la distribución, conocido como déficit tarifario y déficit de la comercialización. Respecto del primero y en el marco de la actividad de distribución, en 2000, 2001, 2002, 2005 y, con toda seguridad 2006, las empresas distribuidoras de electricidad han registrado un voluminoso y creciente déficit tarifario, más de 8.000 millones de euros en total, que se produce principalmente porque las autoridades energéticas no consiguen predecir con exactitud el precio medio de la electricidad determinado en el mercado mayorista de producción, antes de ser transportada hasta su lugar de consumo, o porque las autoridades no consideran políticamente oportuno transmitir a la sociedad unos precios más altos, aunque éstos sean reflejo de unos costes superiores, limitándose, para evitar el descontento que pudiera ocasionar en los consumidores, a aplazar a largo plazo la recuperación del déficit tarifario en numerosos y reducidos incrementos tarifarios.

Al mismo tiempo, se autoriza a las empresas distribuidoras, con el fin de evitarles una grave situación económico-financiera, a titular los derechos de cobro del déficit, recibiendo de las instituciones financieras la totalidad del cobro de una sola vez.

Esta forma de actuar del Gobierno es incorrecta, por al menos tres razones:

- a) Porque la actual política de precios estimula desmedidamente a consumir energía, ya que los consumidores, al decidir cuánta electricidad van a consumir, toman en consideración un precio inferior al que deben pagar y al

³²⁹ La participación de la electricidad en la energía final total viene aumentando año tras año como consecuencia de la creciente electrificación de los procesos productivos y del equipamiento doméstico. En 2005, el 80 por ciento de la energía primaria fue adquirida en el exterior a unos precios estrechamente relacionados con el crudo petrolífero; más concretamente, en 2005 el 70 por ciento de toda la energía primaria fue petróleo y gas natural. Los precios de la energía final deben recoger con rapidez los mayores costes de las fuentes de energía primaria.

que ingresará la generadora. El consumidor no es consciente del encarecimiento de la electricidad, ya que el incremento del precio o parte de él será pagado por otros consumidores en otro momento³³⁰. Las empresas generadoras se ven beneficiadas con este modo de resolver el problema del déficit tarifario: obtienen superiores beneficios de los que registrarían si las tarifas crecieran hasta la desaparición del déficit tarifario. Esto es así porque cobrarían por cada KWh lo mismo que están cobrando, pero por rígida que sea la demanda, venderían menos electricidad.

- b) Porque el consumo eléctrico de hoy está subsidiado por los futuros consumidores, ya que éstos pagarán en los próximos 20 años la electricidad que ellos adquieran y una parte de la que compran los consumidores actuales. Se pondría pensar que tales subsidios no son preocupantes, ya que, en contrapartida, los consumidores actuales estarán pagando las infraestructuras, es decir, las redes eléctricas, que utilizarán los consumidores futuros. Esta afirmación es falsa por errónea, ya que las empresas registran sus costes en su cuenta de pérdidas y ganancias, y no en su balance. Entre los costes de las empresas distribuidoras está la amortización anual de sus redes, pero de ningún modo el valor de éstas. En un año determinado los consumidores sólo pagan la parte del valor de las redes que se amortiza en ese periodo.
- c) Porque un déficit tarifario tan recurrente y voluminoso ha acabado con la actividad comercializadora. A la hora de fijar el precio de oferta del suministro, el comercializador toma en cuenta el precio mayorista de la electricidad por él esperado. Si, por cualquier razón, tal precio resulta ser superior del que esperaba el comercializador, éste registrará un déficit de ingresos. A diferencia de lo que ocurre con las distribuidoras, que tienen garantizada la cobertura de los costes, ya que los consumidores siempre terminan pagando el déficit tarifario, las comercializadoras deben soportar el déficit de ingresos como pérdidas. En principio, la comercialización, al estar liberalizada, sometida al riesgo de la lógica del mercado, está sujeta a la posibilidad de registrar pérdidas y, de hecho, las debe registrar si incurre en errores de cálculo o realiza una mala gestión empresarial.

Lo que resulta más preocupante es que las comercializadoras han ido perdiendo cuota hasta su práctica desaparición, ya que no pueden realizar ofertas competitivas porque las tarifas no recogen los precios más altos del mercado mayorista. Las empresas comercializadoras están comprobando que los suministros regulados a tarifa y los liberalizados no son dos mundos separados. Con tarifas que no recojan totalmente los precios del mercado mayorista de producción, las empresas distribuidoras se convierten en competidoras imbatibles de las comercializadoras. En este sentido, el 12 de diciembre de 2006, la Comisión Europea emitió un informe con duras críticas al Gobierno por mantener tarifas por debajo del precio del mercado, que impiden la actividad comercializadora y, por ello, reducen la competencia.

³³⁰ Se consume la cantidad de electricidad correspondiente al precio *ex-ante*, cantidad que es superior a la que se consumiría si se conociese el precio *ex-post*, que finalmente ingresará la distribuidora.

El traslado inmediato de los costes a las tarifas acabaría, en primer lugar, con un importante consumo ineficiente de electricidad, en segundo lugar dejaría de perjudicar a las empresas comercializadoras y finalmente evitaría que los consumidores de los próximos 20 años tengan que pagar parte del consumo eléctrico de 2007. Para Luis Albentosa, consejero de la CNE, en la medida que en 2007 se incurre en insuficiencia de ingresos por no querer incrementar suficientemente las tarifas, se están poniendo las bases para que el problema no solo vuelva a producirse en 2008 sino también en años sucesivos³³¹.

A este tenor, Albentosa cree que este fenómeno, relacionado con la política de precios y con un consumo ineficiente de electricidad, debe tener algo que ver con el hecho de que el consumo de energía final por unidad de PIB sea en España el más alto de todas las economías de la OCDE³³².

Con la actual política de los precios eléctricos los consumidores actuales disponen de una renta disponible adicional, procedente de los futuros consumidores, que destinan a adquirir más electricidad (consumo ineficiente), adquirir otros bienes y a subsidiar, a su vez, a un grupo de grandes empresas industriales que adquieren la electricidad a precios considerablemente inferiores a los que paga el resto de los consumidores. Los subsidios deben ser los menos posibles, justificados³³³, explícitos en su formulación y en su cuantía y no sometidos a vaivenes de modas o presiones. Esta forma de financiación no es neutra, porque al ocultar al consumidor la información relevante, precio *ex-post* muy superior al precio *ex-ante*, evita que reduzca su consumo de electricidad y porque la cantidad financiada realmente debe ser devuelta por otros consumidores en el futuro.

La magnitud relevante a la hora de determinar los efectos del aumento tarifario sobre la suficiencia de ingresos no es el incremento tarifario en sí mismo sino el incremento que supone la tarifa media de un año sobre la tarifa media del año anterior. Por lo tanto, la magnitud relevante para el déficit tarifario no es el nivel que tenga la tarifa eléctrica cuando termine el año (o cuando termine el segundo o el tercer trimestre) sino el nivel medio a lo largo de todo el año. En este sentido, es más conveniente que las tarifas crezcan al principio del año más que al final. Un crecimiento de las tarifas de, al menos, un 10 por ciento es lo mínimo que puede contribuir a elevar el nivel medio de las tarifas de 2007.

Las familias y las empresas acceden al consumo de electricidad contratándola con un comercializador (suministro liberalizado) o contratándola con la compañía distribuidora de la zona en la que se encuentre el consumidor (suministro a tarifa o regulado). En el suministro a tarifa puede distinguirse un precio *ex-ante* por kWh y un precio *ex-post* por kWh de la electricidad. El primero es el que figura en la tarifa fijada a principios de cada año por el Gobierno, que el consumidor debe pagar cuando la consume. Aproximadamente el 28 por ciento

³³¹ Voto particular que formula el consejero Luis Albentosa Puche en relación al informe sobre la propuesta del Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. El citado informe no se pronuncia al fijar un crecimiento tarifario mínimo.

³³² Mientras en el periodo 2000-2005, el PIB español ha crecido a una tasa de media acumulativa del 3,14 por ciento, el consumo de electricidad en el mismo periodo ha crecido a una tasa media acumulativa del 4,91 por ciento.

³³³ Por existencia de costes y beneficios sociales, difíciles de internalizar.

del precio de la electricidad establecido en la tarifa va destinado a retribuir la actividad del transporte por las redes de alta tensión (REE) y por las redes de media y baja tensión (distribuidoras), otro 28 por ciento va destinado a subsidiar las energías renovables, a posibilitar que el precio de la electricidad en los dos archipiélagos y en Ceuta y Melilla sea el mismo que en la Península y a otros conceptos de menor cuantía. Con el restante 44 por ciento, los distribuidores compran y pagan la electricidad a las empresas generadoras.

El carácter de estos tres porcentajes es distinto: mientras las magnitudes que recogen los dos primeros son fácilmente predecibles, el tercero varía como consecuencia de las oscilaciones del precio del kWh, que se determina en el mercado en el que los demandantes, distribuidores y comercializadores, compran a los oferentes, o generadores, la electricidad que éstos producen. Los precios determinados en este mercado oscilan en función de la demanda y de que la electricidad se genere con una tecnología u otra, así como de cuál sea el precio de los combustibles. Si cuando finaliza un año, el precio medio del kWh, precio *ex-post*, establecido en el mercado ha resultado ser superior al precio *ex-ante* que el Gobierno fijó 365 días antes, las empresas distribuidoras se encontrarán con que los ingresos provenientes de las facturas pagadas por los consumidores son insuficientes, apareciendo lo que se ha venido en llamar déficit tarifario³³⁴. En el suministro regulado existe algún tipo de compromiso que garantiza a las distribuidoras la cobertura de los costes incurridos, evitando así la aparición de quiebras empresariales y apagones eléctricos.

El Ministerio de Industria consciente de la problemática que acarrea el déficit tarifario se ha marcado el objetivo de controlar los precios en el mercado mayorista, que estaban situados, en 2006, en 85 euros por MWh, cuando los cálculos para la elaboración de la tarifa para ese ejercicio preveían un precio medio de 45 euros por MWh. El Ministerio de Industria trata de suprimir las distorsiones existentes en el funcionamiento del mercado eléctrico para evitar incrementos no deseados o artificiales de los precios.

Entre las medidas encaminadas a suprimir dichas distorsiones figura el Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

El citado decreto prohíbe que las empresas eléctricas pertenecientes a un mismo grupo³³⁵ se compren y vendan electricidad entre sí, en la misma franja horaria en el mercado mayorista, el espacio donde se casa la oferta y la demanda

³³⁴ Por ejemplo, en 2005, se volvió a incurrir en error de previsión y, por tanto, también se registró déficit tarifario. Frente a un precio medio *ex-ante* del kWh de 3,895 céntimos de euro previsto en las tarifas, al finalizar el año se comprobó que el precio *ex-post* realmente registrado en el mercado había sido de 6,575 céntimos de euro, casi un 69 por ciento superior. Consecuentemente, el déficit tarifario generado en 2005 ha sido de 3.800 millones de euros. En 2006, la tarifa eléctrica prevé que el precio medio de un kWh sea de 4,235 céntimos de euro, si el precio medio registrado a lo largo del año supera tal precio, volverá a contabilizarse déficit tarifario.

³³⁵ El artículo 1.4 del Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, establece que a los efectos de definir los sujetos pertenecientes a un mismo grupo empresarial se estará a lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

de electricidad (*pool*). Si lo hacen, el Gobierno determinará el precio definitivo al que se reconocerán dichas adquisiciones de energía realizadas por parte de las mencionadas empresas. Dicho precio se basará en cotizaciones de mercados de electricidad que serán objetivas y transparentes.

Durante el año 2006 el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación descrito en el apartado 1º del Anexo, del citado decreto ley, será el coste medio previsto en la tarifa de 2006 para la energía generada en el régimen ordinario para el territorio peninsular incluyendo los costes de los servicios de ajuste y la garantía de potencia, siendo de 42,3 euros por MWh el precio máximo que podrán aplicar en las transacciones.

En la práctica lo que se pretende es que venda electricidad en el mercado la empresa que le sobre y que compre aquella que le falte, eliminando la posibilidad de manipulación continuada en el mercado mayorista para aumentar los precios y con ello se podrá reducir el déficit tarifario, lo que supondrá un drástico recorte de los ingresos que han venido percibiendo las empresas eléctricas³³⁶.

Igualmente el Real Decreto Ley de 3/2006, de 24 de febrero, establece la obligación de que las compañías contabilicen como coste los derechos de emisión de CO₂, 75 millones de toneladas equivalentes a 1.350 millones de euros³³⁷, es decir, se descuenten el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005, de conformidad con lo previsto en el Plan Nacional de Asignación 2005-2007, durante los periodos que correspondan, a los efectos de disminuir la cuantía del déficit tarifario, dada la elevada cuantía generada en el año 2006.

Así pues, la ley obliga a las empresas generadoras a devolver el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, conocidos como derechos de emisión de CO₂.

El proyecto de Orden ministerial, por el que se regula la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, asignados gratuitamente por el citado Plan Nacional de Asignación 2005-2007, afecta a las instalaciones de producción de electricidad que, durante dicho periodo, tienen asignados derechos de emisión gratuitos, salvo las instalaciones situadas en los territorios insulares y extrapeninsulares.

En el proyecto de Orden la energía generada por las instalaciones que tienen derechos gratuitos queda dividida en tres grandes capítulos:

- La que es vendida mediante contratos bilaterales físicos.

³³⁶ Endesa recibe el 42 por ciento del déficit reconocido, alrededor de 1.400 millones de euros en 2005, e Iberdrola se anota el 35 por ciento.

³³⁷ El precio medio de tales derechos es de aproximadamente 18 euros la tonelada.

- La que es vendida a la(s) empresa(s) distribuidora(s) que forma(n) parte de su mismo grupo empresarial (energía bilateralizada) y
- La que las empresas generadoras venden en el mercado mayorista de producción.

Esta división, que no es contemplada, ni explícita ni implícitamente, en el citado Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, es el punto de partida para que la Orden ministerial establezca que las empresas generadoras de electricidad sólo deben devolver los derechos de emisión de CO₂ correspondientes a la energía vendida en el mercado mayorista, precisión ésta que tampoco aparece en el Real Decreto Ley.

En principio, las empresas generadoras de electricidad deberían devolver 1.350 millones de euros (18 euros por 75 toneladas) que reducirían en dicha cuantía el déficit de ingresos de las compañías distribuidoras (déficit tarifario). Pero la Orden ministerial establece que sólo deben devolverse los derechos correspondientes a la energía vendida en el mercado mayorista, debiéndose descontar del total de energía generada la suministrada mediante contratos bilaterales físicos y la bilateralizada, sin que la citada Orden explique dicha exclusión. Si tenemos en cuenta que el conjunto de empresas generadoras, receptoras de derechos gratuitos de emisión de gases de efecto invernadero, han vendido casi un 29 por ciento de su energía producida a través de contratos bilaterales físicos y otro casi 21 por ciento ha sido vendida a la distribuidora de su grupo, puede concluirse que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo solicita de las empresas generadoras que devuelvan un 50 por ciento de los derechos gratuitos percibidos, lo que supone devolver tan sólo casi la mitad de los 1.350 millones de euros y renunciar de forma injustificada, por parte del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, a reducir el déficit tarifario en su totalidad, es decir, en la citada cuantía de 1.350 millones de euros.

En línea con esta argumentación, Luis Albentosa es partidario de que el proyecto de Orden ministerial deba ser modificado para establecer el compromiso ineludible por parte de las empresas generadoras a devolver todos los derechos de emisión percibidos de forma gratuita³³⁸.

Para el citado consejero de la CNE, como consecuencia del reparto gratuito de los derechos de emisión, se producen dos efectos conceptualmente distintos, que afectan siempre a las instalaciones que tienen asignados tales derechos y, ocasionalmente, a las instalaciones que no tienen asignados derechos de emisión de CO₂.

En primer lugar, cada instalación con derechos de emisión percibe unos ingresos que son el resultado de multiplicar la cantidad de derechos percibidos por el precio de tales derechos. Este efecto es independiente de que la instalación

³³⁸ Voto particular que formula el consejero Luis Albentosa Puche en relación al Informe aprobado por el Consejo de Administración de la CNE, sobre el proyecto de Orden ministerial por la que se regula la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de los gases de efecto invernadero, asignados gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación 2005-2007.

produzca o no energía o de la cuantía de ésta, es decir, se trataría de un *ingreso fijo* ya que no depende del volumen de producción de energía eléctrica.

En segundo lugar, cada una de las instalaciones que ha recibido gratuitamente derechos de emisión desplaza su curva de oferta hacia arriba y hacia la izquierda, es decir, internaliza los costes variables medioambientales. Esta internalización de los costes medioambientales produce un incremento del precio y en consecuencia un aumento de los ingresos de todas las instalaciones tengan o no asignados derechos de emisión. Este aumento de precio y de ingresos da lugar a un aumento de los beneficios de las centrales que no cuentan con derechos de emisión, como las centrales hidráulicas y nucleares, y a un aumento o una reducción de los beneficios para las instalaciones que tienen asignados derechos de emisión, según que tal incremento de precios sea o no mayor que el coste (precio) del derecho de emisión, ya recibido con anterioridad (ingreso fijo).

El Real Decreto Ley 3/2006 no distingue entre las distintas formas en que la energía es enajenada por el generador, es decir, no contempla la triple división, señalada anteriormente, de la energía generada y por consiguiente no se discrimina a las instalaciones en función de que venda su producción a las distribuidoras de su mismo grupo empresarial, de que lo haga por medio de contratos bilaterales físicos o de que lo realice participando en el mercado diario e intradiario. Según Albentosa, donde la Ley, Real Decreto en este caso, no ha querido distinguir no cabe que su desarrollo, a través de Orden ministerial, lo haga, y en segundo lugar, no debe existir trato discriminatorio alguno por el hecho de que una empresa generadora y una empresa distribuidora pertenezcan a un mismo grupo empresarial, y en tercer lugar, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, no sólo persiste en su actitud de ocultar a los consumidores los precios del suministro eléctrico regulado capaces de cubrir los costes sino que evita, aunque sea parcialmente, reducir el déficit tarifario.

Para Luis Albentosa el Ministerio de Industria debe establecer en el proyecto de Orden el que las empresas generadoras devuelvan la cantidad resultante de multiplicar la energía producida por cualquier tipo de instalación, haya percibido gratuitamente derechos de emisión o no, descontando la energía contratada a través de contratos bilaterales físicos y la energía que es bilateralizada, en aplicación del artículo 1 del Real Decreto Ley 3/2006, por el incremento de precios consecuencia de la internalización de los costes medioambientales. Considera que el artículo 2 del Real Decreto Ley 3/2006 es claro al establecer que los derechos de emisión recibidos gratuitamente por las generadoras deben ser devueltos, utilizándose para reducir el déficit tarifario o para retribuir las actividades reguladas.

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, establece la tarifa a partir de 1 de enero de 2007 y la intención del Gobierno de liberalizar la tarifa en 2009, a partir de entonces, el precio se fijará libremente en el mercado en función de la oferta y la demanda.

Para 21,7 millones de consumidores domésticos la nueva tarifa de 2007 significará una subida media del 2,8 por ciento (0,74 euros al mes), con la

introducción de una revisión cada tres meses de acuerdo con la evolución de los costes de generación. La subida en las tarifas en los consumidores domésticos (ver cuadro 6.13) se reparte en función de la potencia contratada, con el objetivo de fomentar el ahorro energético. En concreto, a todos los consumidores con una potencia inferior o igual a 2,5 kW se les aplica un incremento social de tarifas del 2 por ciento, lo que en la práctica significa extender la protección a 4,5 millones de consumidores domésticos. Hasta ahora, el incremento social sólo afectaba a 135.000 usuarios.

Para el conjunto de consumidores domésticos situados entre 2,5 kW y 5 kW, es decir el 70 por ciento, la subida de tarifas supone el 2,76 por ciento; y para aquellos situados entre 5 kW y 10 kW, que representan el 8 por ciento de los consumidores, la subida es del 3,31 por ciento. Estas subidas pueden ser compensadas e incluso reducidas con medidas de ahorro energético previstas en el Real Decreto 1634/2006, a través de la contratación de medidas de discriminación horaria.

Cuadro 6.13

SUBIDA DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN 2007			
TARIFA DOMÉSTICA POR TRAMOS			
Potencia contratada	Subida factura eléctrica	Número de consumidores	% sobre el total
Inferior o igual a 2,5 kW	2,00 %	4,5 millones	20,6
Entre 2,5 kW y 5 kW	2,76 %	15,3 millones	70,4
Entre 5 kW y 10 kW	3,31 %	1,9 millones	9,0
Promedio	2,8 %	21,7 millones	

Fuente: Ministerio de Industria, CNE.

La tarifa industrial (ver cuadro 6.14), que supone dos tercios del consumo, sube el 5,52 por ciento de media. La subida media del resto de tarifas de baja tensión se cifra en 4,26 por ciento. Por otra parte, para promover el ahorro energético, la subida de tarifas alcanza el 6,5 por ciento en los consumidores conectados a alta tensión, ya que son éstos los que presentan un mayor margen para gestionar su demanda y apostar por tecnologías eficientes.

Cuadro 6.14

TARIFA INDUSTRIAL		
Tramos Industria	Subida de la factura eléctrica	Número de consumidores
Baja tensión	4,26 %	1 millón
Alta tensión	6,50 %	68.000
MEDIA	5,52 %	

Fuente: Ministerio de Industria, CNE.

El resto de tarifas para los consumidores no domésticos que no se acojan al mercado abierto de la electricidad, se incrementan de media un 5,52 por ciento, también discriminados según su consumo y con medidas compensatorias fomentadoras de ahorro energético (interrumpibilidad y discriminación horaria).

El Gobierno, a partir del 1 de julio de 2007 revisa trimestralmente las tarifas eléctricas con el objetivo de adaptar paulatinamente las mismas a los precios del mercado mayorista. La parte de generación eléctrica de la tarifa, equivalente al 64 por ciento de su coste, se indexará periódicamente al coste de generación, para eliminar en cuatro años el déficit tarifario. Se contempla que el déficit de tarifa en el primer trimestre de 2007 alcance los 750 millones de euros. Es decir, se reconoce a priori o *ex-ante* que los ingresos recaudados por la tarifa no van a ser suficientes para atender todos los costes previstos. Con ello, los consumidores actuales se benefician por unos importes que tendrán que ser pagados por los consumidores futuros.

Este modelo de funcionamiento en el cálculo tarifario discrimina y penaliza al consumidor futuro frente al consumidor actual, desprovisto de mecanismos de eficiencia energética, y de consumo responsable ante la inexistencia de señales de precio adecuadas al mercado. De esta forma el consumidor futuro pagará la factura que corresponda a su propio consumo y una parte importante del precio de un consumo realizado por el consumidor actual, desprovisto de los incentivos adecuados (subidas de precios) hacia el ahorro energético. Además, el efecto de no enviar las señales de precio adecuadas al mercado puede conducir a tener que realizar mayores inversiones en activos de generación para atender las puntas de demanda, mayores costes por los impactos medioambientales de emisiones de gases de efecto invernadero y desde un punto de vista macroeconómico exponernos a una mayor dependencia exterior en la adquisición de energías primarias fósiles.

Además, los continuados y reiterados déficits durante sucesivos ejercicios deberían interpretarse como la existencia de un problema de tipo estructural en el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español y propiciar su resolución con la suficiencia de ingresos necesaria en la actividad eléctrica regulada. La introducción del mecanismo de reconocimiento del déficit *ex-ante* incentivará conductas poco eficientes, distorsionando el marco de competencia al discriminar la actividad de comercialización que no percibe recuperación alguna y trasladará al futuro el problema de la recuperación de dicho déficit, cuya titularización se permite legalmente, y no evita la subida de la tarifa al consumidor final, la cual seguramente será muy superior a la que hubiera correspondido en conformidad a los costes reales incurridos.

Así pues, en el actual modelo de regulación tarifaria el reconocimiento de un déficit *ex-ante* puede resultar un incentivo para el funcionamiento ineficiente del sistema eléctrico y no reflejar los costes reales que pudieran producirse, distorsionando la capacidad de competir de los diversos agentes y más concretamente de los comercializadores.

El déficit tarifario se vinculará a la distribución y se financiará a partir de los ingresos obtenidos por la venta, mediante un procedimiento de subasta, de derechos de cobro correspondientes a un determinado porcentaje de la

facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución.

Se incorporan novedades tales como la realización de subastas virtuales de capacidad, la finalización del pago por garantía de potencia a las centrales nucleares, la ampliación al mercado libre de la interrumpibilidad y compensación de energía reactiva, y la elaboración de informes mensuales sobre el funcionamiento de los mercados por parte del Operador del Sistema y del OMEL.

Las empresas y el propio Gobierno han reconocido que la subida debería haber sido mayor, un 30 por ciento, para que la tarifa recogiera el precio real de los costes, pero que lo que se pretende es ir de forma paulatina incorporando a la tarifa los costes reales de la energía y determinar un déficit *ex-ante* que se recuperará en un periodo más corto de tiempo que con el actual sistema, como es el caso de déficit tarifario registrado en 2005, que ascendió a 3.810,5 millones de euros y que se recuperará en 14 años.

Esta forma de proceder, en nuestra opinión, no resuelve el problema de la existencia del déficit tarifario sino que lo aplaza *sine die*, buscando una fórmula que trascienda de lo impopular que socialmente resultaría la medida de aplicar de golpe la subida, incorporando en la tarifa los costes reales totales en que se incurren en las diversas actividades eléctricas. Es una oportunidad perdida de introducir en el sistema eléctrico español las ventajas de la eficiencia y racionalidad económica frente a un entorno de subida en los precios de las materias primas sin que se propicie la necesaria asunción de responsabilidad en la toma de las decisiones de los distintos agentes en un mercado plenamente liberalizado y competitivo, a las señales que en el mismo se producen, y que conduzcan una mejora en la asignación de los recursos tanto en la generación, transporte, distribución, comercialización, como en el consumo de un bien escaso y necesario como es la energía eléctrica.

No obstante podría darse también la “paradoja de *Jevons*”³³⁹ que afirma que a medida que el perfeccionamiento tecnológico aumenta la eficiencia con la que se usa un recurso, lo más probable es que aumente el consumo de dicho recurso, antes que disminuya. Concretamente, la paradoja de *Jevons* implica que la introducción de tecnologías con mayor eficiencia energética pueden, a la postre, aumentar el consumo total de energía. Se opone, pues, como tal paradoja, a la intuición común de que la mejora de la eficiencia permite a los consumidores o usuarios usar menos cantidad de un recurso y propiciar su ahorro.

³³⁹ Denominada así por su descubridor *William Stanley Jevons*, quien observó que el consumo de carbón se elevó en Inglaterra después de que *James Watt* introdujera su máquina de vapor alimentada con carbón. Las innovaciones de *Watt* convirtieron el carbón en un recurso con mayor eficiencia en relación con el coste, haciendo que se incrementara el uso de su máquina de vapor en una amplia gama de industrias. Ello, a su vez, hizo que aumentara el consumo total de carbón, aunque la cantidad de carbón necesaria para cada aplicación concreta cayera.

CAPÍTULO 7

LOS EFECTOS DE LA PLANIFICACIÓN

7.1 INTRODUCCIÓN.

Es a partir de 1968 cuando empieza a incorporarse la energía nuclear en el balance energético español conforme a las pautas y directrices establecidas en el Plan de Desarrollo de 1964 que programaba las instalaciones de generación y que constituía el primer ensayo planificador en el ámbito de la energía en nuestro país. Primero, a través de la central José Cabrera en Zorita de los Canes (Guadalajara) y posteriormente las de Garoña (Burgos) y Vandellós (Tarragona).

Tras la crisis petrolífera de 1973 que alteraba de forma drástica el panorama energético mundial y suponía el fin de una época de energía barata y de crecimiento económico acelerado, era necesario adoptar nuevas pautas de consumo coherentes con los costes sociales que representaba para el país las adquisiciones de crudo. Pero enfrentados a una situación política especialmente delicada, los últimos gobiernos del franquismo y los primeros de la Monarquía optaron por realizar una política compensatoria, reduciendo los impuestos que gravaban los productos petrolíferos para moderar los efectos del alza de los precios internacionales sobre los interiores. El poco coste relativo de la energía no sólo no incentivó el ahorro energético, sino que estimuló la instalación en España de industrias altamente consumidoras de energía que provenían de otros países de política más realista. De ahí que en nuestro país se produjera, mientras disminuía en otros países de nuestro entorno, un crecimiento del consumo de energía por unidad de producto, al mismo tiempo que se producía un crecimiento desequilibrado de la infraestructura productiva del propio sector energético. Cuando posteriormente el consumo disminuya, una parte sustancial de esta capacidad productiva ampliada quedará infrautilizada.

Las previsiones infundadamente optimistas del PEN-75 en relación al crecimiento de la demanda de energía a largo plazo en la economía española, llevaron a poner en marcha un plan nuclear cuyo objetivo era tener instalados en 1985 la cifra de 22.500 MW, cuando toda la potencia eléctrica³⁴⁰ instalada en 1975 alcanzaba los 25.000 MW.

Tras los Pactos de la Moncloa en 1977, se adoptaron algunas de las recomendaciones³⁴¹ que venía, sin éxito, reiterando la AIE que se plasmaron en el PEN-79 y suponía la adopción de una política energética realista. En lo referente al programa nuclear, las irreales previsiones establecidas en 1975 fueron reducidas hasta los 10.500 MW. Aún así suponía un potencial considerable³⁴² que había de exigir fuertes inversiones por parte de las empresas del sector³⁴³. El Gobierno articuló mecanismos de financiación a bajo coste, facilitando el acceso a los mercados internacionales de capital.

A finales de 1981 fue aprobada por el Gobierno una revisión del plan, pero no llegó a discutirse en las Cortes como consecuencia de la disolución de las

³⁴⁰ Hidráulica, térmica clásica y nuclear.

³⁴¹ Dichas recomendaciones suponían el desarrollo de tecnologías que permitieran reducir la dependencia del petróleo, el fomento del ahorro de energía y la promoción de fuentes de energía renovables.

³⁴² El PEN-79, pese a su planteamiento mucho más realista, resultó todavía demasiado expansivo. La demanda de energía no alcanzó los niveles previstos y esto introdujo serios problemas.

³⁴³ En este momento estaban simultáneamente en construcción siete centrales nucleares con una potencia prevista de más de 6.700 MW.

mismas en agosto de 1982. Con la subsiguiente llegada al poder del partido socialista la política energética fue replanteada en su conjunto teniendo en cuenta la situación económica nacional de crecimiento muy débil de la demanda y los problemas derivados de la planificación anterior en el sector eléctrico, en el que sobresalía por su enorme trascendencia un endeudamiento muy elevado de las principales empresas debido al esfuerzo inversor en centrales nucleares y al exceso de capacidad en la potencia productiva de energía prevista.

La nueva política se articuló en torno a la elaboración del PEN-83³⁴⁴ que trató de abordar el principal problema que era el exceso de capacidad productiva que representaban las instalaciones en construcción en relación a las nuevas previsiones más moderadas y realistas de la evolución de la demanda. Ello supuso el ajuste de la potencia prevista reduciendo el plan de centrales nucleares. De las catorce centrales que contaban con autorización previa, seis fueron desestimadas³⁴⁵, dos fueron dejadas en moratoria³⁴⁶ con muy pocas posibilidades de completarse y seis, que se encontraban en avanzado estado de construcción, fueron autorizadas³⁴⁷ a conectarse a la red. La potencia nuclear instalada quedaría definitivamente limitada a 7.800 MW, en lugar de los más de 15.000 MW, que habían alcanzado autorización previa.

El gran esfuerzo inversor vinculado a la expansión de las centrales nucleares se había cubierto esencialmente con capitales extranjeros (sobre todo dólares americanos, divisa que experimentó una elevada apreciación durante esos años), como consecuencia de ello las empresas eléctricas presentaban una situación financiera bastante delicada. La devaluación de la peseta a finales de 1982 y el encarecimiento de los costes previstos (altos tipos de interés real) y bajo crecimiento de la demanda, vinieron a agravar la situación hasta hacerla apurada para la propia supervivencia de las compañías. Para afrontar este problema el Gobierno aprobó en 1983 un plan financiero³⁴⁸ que definía tres líneas básicas:

- Introducción de un recargo sobre las tarifas para incrementar los ingresos de las empresas.
- Imposición a las empresas afectadas de límites estrictos a los dividendos y de programas de ampliación del capital propio.

³⁴⁴ Aprobado por el Gobierno en marzo de 1984.

³⁴⁵ Lemóniz II, Valdecaballeros II, Trillo II, Vandellós III, Sayazo y Rogodola.

³⁴⁶ Lemóniz I y Valdecaballeros I.

³⁴⁷ Almaraz II, ASCÓ I y II, Cofrentes, Trillo I y Vandellós II.

³⁴⁸ La Orden Ministerial del Ministerio de Industria de 14 de octubre de 1983 estableció un procedimiento para recuperar, al menos en parte, las cantidades invertidas en las centrales de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo. Se creó un Fondo de Compensación, dotado con un porcentaje anual de la facturación por energía eléctrica, destinado a recomponer la estructura financiera de las empresas afectadas por la paralización. Sin embargo, el porcentaje de la facturación por consumo de energía eléctrica (el 3,9 por ciento desde 1984 a 1987 y el 3,54 por ciento desde 1988 hasta el presente) no ha sido suficiente ni tan siquiera para compensar los costes financieros derivados de la financiación de la construcción de las centrales. Los altos tipos de interés y la contención en la evolución de la demanda de energía a finales de los 80 y principios de los 90 han sido las causas de esta situación.

- Negociación de un programa de intercambio de activos³⁴⁹ mediante el cual las empresas más endeudadas pudiesen mejorar su situación.

A partir de 1986, tras la conclusión de las inversiones más importantes, el endeudamiento de las empresas se estabilizó en torno a los 24 millones de euros (4.000 millones de pesetas) y dejó de estar representado mayoritariamente en divisas.

En opinión de Carles Sudrià³⁵⁰ (1993) la reforma del sector eléctrico durante esta etapa no es fácil de enjuiciar, ya que resulta discutible que el saneamiento de las empresas privadas que habían incurrido en deudas excesivas tuviera que recaer sobre el consumidor más que en los accionistas y gestores de las propias empresas.

Durante los años noventa, de vigencia del MLE, la situación económico-financiera de las empresas mejoró sustancialmente, a lo que también ayudó la existencia de una sobrecapacidad, que hacía innecesario acometer nuevas inversiones en generación. En 1995 fue promulgada la LOSEN. La importancia de esta Ley radicó en dos aspectos, por un lado significó un giro en el futuro de la política energética nacional, ya que supuso la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y la unidad II de Trillo, y por otro, la introducción de un proceso titulizador basado en el derecho reconocido por la LOSEN a los titulares de los proyectos a modo de compensación por las inversiones realizadas, así como por el coste de la financiación. Estamos pues, ante un hecho que marca el desarrollo de la titulización en nuestro país.

Básicamente la LOSEN convertía en acreedores a los titulares de los proyectos, incorporando, en la facturación de los abonados a estos servicios por un plazo máximo de 25 años un coste específico por este concepto. La LOSEN reconoció la facultad de ceder el derecho de crédito a la compensación a terceros con carácter general y, en particular, a determinados fondos de titulización denominados FTAMN³⁵¹.

El importe básico de la compensación ascendió a diciembre de 1994 a 4.383,24 millones de euros (729.309 millones de pesetas) que se distribuyó entre los titulares de los proyectos de construcción y se modificó por el MINER para tener en cuenta las desinversiones por la venta de los equipos y los gastos derivados de los programas de mantenimiento, desmantelamiento y cierre.

En desarrollo de la Disposición Adicional octava de la LOSEN se elaboró el Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, que regulaba los mecanismos para hacer efectivos los derechos, las garantías y la posible cesión de aquéllos. La

³⁴⁹ Se produjo un intercambio de activos de unos 7.000 MW que permitió aliviar la situación de aquellas empresas más activas en la política de sustitución del petróleo. Pero sin duda, el mayor logro en la senda de la estabilización del sector fue el establecimiento de un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, que permitiera disminuir el desequilibrio financiero (MLE) y que comenzó a aplicarse de forma paulatina en 1988.

³⁵⁰ Sudrià i Triay, Carles (1993), *El sector energético: condicionamientos y posibilidades*. Edit. Espasa Calpe, Madrid.

³⁵¹ Fondo de Titulización de Activos de la Moratoria Nuclear.

titulización de los derechos cedidos surgió con innegables consecuencias para consumidores, accionistas y contribuyentes.

Con estos derechos reconocidos y estas garantías, las inversiones realizadas en las centrales paralizadas ya pueden aparecer contablemente separadas y diferenciadas en el activo del balance de las empresas, coincidiendo su valor con el de los derechos legalmente reconocidos. Pero la parte del pasivo con que se financió la obra nuclear en curso, incluyendo los costes financieros no cubiertos y activados, sin embargo, continúa en el balance, sin poder distinguirse del resto del pasivo. Su eliminación sólo es posible conforme se vaya amortizando la deuda, al irse liquidando los derechos reconocidos. La cesión de los derechos reconocidos permite obtener liquidez a las empresas a cambio de transmitir al cesionario los flujos financieros asociados a tales derechos. La cesión de derechos permite la eliminación simultánea de las partidas de activo y pasivo asociadas a la moratoria nuclear.

La titulización es una operación de intermediación financiera que permite hacer líquidos determinados activos mediante su cesión a un tercero, normalmente un Fondo de Titulización. A cambio de esta cesión, el titular de los derechos (las empresas eléctricas en este caso) obtiene un valor líquido equivalente, y el adquirente de los derechos (el Fondo) unos activos que respaldan la emisión (titulización) de nuevos valores financieros. Estos valores aparecen en el pasivo del Fondo y su colocación en los mercados financieros permite obtener la liquidez necesaria para compensar la entregada por la cesión de los derechos iniciales. La emisión se hace con un plazo, un tipo de interés y unas garantías. En el caso de la moratoria nuclear, la cesión de los derechos reconocidos por la LOSEN permite separar y eliminar del balance de las empresas las partidas del activo y del pasivo asociados a la misma, que de otra manera estarían presentes mientras no se amortizaran totalmente los derechos reconocidos.

Así pues, la cesión de los derechos reconocidos asociados a la moratoria nuclear posibilitó hacer desaparecer, de manera definitiva de la contabilidad, aquellas partidas que informan de costes vinculados al pasado.

La materialización de todo el proceso tuvo lugar el 16 de abril de 1996, en que la CNMV autorizó el folleto para la constitución del FTAMN.

7.2 LA MORATORIA NUCLEAR.

En España las centrales nucleares se instalaron en una época en la que el Estado asumía buena parte de los riesgos económicos, políticos e incluso financieros. En 1963 se produce la autorización previa a la que será la primera central nuclear española, la de Almonacid de Zorita, en la provincia de Guadalajara, que más tarde sería denominada José Cabrera³⁵². En julio de 1965 se puso la primera piedra y el 14 de julio de 1968, la central suministró energía por primera vez a la red.

Tres años más tarde de la inauguración de la central José Cabrera, en 1971, la central de Santa María de Garoña, localizada en la provincia de Burgos fue conectada a la red con una potencia de 460 MW. En 1972 entró en funcionamiento la central nuclear hispano-francesa de Vandellós I³⁵³, situada en la provincia de Tarragona, con una potencia de 500 MW.

Estas tres centrales denominadas de primera generación representan una potencia conjunta de 1.220 MW. Dados los buenos resultados obtenidos en las mismas y como consecuencia de la necesidad creciente de energía, se decide la construcción de siete nuevos grupos (en cuatro centrales) de mucha mayor capacidad de generación que significarán una potencia nuclear adicional de 6.500 MW.

En julio de 1972 se aprueba el PEN con la finalidad de ordenar el crecimiento del sector eléctrico. En él se establece la puesta en servicio entre 1980 y 1983 de siete nuevos reactores nucleares, lo que debía representar una potencia conjunta instalada a finales de 1983 de 15.000 MW.

La crisis energética de 1973 tiene una gran repercusión sobre la economía española y lleva a la elaboración del primer plan integrado de todo el sector energético. El PEN de 1975 se plantea como objetivo fundamental una drástica reducción de la dependencia del petróleo a costa sobre todo de un ambicioso desarrollo de la energía nuclear, que debía satisfacer el 22,8 por ciento de la energía primaria de este año y el 56 por ciento de la producción de energía eléctrica.

El PEN de 1975, con una duración prevista de 1975 a 1985, trataba de dar un fuerte impulso a todas las fases del ciclo del combustible nuclear, encomendando su realización a la Empresa Nacional de Uranio y a la Junta de Energía Nuclear.

En 1977, se redacta un nuevo PEN que a pesar de que no llega a aprobarse, sirve de base al de 1978. Éste comprende el periodo 1978 – 1987 y supone una reducción muy importante del programa nuclear, al pasar en el balance energético previsto para 1987 a representar el 14,8 por ciento de la

³⁵² En atención al Presidente del Consejo de Administración de la compañía Unión Eléctrica Madrileña.

³⁵³ En octubre de 1989 un incendio destruyó parte de las instalaciones de esta central. Al año siguiente, una vez evaluada la viabilidad técnica y económica de proceder a su reparación, se decidió su retirada definitiva de servicio.

producción total de energía primaria y el 37,2 por ciento de la producción eléctrica, lo que hace del mismo que sea menos ambicioso y más realista que el PEN de 1975.

Con la llegada al Gobierno del Partido Socialista Obrero Español, en noviembre de 1982, se suspende el PEN de 1978, que es sustituido, en marzo de 1984, por el PEN 1983–1992. Este Plan contempla únicamente la puesta en marcha de cuatro centrales: Cofrentes, Ascó II, Vandellós II y Trillo.

A comienzos de 1981 comienza a producir electricidad el primer grupo de la central nuclear de Almaraz, con una potencia de 930 MW, emplazada en la provincia de Cáceres. En 1983 lo hace el primer reactor de la central de Ascó, con 930 MW de potencia, situada en la provincia de Tarragona, a orillas del Ebro. Igualmente, en ese mismo año, se pone en servicio el segundo grupo de la central de Almaraz, que posee también 930 MW de potencia. En 1984 se inaugura la central nuclear de Cofrentes, con una potencia de 975 MW y situada en la localidad que le da nombre, a orillas del río Júcar, en la provincia de Valencia.

En 1985 se conecta a la red el segundo reactor de la central de Ascó, de 930 MW de potencia. En diciembre de 1987 entra en periodo de pruebas la central de Vandellós II, que alcanza su plena potencia en 1988, con un total de 1.004 MW. Finalmente, en 1989 se pone en servicio la central de Trillo I, con 1.066 MW y localizada en la provincia de Guadalajara, junto al río Tajo.

Todas estas centrales, tanto las de primera generación como las segundas, tienen en común su localización en la mitad septentrional de España. La razón de ello se encuentra en que se trata del área con menor incidencia sísmica de la Península y donde los grandes ríos españoles, el Tajo y el Ebro, hacen posible atender a sus necesidades de abastecimiento de agua para la refrigeración. Además, se encuentran en provincias con baja densidad de población pero limítrofes a las provincias que cuentan con grandes centros consumidores de electricidad: las áreas urbanas e industriales de Madrid y Barcelona, así como la proximidad a la fachada del levante español.

En 1984 se produce por parte del Gobierno la revisión del PEN correspondiente al periodo 1983–1992 y el cumplimiento de su promesa electoral que pretende limitar el peso del subsector nuclear a 7.500 MW, es decir, unos 5.000 MW menos que los contemplados en el PEN de 1978 – 1987.

En 1984, de acuerdo con el contenido del PEN aprobado en dicho año, fueron paralizadas las obras de cinco centrales nucleares que se hallaban entonces en fase de construcción: Lemóniz I y II en Vizcaya, con una potencia de 930 MW cada una, Valdecaballeros I y II en Badajoz con 975 MW de potencia unitaria, y Trillo II en Guadalajara con 1.041 MW. Desde entonces estas cinco unidades permanecieron en moratoria, es decir, con la construcción paralizada hasta que se decidiese su destino final.

Las centrales nucleares españolas son propiedad de las cuatro grandes compañías eléctricas que operan en el país. Las de primera generación cuentan con una potencia muy inferior a las que entran en funcionamiento a inicios de los

años ochenta. El cuadro 7.1 recoge la antigüedad, desde su puesta en servicio, la potencia instalada y la producción de las centrales nucleares españolas. En casi todos los casos, y siempre que ha sido posible se ha incrementado la potencia instalada en el momento de su puesta en funcionamiento, de ahí que no coincida la potencia de las centrales a la fecha de puesta en marcha con la reflejada en el cuadro 7.1, actualizada a 2000.

CUADRO 7.1

CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS				
ANTIGÜEDAD, POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN				
NOMBRE	PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA (MW)	PRODUCCIÓN (Mill. De kWh)	PROPIETARIO
José Cabrera	1968	160	1.169	Unión Fenosa 100 %
Santa María de Garoña	1971	466	4.031	Endesa 50 %, Iberdrola 50 %
Almaraz I	1981	974	7.765	Endesa 36 %, Iberdrola 53 % y Unión Fenosa 11 %
Almaraz II	1983	983	7.683	Endesa 36 %, Iberdrola 53 % y Unión Fenosa 11 %
Ascó I	1983	1.028	8.010	Endesa 100 %
Cofrentes	1984	1.025	7.715	Iberdrola 100 %
Ascó II	1985	1.015	8.796	Endesa 85 %, Iberdrola 15 %
Vandellós II	1987	1.082	8.304	Endesa 72 %, Iberdrola 28 %
Trillo	1988	1.066	8.733	Unión Fenosa 34,5 % Iberdrola 48 %, H. del Cantábrico 15,5 % y Nuclenor 2 %
TOTAL		7.799	62.206	

Fuente: UNESA (2000).

El PEN 1991–2000, aprobado en 1992, no contempla la terminación de estas unidades, ni el inicio de la construcción de ninguna nueva central nuclear en España, aunque señala que *la energía nucleoelectrónica ha contribuido significativamente a la diversificación de los balances energéticos y, por tanto, a la seguridad del suministro.*

El 30 de diciembre de 1994 entra en vigor la LOSEN, que en su Disposición Adicional octava declaró la moratoria nuclear³⁵⁴ que supone la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y la unidad II de la central de Trillo, con extinción de las autorizaciones concedidas. A la central de Valdecaballeros le faltaba un año para empezar a funcionar, por lo que 400.000 millones de pesetas invertidos pasaron a quedar convertidos en piezas de saldo³⁵⁵.

El Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, por el que se dicta determinadas normas de desarrollo de la Disposición Adicional octava de la LOSEN, desarrolló la anterior disposición relativa a la moratoria nuclear.

La moratoria nuclear dejaba en los balances de las empresas eléctricas una inversión improductiva de 4.383,24 millones de euros (2.043,77 millones de euros de la central de Valdecaballeros, 2.273,26 millones de euros de Lemóniz y 66,21 millones de euros de la Unidad II de la central nuclear de Trillo) por la que se les debía compensar (ver cuadro 7.2).

Con posterioridad, la Disposición Adicional séptima de la Ley 54/1997 declaró vigente la Disposición Adicional octava de la LOSEN, actualizando el texto de la misma:

Se declara vigente la Disposición Adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo texto se actualiza y pasa a ser el siguiente:

- 1. Se declara la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y unidad II de Trillo y la extinción de las autorizaciones concedidas.*
- 2. Los titulares de los proyectos de construcción que se paralizan percibirán, en los términos previstos en la presente disposición, una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y el coste de su financiación mediante la afectación a ese fin de un porcentaje de la facturación por venta de energía a los usuarios.*

La LOSEN determinó que los titulares de los proyectos paralizados de construcción de las mencionadas centrales nucleares percibirían una compensación o anualidad por las inversiones realizadas en los mismos y por el

³⁵⁴ Aquellas plantas nucleares que disponían de autorización de construcción desde los años 70, vieron como se detenía su construcción por decisión gubernamental. Esto suponía casi la novena parte de la potencia eléctrica total instalada en el país.

³⁵⁵ Es decir, activos absolutamente improductivos. Tertsch, H. (2001): “Valdecaballeros, la nuclear del nunca jamás”. *El País*, 7 de enero, pp. 28-29.

coste de su financiación, mediante la afectación a este fin de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica a los usuarios. Este porcentaje sería determinado por el Gobierno y fijado como máximo en el 3,54 por ciento.

Esta afectación parcial de la tarifa duraría como máximo 25 años, a partir de la entrada en vigor de la mencionada Ley. La Ley 54/1997 explicitó que el inicio de este plazo sería el 20 de enero de 1995, debiendo finalizar consecuentemente antes del 20 de enero de 2020.

El apartado uno del artículo 18 del Real Decreto 2202/1995 fija ese porcentaje en el mismo 3,54 por ciento y determina que no se podrá modificar hasta que el importe pendiente de compensación en la fecha de entrada en vigor de la LOSEN (valor base) se haya amortizado en un 50 por ciento.

El apartado 4 de la Disposición Adicional octava de la LOSEN fija este valor base en 4.383,24 millones de euros, siendo su 50 por ciento, 2.191,62 millones de euros. La LOSEN igualmente estableció que su distribución por centrales era la siguiente:

CUADRO 7.2

IMPORTE DE LA COMPENSACIÓN POR CENTRALES	
CENTRAL	IMPORTE (mill. de euros)
C. N. LEMÓNIZ	2.273,26
C. N. VALDECABALLEROS	2.043,77
C. N. TRILLO, UNIDAD II	66,21
VALOR TOTAL DE LA COMPENSACIÓN	4.383,24

Fuente: CNE

La distribución del valor total de la compensación por empresas, calculado según los porcentajes de propiedad de las mismas, era la siguiente:

CUADRO 7.3

IMPORTE DE LA COMPENSACIÓN POR EMPRESAS	
EMPRESA	IMPORTE (mill. de euros)
IBERDROLA (1)	3.256,07
SEVILLANA (2)	1.060,95
UNIÓN FENOSA (3)	42,17
ENDESA (4)	24,05
VALOR TOTAL DE LA COMPENSACIÓN	4.383,24

Fuente: CNE

(1) Propietaria del 100 por ciento de Lemóniz y del 48,089 por ciento de Valdecaballeros.

(2) Propietaria del 51,911 por ciento de Valdecaballeros.

(3) Propietaria del 63,6925 por ciento de Trillo II.

(4) Propietaria del 36,3075 por ciento de Trillo II.

La LOSEN reconocía la posibilidad de ceder el derecho de compensación a terceros. De esta forma, al amparo de lo previsto en el Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, que desarrolla la Disposición Adicional octava de la LOSEN, los titulares del derecho de compensación, con fecha 4 de julio de 1996, cedieron los mismos al FTAMN.

A través de la titulización³⁵⁶ o cesión del derecho de compensación las empresas titulares de los proyectos dieron de baja de sus balances la deuda originada por las inversiones realizadas en las centrales nucleares.

El Fondo pagó, de una sola vez, a las empresas un importe total de 4.278,18 millones de euros, con lo que éstas liquidaron sus deudas y lograron fortalecerse financieramente.

³⁵⁶ Supone la conversión de los derechos de compensación derivados de la moratoria, en créditos y bonos susceptibles de ser adquiridos por los inversores; y que fueron mayoritariamente adjudicados (20 de junio de 1996) por el procedimiento de subasta al Banco Central Hispano Americano y al Banco Bilbao Vizcaya.

El FTAMN se creó el 4 de julio de 1996, en el momento de desembolso de los derechos pendientes de compensación. El activo del Fondo lo constituye el derecho a percibir la compensación prevista en la moratoria nuclear. El pasivo consiste en la deuda contraída por las compañías Iberdrola, Sevillana de Electricidad, y en menor parte Unión Fenosa y Endesa, al ceder sus derechos sobre la compensación.

El FTAMN realiza la emisión de títulos y el dinero obtenido se traspasa a las eléctricas afectadas, con lo que se cancelan sus deudas por causa de la moratoria nuclear. Esta operación permitió reducir en más del 20 por ciento el endeudamiento del sector, que llegó a superar los tres billones de pesetas³⁵⁷.

El importe de la compensación abonada a los cedentes en el momento de la cesión del derecho el 4 de julio de 1996 fue el siguiente:

CUADRO 7.4

IMPORTE DE LA COMPENSACIÓN ABONADA A LOS CEDENTES EN EL MOMENTO DE LA CESIÓN DEL DERECHO (04/07/96)	
CEDENTE	IMPORTE (Mill. de euros)
IBERDROLA	3.178,04
SEVILLANA	1.035,52
UNIÓN FENOSA	41,16
ENDESA	23,46
VALOR TOTAL DE LA COMPENSACIÓN	4.278,18

Fuente: CNE

Este importe fue calculado teniendo en cuenta que hasta el 31 de diciembre de 1995 se habían amortizado 23,58 millones de euros del valor base y los intereses devengados por dicho importe hasta la fecha de desembolso, deduciendo los ingresos obtenidos por los cedentes hasta la misma fecha; en definitiva, se calculó el importe pendiente de compensación a la fecha de desembolso:

³⁵⁷ Tamames, R. y Rueda, A. (1997): "El sector energía", en *Estructura Económica de España*. Alianza Editorial y Banco Urquijo, 23ª ed., pp. 266 – 308. Madrid.

CUADRO 7.5

CONCEPTO	IMPORTE (Mill. de euros)
Importe pendiente de compensación al 31 de diciembre de 1995	4.359,66
+ Intereses reconocidos entre 01/01/96 y 04/07/96	188,83
- 3,54 % de la facturación percibida entre 01/01/96 y 04/07/96	-270,31
Importe pendiente de compensación a 4 de julio de 1996	4.278,18

Fuente: CNE

El FTAMN adquirió la titularidad del derecho como contrapartida del importe pagado a los cedentes y a partir de la fecha de materialización efectiva de la cesión recibe todos los ingresos que como titular le corresponden provenientes de los consumidores de electricidad.

De esta forma el activo del Fondo está integrado por la totalidad del derecho de compensación del que eran titulares las compañías cedentes. La financiación para la adquisición de los derechos por parte del Fondo se llevó a cabo a través de una emisión de bonos y de la suscripción de dos préstamos:

CUADRO 7.6

FINANCIACIÓN DE LA ADQUISICIÓN DEL DERECHO DE COMPENSACIÓN	IMPORTE (Mill. de euros)
EMISIÓN DE BONOS	1.292,18
PRÉSTAMO A	1.935,26
PRÉSTAMO B	1.069,80
TOTAL FINANCIACIÓN	4.297,24

Fuente: CNE

El tipo de interés reconocido al derecho de compensación cedido al Fondo es el tipo medio ponderado de los tipos de referencia correspondientes a los pasivos del mismo, bonos y préstamos, más un margen de 0,30 puntos porcentuales. Cada año, a 31 de diciembre, se lleva a cabo la amortización parcial del importe pendiente de compensación en una cuantía igual al exceso entre los ingresos percibidos por el Fondo, incluidos los que deba percibir en virtud de las

garantías otorgadas por el Estado, y los intereses devengados por el importe pendiente de compensación correspondiente al ejercicio.

La LOSEN determinó una senda evolutiva mínima del derecho pendiente de compensación a ingresar por los titulares del mismo, entre 1995 y el 2019, y el Real Decreto 2202/1995, además de recoger los importes mínimos anuales que ha de percibir el titular del derecho pendiente de compensación en el citado periodo, estableció un conjunto de garantías a la satisfacción del derecho de compensación:

- Garantía de importes mínimos.

En el supuesto de que en un año determinado el importe recibido por el titular del derecho de compensación, correspondiente al 3,54 por ciento de la facturación de energía eléctrica e ingresos por desinversiones, sea inferior al importe mínimo garantizado para tal año, la diferencia constituirá una cantidad exigible en virtud de esta garantía.

- Garantía de intereses.

En el supuesto de que los intereses reconocidos para el derecho en un año superen al importe percibido por los titulares del mismo, correspondiente al 3,54 por ciento de la facturación de energía eléctrica e ingresos por desinversiones, la diferencia constituirá una cantidad exigible.

- Garantía de satisfacción del derecho de compensación en el plazo máximo de 25 años.

La compensación deberá estar plenamente satisfecha antes del 20 de enero de 2020. Las cantidades pendientes de pago en dicha fecha deberán ser abonadas antes del 31 de marzo de 2020, en virtud de esta garantía. Con fecha 20 de enero de 2020, o, en su caso, en la fecha anterior en la que la compensación haya quedado plenamente satisfecha, cesará la obligación de afectar al abono de la compensación un porcentaje de la facturación de energía eléctrica a los usuarios finales.

El art. 24 del Real Decreto 2202/1995 determina que corresponderá al Estado hacer frente a las cantidades exigibles en virtud de las garantías reconocidas a los titulares del derecho de compensación. De producirse cambios en el régimen tarifario que puedan afectar negativamente a la satisfacción de la compensación, el Estado adoptará todas las medidas necesarias para la plena efectividad de lo dispuesto en este Real Decreto.

Hasta ahora, únicamente en el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 1999 se puso en marcha el sistema de garantías previsto en el Real Decreto 2202/1995, activándose la garantía de importes mínimos.

El Real Decreto 2202/1995 establece que la CSEN, actual CNE, llevará a cabo el cálculo de los importes pendientes de compensación, por proyectos y titulares del derecho de compensación, con efectos a 31 de diciembre de cada

año. El importe deberá ser comunicado a la DGE, actual DGPEM, antes del 15 de enero o, de no ser éste hábil, el día siguiente. El Real Decreto 2202/1995 establece, igualmente, el procedimiento de cálculo, tal como se resume a continuación:

CUADRO 7.7

Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del año n –1 (valor base)
+ intereses reconocidos en el año n
- anualidad percibida en el año n
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del año n

Fuente: CNE

El Real Decreto 2202/1995, en el artículo 29, también establece los siguientes conceptos que habrán de ser tenidos en cuenta para el cálculo de la anualidad y del importe pendiente de compensación:

- El importe percibido correspondiente al 3,54 por ciento de la facturación.
- El importe percibido por el mismo concepto derivado de actuaciones de comprobación realizadas por la CNE.
- El importe que deba percibirse en virtud de las garantías del Estado.
- El importe percibido de ingresos y gastos por desinversiones.

Hasta el momento presente, la CNE, y con anterioridad la CSEN, han venido calculando los importes pendientes de compensación y la anualidad correspondiente. El importe de las anualidades satisfechas, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 1996 y el 31 de diciembre de 2003 ascendió a 3.901,65 millones de euros, de los que 2.505,13 millones de euros (64,20 por ciento) correspondió a amortización del valor base y 1.396,52 millones de euros (35,80 por ciento) a intereses. En función de los datos anteriores, el importe pendiente de compensación, a 31 de diciembre de 2003, fue de 1.854,53 millones de euros, equivalente al 42,53 por ciento del valor base, habiéndose amortizado, a dicha fecha, la cantidad de 2.505,13 millones de euros, equivalente al 57,47 por ciento.

Siguiendo el procedimiento señalado, el siguiente cuadro (7.8) recoge las cantidades correspondientes al importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de cada uno de los años indicados, incluso del año 2002, cuya aprobación se solicitó al Consejo de Administración de la CNE. La anualidad es susceptible de dividirse en dos partes: pago de intereses y amortización, que se obtiene por diferencia de dos importes pendientes de compensación consecutivos:

CUADRO 7.8

CONCEPTO	IMPORTE (mill. de euros)
Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1995	4.359,66
+ Intereses reconocidos en 1996 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	351,19 -496,30 -2,73
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1996	4.211,82
+ Intereses reconocidos en 1997 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	251,10 -462,98 -1,44
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1997	3.998,50
+ Intereses reconocidos en 1998 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	192,77 -452,81 -1,93
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1998	3.736,53
+ Intereses reconocidos en 1999 - 3,54 % de la facturación - desinversiones - garantía de importes mínimos (Presupuestos Generales del Estado)	125,62 -448,34 -3,01 -6,50
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1999	3.404,30
+ Intereses reconocidos en 2000 - 3,54 % de la facturación - desinversiones - intereses de demora de la garantía de importes mínimos de 1999	154,88 -469,20 -6,14 -0,06
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2000	3.083,78
+ Intereses reconocidos en 2001 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	150,99 -480,41 -1,72
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2001	2.752,64
+ Intereses reconocidos en 2002 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	103,57 -528,89 -0,19
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	2.327,13
+ Intereses reconocidos en 2003 - 3,54 % de la facturación - desinversiones	66,40 -538,97 - 0,03
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2003	1.854,53

Fuente: CNE

El art. 21 del Real Decreto 2202/1995 determinaba los importes mínimos garantizados de la compensación de cada uno de los años del periodo entre 1995 y 2019. La existencia de esta garantía significaba que, en el supuesto de que una anualidad no alcanzara el correspondiente importe mínimo, los PGE cubrirán la diferencia. Como puede observarse en el cuadro anterior, esta garantía se activó únicamente en 1999.

En las líneas siguientes efectuaremos la descripción del cálculo de cada uno de los epígrafes que participan en la determinación de la anualidad y del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre.

a) IMPORTE PENDIENTE DE COMPENSACIÓN A 31 DE DICIEMBRE

El importe pendiente de compensación calculado a 31 de diciembre de cada año es recogido en la correspondiente Resolución de la DGPEM, en la que se determina la anualidad correspondiente a dicho año y el importe pendiente de compensación a la misma fecha de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la Disposición Adicional octava de la LOSEN.

b) INTERESES RECONOCIDOS EN 2002

Como consecuencia de la titulización de los derechos de compensación realizada el 4 de julio de 1996, los intereses reconocidos asociados a la compensación cedida se calculan de acuerdo con el apartado 4 del art. 13 del citado Real Decreto.

El cálculo de los intereses reconocidos se resume a continuación:

Intereses reconocidos en año n = (importe pendiente de compensación al final de año n – 1) * (tipo de interés de referencia + 0,30)
--

Tipo de interés de referencia = ponderación de los tipos de referencia del activo, para cada periodo de liquidación, por el número de días de cada periodo.

El criterio utilizado para la determinación de los periodos y del número de días es el establecido por la entonces DGE, actual DGPEM, por el que se considera el primer día del periodo de cálculo de intereses el 1 de enero de 2002 y el último día del periodo el 31 de diciembre del mismo año, ambos inclusive.

Los periodos de devengo de intereses para, por ejemplo 2002 se indican a continuación, teniendo en cuenta la festividad de algunas fechas de pago:

CUADRO 7.9

PERIODO DE DEVENGO	NÚMERO DE DÍAS
01/01/02 á 28/01/02	27
28/01/02 á 26/04/02	88
26/04/02 á 26/07/02	91
26/07/02 á 28/10/02	94
28/10/02 á 31/12/02	65

Fuente: CNE

El tipo de referencia del activo, que se calcula de acuerdo con el folleto de emisión del Fondo de Titulización, está en función de los tipos de referencia aplicables a cada periodo de devengo de intereses para los bonos y los préstamos. El procedimiento de cálculo para cada periodo de desembolso es el siguiente:

- Tipo de interés de referencia para los bonos:

El tipo de interés de referencia para los bonos es la media aritmética de los valores de los tipos de interés interbancario de Londres (en adelante LIBOR), para las operaciones de depósito no transferibles en euros a tres meses de vencimiento, del cuarto, tercero y segundo día hábil anteriores a la fecha de pago que determine el inicio de devengo de intereses

- Tipo de interés de referencia para los préstamos A y B:

El tipo de interés de referencia para los préstamos A y B es igual a la media simple del tipo de interés interbancario de Madrid (en adelante MIBOR), para operaciones de depósito no transferibles en euros a tres meses de vencimiento, de cada uno de los valores de los días cuarto, tercero y segundo día hábil anteriores a la fecha de desembolso.

- Tipo de interés de referencia para el Activo:

El tipo de interés de referencia para el Activo es igual a la media ponderada de los tipos de interés de referencia de los bonos y préstamos. La ponderación se efectúa en función de la proporción del importe pendiente de amortización de cada uno de dichos pasivos sobre el total pendiente de amortizar de los mismos.

- Tipo de interés de referencia anual aplicable al valor base:

Para el cálculo del tipo de referencia anual se ponderan los tipos de referencia del activo, dados para cada periodo, por el número de días que compone cada uno de los periodos. Este tipo de interés de referencia anual es aplicado a la cantidad pendiente de compensación a 31 de diciembre del año $n - 1$ para obtener los intereses devengados durante el año n .

Así, por ejemplo durante 2002, el valor pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2001 ha devengado intereses por 103.569.143,96 euros, calculados según el procedimiento descrito:

Importe pendiente de compensación a 31/12/01 (euros)	Tipo de interés de referencia + 0,3	Días	Intereses devengados 31/01/02 a 31/12/02 (euros)
--	--	-------------	--

2.752.637.794,69	3,711 %	365	103.569.143,96
-------------------------	----------------	------------	-----------------------

Fuente: CNE

El número de días de referencia anual utilizados es de 365, tal y como se indica en el Real Decreto 2202/1995, y en el folleto de emisión del Fondo de Titulización de activos resultantes de la moratoria nuclear. En el siguiente cuadro se expone la ponderación del tipo de referencia del activo por el número de días del periodo para obtener el tipo de referencia anual:

CUADRO 7.10

Periodo	Nº de días del periodo	Tipo de referencia del activo (%)
01/01/02 á 28/01/02	27	3,933
28/01/02 á 26/04/02	88	3,691
26/04/02 á 26/07/02	91	3,733
26/07/02 á 28/10/02	94	3,738
28/10/02 á 31/12/02	65	3,577
TIPO DE REFERENCIA ANUAL	365	3,711

Fuente: CNE

A continuación se resumen los tipos de interés por periodo de desembolso empleados en el cálculo de los intereses anteriores. Se hace constar que en la fecha de pago del 26 de julio de 2000 se amortizaron la totalidad de los bonos pendientes de vencimiento a dicha fecha; por lo tanto, a partir de esta fecha de pago sólo se considera la información sobre los préstamos A y B.

CUADRO 7.11

CALCULO DE LOS TIPOS DE INTERES POR PERIODOS DE DESEMBOLSO						
	PERIODOS DE DESEMBOLSO					
	26/10/01 -28/01/02	28/01/02-26/04/02	26/04/02-26/07/02	26/07/02-28/10/02	28/10/02-27/01/03	
BONOS						
LIBOR DE REFERENCIA						
DIA 4º						
DIA 3º						
DIA 2º						
MEDIA ARITMETICA						
PONDERACION						
TIPO MEDIO BONOS*PONDERACION						
PRESTAMOS						
MIBOR DE REFERENCIA						
DIA 4º	22/10/01 3,64700	22/01/02 3,37700	22/04/02 3,43300	22/07/02 3,44000	22/10/02 3,29000	
DIA 3º	23/10/01 3,63000	23/01/02 3,39700	23/04/02 3,43300	23/07/02 3,44000	23/10/02 3,27500	
DIA 2º	24/10/01 3,62300	24/01/02 3,40000	24/04/02 3,43300	24/07/02 3,43500	24/10/02 3,26500	
MEDIA ARITMETICA	3,63333	3,39133	3,43300	3,43833	3,27667	
PONDERACION	1	1	1	1	1	
TIPO MEDIO PTMOS*PONDERACION	3,63333	3,39133	3,43300	3,43833	3,27667	
Tipo de referencia del activo sin diferencial	3,63333	3,39133	3,43300	3,43833	3,27667	
Redondeo a la milésima	3,633	3,391	3,433	3,438	3,277	
Diferencial aplicable	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	
TIPO DE REFERENCIA DEL ACTIVO	3,933	3,691	3,733	3,738	3,577	

Fuente: CNE

c) ANUALIDAD PERCIBIDA

El art. 29 del Real Decreto 2202/1995 establece que la anualidad correspondiente a cada ejercicio está formada por la suma de los siguientes conceptos:

- a) El 3,54 por ciento de la facturación de la energía eléctrica, más los intereses de demora como consecuencia de su ingreso fuera de plazo.
- b) El importe resultante de las comprobaciones que la CNE haya efectuado sobre la facturación de energía eléctrica a los usuarios.
- c) El importe percibido en virtud de las garantías de importes mínimos e intereses.
- d) Las cantidades derivadas de las desinversiones, gastos e inicio de explotación de terrenos o emplazamientos de los proyectos.

Los conceptos anteriores se pueden expresar de la siguiente forma:

- a) Las cantidades procedentes del 3,54 por ciento de la facturación de las empresas durante 2001, así como los intereses de demora, y que han sido liquidadas por la CNE, son las siguientes:

CUADRO 7.12

RESUMEN DE COBROS POR MESES	
MES	IMPORTES (euros)
Enero	43.725.674,75
Febrero	41.076.381,38
Marzo	52.034.338,42
Abril	48.781.517,26
Mayo	42.158.184,14
Junio	42.707.500,01
Julio	43.776.918,64
Agosto	40.130.657,76
Septiembre	46.036.287,80
Octubre	42.253.856,11
Noviembre	41.771.129,96
Diciembre	44.436.391,01
TOTAL	528.888.837,24

Fuente: CNE

Estas cantidades se distribuyen entre las centrales aplicando el porcentaje de reparto entre los proyectos vigentes a 31 de diciembre de 2001:

CUADRO 7.13

PROYECTO	Porcentaje de reparto entre los proyectos a 31 de diciembre 2001	Distribución del importe procedente del 3,54 % sobre la facturación de las empresas eléctricas (euros)
C. N. LEMÓNIZ	52,0974335049	275.537.510,30
C. N. VALDECABALLEROS	46,3936083990	245.370.616,01
C. N. TRILLO, UNIDAD II	1,5089580961	7.980.710,93
TOTAL	100,0000000000	528.888.837,24

Fuente: CNE

- b) El importe resultante de las comprobaciones que la CNE haya efectuado sobre la facturación de energía a los usuarios. Las actuaciones de inspección sobre la facturación del ejercicio 2001, recogida en el artículo 19 del mencionado Real Decreto, no se han efectuado durante 2002; por consiguiente, no existe cantidad complementaria alguna por este concepto.
- c) El importe percibido en virtud de las garantías de importes mínimos e intereses. La garantía de importes mínimos, a que hace referencia el artículo 21 del Capítulo VI del Real Decreto 2202/1995 no se ha activado para 2002, ya que el importe de la compensación ha sido superior al importe mínimo garantizado para 2002.

La garantía de intereses entra en funcionamiento en el supuesto de que los intereses reconocidos superen en un año determinado a la compensación. Esta garantía tampoco se ha activado en 2002, ya que el hecho descrito no se ha producido.

CUADRO 7.14

	Euros
Importe mínimo garantizado en 2002	485.885.214,44
Intereses reconocidos	103.569.143,96
Importe de la compensación en 2002	529.075.065,96
Procedente del 3,54 % de la facturación	528.888.837,24
Desinversiones	186.228,72

Fuente: CNE

- d) Las cantidades derivadas de las desinversiones, gastos e inicio de explotación de terrenos o emplazamientos de los proyectos. El art. 29 del Real Decreto 2202/1995 establece que se considerará como importe percibido la diferencia entre el valor de las desinversiones, como consecuencia de la venta de equipos o venta de terrenos del emplazamiento, y los gastos derivados del programa de mantenimiento y cierre de las instalaciones. En el caso de que la diferencia sea negativa, dicha cantidad se incrementará anualmente en los intereses previstos en el art. 4 del mencionado Real Decreto.

La DGPEM, mediante Resolución, establece los importes de desinversión y enajenación, así como los gastos incurridos como consecuencia de los programas de mantenimiento, desmantelamiento y cierre de las instalaciones de las centrales de Lemóniz, Valdecaballeros y Unidad II de la de Trillo a considerar para el cálculo del derecho pendiente de compensación a 31 de diciembre de cada año.

Dichos importes deben ser ingresados en el plazo que se extiende desde la fecha de la notificación de la citada Resolución hasta el último día hábil del año correspondiente. Según la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, cuando el último día del plazo sea inhábil, se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

Las cantidades anteriores correspondiente a 2001 son las siguientes:

CUADRO 7.15

	Euros
Valor de la desinversión y gastos de la C. N. de Lemóniz	
* Valor de las desinversiones	0,00
* Valor de los gastos de mantenimiento y desmantelamiento	0,00
Diferencia a favor del Fondo	0,00

CUADRO 7.16

Valor de la desinversión y gastos de la C. N. de Valdecaballeros	
* Valor de las desinversiones	186.228,72
* Valor de los gastos de mantenimiento y desmantelamiento	0,00
Diferencia a favor del Fondo	186.228,72

CUADRO 7.17

Valor de la desinversión y gastos de la C .N. de Trillo, Unidad II	
* Valor de las desinversiones	0,00
* Valor de los gastos de mantenimiento y desmantelamiento	0,00
Diferencia a favor del Fondo	0,00

Según el Real Decreto 2202/1995, en el supuesto de que las cantidades debidas por desinversiones no se ingresen en el plazo establecido, la CNE habrá de requerir a los titulares de los proyectos que corresponda que procedan al ingreso debido, incrementándose con los intereses de demora devengados y calculados según determina el citado Real Decreto.

Así, por ejemplo con fecha 31 de diciembre de 2002, último día de plazo, la C. N. de Valdecaballeros ingresó 186.228,72 euros, correspondiente al total importe de los ingresos por desinversiones, no procediendo, por tanto, intereses de demora.

Según lo anterior, los importes de desinversiones a considerar en el cálculo del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002, como anualidad percibida, son:

CUADRO 7.18

	Euros
C. N. LEMÓNIZ	0,00
C. N. VALDECABALLEROS	186.228,72
C. N. TRILLO, UNIDAD II	0,00
TOTAL	186.228,72

Por lo tanto, la anualidad a 31 de diciembre de 2002 fue:

CUADRO 7.19

	Euros
Importe percibido por el 3,54 %	528.888.837,24
Importe percibido por desinversiones menos gastos, más intereses de demora	186.228,72
IMPORTE DE LA ANUALIDAD A 31 DE DICIEMBRE DE 2002	529.075.065,96

D) IMPORTE PENDIENTE DE COMPENSACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2002.

El importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de cada año se calcula conforme se especifica en el Real Decreto 2202/1995, como la suma del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre y los intereses generados durante el año por dicho importe, menos la anualidad percibida durante el periodo, según se detalla para 2001 en el siguiente cuadro:

CUADRO 7.20

CENTRAL	Importes en EUROS					
	Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2001	Reparto por proyecto a 31 de diciembre de 2001 (%)	Intereses generados en 2002	Anualidad a 31 de diciembre de 2002	Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	Reparto por proyecto a 31 de diciembre de 2002 (%)
C.N. LEMONIZ	1.434.053.644,72	52,0974335049	53.956.865,91	275.537.510,30	1.212.473.000,33	52,1016026019
C.N. VALDECABALLEROS	1.277.047.999,11	46,3936083990	48.049.463,07	245.556.844,73	1.079.540.617,45	46,3893185478
C.N. TRILLO, UNIDAD II	41.536.150,86	1,5089580961	1.562.814,98	7.980.710,93	35.118.254,91	1,5090788503
TOTALES	2.752.637.794,69	100,0000000000	103.569.143,96	529.075.065,96	2.327.131.872,69	100,0000000000

E) EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LA MORATORIA NUCLEAR

Bajo el supuesto de que los tipos de interés permanecieran estables durante 2003 y presentaran una moderada variación durante 2004 y años sucesivos, cabe considerar que la amortización del 50 por ciento del valor base se podría alcanzar en el segundo trimestre de 2003.

El plazo de amortización total del valor base depende fundamentalmente del tipo de interés; por ello, suponiendo que éste evolucionara de manera moderada al alza, puede hacerse la previsión de que su amortización total se alcanzará a lo largo de 2008, acortando así en 11 años el plazo máximo previsto, inicialmente estimado en 25 años.

El cuadro 7.21 detalla la evolución previsible del importe pendiente de compensación desde 1995 hasta 2008, subrayando la evolución prevista a partir de 2003, año en el que se amortiza el 50 por ciento del valor base y, el 2008, en el que se estima su amortización total.

CUADRO 7.21

EVOLUCIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA MORATORIA NUCLEAR

AÑO	MILLONES DE EUROS			IMPORTE PENDIENTE
	ANUALIDAD	INTERESES	AMORTIZACIÓN	
1995				4.360
1996	499	351	148	4.212
1997	464	251	213	3.999
1998	455	193	262	3.737
1999	458	125	333	3.404
2000	475	155	320	3.084
2001	482	151	331	2.753
2002	529	103	426	2.327
2003	496	99	397	1.930
2004	506	92	414	1.516
2005	516	80	436	1.080
2006	526	63	463	617
2007	536	39	497	120
2008	128	8	120	0

Fuente: CNE

NOTA: Las anualidades hasta 2002, inclusive, se corresponden con las efectivamente recaudadas y, a partir de ese año, con los importes mínimos garantizados.

El Gobierno podría hacer uso, a partir de 2004, de la posibilidad de reducir el porcentaje del 3,54 por ciento de la factura eléctrica, sin que ello supusiera una disminución de la retribución de las actividades reguladas, siempre que el consumo a tarifa crezca por encima del 2 por ciento.

Si no se alcanzara este crecimiento, el citado objetivo acarrearía la utilización de los PGE para alcanzar los importes mínimos garantizados de la compensación.

En el cuadro 7.22 se detalla la previsión de la evolución de la “factura eléctrica”, a partir de la prevista para el 2003, recogida en la tarifa de este año. La reflejada en 2002 ha sido calculada a partir de la recaudación efectiva registrada en ese año, recogiendo el efecto de la desperiodificación al considerar los cobros reales de la compensación.

CUADRO 7.22

MILLONES DE EUROS				
AÑO	FACTURA ELÉCTRICA	% Δ	3,54 DE LA FACTURA ELÉCTRICA	MÍNIMO GARANTIZADO
2002(*)	14.940		529	486
2003(**)	14.952		529	496
2004	15.251	2,0	540	506
2005	15.556	2,0	551	516
2006	15.867	2,0	562	526
2007	16.185	2,0	573	536
2008	16.508	2,0	584	547
2009	16.838	2,0	596	558
2010	17.175	2,0	608	569

Fuente: CNE

(*) La factura eléctrica de este año es una estimación de la Dirección de Regulación y Competencia, en base a la recaudación real del 3,54 %. La de los siguientes años se calcula a partir de las tasas de crecimiento estimadas de la segunda columna.

(**) La factura eléctrica de este año es la prevista en la tarifa eléctrica de 2003.

El art. 32 del Real Decreto 2202/1995 establece que, en el caso de que la cantidad por desinversiones sea inferior a la cantidad por gastos de los programas de mantenimiento y otros, más las cantidades que por el mismo concepto estén pendientes de pago procedentes de años anteriores, las empresas que hayan incurrido en los gastos tendrán derecho a ser compensados de la diferencia, que se incrementará anualmente mediante la aplicación del tipo de interés previsto.

7.3 LA TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA: LA RETRIBUCIÓN FIJA DE LOS CTCs UNA CANTIDAD VARIABLE.

El cambio regulatorio, implícito en la apertura a la competencia del sector eléctrico, inevitablemente ocasiona cambios importantes, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta. El debate acerca de los CTCs se ha centrado en la valoración de los costes que puede ocasionar el cambio regulatorio a las empresas establecidas en el sector.

La apertura del sector supone que la retribución a la actividad de generación está constituida por los precios de mercado y no por la compensación de los costes medios que se aplicaban en el régimen regulatorio anterior (MLE). En la medida en que los nuevos precios estén por debajo de tales costes medios aparecerán costes varados.

Podemos definir los costes varados como la parte no amortizada de los “costes históricos”, cuya recuperación va a ser imposible³⁵⁸.

Hay quienes justifican la recuperación de estos costes por la existencia de un “acuerdo implícito” entre empresas y reguladores para mantener el equilibrio financiero de las empresas. El regulador otorgó a las empresas autorizaciones, concesiones o licencias para llevar a cabo actividades eléctricas con beneficios sometidos a control, asegurándoles una tasa de retorno razonable en relación al riesgo de las inversiones realizadas.

Este equilibrio queda garantizado siempre y cuando se asegure la recuperación de los valores netos contables a un ritmo compatible con la amortización de los activos. Si el valor de los activos en el mercado difiere sustancialmente del valor neto contable, puede estar justificado el resarcir a las empresas por esta diferencia. El problema es cómo valorar estos costes varados, que dependerán, además de otros factores, del propio desarrollo del mercado y de la aparición de competencia efectiva.

También podría interpretarse este pago como una indemnización derivada del incumplimiento del pacto. De esta forma se imponen costes al regulador y a los propios consumidores.

Sobre las causas que dan lugar a la existencia de costes varados en el sector eléctrico, el profesor Calero Pérez, del Departamento de Economía Aplicada de la Universidad de Salamanca, recoge las que, en su opinión, resultan más habituales, que expresadas de forma resumida son:

³⁵⁸ El suministro eléctrico exige importantes inversiones en activos fijos que requieren de un periodo de amortización bastante amplio. Al modificarse las normas relativas al sector eléctrico antes de que se haya recuperado totalmente la inversión efectuada en tales activos fijos, ha aparecido un nuevo e importante componente de incertidumbre en las empresas eléctricas, que puede dificultar, lógicamente su acceso al mercado de capitales, con las lógicas consecuencias que se derivan.

- Su importe o cuantía definitiva dependerá del nivel de competencia efectiva que se produzca en el mercado.

La normativa anterior garantizaba a las empresas la recuperación de sus costes por un importe previamente fijado por el organismo regulador de acuerdo con las empresas. Estos costes regulados tienden a ser iguales a los costes medios. Tras la liberalización, el mercado competitivo tiende a establecer un precio igual al coste marginal. Dado que las empresas de servicios públicos han venido actuando como monopolistas, el coste medio en el monopolio suele ser superior al coste medio en el mercado de libre competencia. En competencia el mercado tiende a fijar un precio igual al coste marginal. Por consiguiente los costes varados³⁵⁹ serán la diferencia entre los costes medios de generación y el coste marginal a largo plazo, que se obtiene del funcionamiento del mercado.

- La anterior regulación prolongaba temporalmente, más allá de lo económicamente prudente, el plazo de recuperación de los activos de generación eléctrica.

La explicación de este fenómeno se encuentra en la influencia que los precios de los servicios públicos tienen en las variables macroeconómicas, como la inflación, y a sus no menos importantes repercusiones sociales. Un cambio en la regulación que no agilice la retribución de las inversiones de manera suficiente estará generando costes varados y hará surgir, por consiguiente, la obligación de compensar a estas empresas, a las que el regulador impuso un plazo de recuperación significativamente extenso.

- La obligación impuesta a las empresas eléctricas por el propio regulador de “suministro universal” y de calidad a todos los ciudadanos.

Debido al carácter de servicio público que tradicionalmente se ha atribuido al suministro de electricidad, la realización del mismo comporta una serie de derechos y de obligaciones para las empresas, como el cumplimiento de unos mínimos de calidad y el suministro a un precio uniforme, amén de contribuir al logro de determinados objetivos de políticas distributivas y medioambientales, entre otras, impuestas por el propio regulador a través de la fijación de las tarifas.

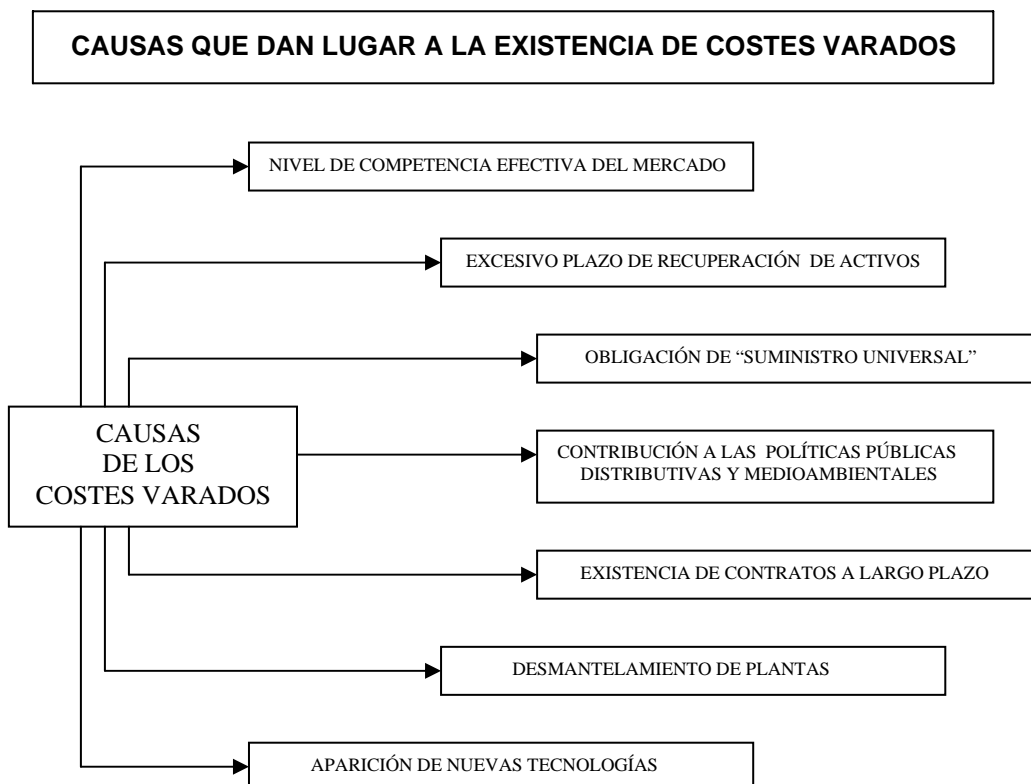
- La obligación de contribución del sector eléctrico a la realización de políticas públicas, sobre todo, de carácter distributivo³⁶⁰.

Con la liberalización del sector, las nuevas empresas que accedan al mercado estarán libres del cumplimiento de este tipo de obligaciones con lo que podrán ofrecer precios más bajos.

³⁵⁹ Los costes varados, por tanto, serían la porción de costes fijos correspondientes a las instalaciones de generación que no pueden ser recuperados por el libre funcionamiento del mercado.

³⁶⁰ Unesa. Incidencia de las variaciones en la tarifa eléctrica sobre el IPC. Del estudio de las tablas *input-output* de 1993 se infiere que un aumento en la tarifa eléctrica de un 1 por ciento tiene una incidencia en el IPC que oscila entre un 0,043 por ciento a un 0,067 por ciento.

ESQUEMA 7.1



Fuente: Elaboración propia.

- La existencia de contratos a largo plazo de adquisición de energía y materias primas.

En el caso de los sectores sujetos a regulación, como el sector eléctrico, en los que las empresas pueden prever con bastante precisión la evolución de sus ingresos, los contratos a largo plazo –que se celebraron bajo expectativas de mayores ingresos- permiten a las empresas generadoras garantizarse el suministro de materias primas energéticas. Estos contratos se hallan estrechamente relacionados con el precio que el productor de electricidad espera recibir por el producto final.

El cambio de la regulación y la introducción de mecanismos competitivos alteran las ventajas iniciales y los contratos a largo plazo se convierten en causa de pérdidas, dado que el precio competitivo suele ser inferior al precio regulado³⁶¹. El cambio a un entorno de competencia exige que todos los

³⁶¹ Si el mercado de gas natural, se mantiene en régimen de monopolio y sometido a una estricta regulación que mantiene los precios de este producto elevados, las nuevas tecnologías que emplean el gas como *input*

agentes intervinientes en el mismo lo puedan hacer en igualdad de condiciones.

- Desmantelamiento de plantas. Amortización anticipada de instalaciones de generación básicamente nucleares (moratoria nuclear).

La crisis petrolífera de los años setenta situó, por la drástica subida de los precios del petróleo, a algunas energías alternativas en óptimas condiciones de ser aprovechadas, lo que, unido al cambio tecnológico con la incorporación de las nuevas tecnologías en la generación de electricidad, provocó, de forma sensible, la mejora de la eficiencia³⁶² de las centrales, lo que permitía competir en el sector de la generación sin necesidad de incurrir en elevados costes.

Por otra parte, nuestro país a diferencia de otros, no contempla el desmantelamiento masivo de plantas que no pueden competir en el mercado, como sucede con las centrales nucleares. La denominada moratoria nuclear, procedió a compensar a los propietarios de las mismas por los costes incurridos, además de una retribución adicional por los capitales invertidos. Debido a dicha moratoria nuclear, los consumidores siguen, hoy en día, pagando en las tarifas dicha retribución destinada a compensar a los dueños de las instalaciones afectadas. En opinión de Lasheras Merino, *... el pago de las inversiones realizadas por los propietarios de las centrales en moratoria puede considerarse equivalente a un programa de desmantelamiento de centrales.*

- La aparición de nuevas tecnologías.

La incorporación de plantas con nuevas tecnologías facilita producir con centrales de menor tamaño y mejor adaptadas a las variaciones propias del mercado, lo que incrementa la eficiencia del conjunto del sistema.

En torno al debate sobre la recuperación de los costes varados, hay argumentos contrapuestos:

El primero de ellos, al que recurren, principalmente, los accionistas de las compañías del sector eléctrico, centra su argumentación en el cambio habido en la regulación con el objetivo de introducir la liberalización de las actividades de generación y comercialización. La adopción de un régimen de libre mercado, que de modo inevitable conduce a un descenso en los precios³⁶³ de la electricidad,

productivo de electricidad pueden no resultar rentables debido a los elevados costes de la materia prima. Esta situación y a pesar de los esfuerzos de liberalización de los mercados de generación de electricidad no facilitarían la competencia, al constituir un freno a los incentivos de entrada de nuevas empresas en el mercado.

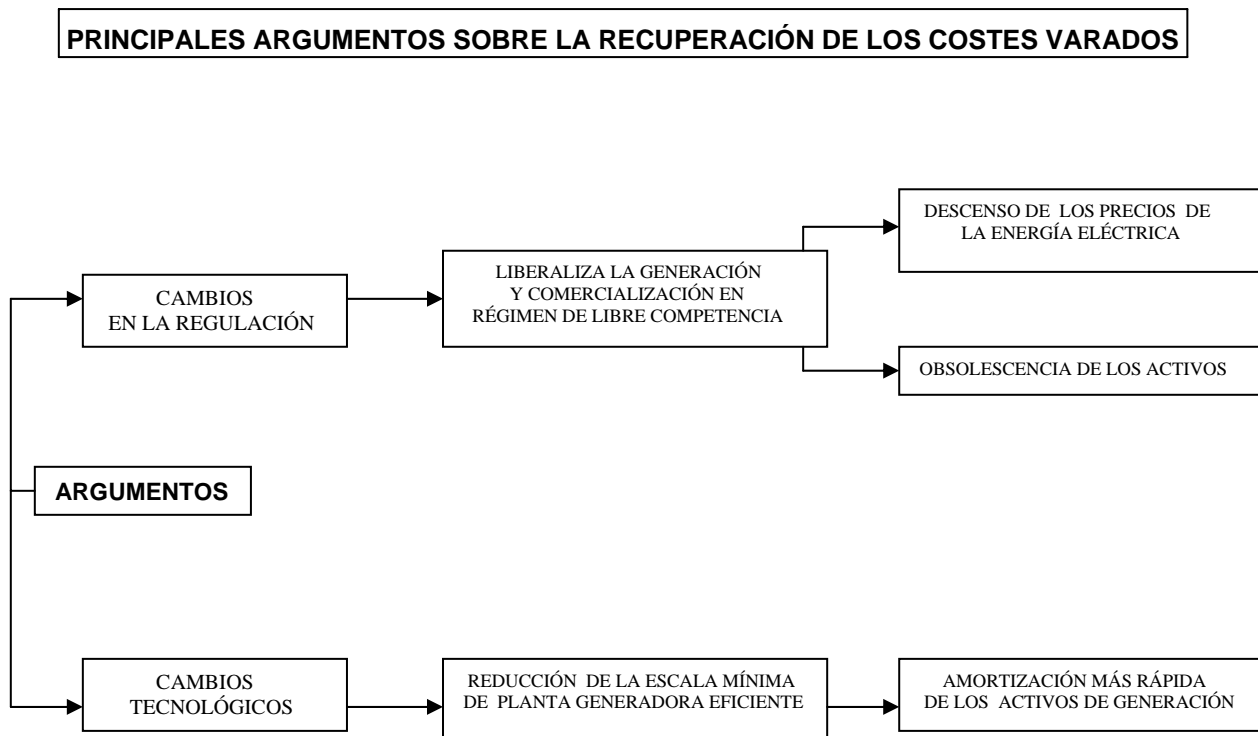
³⁶² Alvarez Pelegry. E. 81997): *Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación*. Ed. Civitas. Madrid.

³⁶³ La competencia permite trasladar los beneficios derivados de la reducción de los precios de la electricidad desde los productores a los consumidores finales, tanto industriales, comerciales, como domésticos, que han venido soportando precios finales bastante elevados. Se supone que en competencia los precios son más bajos y por lo tanto las empresas son incapaces de recuperar las inversiones realizadas en el pasado.

deja obsoletos³⁶⁴ los activos de generación de aquellas compañías generadoras establecidas con anterioridad bajo el paraguas protector de la regulación pública.

El segundo argumento centra su discurso en el cambio tecnológico que facilita reducir significativamente la escala mínima eficiente de la planta generadora y por consiguiente la reducción sustantiva de los costes de la actividad de generación eléctrica.

ESQUEMA 7.2



Fuente: Elaboración propia.

El menor tamaño requerido reduce la importancia de los costes fijos, permitiendo una amortización más rápida de los activos de generación, al tiempo que dota a la unidad productora eléctrica de una mayor flexibilidad para adaptarse a los múltiples cambios, tanto de mercados como tecnológicos, que puedan producirse.

³⁶⁴ Algunos analistas consideran que la ayuda que suponen los CTCs son un mecanismo de protección para las antiguas tecnologías, ya obsoletas, ya que prolongan su vida útil más allá de lo que pudiera considerarse racional y una barrera de entrada para las nuevas tecnologías, o bien una ralentización en el ritmo de implantación de las innovaciones tecnológicas.

Bajo estas premisas, la introducción de la competencia en el sector es, por consiguiente, efecto y no causa del cambio técnico.

En realidad, el problema de los costes varados o costes hundidos y su derivación en los CTCs se ha convertido en el centro de atención de los países que han introducido reformas para introducir competencia, en aquellos sectores tradicionalmente protegidos por una regulación muy restrictiva y protectora.

Si bien existen argumentos para justificar el pago de CTCs, éstos no necesariamente deben garantizar la total recuperación de los costes en que han incurrido las empresas. Hay activos que, una vez amortizados, siguen teniendo un valor residual para el mercado a pesar de que en el régimen anterior no lo tuvieran. Hay rentas de emplazamiento o de conexión a la red que deberían descontarse de la indemnización prevista.

Si los precios de mercado no se reducen por debajo de los costes medios históricos, si no se produce la entrada de nuevos competidores, si los consumidores no tienen incentivos a participar en el mercado o si se sigue manifestando una firme voluntad de las empresas establecidas de no romper el *status quo*, entonces no está claro por qué las empresas habrían de recibir ayudas por parte de los consumidores, avaladas por el Estado.

La retribución de la actividad de generación se ha venido garantizando a través de las tarifas integrales que incorporan básicamente los costes de generación, transporte, distribución y otros costes del sistema.

A su vez, los costes de generación se han basado en una media de costes históricos resultante de tener en cuenta los distintos tipos de inversiones que incorporaban la tasa de retorno correspondiente.

Es posible que estos costes medios históricos puedan ser más altos que los precios que cabría esperar en un mercado desregulado, si estos precios reflejaran convenientemente los costes marginales a largo plazo. Esto podría ser así porque la competencia excluiría del mercado a las unidades ineficientes y porque las nuevas tecnologías conllevarían menos costes.

Estas diferencias en el proceso de formación de precios podrían llegar a poner en peligro el equilibrio económico-financiero de las empresas si, como especifica la Ley 54/1997, en su artículo 16.1, apartado a), una vez que la actividad de producción pasara a retribuirse sobre la base del precio marginal correspondiente a la última unidad ofertada, no se compensara de ninguna otra forma a las empresas por sus inversiones pasadas.

Si los precios de mercado resultaran ser inferiores a los que hasta ahora reflejaban los costes históricos, las empresas establecidas pueden no recuperar sus inversiones históricas. La compensación por los costes varados se justificaría, en este caso, en pro del establecimiento de un equilibrio en el terreno de juego en que debe asentarse el mercado competitivo.

Pero si se diera el caso contrario, es decir, si los precios de mercado fueran superiores a los costes históricos, o si se compensara en exceso a las empresas establecidas por sus inversiones pasadas, entonces la desventaja competitiva se cargaría sobre los competidores potenciales y, además, se impondría sobre los consumidores un gravamen injustificado.

Como consecuencia, por lo tanto, del cambio regulatorio y de la situación que en el futuro, en régimen de competencia, muestre la variación de los precios del mercado, puede concluirse que la incertidumbre para las compañías eléctricas es una variable inevitable a considerar en torno a la solución definitiva del problema de los CTCs. Y esto es así porque, hasta ahora, un aumento de los precios no suponía una variación en los ingresos al traducirse en una retribución fija de las empresas.

Sin embargo, la incertidumbre o certeza acerca del volumen de ingreso que las empresas esperan obtener por la venta de energía podrá favorecer la aparición de comportamientos estratégicos que pueden desmarcar los precios de los costes marginales a largo plazo.

Entre los efectos positivos derivados de la desregulación y la apertura del mercado a la competencia pueden destacarse los siguientes:

- Ganancias de eficiencia derivadas de la competencia y en consecuencia unos menores costes.
- Adopción de cambios tecnológicos que potencien la ventaja competitiva de las empresas con el correspondiente aumento de la capacidad instalada y/o la renovación del parque tecnológico.
- Aparición de nuevos agentes en el mercado (generación y comercialización) ya que desaparece la tradicional integración vertical entre generación, transporte, distribución y comercialización.
- Menores precios como consecuencia de las ganancias de eficiencia derivadas de la rivalidad entre empresas.
- Eventual desaparición de los subsidios cruzados.

Entre los riesgos para determinados agentes se pueden destacar los siguientes:

- La recuperación de determinadas inversiones realizadas por las empresas puede verse afectada por dos factores:
 - Por un lado, tales inversiones, al haber libertad de entrada en la actividad de generación, tendrán que competir frente a nuevas tecnologías todavía más eficientes. Esta situación sería aún más gravosa en el caso de que exista exceso de capacidad instalada, como respuesta a las previsiones de crecimiento de la demanda.

- Por otro lado, las inversiones debidas a imperativos de servicio universal, a objetivos de diversificación de fuentes energéticas o impuestas por requisitos medioambientales, verán en peligro su viabilidad en un entorno competitivo al ser sus costes excesivos.
- Como consecuencia de lo anterior, la situación económico-financiera de algunas empresas reguladas puede verse comprometida.
- Desde el punto de vista de la demanda, la liberalización del mercado conducirá a una pérdida de protagonismo de las tarifas integrales y a que cada vez se haga menos sostenible la pervivencia de subsidios cruzados³⁶⁵ entre las tarifas de distintos consumidores. Esto afectará de forma negativa a algunos consumidores siderúrgicos especialmente que en el régimen regulatorio anterior estaban acogidos a unas tarifas excesivamente ventajosas, ya que no reflejaban de forma apropiada el coste de su suministro.

Aunque el balance final de efectos positivos y negativos es difícil de establecer y afecta a un gran número de agentes, la valoración de estos efectos da lugar a lo que la Ley 54/1997 denomina CTCs, cuyo valor exacto es muy difícil de determinar antes de que el mercado comience a funcionar.

Por otro lado, un cálculo *ex post* introduce incertidumbre en la recuperación y puede incidir en el comportamiento de las empresas generadoras.

Según Lasheras (1999), una solución que hubiera podido aplicarse consiste en hacer aflorar el precio de mercado de los activos a los que se refieren los costes varados mediante su puesta a la venta de manera que el regulador garantice la recuperación de la diferencia entre una cantidad reconocida para cada activo (por ejemplo, su valor neto contable auditado) y la cantidad obtenida en la venta de ese activo.

En consonancia con esta solución, a finales de octubre de 1998, los medios de comunicación³⁶⁶ hicieron público que Unión Fenosa había llegado a un acuerdo con la compañía británica *National Power*, por el que se comprometía a adquirir un 25 por ciento de Unión Fenosa Generación³⁶⁷. La valoración inicial realizada por *National Power* de los activos de generación de la compañía española fue de 694.500 millones de pesetas.

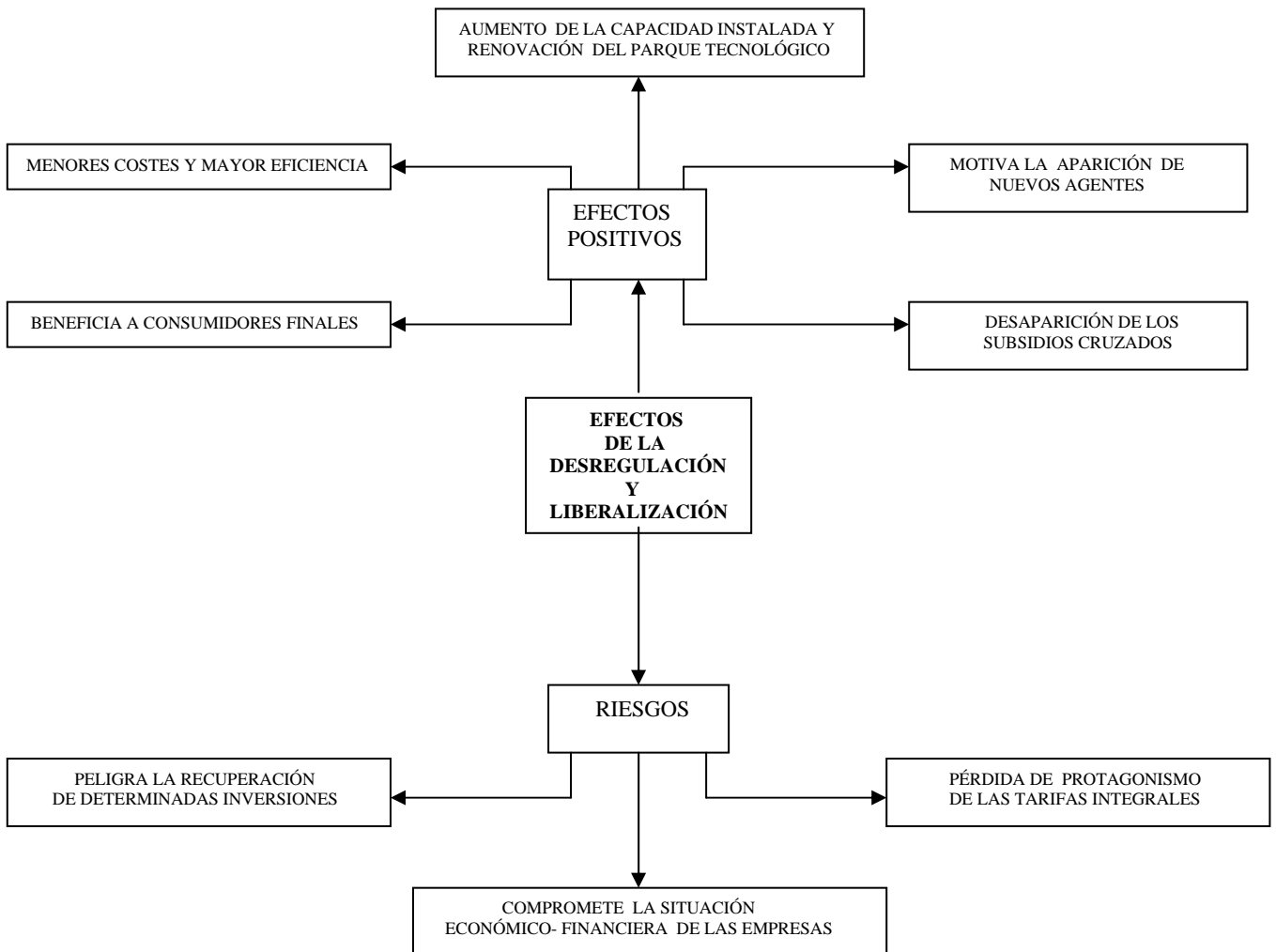
³⁶⁵ La tarifa encierra una importante estructura de subsidios cruzados, ya que el coste del suministro varía tanto de unos consumidores a otros. Cuando se incorporan nuevos productores, en régimen de competencia, éstos se dirigen a aquellos grupos de consumidores que pagan precios más altos, de forma que las empresas reguladas perderán los ingresos con los que financiaban las obligaciones de “suministro universal” a precios inferiores. A este hecho se le conoce como “descreme del mercado”.

³⁶⁶ Diario *Expansión* (días 28, 29 y 30 de octubre de 1998).

³⁶⁷ Filial de la empresa española que detenta la propiedad de todas sus centrales de producción.

ESQUEMA 7.3

EFFECTOS POSITIVOS Y RIESGOS DE LA DESREGULACIÓN Y LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: Elaboración propia.

Así, pues, a partir de esta cifra podemos obtener, en términos aproximados, la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación de Unión

Fenosa (datos recogidos en el informe anual de la compañía) y el valor que les asigna el mercado, tal como aparece en el cuadro siguiente.

CUADRO 7.23

UNIÓN FENOSA			
VALOR NETO CONTABLE Y VALOR DE MERCADO DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN (Millones de Pesetas)			
	VALOR NETO CONTABLE	VALOR ASIGNADO POR NP (*)	Diferencia (**)
ACTIVO FIJO MATERIAL	417.700	630.900	213.200
ACTIVO FINANCIERO	6.700	10.200	3.500
OTROS ACTIVOS FIJOS	8.100	12.200	4.100
ACTIVO CIRCULANTE	41.200	41.200	0
TOTAL ACTIVOS	473.700	694.500	220.800

Fuente: CNSE (1998e), Informe Anual de Unión Fenosa (1997).

(*) *National Power*

(**) La diferencia entre el valor asignado por *National Power* y el valor contable se debe a los activos fijos.

Según se desprende de los datos ofrecidos, entre el valor asignado por *National Power* a los activos de generación y el valor neto contable existe una notabilísima diferencia de 213.200 millones de pesetas que excedería de la cifra que podría percibir Unión Fenosa en concepto de CTCs. Cabría pensar que *National Power* valora al alza su implantación en un mercado de reciente liberalización como es el español.

La Ley 54/1997 incorpora al ordenamiento español las disposiciones de la Directiva 96/92/CE³⁶⁸, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y reconoce que existen costes que pueden

³⁶⁸ La transición progresiva de un sistema en el que la ordenación del sector se veía fuertemente regulada por los Estados miembros a una situación de auténtica competencia a nivel europeo debe hacerse en condiciones económicas aceptables. Esta preocupación se refleja en gran medida en el texto de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo.

derivarse de la transición al régimen competitivo y arbitra un procedimiento para su recuperación³⁶⁹.

Aunque *a priori* existan estos costes hay quien argumenta que no necesariamente hay que pagarlos, puesto que en otros sectores que han sido sometidos a procesos de desregulación no se ha ofrecido compensación alguna a las empresas afectadas.

La Disposición Transitoria 6^a³⁷⁰ de la Ley 54/1997 reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo, de las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que, a 31 de diciembre de 1997, estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, sobre determinación de la tarifa eléctrica y la percepción de una retribución fija, expresada en pesetas por kWh.

En la memoria económica de la Ley 54/1997 se utilizó un método de valoración *ex ante* para calcular el valor máximo de costes varados a recuperar y se definió un procedimiento de recuperación de cálculo anual *ex post*.

Durante un plazo máximo de 10 años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución fija con la distribución que corresponda. Es decir, los CTCs –incluida la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono- deben ser cobrados durante un periodo máximo de diez años, a contar desde el 1 de enero de 1998.

Esta retribución será repercutida a todos los consumidores de energía en las mismas condiciones que el conjunto de los costes permanentes del sistema eléctrico español, a través de las tarifas de acceso a la red para los consumidores cualificados y a través de la tarifa para los consumidores no cualificados.

La retribución fija es recaudada de ambas categorías de consumidores por las empresas distribuidoras de electricidad, que las ingresan en una cuenta abierta a nombre de la CNE, en las condiciones previstas en el Real Decreto 2017/1997. La CNE efectúa inmediatamente la liquidación de las sumas recibidas a las empresas beneficiarias.

Es importante destacar el carácter de “máximo” que tiene la citada cifra. Su significado básico³⁷¹ es que su cobro no está garantizado si, como resultado de la evolución del mercado, los precios que cobran las empresas fuesen superiores a las 6 pesetas/kWh que se consideraron en el cálculo de los CTCs. En ese caso se

³⁶⁹ La Ley 54/1997, Disposición transitoria sexta, reconoce la existencia de los costes de transición a la competencia y los valora como la diferencia entre los ingresos del mercado y los ingresos reconocidos por el régimen regulatorio anterior (MLE).

³⁷⁰ La Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997, que se refiere exclusivamente a los CTCs, ha sufrido varias redacciones desde la promulgación de la Ley hasta la fecha. En ella se reconoce la existencia de los CTCs y la percepción de una retribución fija que se calculará como diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa a la actividad de generación de las centrales acogidas al Real Decreto y la retribución que la propia Ley reconoce a la producción y que comprende el precio del mercado, la garantía de potencia y los servicios complementarios.

³⁷¹ Posteriormente vulnerado o cuando menos alterado por la operativa que han seguido los diseños tarifarios.

estimaba que las cantidades previstas a cobrar por CTCs se deberían reducir respecto a las establecidas.

Según los datos publicados en el Informe anual de Endesa de 1999, la valoración de los CTCs contemplada por las empresas en 1996 ascendió a 3.108 miles de millones de pesetas, registrando dicha cifra una diferencia de 600 millones de pesetas respecto a la valoración practicada por el MINER, que cifró el valor de los CTCs en 2.508 miles de millones de pesetas. A ese importe se le aplicó una deducción de 815.000 millones de pesetas como factor de eficiencia en el Protocolo de 1996. El valor de los CTCs queda así determinado por un importe de 1.693 miles de millones de pesetas.

Para evitar que las tarifas experimentaran variaciones bruscas de un año a otro, se decidió que las empresas recuperaran las inversiones de forma creciente a lo largo de un dilatado periodo de vida de las instalaciones (60 años en el caso de las centrales eléctricas y 25 años en el caso de las centrales térmicas). De esta forma, las centrales eléctricas aplazaban para el futuro la recuperación de la mayor parte de las inversiones en las que habían incurrido y que tenían legalmente reconocidas, haciendo posible y facilitando con ello una evolución moderada de las tarifas.

La Ley 54/1997 decidió dar un tratamiento razonable a esos costes que estaban pendientes de cobro. La metodología adoptada consistió en calcular³⁷² la diferencia entre los ingresos aplazados que las empresas tenían pendientes de recibir de acuerdo con el antiguo sistema (MLE) de tarifas y los ingresos que con el nuevo sistema serían factibles de recuperación.

Esta diferencia fue estimada por las empresas en 3,1 billones de pesetas. El MINER, después de haber realizado sus propias estimaciones, fijó la cantidad inicial en 2,5 billones de pesetas (600.000 millones de pesetas menos), solicitando, además, a las empresas una segunda reducción en la cifra presentada por las mismas en concepto de "factor de eficiencia" para contribuir a la viabilidad del nuevo sistema. Esa segunda reducción ascendió a 815.000 millones de pesetas (un 32,5 por ciento menos de la cantidad inicial presentada).

Finalmente, la Ley 54/1997 fijó en 1,988 billones de pesetas la cantidad máxima que las empresas podrían llegar a percibir en concepto de CTCs, en el plazo máximo de diez años, y que serían repercutidos a todos los consumidores de energía como costes permanentes del sistema.

De esa cantidad máxima de 1.988.561 millones de pesetas, unos 295.276 millones de pesetas correspondían a la prima al consumo de carbón autóctono y

³⁷² La programación de los costes de cada central fue objeto de una evaluación separada e independiente en el marco de ejercicios precedentes de fijación de tarifas. A partir de estos costes se determinó la media de horas anuales de funcionamiento por tecnologías. La "compensación tecnológica" se calcula como la diferencia descontada entre los costes de producción estándares y el precio supuesto de mercado de 6 pesetas por kWh. El tipo de descuento utilizado es por ejemplo del 5 por ciento. La diferencia resultante representó 2.508.000.000.000 de pesetas. A continuación esta cantidad se redujo en un 32,5 por ciento, es decir, 815.000 millones de pesetas a fin de tener en cuenta los posibles aumentos de productividad. El resultado fue la cifra de 1.693.000.000.000 de pesetas a la que se añadieron 295.000 millones de pesetas como compensación por carbón. Los costes hundidos se compensan mediante pagos anuales a los propietarios de las centrales.

el resto 1.693.285 millones de pesetas a los denominados costes de transición tecnológicos del sector eléctrico, es decir el 85 por ciento se destina a cubrir las pérdidas de ingresos de las once compañías como consecuencia de la disminución prevista del precio³⁷³ de la electricidad en el mercado mayorista como consecuencia de la introducción de competencia.

El 50 por ciento aproximadamente de la compensación tecnológica total de los CTCs debe abonarse al sector nuclear, el 31 por ciento al sector térmico convencional y el 19 por ciento al sector hidráulico.

³⁷³ A efectos del cálculo del régimen de CTCs, se ha estimado que el precio de la electricidad puede descender a 6 pesetas por kWh.

7.4 VICISITUDES NORMATIVAS DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTCs).

Las disposiciones sobre los “costes de transición al régimen de mercado competitivo” tomaron forma inicialmente en el marco de un acuerdo que tuvo lugar el 11 de diciembre de 1996 entre el sector eléctrico y el MINER, antes de incluirse en la Ley 54/1997. Las disposiciones fueron posteriormente modificadas en diciembre de 1998 por la Ley 50/1998, y después por el Real Decreto Ley 2/2001.

Antes de la entrada en vigor de la Ley 54/1997, los ingresos de las empresas estaban determinados por el Estado, que fijaba igualmente las tarifas de venta de electricidad. Como es sabido, los costes estándar se definían en particular a partir de los valores estándar de las inversiones de producción eléctrica y de las duraciones de vida estándar de dichas inversiones. Las retribuciones estándar se fijaban en el valor que permitía la cobertura de las inversiones.

La Ley 54/1997, en su Disposición Transitoria sexta, completada por el Real Decreto 2017/1997, reconoce la existencia de unos CTCs, que corresponden a la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por la empresa a través de la tarifa y la retribución reconocida por la Ley para la producción de electricidad. Estos costes de transición son reconocidos como costes permanentes del sistema y repercutidos a los consumidores para luego ser abonados a las empresas por medio de una retribución fija durante un periodo máximo de diez años.

Desde la promulgación de la Ley 54/1997 se han producido tres hitos normativos que han cambiado la regulación de los CTCs y de la retribución fija.

➤ EL DECRETO DE LIQUIDACIONES (REAL DECRETO 2017/1997)

En primer lugar, el Real Decreto 2017/1997, en su artículo 9 determina que el importe base global máximo a 31 de diciembre de 1997 no podrá superar 1.988.561 millones de pesetas³⁷⁴ (11.951,49 millones de euros), comprendiendo los siguientes elementos:

- a) 295.276 millones de pesetas³⁷⁵ (1.774,64 millones de euros), importe máximo de la asignación por consumo de carbón autóctono, de los que:

* 40.911 millones de pesetas (245,88 millones de euros) a compensación del *stock* de carbón a 31 de diciembre de 1997.

³⁷⁴ El reparto de esta cantidad viene precisado por el Real Decreto 2017/1997: la suma total se divide, por una parte, en una prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono, y por otra parte, en dos asignaciones (asignación general y asignación específica). La parte de costes de transición al régimen de mercado competitivo que corresponde a estas dos asignaciones se define como “CTCs tecnológicos”.

³⁷⁵ La Disposición transitoria cuarta de la Ley 54/1997, completada por el Real Decreto 2017/1997, prevé una prima máxima promedio de una peseta por kWh por las cantidades de electricidad producidas a partir de carbón autóctono. Esta prima se abona a los productores en función de su consumo efectivo de carbón autóctono. El valor máximo de las primas por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono se eleva a 295.276 millones de pesetas (1.774,64 millones de euros), valor a 31 de diciembre de 1997.

* 254.365 millones de pesetas (1.528,76 millones de euros) a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono.

b) 1.354.628 millones de pesetas, importe correspondiente máximo de la asignación general.

c) 338.657 millones de pesetas, importe máximo de la asignación específica.

El importe global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes se calculará mediante la actualización del importe global máximo a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés de referencia que lo sustituya, estableciéndose, asimismo, criterios de reparto, planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica y de contabilización de la retribución fija de los costes de transición a la competencia. Es decir, cada año, la cantidad máxima de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono se actualiza a 31 de diciembre en función del tipo de interés previsto por el Real Decreto 2017/1997. De esta cantidad máxima se deducen además los importes de las primas por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono abonadas durante el año transcurrido.

El orden de asignación de los diferentes conceptos que componen el importe base global a 31 de diciembre de cada año será: primero, el *stock* de carbón a la fecha de entrada en funcionamiento del modelo, después, la prima implícita para las centrales que efectivamente hayan consumido carbón autóctono y, por último, las asignaciones general y específica en su proporción.

El MINER establecerá los correspondientes importes de cada año para el reparto de la asignación por consumo de carbón autóctono.

El citado Real Decreto 2017/97 indica textualmente en el artículo 14.2. apartado b):

Del importe máximo de la asignación específica se deducirán los importes efectivamente percibidos por tal concepto, así como los que correspondieran en virtud de los planes extraordinarios.

Dicho Real Decreto, en su art. 13.c., fija el importe máximo de la asignación específica en 338.657 millones de pesetas de 1997. En el art. 17 del Real Decreto 2017/1997 establece que la asignación específica se repartirá entre las empresas de acuerdo con los mismos porcentajes que se establecen para la asignación general, salvo en la parte que pueda afectarse a planes de financiación extraordinarios y planes especiales.

Con efectos de 1 de enero de 1998 Hidroeléctrica de Cataluña fue absorbida por Enher. La reorganización societaria de Endesa incluyó la fusión por absorción de Sevillana, Fecsa, Enher, Viesgo y ERZ.

Las sumas correspondientes a la asignación general se reparten entre las empresas beneficiarias, que son las empresas productoras de electricidad a 31 de

diciembre de 1997 estaban sometidas al régimen de fijación de tarifas por el Estado español (MLE), según los porcentajes indicados en el Real Decreto 2017/1997, que son los que se expresan a continuación:

CUADRO 7.24

ENDESA	51,20 %
IBERDROLA	27,10 %
UNIÓN FENOSA	12,90 %
CANTÁBRICO	5,70 %
ELCOGÁS	3,10 %

En principio la asignación específica se reparte también entre las empresas beneficiarias según los porcentajes arriba indicados. Sin embargo, de acuerdo con el art. 18 del Real Decreto 2017/1997, el MINER puede excepcionalmente³⁷⁶ repartir esta asignación de forma diferente con el fin de hacer frente, en particular, a especiales dificultades financieras de las empresas en cuestión.

Cada año a 31 de diciembre, la suma total máxima de CTCs tecnológicos que puede percibir cada una de las empresas en cuestión se actualiza en función del tipo de interés aplicable. Este tipo es el MIBOR a tres meses³⁷⁷ o al tipo de interés de referencia que lo sustituya. La nueva suma máxima de CTCs tecnológicos susceptible de ser recuperada por cada empresa beneficiaria durante los años siguientes es igual a la suma total así actualizada con deducción de las cantidades percibidas durante el año en cuestión, y, en su caso, del excedente eventual de ingresos medios de producción obtenidos por la empresa respecto a los ingresos que habría obtenido si el precio de mercado de la electricidad producida se hubiera establecido en 6 pesetas por kWh.

Este último punto implica que según las disposiciones de la Ley 54/1997, la suma total de los CTCs percibidos por los productores se disminuye si los precios al consumo de electricidad no descienden hasta el precio objetivo de 6 pesetas por kWh. Por el contrario, en caso de disminución de los precios por debajo del precio objetivo de 6 pesetas por kWh, la suma de los CTCs no se revisa al alza.

Los porcentajes de reparto se empezaron a modificar en función de los nuevos saldos pendientes a partir de la Orden Ministerial de 7 de septiembre de 2001 de manera que las empresas que hubiesen tenido en mercado ingresos superiores a las 6 pesetas/kWh veían reducidos sus derechos de cobro. Esta situación puede observarse en el siguiente cuadro:

³⁷⁶ En caso de especiales dificultades financieras que pudieran poner en peligro la empresa o en caso de parada de larga duración de los grupos de generación de la empresa por razones de avería extraordinaria cuya causa no sea imputable a la empresa.

³⁷⁷ Madrid Inter-bank Offered Rate.

CUADRO 7.25

PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN DE CTCs					
Asignación CTCs	1998	1999	2000	2001	2002 (previsión)
Iberdrola	27,10	27,10	27,10	24,63	23,59
Endesa	51,20	51,20	51,20	50,36	49,33
Unión Fenosa	12,90	12,90	12,90	13,29	13,48
H. Cantábrico	5,70	5,70	5,70	6,35	6,68
Elcogás	3,10	3,10	3,10	3,45	3,67
Viesgo				1,92	3,25
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

El Ministerio puede autorizar a las empresas planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica. El único aprobado hasta la fecha ha sido a la empresa Elcogás. Estos planes se financian con la asignación específica, por lo que en el momento en que éstos se aprueban modifican los porcentajes con los que se reparte dicha asignación específica respecto a los porcentajes de la asignación general.

El Anexo I del citado Real Decreto 2017/1997 establece la metodología para hacer las mismas. Precisamente, esta metodología supone el primer problema, ya que, en lugar de tener los CTCs un tratamiento diferenciado, se incluyen en el sistema general de liquidaciones en el que intervienen otras variables³⁷⁸ cuyos desvíos respecto a las magnitudes previstas al inicio del año por la Administración, son soportadas por los “CTCs por diferencias” inicialmente previstos como coste a recuperar en el año. Esta forma de proceder con los CTCs se convirtió en una herramienta que permitía financiar las diferencias entre las previsiones y la realidad, vulnerándose el espíritu con que se definió este elemento de coste en la Ley³⁷⁹.

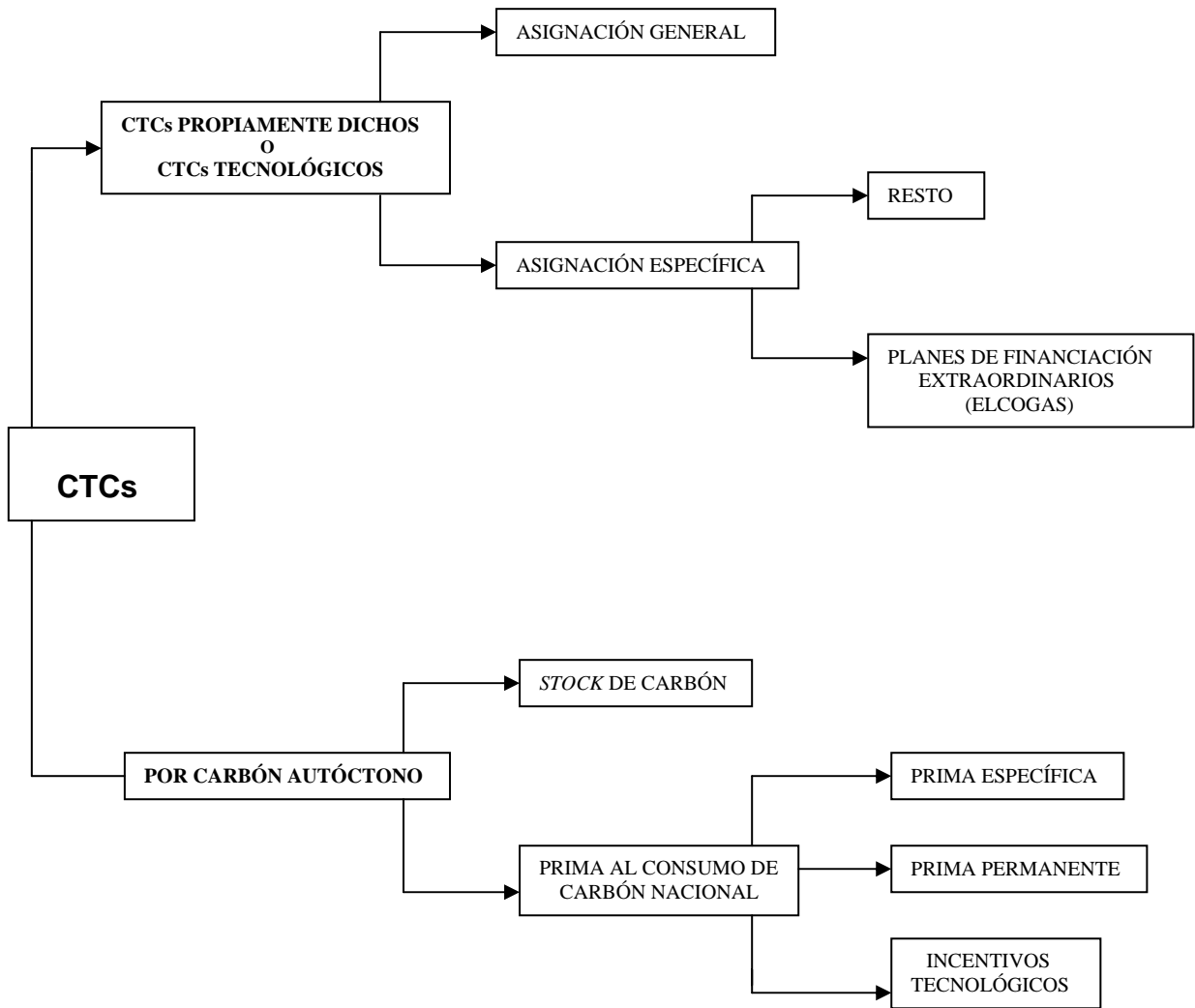
En resumen, los componentes de los CTCs aprobados por el Real Decreto 2017/1997 son susceptibles de clasificarse en dos grandes apartados: los CTCs propiamente dichos y los CTCs del carbón autóctono. Los CTCs propiamente dichos comprenden a su vez: la asignación general y la asignación específica. Los CTCs del carbón autóctono comprenderían los destinados a compensar el stock de carbón nacional y la prima correspondiente al consumo de carbón nacional, distinguiendo en esta última la prima específica y la prima permanente. De forma esquemática, los componentes que integran los denominados costes de transición a la competencia (CTCs) son:

³⁷⁸ Energía del régimen especial, retribuciones de otras actividades, evolución de la demanda, etc.

³⁷⁹ A pesar de las modificaciones posteriores, esta problemática subsiste en la actualidad.

ESQUEMA 7.4

COMPONENTES DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTCs)



➤ PRIMER CAMBIO DE LA DISPOSICIÓN TRANSITORIA 6ª

En segundo lugar, el 22 de septiembre de 1998, las empresas eléctricas y el MINER, ante la incertidumbre que planteaba esta situación a la hora de la recuperación de los CTCs, llegan a un acuerdo³⁸⁰ que tiene como objetivo acelerar el proceso de recuperación de los costes de transición a la competencia a través de la titulación de más de 1 billón de pesetas de los citados costes estructurales del pasado.

Este pacto comportaría, a cambio, las siguientes modificaciones:

- Reducción del 25 por ciento de las tarifas de acceso.
- Reducción de la garantía de potencia a los consumidores cualificados.
- Se adelantaría el calendario de elegibilidad, con la apertura del mercado a más de 8.000 empresas consumidoras:
 - 1 de enero de 1999: consumo \geq 5 GWh/año
 - 1 de abril de 1999: consumo \geq 3 GWh/año
 - 1 de julio de 1999: consumo \geq 2 GWh/año
 - 1 de octubre de 1999: consumo \geq 1 GWh/año
- Reducción del nivel medio de la tarifa (2,5 por ciento para 1999 y 1 por ciento para 2000 y 2001)

Este acuerdo tuvo su plasmación legal en el art. 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, que modifica la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997. La principal modificación se refiere a la forma de financiación y de recaudación de los CTCs, en los siguientes extremos:

La cantidad total pendiente de recuperar de los CTCs tecnológicos se divide en dos partes.

- Para el 20 por ciento (331.731 millones de pesetas) se mantiene el criterio que existía³⁸¹ (recuperación por diferencias).
- Al 80 por ciento restante de los CTCs tecnológicos, se aplican los siguientes criterios:

³⁸⁰ Dicho acuerdo o solución se recoge en la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social.

³⁸¹ La parte de los CTCs correspondientes a la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono, así como el 20 por ciento de los CTCs tecnológicos se siguen percibiendo “por diferencias”, según el antiguo mecanismo previsto en la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2017/1997.

- Se reduce el 20 por ciento de esta cantidad (“la quita”), es decir 262.459 millones de pesetas.
- El 80 por ciento restante se compensará a partir del 1 de enero de 1999 con un 4,5 por ciento de la facturación (recargo pagado por los consumidores) y se podrán ceder sus derechos de cobro a terceros (titulizar).

En definitiva ello suponía que, a cambio de una “quita” (258.000 millones de pesetas), se garantiza la recuperación de una cantidad importante y, además, se permitía a las empresas titularlos³⁸², recuperando el resto según el método de “por diferencias”. En la Ley 54/1997 se admitía sólo la “existencia” de los CTCs y en la Ley 50/1998 se reconoce “el derecho a percibir una compensación por tales costes”.

Según las informaciones comunicadas a la Comisión Europea por las autoridades españolas, la suma de los CTCs tecnológicos a percibir a partir de 1998 por las empresas a que se refiere el Real Decreto 2017/1997 sería de 1.352.634 millones de pesetas (8.129,49 millones de euros), teniendo en cuenta las disposiciones de la Ley 50/1998. Esta cantidad se repartía en 322.056 millones de pesetas (1.935,60 millones de euros) a percibir siguiendo el dispositivo anterior, y 1.030.578 millones de pesetas (6.193,90 millones de euros) a percibir mediante el recargo del 4,5 por ciento. Para esta última parte, se deroga la fecha límite para el cobro de los CTCs.

La suma de las cantidades percibidas “por diferencia” y mediante aplicación del recargo del 4,5 por ciento no puede exceder la cantidad que habría sido percibida según el anterior dispositivo de la Ley 54/1997, es decir, únicamente por diferencia. La Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, tal y como fue modificada por la Ley 50/1998, autoriza a las empresas beneficiarias de los CTCs a ceder a terceros el derecho a percibir el recargo del 4,5 por ciento, lo cual les permite proceder a la titulización de este derecho en las condiciones que establezca el Gobierno.

Además, se excluye del pago de CTCs a las importaciones de energía eléctrica de otros Estados miembros de la Unión Europea, se explicita el incentivo por tecnología GICC y se mantiene la rebaja prevista en el importe máximo de los CTCs a 31 de diciembre de 1997. Se extiende el derecho de cobro de los CTCs a las sociedades que adquieran posteriormente activos de generación a los que se concedió el derecho de cobro de los mismos y se prevé que el incremento de valor que el mercado atribuya a estas instalaciones de generación sea descontado de los titulares iniciales de las mismas.

Asimismo se traslada a los nuevos titulares el mecanismo del exceso de venta de energía de dichas instalaciones sobre las 6 pesetas/kWh consideradas como ingresos a percibir en el nuevo mercado de generación.

³⁸² Es decir, para que las empresas eléctricas puedan trasladar a las entidades financieras el cobro de estos “derechos” que representan los CTCs. Esta nueva situación ocasionó un importante debate social con su correspondiente utilización con fines políticos, que llevó al PSOE a presentar en enero de 1999 un recurso de inconstitucionalidad.

En el año 1999, muy seco, los precios del *pool* se elevan y las tarifas se calculan con unos costes menores a los que finalmente se dan. Al ser reducida la cantidad a recuperar de los CTCs por diferencias³⁸³, no queda margen, no sólo para recuperar éstos, sino tampoco para asignar las cantidades correspondientes a la retribución del transporte y la distribución, ni tampoco para los CTCs ligados a los incentivos por consumo de carbón autóctono. Esta situación no estaba prevista desde el punto de vista regulatorio. Para hacer frente a este vacío legal, se realiza una nueva reforma regulatoria.

La Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, sobre precedencia en la recuperación del déficit de ingresos en las liquidaciones, establece la fórmula a aplicar en caso de que se produzcan déficits de ingresos que impidan pagar las actividades reguladas de transporte y distribución.

Se crea un sistema de financiación de los déficits. Las empresas generadoras –o quienes tengan asignado el derecho a cobrar los CTCs- deben aportar las cantidades que permitan cubrir el déficit. Dichas cantidades se aportan proporcionalmente a las cantidades de CTCs tecnológicos recibidos en el pasado, añadiendo a estas cantidades los ingresos obtenidos en el mercado por superar las 6 pesetas/kWh.

El cuadro 7.26 recoge los porcentajes aplicados a las empresas para financiar el déficit.

CUADRO 7.26

PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN DE DÉFICIT DE INGRESOS					
Asignación Déficit	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002 (previsión)</u>
Iberdrola			30,91	38,61	41,38
Endesa			53,65	46,18	44,52
Unión Fenosa			9,18	11,07	10,56
H. Cantábrico			4,06	2,69	1,70
Elcogás			2,21	1,46	0,78
Viesgo			0,00	0,00	1,05

Fuente: CNE

³⁸³ La cantidad de CTCs adscrita al 4,5 por ciento se liquida como cuota, por lo tanto con un mayor grado de firmeza que el correspondiente a los costes que se liquidan a partir de los ingresos liquidables.

La citada Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 igualmente establece que a la hora de determinar el déficit, la prima al carbón autóctono se deberá tener en cuenta con el mismo nivel de prioridad que la retribución de las actividades de transporte y distribución. Es decir, los cobros de CTCs por incentivos al carbón tenían una mayor garantía de cobro que los que correspondían a la asignación general y específica. Esto beneficiaba a las empresas con mayor producción con centrales de carbón.

➤ SEGUNDO CAMBIO DE LA DISPOSICIÓN TRANSITORIA 6ª

En tercer lugar, debido a las dificultades que la aprobación de los CTCs estaba teniendo en Bruselas se introduce un nuevo cambio para eliminar el que parece ser el mayor obstáculo para Bruselas: la existencia de una recuperación parcial de los CTCs mediante el 4,5 por ciento de la facturación. De forma adicional y con objeto de poder clarificar la forma en que las desinversiones de activos de generación³⁸⁴ afectarían a los CTCs se introdujeron otros cambios en la citada Disposición Transitoria sexta.

El Real Decreto Ley 2/2001³⁸⁵, de 2 de febrero, posteriormente tramitado y aprobado como Ley el 22 de mayo de 2001, introduce una nueva modificación en la redacción de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, que determina que el importe base global de los costes de transición a la competencia, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.736.778 millones de pesetas (hay que recordar que originalmente eran de 1.988.561 millones de pesetas) descompuestos en:

- a) 1.441.502 millones de pesetas valor máximo en concepto de costes de transición a la competencia tecnológicos
- b) 295.276 millones de pesetas valor máximo en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono en el que se incluyen 49.267 millones de pesetas correspondientes al incentivo a la tecnología GICC.
 - Se elimina la recuperación mediante el 4,5 por ciento de la facturación, volviendo la totalidad de los CTCs a ser recuperados mediante el sistema original “por diferencias”.
 - No se pueden titular. Debido a la vuelta al modo de financiación de los CTCs previsto inicialmente en la Ley 54/1997, las empresas beneficiarias ya no tienen la posibilidad de proceder a la titularización de una parte de sus derechos a percibir los CTCs.

³⁸⁴ En esos momentos estaba a punto de finalizar el proceso de fusión entre las empresas Endesa e Iberdrola.

³⁸⁵ El artículo primero del Real Decreto Ley 2/2001, de 2 de febrero, modifica de nuevo la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997. Se anula la modificación del modo de financiación de los CTCs que había sido introducido por la Ley 50/1998. El conjunto de los CTCs vuelve a ser financiado mediante el método “por diferencias”.

- No se pueden imputar CTCs a la energía importada (acatamiento de decisiones de la Comisión Europea). Es decir, el Real Decreto Ley 2/2001 excluye la energía importada por España de otros Estados miembros de la Unión Europea de la exacción que financia el régimen de los CTCs.
- La venta de los activos de generación que den lugar a plusvalías, supondrá la disminución de los derechos pendientes de cobro. Es decir, el Real Decreto Ley 2/2001 dispone asimismo que en el caso de que un activo que incorpore CTCs sea cedido a un precio superior al valor tenido en cuenta por las autoridades españolas para el cálculo de los CTCs, esta diferencia se deducirá de la suma total de los CTCs afectados a dicho activo.

En definitiva se vuelve a la situación inicial de los “CTCs por diferencias”, olvidándose de recuperar “la quita” que se había acordado a cambio de la garantía de la recuperación.

Esta modificación se completa posteriormente con la que se hace en la Ley 9/2001, de 4 de junio, dirigida a facilitar la imputación contable de las pérdidas incurridas como consecuencia de la aplicación del régimen del mercado competitivo.

Hasta el 31 de diciembre de 2010, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución, con la distribución que corresponda.

En cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas establecidas por la Directiva 96/92/CE, las autoridades españolas remitieron el 20 de enero de 1998 a la Comisión Europea (Dirección General XVII – Energía, responsable de la aplicación de la Directiva mencionada) la Ley 54/1997 y su normativa de desarrollo.

La Directiva 96/92/CE estableció las normas mínimas necesarias para que la regulación de los Estados miembros avanzase hacia el desarrollo de un mercado único de generación eléctrica. La Directiva regula las condiciones en que los Estados miembros deben implantar el libre acceso a la red europea de transmisión, creando la figura del gestor independiente de la red o *Transmission System Operator* (TSO), abriendo a la competencia la libre instalación de nueva capacidad de generación y estableciendo de manera progresiva la capacidad de elección de comercializador por parte de los consumidores.

La Ley 54/1997³⁸⁶ incorpora al ordenamiento español las disposiciones de la Directiva 96/92/CE, que establece un acceso regulado a la red para todos los

³⁸⁶ La ley se completa, entre otras, por las normas siguientes:

- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a redes.
- Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.

clientes que consuman más de 15 GWh al año. Esto representa alrededor del 30 por ciento del consumo total a finales de 1998³⁸⁷.

El 18 de febrero de 1998, las autoridades españolas procedieron a la notificación de su solicitud de régimen transitorio, con arreglo al art. 24³⁸⁸ de la Directiva, que permite, a los Estados miembros, retrasar transitoriamente la aplicación de algunas de sus disposiciones para hacer frente a algunas situaciones muy específicas. El 16 de octubre de 1998 se transmitieron informaciones complementarias a este respecto.

La Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece, en su art. 1, las normas comunes en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad, y define las normas relativas a la organización y el funcionamiento del sector, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de las autorizaciones, así como la explotación de las redes.

En el momento del examen preliminar de las medidas transitorias españolas, los servicios competentes de la Comisión (Dirección XVII – Energía) se apercebieron de que algunas de las medidas notificadas podrían constituir “ayudas de Estado” en el sentido del art. 87 del Tratado CE. Los servicios de la Comisión advirtieron a las autoridades españolas que el régimen español de CTCs podría constituir una ayuda de Estado, y que por consiguiente convendría proceder a la notificación³⁸⁹ formal de dicho régimen con arreglo al apartado 3 del art. 88 (antiguo apartado 3 del art. 93) del Tratado CE.

³⁸⁷ La Directiva 96/92/CE exige una apertura mínima de los mercados del 26,48 por ciento a partir del 19 de febrero de 1999. La Ley prevé asimismo otras etapas de apertura progresiva de los mercados que conducirá a una apertura del 100 por ciento en 2007.

³⁸⁸ El art. 24 de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece:

1. “Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV (Explotación de la red de transmisión), VI (Separación y transparencia de las cuentas) y VII (Organización del acceso a la red) de la presente Directiva. Los Estados miembros deberá notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.

3. Los Estados miembros que, tras la entrada en vigor de la presente Directiva, pueden demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de su pequeña red aislada, podrán solicitar excepciones a las disposiciones pertinentes de los capítulos IV, V (Explotación de la red de distribución), VI y VII, que les podrán ser concedidas por la Comisión. Ésta a su vez informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas”.

³⁸⁹ Esta postura fue confirmada mediante carta de la Comisión a la Representación permanente española de 4 de diciembre de 1998 (D/55012).

Mientras tanto, la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 fue modificada por el art. 107 de la Ley 50/1998. Como consecuencia de dicha modificación, se cambió el modo de financiación y el cálculo de los CTCs.

Mediante cartas de 28 de enero y de 1 de febrero de 1999, registradas por la Comisión el 1 de febrero de 1999, las autoridades españolas procedieron a la “notificación de la modificación del régimen transitorio del mercado de electricidad a los efectos prevenidos en el art. 24.2 de la Directiva 96/92/CE y, en su caso, del apartado 3 del art. 93 del Tratado CE”. Mediante dichas cartas, las autoridades españolas comunicaron el nuevo régimen del mercado eléctrico en España e indicaron que, a su juicio, este régimen no contiene elemento alguno de ayuda de Estado. En consecuencia, solicitaban a la Comisión que ratificase mediante escrito³⁹⁰, a la mayor brevedad posible, la constatación de la inexistencia de ayudas de Estado.

En su carta de 28 de enero de 1999, las autoridades españolas sostienen que la legislación española relativa a los CTCs no contiene ningún elemento de ayuda de Estado en el sentido del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE. La legislación española se limitaba a reconocer una obligación de indemnización por actuaciones del Estado.

La Comisión, por su parte, estima que, en el caso de que el dispositivo de los CTCs constituyese una ayuda de Estado en el sentido del apartado primero del art. 87 del Tratado CE, se trataría de una ayuda ilegal, abonada en contravención del apartado 3 del art. 88 del Tratado CE.

La Ley 54/1997 entró en vigor el 29 de noviembre de 1997 y las empresas comenzaron a percibir compensaciones por los CTCs desde el comienzo de 1998. Según las informaciones de que dispone la Comisión, las empresas eléctricas habrían percibido 2.278 millones de euros (379.169 millones de pesetas) en concepto de CTCs entre 1998 y 2000.

La legislación anterior a la Ley 54/1997 establecía para las empresas una garantía de recuperación, a través de la tarifa, de las inversiones a que estaban obligadas. Esta tarifa remuneraba así los costes estándar. Por tanto, las empresas tendrían derecho a una compensación, en virtud del principio de confianza legítima, consagrado tanto por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas como por el Tribunal Supremo español. Ahora bien, aunque la obligación que tiene el Estado de indemnizar a las empresas en cuestión deriva de la responsabilidad patrimonial de la Administración y es generalmente ilimitada en el tiempo, los CTCs representarían solamente una indemnización limitada a un periodo transitorio y a una suma reducida.

Al tratarse de una indemnización a la cual tienen derecho las empresas del sector eléctrico, las autoridades españolas consideran que el régimen español no confiere ventaja alguna a estas empresas, siendo la existencia de una ventaja la primera condición para la existencia de una ayuda de Estado en el sentido del

³⁹⁰ La Comisión acusó recibo de esta notificación mediante carta de 18 de marzo de 1999 (D/37570). El expediente quedó registrado con el número N 68/99.

apartado 1 del art. 87 del Tratado CE (sentencias 61/79 *Denkavit Italiana*, 387/92 “Banco Exterior de España”, 200/97 *Ecotrade y Altiforni*).

Más concretamente, la intervención del Estado no constituye una ayuda estatal si mediante ella se hace frente a la obligación de indemnizar daños y perjuicios a particulares³⁹¹, o si constituye un pago en contrapartida de prestaciones efectuadas por las empresas³⁹², o el pago de indemnizaciones que no reporten ventaja alguna al beneficiario que supere el inconveniente de las cargas heredadas (Decisión 97/765/CE SEKT).

De ello se desprendería que, en la medida en que se concluya la inexistencia de una ventaja para las empresas, esta única consideración sería suficiente por sí misma para concluir que no existe ayuda de Estado (sentencia 353/95 *Tiercé Ladbroke*).

Finalmente, las autoridades españolas mantienen que, tal y como se desprende de la jurisprudencia del Tribunal de Justicia (sentencias 82/77 *Van Tiggele*, 189/91 *Kirsammer* y 72-73/91 *Slogan Neptun*), solamente las ventajas que se conceden por el Estado o a través de fondos estatales constituyen ayudas de Estado. Ello significaría que sólo las ayudas concedidas directamente por el Estado o a través de un organismo público o privado, nombrado o establecido por el Estado, son susceptibles de caer en la prohibición del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE. La aplicación de este criterio lleva igualmente a la conclusión de que los CTCs no constituyen ayudas de Estado.

La Comisión estima que no cabe considerar que los CTCs correspondan a una indemnización derivada de la modificación o de la supresión por el Estado español de un derecho adquirido perteneciente a las empresas eléctricas. Las autoridades españolas sostienen que el régimen del mercado de la electricidad anterior a la Ley 54/1997 –el MLE- garantizaba, por medio de la tarifa, unos ingresos suficientes para permitir a las empresas la cobertura de sus costes, que se calculaban de forma estándar: dichos ingresos constituirían así para las empresas afectadas un derecho adquirido.

Pero, el Gobierno tenía siempre la posibilidad de ajustar las tarifas con el fin de satisfacer distintos objetivos de política económica general: en particular, las tarifas, y por lo tanto los ingresos de las empresas eléctricas, podían revisarse para tomar en consideración la evolución económica (tasa de inflación, tipo de interés, etc.) o las negociaciones entre las empresas eléctricas y el Gobierno, como ocurrió en 1997 tras el acuerdo de 11 de diciembre de 1996.

Por consiguiente, las empresas no tenían derecho adquirido alguno al mantenimiento de las tarifas, y no pueden por tanto invocar el principio de confianza legítima.

En cualquier caso, los actos iniciales por los que se fijaban los ingresos de los productores y las tarifas de venta de la electricidad resultaban bajo el régimen del MLE de un poder discrecional de la Administración.

³⁹¹ Sentencias 106 a 120/79 “Asteris”.

³⁹² Sentencia 240/83 “Aceites usados”.

Por lo tanto, la Comisión estima que su modificación ulterior no podría dar lugar a compensación o indemnización para los beneficiarios. La Comisión estima que el régimen de los CTCs confiere una ventaja a ciertas empresas, las cuales se designan nominativamente en el art. 16 del Real Decreto 2017/1997, de forma que permite a estas empresas reforzar su posición con respecto a otras empresas, igualmente presentes en el mercado, que no reciben tales sumas.

Además, para la Comisión está claro que el régimen de los CTCs es susceptible de afectar el comercio entre los Estados miembros, habida cuenta que la electricidad puede ser objeto de intercambios entre empresas de diferentes Estados miembros particularmente tras la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE. El hecho de favorecer a algunas de estas empresas puede por tanto tener un efecto sobre el comercio intracomunitario y originar distorsiones de la competencia.

El régimen de los CTCs es por tanto susceptible de afectar los intercambios entre Estados miembros y de falsear, o amenazar con falsear, la competencia, favoreciendo a determinadas empresas.

El régimen de los CTCs cumple por tanto al menos tres de las cuatro condiciones acumulativas que una medida debe cumplir para constituir una ayuda de Estado en el sentido del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE.

Para determinar si el régimen de los CTCs constituye tal ayuda de Estado, la Comisión debe verificar si cumple con la cuarta condición, referida a la naturaleza de fondos estatales de las cantidades transferidas a los beneficiarios.

La Comisión advierte que la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, tal y como se expresa en las sentencias relativas a los asuntos C173/73³⁹³ y C78/79³⁹⁴ establece tres criterios acumulativos para determinar si las sumas que transitan por un fondo constituyen fondos estatales:

- El fondo debe haber sido creado o hecho obligatorio por el Estado. Puede ser administrado por instituciones del Estado o distintas del Estado.
- El fondo debe ser alimentado por medio de contribuciones impuestas por el Estado.
- El fondo debe ser utilizado para favorecer a determinadas empresas.

El modo de financiación de los CTCs se basa en la existencia de una cuenta abierta a nombre de la CNE, creada por el Estado, por la que transitan los ingresos de las contribuciones impuestas por el Estado, las cuales son posteriormente liquidadas a los beneficiarios del régimen, los cuales obtienen de ello una ventaja competitiva.

³⁹³ Sentencia de 2 de julio de 1974, Italia c/Comisión.

³⁹⁴ Sentencia de 22 de marzo de 1997, Steinike c/República Federal de Alemania.

Los tres criterios anteriormente definidos parecen por consiguiente indicar que las cantidades transferidas en concepto del régimen de los CTCs constituyen fondos estatales.

La Comisión advierte, sin embargo, que en el caso del régimen de los CTCs, el tránsito de las cantidades a través de la CNE es esencialmente de naturaleza contable. En efecto, las sumas transferidas a la cuenta abierta a nombre de la CNE no llegan a ser nunca de propiedad de este organismo, y son inmediatamente liquidadas a las empresas beneficiarias, según un porcentaje predeterminado que la CNE no puede en absoluto modificar.

Sería por tanto posible argumentar que el mecanismo es en esencia equivalente a un dispositivo mediante el cual la CNE daría la orden a cada contribuyente de transferir directamente las cantidades correspondientes a cada empresa beneficiaria del régimen.

El dispositivo no comprendería entonces más que una obligación impuesta por el Estado a ciertas empresas (empresas privadas en este caso) de transferir ciertas cantidades a otras empresas, como es el caso por ejemplo cuando el Estado impone obligaciones de compra a precios mínimos establecidos.

Ahora bien, el Tribunal de Justicia ha indicado en su sentencia de 13 de marzo de 2001 relativa al asunto *Preussen Elektra AG*³⁹⁵ que: “La obligación, impuesta a las empresas privadas suministradoras de electricidad, de adquirir a precios mínimos establecidos la electricidad procedente de fuentes de energía renovables no supone ninguna transferencia directa o indirecta de recursos estatales a las empresas que producen este tipo de electricidad”³⁹⁶

Mediante cartas de 8 de febrero de 1999, de 18 de marzo de 1999 y de 10 de enero de 2000 se interpuso una denuncia ante la Comisión. El denunciante considera que la modificación introducida en la Ley 54/1997 por el art. 107 de la Ley 50/1998 constituye efectivamente una ayuda de Estado en el sentido del apartado 1 del art. 87 del Tratado CE, y que esta ayuda debía ser calificada como ilegal dado que no había sido notificada a la Comisión con suficiente antelación para poder presentar sus observaciones, infringiendo así el apartado 3 del art. 88 del Tratado CE.

³⁹⁵ *Preussen Elektra AG* es una empresa distribuidora alemana que suministra a una distribuidora más pequeña, sobre la que tiene participación mayoritaria. Las distribuidoras tienen obligación de compra de la energía eléctrica producida con fuentes renovables a un precio mínimo establecido por el Gobierno. Si una distribuidora compra energía renovable por encima del 5 por ciento de su demanda, generalmente pasa el cargo del sobrecoste correspondiente al exceso de dicho 5 por ciento a la empresa distribuidora de alta tensión que le suministra el servicio. La pequeña distribuidora compra la energía y pasa la factura a *Preussen Elektra AG*, que la denuncia argumentando que se trata de ayudas ilegales a la industria eólica. El 26 de septiembre de 2000, el Abogado General *Francis Jacobs*, en declaraciones sobre el caso, emite una opinión que resulta fundamental para el caso de los CTCs: si los fondos no son aportados por el Estado, no se pueden considerar ayudas de Estado. El Estado español, a través de la CNE, sólo era depositario de la cuenta donde se recibían y pagaban los CTCs, estableciéndose los ingresos y pagos en el mismo día, a fin de no generar ningún tipo de interés.

³⁹⁶ Sentencia del Tribunal de Justicia de 13 de marzo de 2001 en el asunto C-379/98, apartado 59.

Mediante carta de 30 de marzo de 1999 (D/51414), la Comisión informó a la Representación permanente española de que este expediente³⁹⁷ debía ser considerado como un caso de ayuda no notificada, puesto que la Ley 54/1997 fue notificada como ayuda de Estado en febrero de 1999, es decir, con bastante posterioridad a su entrada en vigor, y cuando, según las informaciones en poder de la Comisión, las empresas beneficiarias ya habían recibido pagos en concepto de CTC.

Bruselas decide en julio de 1999, a través de la Dirección General de Transporte y Energía, que los CTCs españoles no son acordes a las excepciones previstas en la Directiva 96/92/CE³⁹⁸ y que, por lo tanto, deberán analizarse en el marco de las ayudas de Estado y de las posibles implicaciones en el correcto funcionamiento del mercado.

El caso es enviado a la Dirección General de Competencia, que solicita más información al Gobierno español.

La decisión³⁹⁹ de la Comisión rechazó la solicitud de las autoridades españolas, al considerar que el régimen de los CTCs no contiene medida alguna que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI ó VII de la Directiva, y que por consiguiente el art. 24 de la misma no es aplicable en este caso.

La Comisión indicó que el régimen español requería ser examinado:

de conformidad con las reglas de la competencia, y en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del art. 87 del Tratado CE.

El 29 de septiembre de 1999, las autoridades españolas introdujeron un recurso contra esta decisión ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas.

Posteriormente, la Comisión solicitó⁴⁰⁰ a las autoridades españolas informaciones adicionales⁴⁰¹ relativas al modo de cálculo de los CTCs y encargó a la sociedad *Oxford Economic Research Associates Ltd (Oxera)* el peritaje⁴⁰²

³⁹⁷ El expediente fue inscrito en el registro de ayudas no notificadas (NN 49/99).

³⁹⁸ Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Derogada a partir del 1 de julio de 2004, sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos de incorporación de dicha Directiva a su Derecho interno y para la aplicación de la misma. Las referencias a la Directiva derogada se interpretarán como referencias a la nueva Directiva 2003/54/CE y deberán ser leídas de acuerdo con la tabla de correspondencias que figura en el Anexo B.

³⁹⁹ Decisión de la Comisión de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. DOCE L 319 de 11.12.1999, pág. 41.

⁴⁰⁰ Mediante carta de 27 de noviembre de 1999 (D/64756).

⁴⁰¹ Mediante cartas de 21 de febrero de 2000, registrada el 22 de febrero de 2000, de 23 de febrero de 2000, registrada el 29 de febrero de 2000, fax de 29 de marzo de 2000, registrado el 30 de marzo de 2000, y carta de 24 de abril de 2000, registrada el 27 de abril de 2000, las autoridades españolas transmitieron informaciones complementarias destinadas a proporcionar justificaciones suplementarias a las hipótesis de cálculo de los CTCs, y a cuantificar el impacto que tendría la reevaluación de algunas de ellas sobre el resultado final del cálculo.

⁴⁰² El informe de la sociedad Oxera fue remitido a la Comisión el 10 de enero de 2000.

acerca del modo de cálculo de los CTCs, así como de las hipótesis técnicas y económicas tomadas en cuenta por las autoridades españolas.

El Final *Repport* de *Oxera* arroja un cálculo de CTCs inferior al del Gobierno español debido a las siguientes razones:

- El alto coste de las centrales nucleares españolas.
- La esperanza de vida de las centrales hidráulicas, estimada en 35 años en el cálculo de CTCs, que *Oxera* elevó hasta los 65 años

Mediante cartas de 4 de febrero y 20 de marzo de 2000, se presentó una segunda denuncia ante la Comisión. El denunciante⁴⁰³ considera que la aplicación de los CTCs introduciría una discriminación respecto de otros productores presentes en el mercado español que no reciben pagos en concepto de CTCs, y a los que afecta igualmente la liberalización del mercado eléctrico.

Después de un complejo trámite, y ya con la regulación prevista de CTCs que anulaba la posible titulización de los mismos, la Comisión Europea autoriza⁴⁰⁴ los CTCs tecnológicos, argumentando que, en el supuesto de que constituyeran ayudas de Estado, serían compatibles con el mercado común.

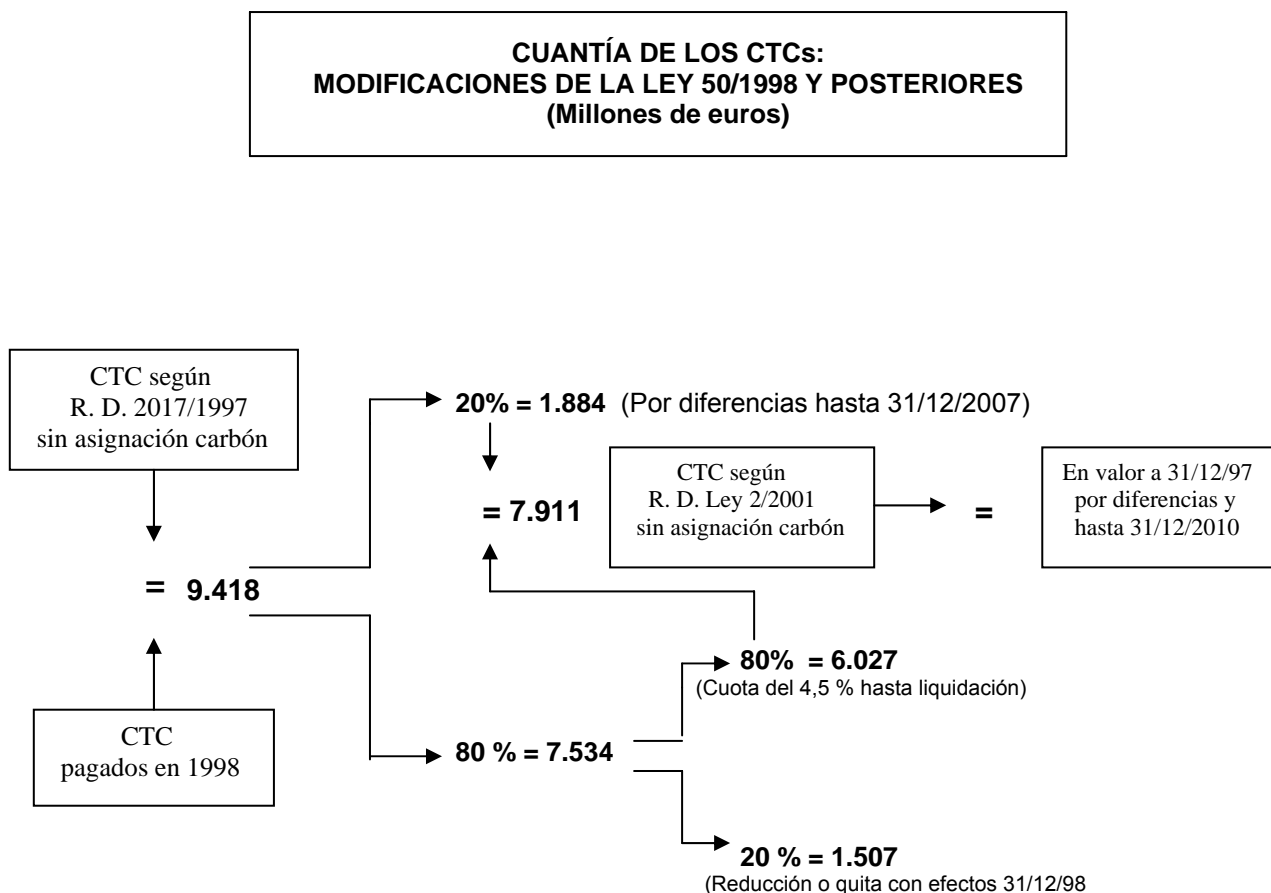
Por el contrario, la Comisión no autoriza los CTCs asociados a la producción de electricidad con carbón autóctono al considerarlas ayudas no compatibles con el mercado común, dando una salida a que los mismos puedan acogerse al criterio previsto en la Directiva 96/92/CE por el que se autoriza a los Estados miembros a dar prioridad a las energías autóctonas en la producción de electricidad con el límite del 15 por ciento del total.

No obstante, conviene tener en cuenta que esta resolución, favorable a los CTCs, no implica una garantía en su cobro, ya que las cantidades percibidas dependen también de las previsiones que el Gobierno realice a la hora de establecer las tarifas, pudiendo darse el caso de que no quede margen para recuperar estas partidas.

⁴⁰³ El denunciante representa a productores de electricidad que no estaban sometidos al régimen del mercado de electricidad anterior a la liberalización del sector (Marco Legal Estable).

⁴⁰⁴ El 25 de julio de 2001, el Colegio de Comisarios de la Comisión Europea respaldó por unanimidad la decisión preparada por el responsable de Competencia, Mario Monti, que autorizó los CTCs concedidos a las eléctricas españolas, después de un intenso debate.

ESQUEMA 7.5



Fuente: Elaboración propia.

Han sido diversas las argumentaciones que se han aportado a favor de la titulación de los costes de transición a la competencia, a las que la propia Comisión se ha referido en su Informe de 28 de septiembre de 1998.

Una de las argumentaciones esgrimida a favor de la titulación es que debe tener ventajas, pues ya se hizo para la moratoria nuclear, en la Ley de 1994. Sin embargo los gastos derivados de la moratoria nuclear era una cantidad conocida y cerrada y que no podría variar en el futuro; los CTCs no son una cantidad fija, ya que depende de lo que pase en el futuro.

Las ayudas que necesitan las cuatro empresas españolas para adaptarse a la competencia pueden oscilar y, como señaló en su día la Comisión, pueden llegar a ser incluso negativas. Por tanto, no es comparable la titulización de la moratoria nuclear con la titulización de los CTCs.

Otra argumentación a favor de la titulización de los CTCs es que la misma suprime la incertidumbre sobre la retribución futura de las eléctricas. Esto, efectivamente, es cierto, pero es una ventaja tan solo para quien la obtiene, para las empresas eléctricas. Es favorable para uno solo de los agentes del sector –las cuatro empresas generadoras- pero acarrea perjuicios para los consumidores.

El Parlamento podía haber quitado toda incertidumbre a las empresas generadoras acordando que sus ingresos fueran únicamente los precios que pudieran obtener en el mercado. Pero el legislador, autorizó al Gobierno a que, con cargo a los consumidores, pudiera entregar a las empresas una retribución adicional a la que consigan en el mercado y que podría llegar, si fuera necesario, hasta 1,6 billones de pesetas.

Lo que se concedió entonces a las eléctricas era que el consumidor pagase unas cantidades por encima de las que se conseguirían en una situación de competencia y que se transfirieran esos recursos exclusivamente a las cuatro empresas citadas, y no a los demás competidores, para ayudarlas a dejar la posición del monopolio. Lo que es inaceptable es que el consumidor pague la electricidad por encima del precio en competencia y que esta cantidad sea absolutamente cierta e independiente de la evolución de esos precios, de los tipos de interés, de la vida útil de las centrales, de la evolución de la hidráulidad, etc.

Una tercera argumentación, hace referencia a la posible mejora del funcionamiento del mercado mayorista. Con la titulización los generadores tratarán de maximizar sus beneficios exclusivamente a partir de su actuación en el mercado mayorista, y no condicionarán su actuación a la maximización de los beneficios en base a los ingresos conjuntos derivados del mercado y de la remuneración de los CTCs.

Es cierto que la existencia de unas cargas de transición a la competencia cuyo importe anual varía según cual sea el nivel de precios en el mercado mayorista, introduce distorsiones en las decisiones de las empresas acerca de a qué precio ofertar. Sin embargo, también lo es que este efecto, que podría ser perjudicial en mercados con un nivel de competencia efectiva suficientemente elevado, resulta beneficioso en mercados con un bajo nivel de participantes y, por tanto, con fuerte poder de monopolio, como es actualmente el mercado español de energía eléctrica. La función objetivo de las empresas, cuando existe una alta concentración empresarial, es conseguir unos precios que permitan obtener unas rentas de monopolio superiores a las que se obtendrían con unos precios de competencia. En el mercado español de energía eléctrica, que está muy concentrado, los CTCs, tal y como los define la Ley 54/1997, están actuando como un *cap* o límite de precios ante posibles precios de monopolio.

Dicha limitación obedece a dos razones. La primera es que cuando el precio de mercado supera las 6 pesetas/kWh, la diferencia entre el precio real y

esta cantidad se resta de la cantidad máxima a recuperar en concepto de CTCs. El incentivo, por tanto, a ofertar precios superiores a las 6 pesetas/kWh es menor que si no existiera este límite. La segunda es que aquellas empresas que tienen una cuota de mercado inferior a la proporción asignada de CTCs tienen un incentivo a bajar precios, en vez de a subirlos, que rompe el interés común a una coalición entre empresas para elevar los precios, ya que sus ingresos serán mayores con precios bajos que con unos precios de mercado más altos.

A medida que el nivel de competencia efectiva vaya siendo mayor, menor será la interferencia que los CTCs pueden ejercer en la función de decisión de las empresas, ya que menor será la incidencia que cada empresa pueda tener sobre el nivel de los precios en el mercado.

Hay tres tipos de problemas que pueden plantearse si se titulizan los costes de transición a la competencia:

El primer problema se refiere al hecho de que pueda darse el caso de que las empresas generadoras puedan recaudar más dinero del que necesitan para cubrir los CTCs. Cuanto más aumente la demanda, cuanto más bajen los tipos de interés, cuanto más larga sea la vida útil de las centrales, etc., menores ayudas de CTCs necesitarán las empresas.

El problema es que si se atiende a las peticiones de las empresas eléctricas y se fija una cantidad que recibirían en el instante y no a lo largo de los próximos años, ya no será posible que la devuelvan si las condiciones demuestran ser distintas a las previstas, con lo que las empresas eléctricas se llevarán dinero en exceso del que de forma razonable necesitarían para adaptarse a la competencia.

Un segundo problema es consecuencia del anterior, ya que si se hace entrega de una cifra de costes de transición a la competencia superior a la necesaria, llegado el momento el Gobierno no tendría ninguna posibilidad de reducir esos costes, porque las empresas no los devolverían. El Estado estará obligado con su política tarifaria a respaldar esos títulos y no tendrá facultades para ajustar la tarifa al nivel que considerase conveniente.

La tarifa no bajará cuando podría bajar porque el Estado tendrá que obligar a los consumidores a pagar unas cargas adicionales para hacer frente a los compromisos derivados de la titulización. La titulización introduce, pues, rigidez a la hora de modificar la tarifa durante los años de transición a la competencia. Pero este riesgo, sin embargo, será menor cuanto más reducida sea la cantidad que se titulice.

Las reducciones de tarifa no podrán alterar ya la cantidad que ha sido titulizada, por lo que la tarifa habrá que modificarla a costa de los restantes agentes.

Pero el problema más grave que plantea la titulización es que el Gobierno se quede sin instrumentos para introducir competencia en el sector eléctrico.

Si se titulizan esos costes, en el caso en que, al igual que ha sucedido en otros países como en Inglaterra, no se produjera competencia suficiente por entrada de nuevos operadores, los próximos Gobiernos tendrán las manos atadas para introducir competencia o tendrán que hacer compensaciones extraordinarias a las empresas y serán los consumidores los que tengan que pagar para conseguir de las empresas la desinversión de sus activos.

Por tanto, la titulación tendría consecuencias graves, en cuanto quitaría al Gobierno el único margen de maniobra que le queda para conseguir que haya competencia en el sector eléctrico español.

Ese margen de maniobra que pierde el Gobierno depende directamente de la cantidad que se tituliza, ya que no podrá ser objeto de posterior negociación.

Los perjuicios que emanan de la titulación para los consumidores, tanto domésticos como industriales, son los que se derivan de que la tarifa no baje lo que debería y de que los consumidores acaben pagando a las empresas eléctricas cantidades adicionales a las de mercado, sin que dicho esfuerzo suponga que se consiga competencia efectiva en el sector eléctrico español.

El esquema de ayuda a las empresas eléctricas, aprobado en la Ley 54/1997, favorece fundamentalmente a los grandes consumidores que no contribuyen a los CTCs, pero, al mismo tiempo, permite ir reduciendo las tarifas al resto de los consumidores que están pagando costes de transición, de forma que al final no haya consumidores privilegiados y no se afecte negativamente a los grandes consumidores industriales.

El riesgo para los grandes consumidores es la subida de sus tarifas. Las empresas eléctricas habrán conseguido con ello que el Gobierno, finalmente, acceda a una solicitud realizada desde hace tiempo por las grandes generadoras: modificar la tarifa en contra de estos consumidores.

Existe también la posibilidad de que no salgan perjudicados los grandes consumidores y sean otros agentes los perjudicados, como sería el caso para los nuevos entrantes. Hay quien afirma que dar garantías sobre las ayudas a la transición a la competencia proporciona a las empresas que operaban en régimen de monopolio un potencial financiero que puede ser usado en contra de los nuevos entrantes, retrasando con ello la competencia.

Sin embargo, las dificultades para la competencia no vienen de que las empresas dispongan de mayores recursos financieros sino de la falta de rivalidad, del poder de mercado que se deja a los antiguos monopolistas.

A la vista de los posibles riesgos y problemas que entraña la titulación, la CNE consideró que la cantidad a titular no debería ser superior a los 480.000 millones de pesetas.

Una concesión de derechos que hubiera permitido titular por encima de esa cantidad hubiera introducido los riesgos que se han comentado. Sin embargo, una titulación por debajo de esa cifra hubiera sido aceptable siempre que se

hubieran dado garantías suficientes para que exista competencia efectiva en el mercado de electricidad.

Para que haya competencia efectiva en un mercado es necesario que exista rivalidad entre los oferentes. Si no se cumplieren estas condiciones, la titulización podría haber acarreado graves problemas y perjuicios a los consumidores y otros agentes del sector.

Conviene, ante la titulización, despejar el interrogante sobre el monto final de los derechos a titular, es decir, el importe que se desea asignar a los costes de transición a la competencia.

Para ello, la CNE, en julio de 1997, elaboró un documento sobre “La transición a la competencia y las empresas eléctricas”, que partía de que los CTCs habían de cubrir los importes de las inversiones históricas de las empresas que no eran recuperables a través de los ingresos futuros de venta de energía, dependiendo los posibles importes finales de los costes variables del equipo de generación, así como de la vida útil de los activos productivos, de la evolución de la demanda y del tipo de descuento.

Teniendo en cuenta la incidencia de estas variables, la CNE analizó cuatro posibles escenarios, con importes finales muy dispares, que se resumen en el siguiente cuadro.

Un escenario base, en el que se tenían en cuenta los datos utilizados en el cálculo que condujo a la Ley 54/1997 y cifrados en 1,6 billones de pesetas.

Un segundo escenario, asumido por la Comisión, con un crecimiento moderado de la demanda y de la tasa de descuento que suponía que el importe de los CTCs no llegaba más que a unos 480.000 millones de pesetas.

Entre ambos escenarios se sitúan otros dos escenarios extremos. El último escenario contemplado, con un crecimiento más acelerado de esas variables, daba como resultado un importe negativo de CTCs cercano a los 450.000 millones de pesetas.

Del análisis realizado se desprende que ya en 1997 la cifra decidida por el Gobierno para los CTCs se encontraba muy por encima de todas las estimaciones posibles. Es cierto que la Ley 54/1997 establece un límite a las ayudas de 1,6 billones de pesetas, pero no establece la cifra que finalmente recibirán las empresas eléctricas, sino que lo deja a criterio del Gobierno que año a año considerará, examinando la situación financiera de las empresas, si debe continuar este sistema o si debe concluirlo.

CUADRO 7.27

ESCENARIOS ANALIZADOS POR LA CNSE SOBRE EL IMPORTE FINAL DE LOS CTCs				
VARIABLES	ESCENARIO EXTREMO 1	ESCENARIO BASE	ESCENARIO PROBABLE	ESCENARIO EXTREMO 2
Variación demanda	1,5 %	0,0 %	3,0 %	3,0 %
Variación autoprodutores	4,0 %	0,0 %	5,0 %	3,0 %
Coste variable	4,00	3,79	3,00	3,3
Vida útil residual (años)	5,9	5,9	9,0	13,0
Tasa de descuento	5,0 %	5,0 %	4,0 %	3,5 %
Importe de los CTCs	1.864.682	1.629.206	484.356	-447.730

Fuente: CNSE

Suponiendo que las tarifas bajaran el 2,5 por ciento en 1999 y el 1 por ciento en 2000 y 2001, y suponiendo que no hubiera titulización, esto significa que los CTCs bajarían de los 160.000 millones de pesetas de 1998 a 46.000 millones de pesetas en 2001, tal como puede observarse en el cuadro 7.28 de previsión de pagos regulados. Para el año 2000, la cifra de 67.000 millones de pesetas es inferior al 4,5 por ciento de la factura y, si no se modifica la garantía de potencia, a algún otro agente del sector eléctrico habrá que quitarle recursos para transferirlos a las empresas generadoras si se quiere bajar la tarifa un 1 por ciento.

CUADRO 7.28

PREVISIÓN PAGOS REGULADOS A LOS GENERADORES SIN TITULIZACIÓN					
	1998	1999	2000	2001	TOTAL 1998 - 2001
Pagos por garantía de potencia	191	196	200	207	
Garantía de potencia (0,3 PTA/kWh)	44	45	46	48	
Ayudas implícitas (1 PTA/kWh)	147	151	154	160	612
Pagos por resto de CTCs	167	86	67	47	367
Pagos por carbón	60	70	57	49	295
Total ayudas de CTCs	374	307	278	256	1274

Fuente: CNSE

Si en 2001 el Gobierno hubiera considerado razonable acabar con este sistema de ayudas, el consumidor podría haber visto reducida su factura en 2002, en un 2 por ciento en cuanto a los CTCs y en un 8 por ciento en lo que se refiere a la garantía de potencia.

Si hay titulación, el consumidor, a partir de 2002, tendrá que estar catorce años más pagando ayudas de transición a la competencia sin poder experimentar ninguna bajada en sus tarifas por este concepto. Situación que puede ser observada en el cuadro 7.29 de previsión de pagos regulados con titulación y mantenimiento de la tarifa a partir de 2002.

Si hay titulación, el consumidor, a partir de 2002, tendrá que estar catorce años más pagando ayudas de transición a la competencia sin poder experimentar en sus tarifas bajada alguna por este concepto.

CUADRO 7.29

PREVISIÓN DE PAGOS REGULADOS CON TITULIZACIÓN Y MANTENIENDO LA TARIFA A PARTIR DE 2002																							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total 1998 – 2019
Pagos por garantía de potencia	191	196	200	207	50	52	53	55	56	58	60	61	63	65	67	69	71	73	76	78	80	83	
Garantía de potencia (0,3 PTA/kWh)	44	45	46	48	50	52	53	55	56	58	60	61	63	65	67	69	71	73	76	78	80	83	
Ayudas implícitas (1 PTA/kWh)	147	151	154	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	612
Pagos por resto de CTCs	167	86	67	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	31	1197
Pagos por carbón	60	70	57	49	39	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295
Total ayudas de CTCs	374	307	278	256	86	67	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	31	2104

Fuente: CNS

En el supuesto de que el Gobierno deseara reducir este periodo al 2007, tal como establece la Ley, en 2002 tendría que haber aumentado la tarifa en un 2 por ciento por este concepto.

CUADRO 7.30

PREVISIÓN DE PAGOS REGULADOS CON TITULIZACIÓN E INCREMENTODE TARIFAS EN EL 2002 DE UN 2,2 % PARA FINALIZAR EN EL 2007													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total 1998 – 2007		
Pagos por garantía de potencia	191	196	200	207	50	52	53	55	56	58			
Garantía de potencia (0,3 PTA/kWh)	44	45	46	48	50	52	53	55	56	58			
Ayudas implícitas (1 PTA/kWh)	147	151	154	160	0	0	0	0	0	0	612		
Pagos por resto de CTCs	167	86	85	85	129	129	129	129	129	129	1197		
Pagos por carbón	60	70	57	49	39	20	0	0	0	0	295		
Total ayudas de CTCs	374	307	296	294	168	149	129	129	129	129	2104		

Fuente: CNSE

En caso de que el Gobierno hubiera querido acabar con las ayudas en el 2002 tendría que haber pagado de una vez todo lo que se comprometió en el acuerdo y por tanto en 2002 tendría que haber subido la tarifa un 25 por ciento por este concepto.

CUADRO 7.31

PREVISIÓN DE PAGOS REGULADOS CON TITULIZACIÓN E INCREMENTO DE TARIFAS EN EL 2002 DE UN 34 % PARA FINALIZAR EN EL 2002						
	1998	1999	2000	2001	2002	Total 1998 – 2019
Pagos por garantía de potencia	191	196	200	207	50	
Garantía de potencia (0,3 PTA/kWh)	44	45	46	48	50	
Ayudas implícitas (1 PTA/kWh)	147	151	154	160	0	612
Pagos por resto de CTCs	167	86	85	85	774	1197
Pagos por carbón	60	70	57	49	39	295
Total ayudas de CTCs	374	307	296	294	813	2014

Fuente: CNSE

Nota: De los 1.197 miles de millones de pesetas, se titulizan 1.030, el resto son de 1998.

Nota: Unidades en miles de millones de pesetas.

Para conseguir el cobro de la cantidad titulizada se crea un recargo sobre la tarifa de los consumidores domésticos de un 4,5 por ciento durante los años necesarios hasta amortizar la totalidad de los pasivos emitidos por el fondo de titulización.

La actualización de la parte titulizada, pendiente de compensación a final de cada año, se hará con un interés correspondiente al coste económico medio efectivo total de los pasivos emitidos. Por tanto, las cantidades pendientes de cobro cada año deberán incrementarse con los intereses que resulten. Queda indeterminado el número de años durante los cuales los consumidores deberán de pagar los CTCs.

Ante la imposibilidad de reducir los ingresos que las empresas generadoras reciben por encima del mercado, los próximos Gobiernos se plantearán las cuestiones siguientes:

1. Si no desaparecen o se reducen otras ayudas no titulizadas, el Gobierno tendría que tomar la decisión de disminuir la tarifa a costa de disminuir la retribución de empresas transportistas o distribuidoras.

2. Otra opción para reducir la tarifa, consiste en reducir o suprimir los subsidios que están recibiendo los grandes consumidores, es decir, el Gobierno se verá obligado a suprimir las ayudas implícitas en la tarifa que pagan los consumidores industriales.

Si se aceptara la petición de las empresas y se les concediera la titulización, las empresas generadoras se volverán inmunes a cualquier decisión sobre reducción de tarifas. Les dará igual que el Gobierno baje el 1 por ciento, el 2 por ciento o el 3 por ciento, porque lo que es seguro es que estas empresas no se verán afectadas por esta reducción de tarifas. Serán otros los agentes que sufran las consecuencias de esa reducción.

Del análisis realizado y de los valores mostrados en los cuadros se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. La titulización de los CTCs lleva, con una probabilidad muy alta, a un pago por costes de transición a la competencia mucho mayor al que se produciría si no se titulizara.
2. La cifra máxima de CTCs en la Ley 54/97, esto es 1.988.561 millones de pesetas, según el procedimiento de recuperación definido en esa misma Ley, sólo sería alcanzada si las condiciones de evolución futura del resto de variables fueran en extremo desafortunadas.
3. La CNE considera que el procedimiento más adecuado para valorar la cantidad de costes varados susceptible de ser titulizada es calcular, central a central, la diferencia entre el valor neto contable (sin actualizaciones) y el valor de mercado de los activos.
4. Con la Ley 54/1997, el periodo durante el cual los consumidores deben pagar los costes de transición a la competencia es menor o igual a 10 años, con la nueva Ley aumentará el número de años.
5. Al modificarse la Ley, se aumentan los incentivos de las empresas a elevar los precios, ya que no existe una competencia efectiva suficiente. El poder de mercado de las empresas puede conducir a aumentos de precios, sin que exista herramienta regulatoria alguna para controlarlos.
6. Al asegurar el cobro de los CTCs, el Gobierno prácticamente se queda sin posibilidad de introducir medidas que consigan aumentar la competencia efectiva en el sector.

La CNE, por consiguiente, no considera que exista ventaja alguna para el consumidor, ni para la regulación del periodo transitorio, en la modificación de la Ley 54/1997, salvo para las empresas eléctricas que ya operan en el mercado español.

7.5 APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 87 DEL TRATADO CE A LOS CTCs ESPAÑOLES⁴⁰⁵.

El principio general enunciado por el apartado 1 del art. 87 del Tratado CE es el de la prohibición de las ayudas de Estado. Sin embargo, los apartados 2 y 3 del art. 87 prevén algunas excepciones a esta norma general.

La Comisión Europea estima, en primer lugar, que el régimen de los CTCs no constituye una ayuda de carácter social concedida a los consumidores individuales, que no está destinado a reparar los perjuicios causados por desastres naturales o por otros acontecimientos de carácter excepcional. Las posibles ayudas de Estado instauradas por los CTCs no pueden beneficiarse de las derogaciones previstas en el apartado 2 del art. 87 del Tratado CE.

La Comisión estima igualmente que el régimen de los CTCs no está destinado a favorecer el desarrollo económico de regiones atrasadas, ni a fomentar la realización de un proyecto importante de interés común europeo, ni a promover la cultura y la conservación del patrimonio. Las ayudas instauradas por los CTCs no pueden tampoco beneficiarse de las derogaciones previstas en las letras a), b) y d) del apartado 3 del art. 87 del Tratado CE.

La única derogación susceptible, en su caso, de aplicarse en el presente supuesto sería la prevista en el apartado 3 c) del art. 87 del Tratado CE. Si dicha derogación no fuera posible, la Comisión debería examinar si se reúnen las condiciones del apartado 2 del art. 86 del Tratado CE.

La Comisión considera que la derogación del apartado 3 c) del art. 87 es susceptible, bajo ciertas condiciones, de aplicarse a las ayudas destinadas a cubrir los costes hundidos, es decir, los costes de compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible como consecuencia del proceso de liberalización del sector eléctrico. Tales ayudas contribuyen al desarrollo del sector eléctrico al favorecer la transición de un mercado cerrado a un mercado parcialmente liberalizado. Cuando las distorsiones de competencia que inducen están limitadas en el tiempo y en sus efectos, la Comisión puede apreciar que no afectan los intercambios en una medida contraria al interés común, y pueden por tanto beneficiarse de la derogación del apartado 3 c) del art. 87 del Tratado CE.

El documento titulado “Metodología de análisis de las ayudas vinculadas a costes de transición a la competencia”⁴⁰⁶, prevista en el punto 7 párrafo 3 de las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente⁴⁰⁷, detalla los criterios que la Comisión tiene intención de aplicar para determinar en qué condiciones la derogación del art. 87 apartado 1 del Tratado CE puede aplicarse a estas ayudas.

⁴⁰⁵ Carta de la Secretaría General de la Comisión sobre “Ayuda de Estado NN 49/99 – España. Régimen Transitorio del mercado de la electricidad”, de 30.07.2001, al Ministerio de Economía español.

⁴⁰⁶ Adoptada por la Comisión el 25 de julio de 2001.

⁴⁰⁷ DOCE C 37 de 3.2.2001, p.3.

A) EN REFERENCIA A LOS CTCs TECNOLÓGICOS.

Los CTCs tecnológicos tienen por objeto la compensación de inversiones en centrales eléctricas realizadas antes de la liberalización del sector eléctrico: el MLE. La fijación de la tarifa garantizaba a los productores la rentabilidad de sus inversiones.

Los CTCs tecnológicos tienen por objeto la compensación de los costes hundidos vinculados a inversiones realizadas con garantía explícita del Estado, en el sentido del apartado primero de la sección 3 de la "Metodología de análisis de las ayudas vinculadas a costes de transición a la competencia". La Comisión toma nota de los elementos siguientes relativos a los CTCs tecnológicos:

En primer lugar, la garantía que da lugar a los costes hundidos es por definición anterior al 19 de febrero de 1997, puesto que la misma era consecuencia del régimen anterior a la liberalización del sector eléctrico en España.

En segundo lugar, la garantía resulta del MLE. Su validez jurídica está establecida por el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.

En tercer lugar, la Comisión Europea advierte de la importancia de las inversiones que dan lugar a los costes hundidos efectuados por las empresas beneficiarias. La Comisión estima que la falta de compensación de las pérdidas generadas por inversiones de tal envergadura afectaría sensiblemente la competitividad de dichas empresas.

En cuarto lugar, las inversiones efectuadas por las empresas bajo la cobertura del MLE son irrevocables. En efecto, no existe otro medio para rentabilizar una central que vender la electricidad que produce, o vender la propia central, a un precio de mercado que en cualquier caso no puede exceder el rendimiento que es posible obtener vendiendo su energía.

En quinto lugar, la garantía del MLE estaba concedida por el Estado, y no vinculaba por tanto a las empresas pertenecientes al mismo grupo.

En sexto lugar, las autoridades españolas han transmitido a la Comisión, para cada central que incorpora CTCs tecnológicos, una medición de la diferencia entre los costes de inversión incurridos para la construcción de la central (sin la amortización de dicha inversión realizada antes de la liberalización del mercado) y los ingresos que generaría la central durante el resto de su vida útil en el marco de un mercado liberalizado bajo la hipótesis de un precio de mercado de la electricidad de 6 pesetas por kWh. El modo y las hipótesis de cálculo utilizados por las autoridades españolas para estas mediciones han sido validadas por el experto independiente de la sociedad Oxera. Las pérdidas netas para las empresas beneficiarias de los CTCs tal y como han sido calculadas según el método indicado son superiores a las cantidades máximas de los CTCs tecnológicos fijados por las autoridades españolas. La Comisión, por consiguiente, considera que la suma de los CTCs tecnológicos no sobreestima la

realidad de las sumas invertidas por las empresas, y que la medición a tanto alzado adoptada por la Ley española está corroborada por los cálculos central por central transmitidos por las autoridades españolas.

En séptimo lugar, el modo de cálculo de los CTCs tecnológicos toma en cuenta los ingresos obtenidos por las centrales durante el periodo del MLE.

En octavo lugar, los activos tenidos en cuenta para la medición de los CTCs tecnológicos no han sido objeto de ayuda pública a la inversión.

En noveno lugar, el modo de cálculo de los CTCs tecnológicos tiene en cuenta la evolución del precio de mercado de la electricidad. Si ese precio se mantiene superior a 6 pesetas por kWh, la suma total de los CTCs tecnológicos se disminuirá en consecuencia. Por el contrario, la suma total de los CTCs tecnológicos no será aumentada si el precio de mercado de la electricidad desciende por debajo de 6 pesetas por kWh.

En décimo lugar, los costes amortizados durante el periodo anterior a la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE son tenidos en cuenta por el método de cálculo del total de los CTCs tecnológicos.

En undécimo lugar, la Comisión estima que los CTCs tecnológicos han sido calculados teniendo en cuenta la solución más económica desde el punto de vista de las empresas en cuestión. La Comisión estima que es poco probable que la cesión de todos o de parte de los activos que dan lugar a costes hundidos sea susceptible de disminuir dichos costes, en la medida que es poco probable que un comprador esté dispuesto a pagar por la adquisición de una central una cantidad superior a las perspectivas de ingresos de dicha central en el mercado liberalizado. No obstante, si se produjera dicha situación, el régimen prevé reducir la suma de los CTCs tecnológicos percibidos por la sociedad vendedora en una cantidad igual a la diferencia entre el precio de venta y el valor inicialmente calculado por las autoridades españolas.

En duodécimo lugar, la Comisión constata que España ha abierto su mercado eléctrico antes de lo que impone la Directiva 96/92/CE antes citada⁴⁰⁸, y que el pago de los CTCs tecnológicos finalizará el 31 de diciembre de 2010. La forma de pago “por diferencias” de los CTCs tecnológicos asegura que no podrá abonarse cada año a cada empresa una cantidad superior al valor de los costes hundidos correspondientes a dicha empresa en dicho año, tal y como evaluados por las autoridades españolas según el método descrito con anterioridad. La limitación de los pagos al 31 de diciembre de 2010 asegura por consiguiente que ningún beneficiario recibirá compensaciones por costes asumidos después de 2010.

Los CTCs tecnológicos cumplen por consiguiente el conjunto de criterios definidos en los puntos 3.1 a 3.12 de la “Metodología de análisis de las ayudas vinculadas a costes de transición a la competencia”. Constituyen por tanto costes hundidos elegibles en el sentido de dicha metodología.

⁴⁰⁸ El mercado eléctrico español estará liberalizado al 100 por cien a partir del 1 de enero de 2003.

La Comisión toma nota de los elementos siguientes relativos a las ayudas destinadas a compensar los CTCs tecnológicos:

Las autoridades españolas han proporcionado a la Comisión un cuadro que individualiza activo por activo los valores de cada componente de los costes hundidos tal y como se han definido con anterioridad en la presente decisión. El montante de las ayudas tal y como se calcula en la ley española han sido corroborados por un cálculo económico activo por activo según un método y con arreglo a unas hipótesis validadas por el experto independiente, la sociedad *Oxera*. El montante de las ayudas está limitado *ex ante* al montante máximo de los costes hundidos elegibles, que puede calcularse individualmente para cada empresa, multiplicando el valor máximo de los costes hundidos por el porcentaje previsto para dicha empresa en el reparto de los CTCs.

El pago de las ayudas tiene en cuenta la evolución del precio de mercado de la electricidad. Si dicho precio es superior a 6 pesetas por kWh, la suma de las ayudas para cada empresa beneficiaria se reduce *ex post* de los beneficios que resulten de la diferencia entre este precio y el precio objetivo de 6 pesetas por kWh. Esta disminución puede llegar hasta la anulación de las ayudas. Por el contrario, las ayudas no se aumentan *ex post* si el precio del mercado de la electricidad disminuye por debajo de 6 pesetas por kWh.

Las autoridades españolas se han comprometido a transmitir a la Comisión un informe anual que precise la evolución de la situación competitiva de su mercado eléctrico, indicando en particular las variaciones observadas en los factores cuantificables pertinentes. Este informe anual detallará el cálculo de los costes hundidos tenidos en cuenta en el año de que se trate y precisará los importes de las ayudas pagadas.

La cuantía total de las ayudas susceptibles de ser abonadas a cada empresa está fijada *ex ante*. La evaluación de esta cuantía prevé un factor de seguridad (“quita”) del 32,5 por ciento para tener en cuenta entre otros las ganancias de productividad posibles de la empresa. Las modalidades precisas del cálculo de las ayudas y la duración del régimen están fijadas de forma detallada por la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2017/1997.

Las autoridades españolas se han comprometido a no conceder ninguna ayuda de salvamento y reestructuración a las empresas beneficiarias de las ayudas por costes hundidos.

Las ayudas destinadas a compensar los CTCs tecnológicos satisfacen por consiguiente los criterios definidos en los puntos 4.1 a 4.3 de la “Metodología de análisis de las ayudas vinculadas a costes de transición a la competencia”.

La Comisión Europea considera por tanto a la luz de la metodología que estas posibles ayudas son compatibles con el Tratado CE en aplicación de la derogación de su art. 87 apartado 3 c).

B) EN REFERENCIA A LA PRIMA POR LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE CARBÓN AUTÓCTONO.

Mediante carta de 29 de abril de 1999⁴⁰⁹, la Comisión comunicó a los Estados miembros que el término “autóctono” que figura en la Directiva 96/92/CE debe interpretarse, por lo que respecta al carbón CECA, como carbón “comunitario”.

De acuerdo con la decisión 3632/93/CECA, relativa al régimen comunitario de las intervenciones de los Estados miembros a favor de la industria de carbón⁴¹⁰, los productores comunitarios venden su carbón a los productores de electricidad al “precio de venta libremente acordado por las partes contratantes teniendo en cuenta las condiciones que prevalezcan en el mercado mundial”. En otros términos, el carbón autóctono se vende al mismo precio que el carbón importado hasta la central térmica española. La prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono se abona, en su totalidad, a los productores de electricidad y debe por tanto ser analizada en el marco del Tratado CE.

Las eventuales ayudas incluidas por la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono deben por consiguiente ser analizadas como eventuales ayudas a los productores de electricidad.

La Comisión estima que las ayudas abonadas a los productores de electricidad por el consumo de carbón autóctono no tienen por objeto compensar costes hundidos elegibles en el sentido de la “Metodología de análisis de las ayudas vinculadas a costes de transición a la competencia”. En efecto, las empresas productoras objeto de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono reciben ya, en concepto de CTCs tecnológicos, ayudas que compensan la supresión, como consecuencia de la liberalización del sector, de la garantía de mercados que les otorgaba el MLE.

La Comisión considera que estas ayudas constituyen ayudas al funcionamiento. Este tipo de ayudas puede excepcionalmente ser autorizado en las regiones elegibles para las ayudas regionales en el sentido del art. 87 apartado 3 a) del Tratado CE⁴¹¹. Sin embargo, en el caso presente, la Comisión estima que las autoridades españolas no han demostrado que estas ayudas al funcionamiento, en la medida en que se aplicasen a centrales situadas en regiones elegibles para las ayudas regionales en el sentido del art. 87 apartado 3 a) del Tratado CE, estarían justificadas en función de su contribución al desarrollo de la región y que su cuantía sería proporcional a las desventajas que dichas ayudas tienen por objeto paliar.

⁴⁰⁹ Carta SG (99) D/2953 de 29.04.1999.

⁴¹⁰ DOCE L 329 de 30.12.1993, p. 12.

⁴¹¹ Punto 4.15 de las Directrices sobre las ayudas de Estado de finalidad regional (DOCE C 74 de 10.03.1998, p.4).

La Comisión considera, por tanto, que estas ayudas no pueden ser autorizadas en virtud de alguna de las derogaciones de los apartados 2 y 3 del art. 87 del Tratado CE.

La Comisión debe por tanto verificar si estas ayudas pueden beneficiarse de las disposiciones del apartado 2 del art. 86 del Tratado CE.

El apartado 2 del art. 86 del Tratado CE estipula que: “Las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general o que tengan el carácter de monopolio fiscal quedarán sometidas a las normas del presente Tratado, en especial, a las normas sobre la competencia, en la medida en que la aplicación de dichas normas no impida, de hecho o de derecho, el cumplimiento de la misión específica a ellas confiada”.

Para que una ayuda pueda ser autorizada, en aplicación de las disposiciones de este artículo, debe verificarse que:

- Tiene por objeto compensar una obligación que resulta de un servicio de interés económico general.
- La empresa beneficiaria estará legalmente investida de esta obligación.
- Las compensaciones son proporcionadas respecto de la carga inducida por el cumplimiento de la obligación (principio de proporcionalidad).
- El desarrollo de los intercambios no deberá quedar afectado en forma tal que sea contrario al interés de la Comunidad.

C) COMPENSACIÓN OBLIGATORIA QUE RESULTA DE UN SERVICIO DE INTERÉS ECONÓMICO GENERAL.

El apartado 2 del art. 3 de la Directiva 96/92/CE dispone que:

“Dentro del pleno respecto de las disposiciones pertinentes del Tratado, en particular su art. 90⁴¹², los Estados miembros podrán imponer a las compañías de electricidad obligaciones de servicio público de interés económico general, que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad de abastecimiento”.

En su Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”⁴¹³, la Comisión reafirma la importancia de la seguridad del abastecimiento, al mencionar que:

“Es necesario reconocer con claridad que la seguridad del abastecimiento es, junto con la protección del medio ambiente, uno de los objetivos esenciales de una política de servicio público⁴¹⁴.”

⁴¹² Tras la adopción del Tratado de Ámsterdam, el artículo 90 del Tratado CE ha sido reenumerado. Su nuevo número es el 86.

⁴¹³ COM (2000) 769 final.

⁴¹⁴ Libro Verde, pág. 78, párrafo 4.

Más concretamente en el caso del carbón, dicho Libro Verde indica que:

“Hoy, el futuro del carbón en Europa, se plantea en términos globales de seguridad del abastecimiento, sabiendo que, ni en la Unión ni en los países candidatos, la hulla tiene visos de competitividad. En estas condiciones conviene preguntarse si no sería necesario mantener un nivel básico de producción que, en caso de crisis grave, permita mantener el acceso a los recursos, al mismo tiempo que se perfeccionan las tecnologías más avanzadas. La Unión Europea debería estudiar si este concepto puede inscribirse en el marco previsto por la Directiva sobre la liberalización del mercado de la electricidad en concepto de seguridad del abastecimiento⁴¹⁵.”

El apartado 4 del art. 8 de la Directiva 96/92/CE, establece que:

“Por motivos de seguridad de abastecimiento, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro de que se trate”.

El cuadro 7.32 establece la comparación entre la cantidad de energía objeto de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono y la fracción del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España.

Ninguna prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono será concedida después del 31 de diciembre de 2006. Dado que las primas atribuidas durante 1998 y 1999 han tenido por objeto una cantidad de energía superior al umbral del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, las autoridades españolas se han comprometido a recuperar de los beneficiarios las cantidades abonadas en exceso: 43,09 millones de euros (7.169 millones de pesetas) en 1998 y 13,87 millones de euros (2.307 millones de pesetas) en 1999, aumentadas con intereses calculados sobre la base del tipo de referencia de la Comisión⁴¹⁶. Esta recuperación se efectuará mediante una disminución excepcional de la cantidad por kWh de la prima en los próximos cuatro años.

⁴¹⁵ Libro Verde, pág. 42, párrafo 4.

⁴¹⁶ El valor de este tipo para el año 2001 es del 6,33 %, DOCE C 66 de 01.03.2001, pág. 3.

CUADRO 7.32

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Consumo de electricidad en España (GWh)	199.714	214.732	228.385	229.503	238.684	248.231	258.160	268.486	279.226
Cantidad de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida (Mtec)	60,67	67,34	71,27	72,84	74,65	76,53	78,45	80,43	83,64
15% de la cantidad de energía primaria (Mtec)	9,10	10,10	10,69	10,93	11,20	11,48	11,77	12,06	12,54
Cantidad de electricidad producida con el 15 % de la energía primaria (GWh)	28.693	30.780	32.649	34.426	35.803	37.235	38.724	40.273	41.884
Cantidad de energía objeto de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono (GWh)	34.645	32.883	31.761	31.009	29.910	28.789	27.787	26.690	25.636
Diferencia (GWh)	5.952	2.103	-888	-3.417	-5.893	-8446	-10.937	-13.583	-16.248

La Comisión considera a la luz combinada del art. 3 apartado 2⁴¹⁷ y del art. 8 apartado 4 de la Directiva 92/96/CE y de los datos cifrados arriba mencionados que la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono tiene por objeto compensar una obligación que resulta de un servicio de interés económico general, es decir, la seguridad de abastecimiento⁴¹⁸.

D) EMPRESAS BENEFICIARIAS LEGALMENTE INVESTIDAS DE ESTA OBLIGACIÓN DE SERVICIO DE INTERÉS ECONÓMICO GENERAL.

El apartado 4 del art. 8 de la Directiva 96/92/CE prevé que un Estado miembro puede, como consecuencia de una obligación de servicio de interés económico general relativa a la seguridad de abastecimiento, dar prioridad a las instalaciones de producción que utilicen fuentes combustibles de energía primaria autóctonas hasta el límite del 15 por ciento de la cantidad total anual de energía

⁴¹⁷ El apartado 2 del art. 3 de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, estipula que: “Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, en particular su art. 90, los Estados miembros podrán imponer a las compañías de electricidad obligaciones de servicio público de interés económico general, que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad de abastecimiento, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente; estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, o discriminatorias y controlables; dichas obligaciones de servicio público, así como su posible revisión, serán publicadas y comunicadas sin demora a la Comisión por los Estados miembros. Como medio de cumplir con las mencionadas obligaciones de servicio público, los Estados miembros que así lo deseen podrán establecer una planificación a largo plazo”.

⁴¹⁸ Ver igualmente en este sentido el punto 3 párrafos 9 y 11 segundo guión del Anexo I de la Comunicación de la Comisión “Los servicios de interés general en Europa”, DOCE C 17 de 19.01.2001, pág. 4.

primaria necesaria para producir la electricidad consumida en dicho Estado miembro.

En aplicación de esta disposición, el apartado primero del art. 25 de la Ley 54/1997 dispone que el Gobierno español podrá establecer los procedimientos para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional.

La Disposición transitoria cuarta de la Ley 54/1997 autoriza al Gobierno a establecer de conformidad con el apartado primero del artículo 25 los incentivos necesarios para conseguir que los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica consuman carbón autóctono.

El Real Decreto 2017/1997 instaura la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono y fija la lista de beneficiarios de esta prima en aplicación de la Disposición transitoria cuarta de la Ley 54/1997.

Las empresas beneficiarias de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono están por tanto investidas legalmente de un servicio de interés económico general.

E) PROPORCIONALIDAD.

La obligación de servicio público considerada es la de utilizar preferentemente fuentes combustibles de energía primaria autóctonas dentro del límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad producida en España.

Esta obligación se impone a las centrales de producción de electricidad a partir de carbón, ya que el carbón es la única fuente combustible autóctona de energía primaria en España.

La cuantía máxima de la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono es de una peseta por kWh.

La Comisión advierte que la prima permite a las centrales productoras de electricidad situadas en las cercanías de las minas vender su producción en el mercado eléctrico. Sin embargo, debido a la limitación de la prima a una peseta por kWh, esta venta sólo puede producirse en las horas punta.

A pesar de la compensación, el coste de la electricidad así producida sigue siendo más elevado que el de la electricidad producida a partir de otras fuentes, tanto más cuanto que las centrales no son rentables.

La Comisión estima por tanto que las ayudas atribuidas a las centrales productoras de electricidad a base de carbón no exceden de los costes que resultan de la obligación de servicio público cuyo cumplimiento deben asegurar.

F) NO AFECTACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS EN FORMA TAL QUE SEA CONTRARIA AL INTERÉS DE LA COMUNIDAD.

Los intercambios de electricidad entre España y sus vecinos son muy escasos (la interconexión con Francia está limitada en su capacidad al 3 por ciento de la demanda en horas punta).

Así en 1999, el saldo de las importaciones españolas de electricidad provenientes de otros Estados miembros de la Unión se elevaba al 4,6 por ciento del consumo del país, de los cuales un 4,1 por ciento corresponde a los intercambios con Francia y un 0,5 por ciento a los intercambios con Portugal. Según el análisis de *Oxera*, esta situación es poco susceptible de evolucionar a corto y a medio plazo.

La Comisión estima por tanto que en la situación española, la afectación de los intercambios por la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono es muy limitada, y por tanto no contraria al interés común.

La prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono satisface, por tanto, los cuatro criterios acumulativos necesarios para que una ayuda destinada a la compensación de obligaciones de servicio público, pueda ser autorizada en aplicación del apartado 2 del art. 86 del Tratado CE.

G) COMPATIBILIDAD DE LAS DISPOSICIONES CON OTROS ARTÍCULOS DEL TRATADO CE.

El modo de financiación del régimen de los CTCs se basa en una exacción obligatoria que alimenta un fondo de forma similar a una tasa parafiscal y cuyo beneficio está reservado a empresas nacionales.

La práctica decisoria constante del Tribunal de Justicia y de la Comisión considera que tal exacción no debe aplicarse a los productos importados de otros Estados miembros.

La Comisión constata que el Real Decreto Ley 2/2001 modifica mediante su artículo primero, párrafo 4, la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, excluyendo de la exacción que financia los CTCs la energía importada de otros Estados miembros.

Durante el periodo anterior a la entrada en vigor de dicho Real Decreto Ley, la exacción se aplicaba indistintamente a la energía importada y a la energía producida en España. Las autoridades españolas se han comprometido a recuperar las cantidades de los CTCs correspondientes a la energía importada de otros Estados miembros durante este periodo y a devolver estas cantidades a los consumidores en 2002 mediante una bajada uniforme de las tarifas eléctricas. A los consumidores cualificados que puedan probar, sobre la base de contratos bilaterales, el origen importado de una parte de su consumo se les reembolsará

individualmente la cuantía de la exacción por CTCs correspondiente a esta energía.

La Comisión constata igualmente que la exacción que financia el régimen de los CTCs se aplica a la energía exportada a través de las tarifas de acceso a la red de los productores. El régimen es por tanto conforme con la práctica constante de la Comisión según la cual una tasa parafiscal debe aplicarse a los productos exportados.

H) CONCLUSIÓN.

Sobre la base de las informaciones de que dispone, la Comisión concluye que no puede excluir que el régimen de los CTCs incluya elementos de ayuda de Estado en el sentido del apartado primero del art. 87 del Tratado CE.

No obstante, sobre la base de la apreciación que precede, la Comisión considera que, en el caso de que el régimen contuviera elementos de ayuda de Estado, estos elementos de ayuda serían compatibles con el Tratado CE.

Esta apreciación positiva comporta sin embargo la obligación de transmitir a la Comisión un informe anual sobre la aplicación de la ayuda y de notificarle toda eventual modificación.

La presente decisión se adopta sin perjuicio de las disposiciones del Tratado EURATOM.

En el caso en el que la presente carta contenga datos confidenciales que no deban divulgarse, se ruega informar de ello a la Comisión en un plazo de quince días hábiles a partir de la fecha de recepción de la presente.

Si la Comisión no recibe una solicitud motivada al efecto en el plazo indicado, se considerará que se acepta la comunicación a terceros y la publicación del texto íntegro de la carta.

7.6 CATEGORÍAS CONTABLES INCLUIDAS EN LOS CTCs ESPAÑOLES.

La Disposición Adicional 45 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, determinó el tratamiento contable de las pérdidas producidas en las empresas del sector eléctrico, como consecuencia del tránsito a la competencia.

La citada Disposición estableció que, durante los ejercicios 1997 y 1998, las pérdidas que se produzcan en los activos de instalaciones técnicas de generación, periodificaciones propias del sector eléctrico y diferencias negativas de cambio que figuren en el balance de las empresas eléctricas, así como los gastos correspondientes a los diferentes planes de reestructuración como consecuencia de la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, que no sean objeto de recuperación a través de la “Retribución fija por tránsito a la competencia”, podrán ser imputadas a reservas voluntarias.

El Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico, determina el ámbito y obligatoriedad de aplicación así como disposiciones respecto a las cuentas anuales consolidadas y diferencias de cambio en moneda extranjera en actividades reguladas.

Su Disposición Transitoria única define el tratamiento contable de la retribución fija por transición a la competencia y su Disposición Derogatoria única, entre otros, deroga el art. 19 del Real Decreto 2017/1997, relativo a la contabilización de la retribución fija de los CTCs.

Los criterios establecidos por la Disposición Transitoria única del Real Decreto 437/1998 son los siguientes:

- El importe recibido en cada ejercicio, a partir de 1998, en concepto de retribución fija, será objeto de registro contable como ingreso en el epígrafe “importe neto de la cifra de negocios”.
- Se crea una partida en el activo del balance llamada “Gastos diferidos por transición a la competencia” en la que se reclasifican las periodificaciones propias del sector eléctrico así como los gastos a distribuir en varios ejercicios por diferencias negativas de cambio pendientes de amortizar al 31 de diciembre de 1997, una vez imputada a resultados la parte correspondiente al ejercicio de 1997, así como los gastos derivados de correspondientes planes de reestructuración como consecuencia del tránsito a la competencia. Dicho importe, junto con el importe del inmovilizado material, recuperables mediante retribución fija, deberán imputarse a resultados en la medida que se perciba la correspondiente retribución fija.
- El importe de aquellos activos y gastos que no se recuperarán por la vía de los precios de mercado ni por la retribución fija se podrán imputar con cargo a reservas voluntarias, si bien, en este caso, se realizará

exclusivamente en los dos primeros ejercicios que se cierren con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de la Ley 54/1997.

Las empresas reflejan en sus estados contables del ejercicio 1997 dicho tratamiento contable cargando algunas de ellas a reservas voluntarias aquellos activos y gastos que no se recuperarán por la vía de los precios de mercado ni por la retribución fija.

El art. 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, modifica la Disposición Transitoria 6ª de la Ley 54/1997, de tal forma que:

- a) El importe máximo por consumo de carbón, queda sin cambio en valor a 31 de diciembre de 1997, se actualizará de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997 y se deducirán las cantidades correspondientes a 1998.
- b) El importe resultante de sumar, en valor a 31 de diciembre de 1997, las cantidades de la asignación general y específica, se actualizará de acuerdo con ese mismo Real Decreto y se deducirán las cantidades correspondientes a 1998.
- c) La cantidad resultante de realizar la operación descrita en la letra a) anterior y al 20 por ciento de la cantidad resultante descrita en la letra b) anterior, actualizadas en los términos reglamentariamente previstos, se satisfarán, durante un plazo hasta el 31 de diciembre de 2007, mediante la percepción de una retribución fija, expresada en pesetas kWh, que se calculará como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa y la retribución reconocida para la producción en el artículo 16.1 de la Ley 54/1997. Si el coste medio de generación resultara en media anual a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del importe pendiente de compensación correspondiente a la parte del derecho a la que se refiere este apartado.
- d) Al 80 por ciento restante, de la suma de la asignación general y específica, actualizado, se le aplicará:
 - 1) este importe pendiente de compensación se reducirá en un 20 por ciento, con efectos al día 31 de diciembre de 1998.
 - 2) el importe pendiente de compensación restante se satisfará mediante la afectación a tal fin, a partir del día 1 de enero de 1999, de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica, que será del 4,5 por ciento y que se mantendrá hasta la satisfacción íntegra del importe a que se refiere este apartado. Las sociedades titulares del derecho de compensación a que se refiere este apartado podrán cederlo a terceros.

La Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, establece para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.

La citada Orden en su apartado primero determina: “En el caso de la existencia de déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del año 2000 y siguientes, éste se imputará a los preceptores de derechos de compensación según la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997 en su redacción modificada por el art. 107 de la Ley 50/1998, según la fórmula que se indica”.

Y, en su apartado quinto: “Las cantidades descontadas a cada empresa a los efectos de cubrir el déficit de ingresos de las actividades reguladas de un año, serán tenidas en cuenta a la hora de calcular el saldo de coste de transición a la competencia a 31 de diciembre de dicho año”.

Si el coste medio de generación a que se refiere el art. 16.1 de la presente Ley de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación, resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del citado valor actual, estableciéndose anualmente por el Ministro de Economía las nuevas cantidades y porcentajes de costes de transición a la competencia que corresponderán a cada una de las sociedades.

La Orden del Ministerio de Economía de 28 de marzo de 2001 estipula que, exclusivamente en las cuentas anuales correspondientes al ejercicio de 2000, y como consecuencia del Real Decreto Ley 2/2001, de 2 de febrero, podrán proceder de acuerdo con las reglas estipuladas en esta Orden Ministerial y, sin perjuicio de las mismas, la parte del resultado extraordinario a que se ha hecho referencia que sea consecuencia exclusivamente de la supresión que el citado Real Decreto Ley realiza de la afectación del 4,5 por ciento de la facturación por venta de energía eléctrica a los consumidores, podrá imputarse, de forma excepcional, a reservas voluntarias, si éstas existieran.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, por la que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de defensa de la competencia, y determinados artículos de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre introducción del euro, confirma el contenido del Real Decreto Ley 2/2001, ampliándolo con algún detalle y respecto a la introducción del euro.

La Orden de 2 de agosto de 2001, por la que se reconoce a Viesgo Generación, S. L., el derecho de cobro de CTC desde el 1 de julio de 2001, establece entre otros la incorporación de Viesgo Generación, S. L., como nuevo sujeto del procedimiento de liquidaciones, así como el traspaso a su favor de 273.418 miles de euros (45.493 millones de pesetas) a 31 de diciembre de 2000, de los derechos de cobro de CTCs tecnológicos de Endesa, S. A.

La Orden del Ministerio de Economía, 1588/2002, de 12 de junio, por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas, teniendo en

cuenta la nueva sociedad Viesgo Generación, S. L. deroga, en su apartado sexto, la Orden de 21 de noviembre de 2000.

En su apartado primero, da una nueva redacción al mismo apartado primero de la Orden derogada, citada en el párrafo anterior, modificando la fórmula de cálculo.

En el apartado segundo fija, a partir del ejercicio de 2001, los porcentajes provisionales de reparto del derecho de compensación correspondiente al grupo Endesa, S. L. y Viesgo Generación, S. L., a 31 de diciembre de 1997, 1998 y 1999.

En el apartado quinto determina: “Las cantidades descontadas a cada empresa a los efectos de cubrir el déficit de ingresos de las actividades reguladas de un año, serán tenidas en cuenta a la hora de calcular el saldo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de dicho año”.

7.7 EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN FIJA.

En el cuadro 7.33 puede observarse con detalle la evolución de la retribución fija de los CTC, desde su valor inicial contemplado al 31 de diciembre de 1997, (Ley 9/2001 y R. D. Ley 2/2001) hasta su valor actualizado con fecha 31 de diciembre de 2002. La retribución total fija⁴¹⁹ pagada, hasta dicha fecha, ha sido de 5.005 millones de euros.

CUADRO 7.33

EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN FIJA DE LOS CTCs (Millones de euros)	
Valor inicial al 31/12/97 (Ley 9/2001 y R. D. Ley 2/2001)	8.664
+ Actualización a 31/12/98	368
- Pagos en 1998 (1)	759
= Valor actualizado a 31 de diciembre de 1998	8.273
+ Actualización a 31/12/99	243
- Pagos en 1999 (2)	917
= Valor actualizado a 31 de diciembre de 1999	7.599
+ Actualización a 31/12/00	334
- Pagos en 2000 (3)	842
= Valor actualizado a 31 de diciembre de 2000	7.091
+ Actualización a 31/12/01	301
- Pagos en 2001 (4)	426
= Valor actualizado a 31 de diciembre de 2001	6.966
+ Actualización a 31/12/02	230
- Pagos en 2002 (5)	2.061
= Valor actualizado a 31 de diciembre de 2002	5.135
RETRIBUCIÓN FIJA PAGADA = (1) + (2) + (3) + (4) + (5)	5.005

(1) 759 = 522 (asignación general) + 131 (asignación específica) + 106 (exceso de precio s/3,606 cent €/kwh)

(2) 917 = 123 (asignación general) + 31 (asig. específica) + 200 (exceso de precio s/3,606 cent €/kwh) + 563 (cuota del 4,5 %)

(3) 842 = 557 (exceso de precio s/3,606 cent €/kwh) + 535 (cuota del 4,5 %) – 250 (déficit acumulado)

(4) 426 = 470 (exceso de precio s/3,606 cent €/kwh) + 56 (cuota del 4,5 %) – 100 (déficit acumulado)

(5) 2.061 = 1.785 (exceso de precio s/3,606 cent €/kwh) – 1.149 (déficit acumulado) + 1.425 (desajuste ingresos anterior a 2003)

⁴¹⁹ La modificación de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en vigor desde el 1 de enero de 1999, modifica los métodos de compensación y recuperación al introducir un nuevo componente fijo en la tarifa del 4,5 % destinado a la compensación de pagos a las compañías eléctricas.

7.8 LOS CTCs PENDIENTES DE COBRAR.

La situación actual, con relación a los CTCs es la siguiente:

- a) No se están estableciendo cantidades de CTCs a recuperar en la tarifa suficientes como para cumplir con el compromiso de recuperar las cantidades máximas al finalizar el periodo previsto para ello, aún cuando en la memoria económica se establecía una senda inicial de recuperación.
- b) Otra práctica que se está siguiendo en el cálculo tarifario es la de no contemplar en las tarifas previsiones correctas de los costes regulados lo que, unido a que no existe un sistema de corrección de desvíos, como el existente, por ejemplo, en el gas hace que los CTCs se empleen como sustitución de dicho mecanismo de ajuste, permitiendo la financiación de los desvíos de unos costes regulados mediante la devolución de otro coste regulado e, incluso, mediante ingresos obtenidos en el mercado.

Tal como se desprende de los diferentes informes de la CNE, dicha política de cálculo tarifario es ineficiente y esta situación está representando un importante daño patrimonial a las empresas.

La CNE reconoce, en su propuesta de metodología para establecer las tarifas de acceso la necesidad de realizar ajustes tarifarios. En dicho informe se indica que, en el caso de que se quisiera que los CTCs se recuperasen, debería hacerse mediante una metodología consistente en “definir la anualidad constante que, suponiendo precios de mercado inferior o igual a 6 pesetas por kWh, permitirá la recuperación de la cuantía máxima de CTCs hasta el 2010.

Si el precio previsto de mercado para el año siguiente es inferior o igual a 6 pesetas por kWh, esta anualidad será la que se incorpore en las tarifas de acceso del año siguiente.

En el caso de que se prevea un precio de mercado superior a 6 pesetas por kWh, esta anualidad se verá reducida por el exceso entre los ingresos de mercado que se prevea percibirán las empresas y los ingresos que se espera percibir si el precio fuera igual a 6 pesetas por kWh”.

Todo lo señalado ha provocado que la recuperación realizada hasta la fecha, sea mucho menor que la de la senda inicialmente prevista. Esto puede observarse en el siguiente cuadro 7.34, como la Memoria Económica de la Ley preveía que en el año 2001 ya se hubiesen cobrado 1.106.672 millones de pesetas por CTCs, mientras que la previsión de cierre de las cantidades a cuenta cobradas es de 417.421 millones de pesetas, lo que da un resultado negativo de unos 689.251 millones de pesetas de menos y sin incluir la deducción de la “quita” de 262.459 millones de pesetas.

CUADRO 7.34

Senda de recuperación de los Costes de Transición a la Competencia (millones de pesetas)					
	1998	1999	2000	2001	Suma
Según Memoria Económica del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico					
CTC Pendiente	1.988.561	1.840.733	1.681.836	1.508.230	
Intereses Anuales	124.285	115.046	105.115	94.264	
Pago anual CTC	272.113	273.943	278.721	281.895	1.106.672
Descuento por exceso de precio	0	0	0	0	
<hr/>					
Total CTC Amortizado	147.828	158.897	173.606	187.631	
<hr/>					
Total CTC Pendiente	1.840.733	1.681.836	1.508.230	1.320.599	
<hr/>					
	1998	1999	2000	2001	
Importes liquidados (provisional)					
CTC Pendiente	1.988.561	1.629.122	1.485.896	1.392.178	
Intereses Anuales	84.315	47.896	65.082	59.028	
Pago anual CTC	163.669	157.850	61.482	34.420	417.421
Por diferencias	108.648	22.874	-43.814	-3.881	
Por cuota		87.444	89.071	8.969	
Carbón	55.021	47.532	16.225	29.332	
Descuento por exceso de precio	17.626	33.272	97.318	74.793	
Quita		262.459			
<hr/>					
Total CTC Amortizado	79.354	109.954	-3.600	-24.608	
<hr/>					
Total Reducción de CTC	17.626	295.731	97.318	74.793	
<hr/>					
Total CTC Pendiente	1.891.581	1.485.896	1.392.178	1.341.994	
IMPORTE TOTAL NO PERCIBIDO en el periodo 1998 – 2001 (sin incluir la Quita) =					689.251

En el Real Decreto que fija la Tarifa para el ejercicio 2002 podemos destacar los siguientes aspectos:

- a) Coste de la energía en el Régimen Ordinario. Se empleó un coste de 5,9 pesetas por kWh, cuando era previsible que el 2002 fuese un año en el que el precio fuera similar al del segundo semestre del 2001, ya que el margen de cobertura sería estrecho, máxime si persistía la situación extremadamente seca.

- b) Volumen de la energía del Régimen Especial. Se han utilizado cantidades menores a las previstas por la CNE, lo que provocará que los costes finales por este concepto sean mayores.
- c) Se ha incluido un nuevo coste con relación a los incentivos de los cogeneradores para que acudan al mercado, por lo que el coste por este incentivo incluido en tarifa es menor que el que seguramente ocurrirá en la realidad, sino que el sistema de incentivos prevé un pago por garantía de potencia mayor que el que percibe el régimen ordinario.
- d) La cantidad de CTCs con la que se calcula la tarifa es mucho menor que la que corresponde a los valores que permitan su recuperación total en el año 2010.

En consecuencia, de lo expuesto se pueden extraer las conclusiones siguientes:

- Los CTCs son costes reconocidos tanto por la Legislación Española como por las Autoridades Comunitarias.
- Los criterios iniciales para la recuperación de los CTCs fueron definidos en el momento de aprobación de la Ley. A partir de ahí, han sufrido repetidas modificaciones, algunas de ellas contradictorias.
- Las modificaciones que se han ido introduciendo parecen responder más a coyunturas externas puntuales, como favorecer más a las instalaciones de carbón nacional, que a la adaptación a una realidad cambiante pero intentando mantener los criterios iniciales.
- Tanto las continuas y sucesivas modificaciones como su discrecionalidad, hacen concebir la idea de que, en la actualidad, no existe una metodología de cobro de CTCs ni de cálculo de la tarifa, lo que desemboca en un aumento de riesgo de los agentes.
- Con el transcurso del tiempo se ha asistido a una pérdida del interés por la recuperación de los CTCs, pasando de ser un derecho reconocido de las empresas, a ser un instrumento utilizado por la propia Administración para atender otros fines ajenos.
- Si a corto plazo las consecuencias para las empresas derivan en una disminución de ingresos, a largo plazo supondrá para los inversores una valoración negativa, dada la falta de seguridad jurídica, que exigirá en contrapartida una prima de riesgo elevada lo que conducirá, finalmente, a una subida de la tarifa para los consumidores, produciéndose la paradoja de conseguir un objetivo contrario al que a corto plazo persigue la CNE y la Administración.

7.9 LOS INCIDENTES DE OTOÑO DE 2003.

El 1 de octubre de 2003, la compañía eléctrica Iberdrola presentó a la CNE su informe “Iberdrola en el sector energético español”, en el que se hacía referencia a los CTCs que quedarían por cobrar por las empresas y se incluía el siguiente cálculo del saldo de CTCs (ver cuadro 7.35), teniendo en cuenta las horas de producción (netas de costes) y plusvalías y bajo el epígrafe ¿Cuáles serían hoy los CTCs?

CUADRO 7.35

COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA	
¿Cuáles serían hoy los CTCs?	
Ejemplo de cálculo	
Saldo de CTCs teniendo en cuenta horas de producción (netas de costes) y plusvalías	
	<u>Miles de euros</u>
Saldo inicial CTCs	10.176.848
Quita	1.513.246
CTCs reconocidos	8.663.602
CTCs percibidos	1.922.676
Aportación al Déficit	0
Plusvalías venta instalaciones	1.000.000
Exceso sobre 6 PTA/kWh	3.127.663
Exceso horas producción	4.217.337
Total	10.267.677
Superávit (+) ó Déficit (-)	1.604.075
	18,5 %

Fuente: Iberdrola, Informe a la CNE “Iberdrola en el sector energético español” de 01-X-03.

Según se desprende del cálculo, el sector eléctrico ha cobrado 10.267.677 millones de euros de CTCs, en lugar del máximo de 8.663.602 millones de euros, al incluir las plusvalías obtenidas por Endesa al vender su filial Viesgo y porque las centrales han funcionado más horas de las previstas.

Según Iberdrola, de los 8.663.602 millones de euros reconocidos en concepto de CTCs, ya se han cobrado 10.267.677 millones de euros (sumando los CTCs percibidos, la plusvalía de las ventas de instalaciones de Viesgo, el exceso sobre las 6 pesetas/kWh, y unos ingresos superiores correspondientes a una producción mayor a la prevista). El objeto de la presentación de Iberdrola ante la CNE era, ante todo, tratar de analizar este último punto.

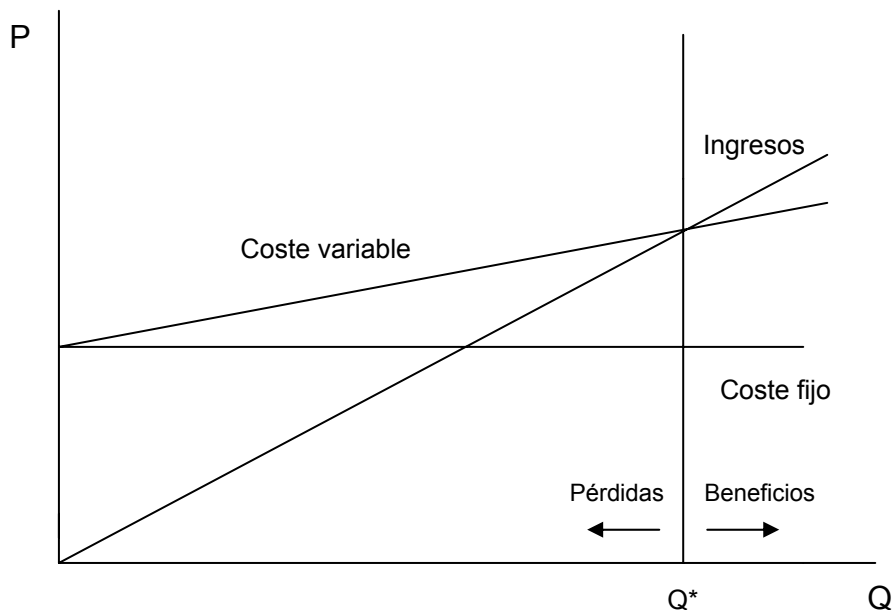
Para dicha pretensión, conviene tener en cuenta que las empresas calculan el número de unidades que hay que vender (óptimo de producción) para que, con los ingresos totales obtenidos, se puedan cubrir los costes totales incurridos.

El Umbral de Beneficio o Punto Muerto o Punto de Equilibrio, es aquel nivel de ventas a partir del cual las empresas empiezan a obtener beneficio. Se calcula como aquel nivel donde los ingresos igualan a los costes:

Gráfico 7.1: Cálculo de Umbral de Beneficio o Punto Muerto

Volumen de ventas (Q^*) donde:

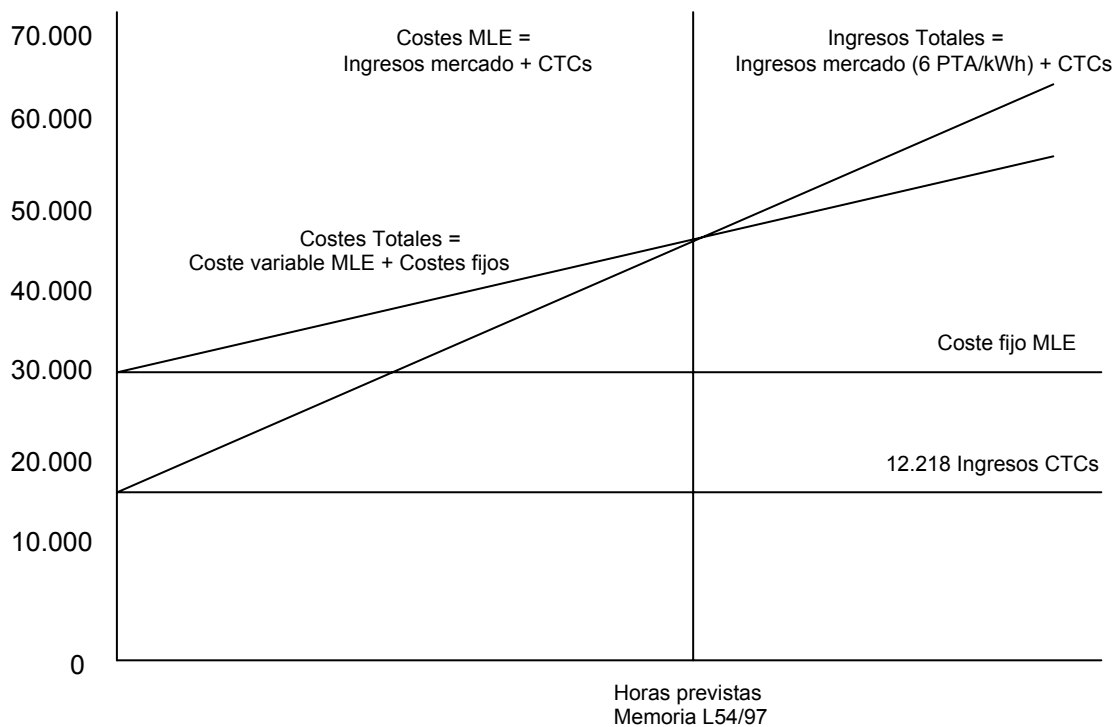
$$\text{INGRESOS TOTALES} = \text{COSTES TOTALES}$$



Los CTCs se calcularon teniendo en cuenta la obtención de ese Punto Muerto o Punto de Equilibrio, de tal forma que los ingresos que percibiría una empresa tras la liberalización fueran iguales a sus costes. Los ingresos totales que percibiría una empresa provendrían tanto del mercado de producción, valorado a 6 pesetas/kWh (ingresos variables en función de la producción), como de los CTCs (ingresos fijos). Los costes totales, variables y fijos, fueron calculados teniendo en cuenta cómo eran retribuidos antes de la liberalización (MLE).

Cálculo de los CTCs: Ingresos = Costes Totales

Gráfico 7.2: Cálculo de los CTCs tecnológicos (Millones de €)



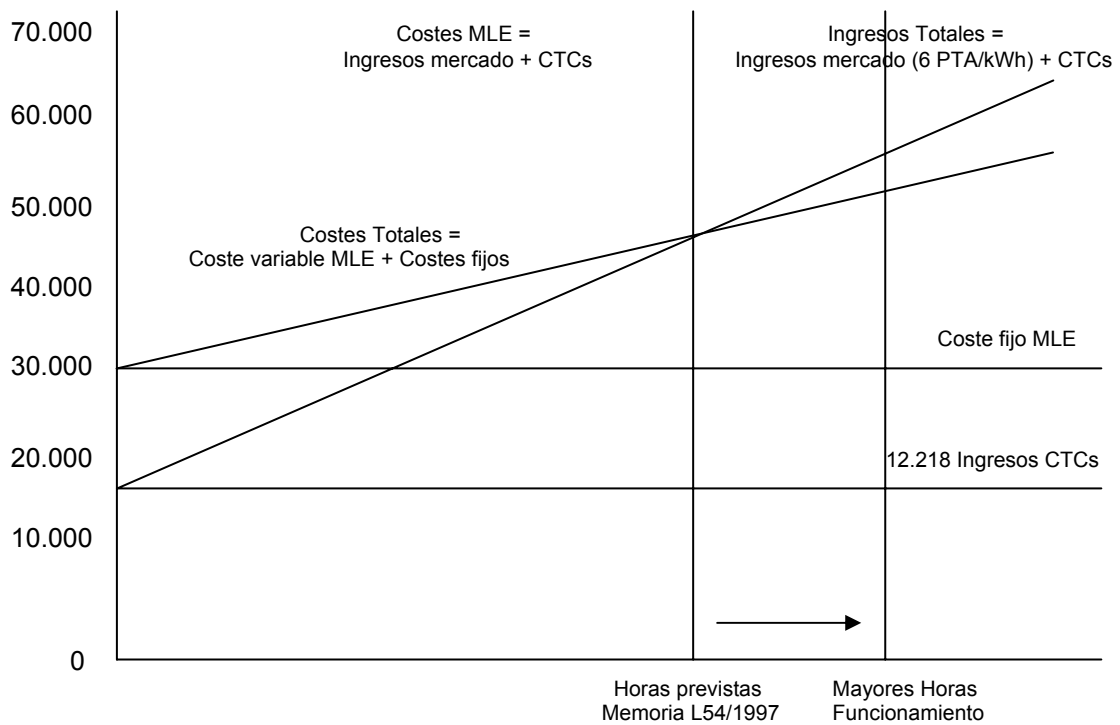
Fuente: CNE

Los CTCs fueron calculados para el periodo de vida remunerada de las centrales, teniendo en cuenta un determinado número de horas medio de funcionamiento para cada una de las tecnologías de generación. Sin embargo, lo que ha ocurrido después de 5 años de funcionamiento de mercado es que las horas de funcionamiento de las centrales de producción han sido, en algunas tecnologías, mayor que las previstas. Por consiguiente, al estar los CTCs calculados para alcanzar el punto de equilibrio, al aumentar la producción, las

empresas se encuentran ahora en un punto donde obtienen unos beneficios adicionales, tal como se muestra en el gráfico 7.3.

CTCs Tecnológicos
Mayor funcionamiento de las centrales

Gráfico7.3: Cálculo de los CTCs tecnológicos (Millones de €)

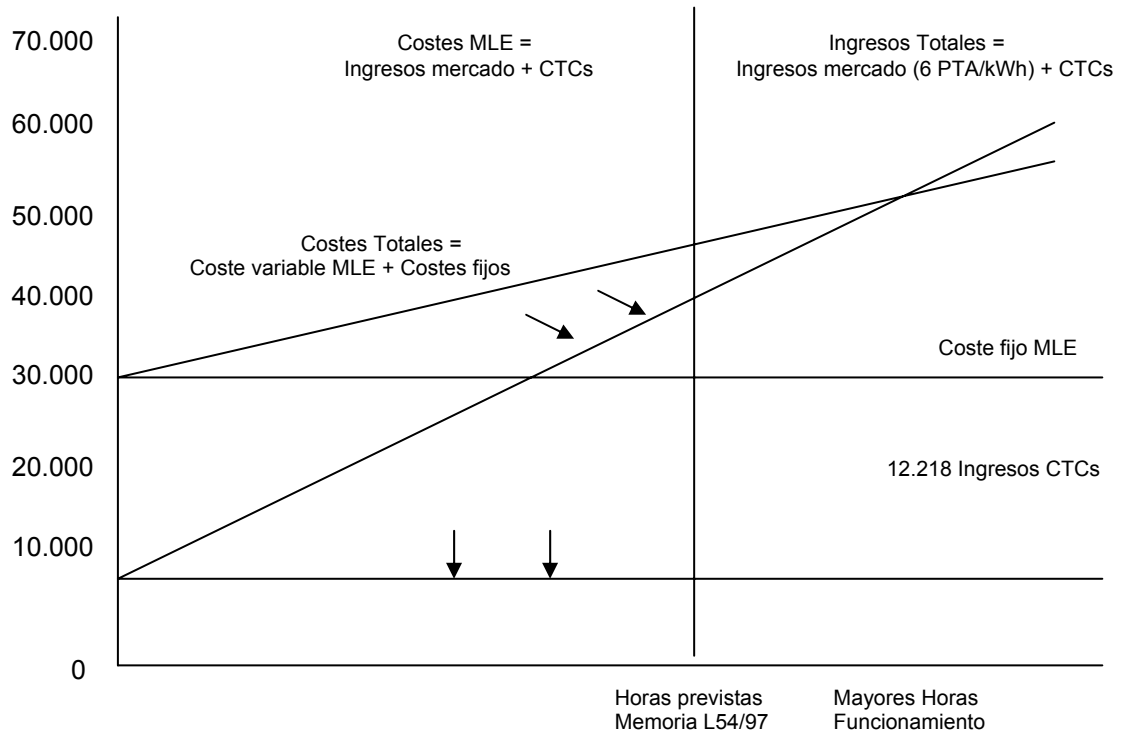


Fuente: CNE

Si se quisiera volver al punto de equilibrio, sería necesario realizar una traslación de la recta de ingresos totales, conservando su pendiente. En la práctica esto pasaría por volver a calcular los CTCs que corresponderían a un mayor funcionamiento de las centrales (menor importe), con lo que la recta de los ingresos totales descendería, tal como aparece indicada en el gráfico 7.4.

Mayor funcionamiento de las centrales: CTCs distintos

Gráfico 7.4: Cálculo de los CTCs tecnológicos (Millones de €)



Fuente: CNE

La Dirección de Energía Eléctrica ha desarrollado un modelo de cálculo de los CTCs, que reproduce con gran precisión el importe que se pactó en el Protocolo de 1996, y cuyos resultados se trasladaron a la Ley 54/1997. En la transparencia presentada por Iberdrola ante la CNE puede verse una pantalla del modelo en la que se ofrece la posibilidad de modificar, entre otros, las horas de funcionamiento consideradas para cada tecnología, y obtener como resultado una variación de los CTCs tecnológicos.

CTCs Tecnológicos y Reparto por Empresas
Memoria Ley 54/1997

Gráfico 7.5

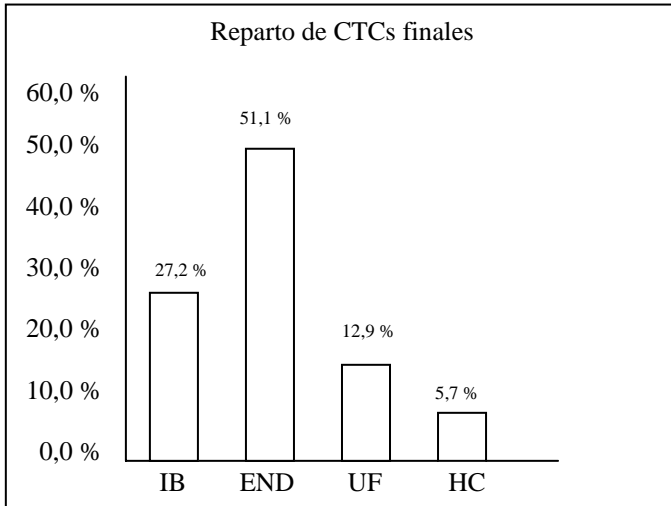
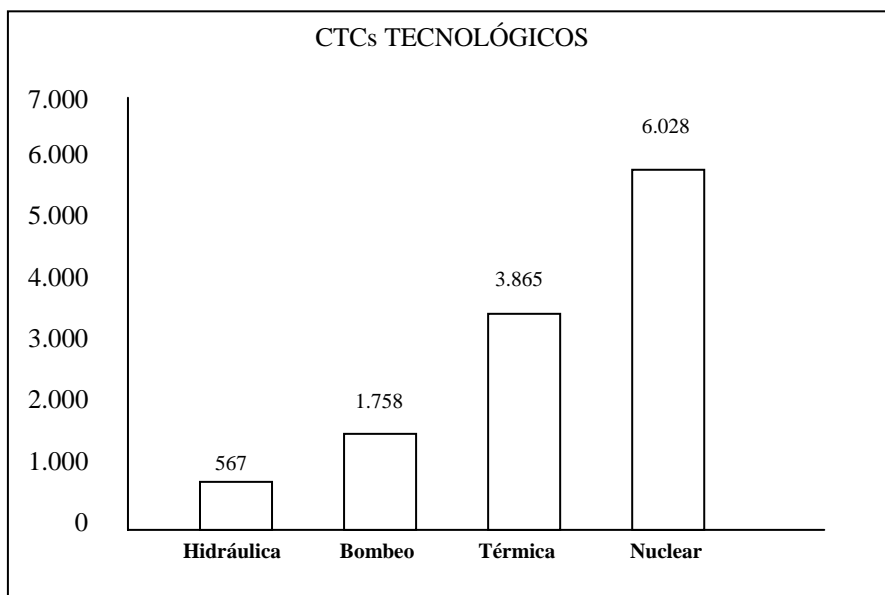


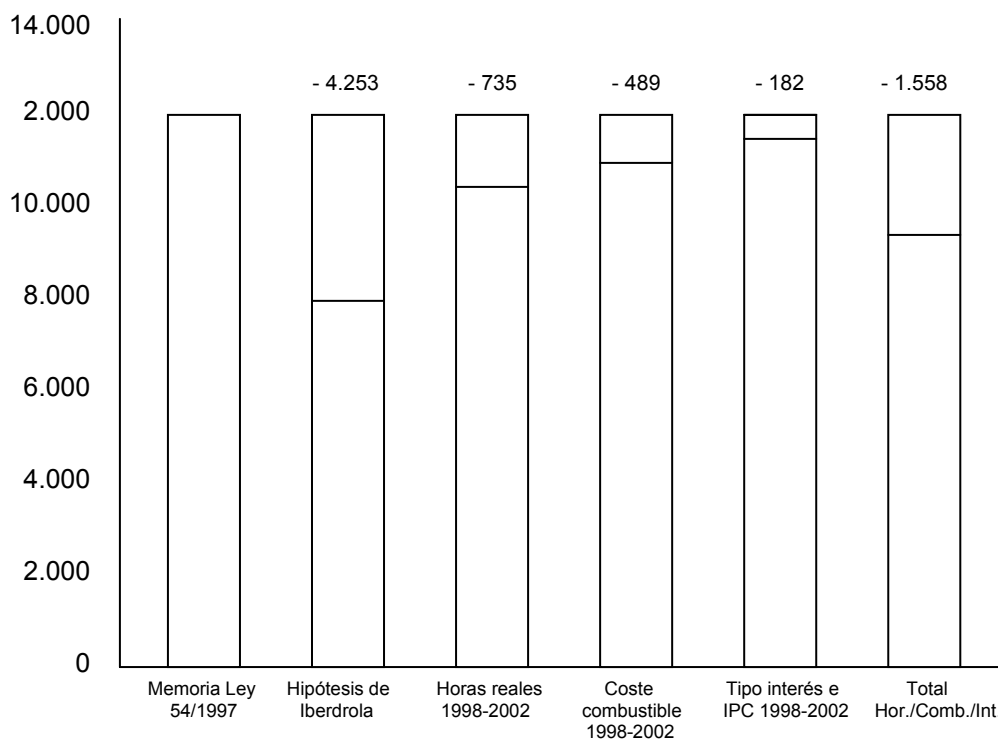
Gráfico 7.6

TOTAL CTCs M€1997
Memoria Ley 54/1997..... 12.218



Sensibilidad de los CTCs a distintos parámetros

Gráfico 7.7: Cálculo de CTCs bajo distintas hipótesis



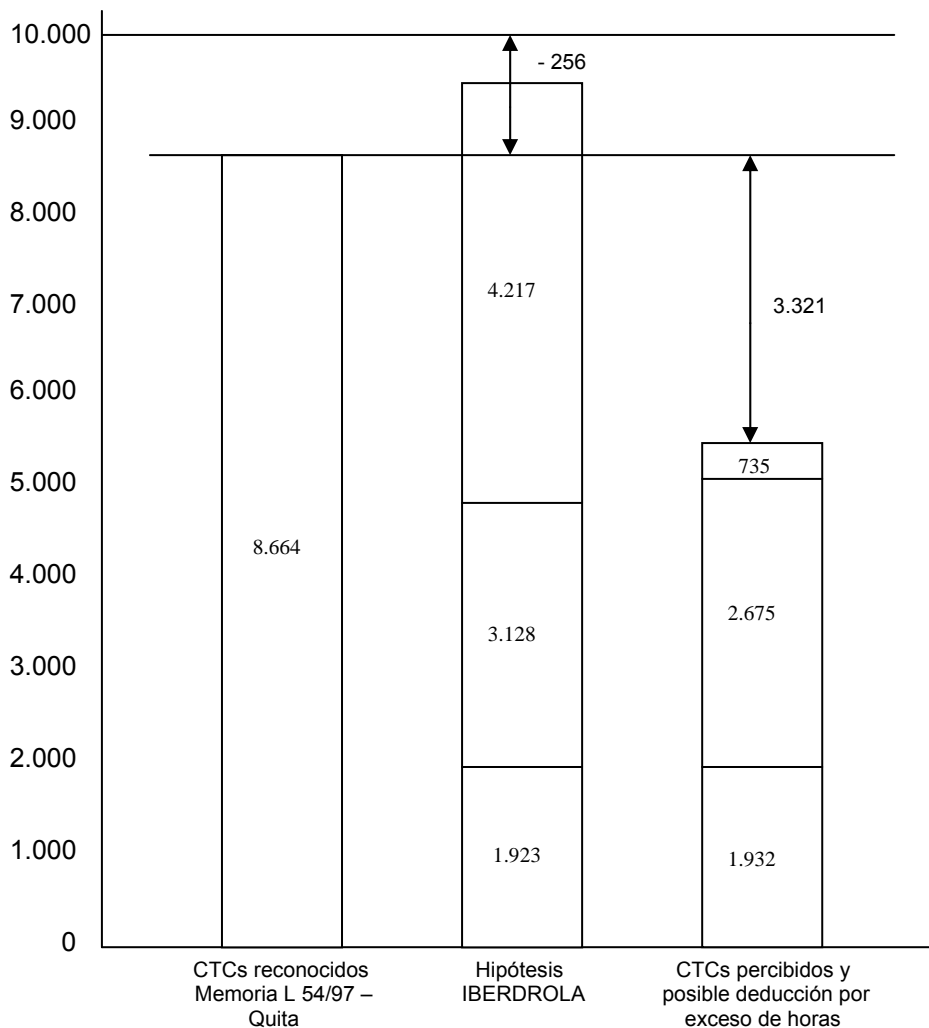
Fuente: CNE

Se ha utilizado dicho modelo para determinar cuáles serían los CTCs tecnológicos brutos si se hubiesen considerado en su cálculo hipótesis ajustadas a la realidad ocurrida en el periodo 1998-2002. Para el resto del periodo de la vida remunerada de las centrales, se han mantenido las hipótesis inicialmente consideradas en la memoria de la Ley 54/1997. En el gráfico superior se muestran las reducciones de los CTCs con las horas reales de funcionamiento, el coste de combustible estándar que correspondería y el tipo de interés aplicable, durante el periodo 1998-2002. Se observa que con el efecto de todas las variables consideradas conjuntamente, en dicho periodo, se obtendrían unos CTCs tecnológicos brutos inferiores a los iniciales en aproximadamente 1.558 millones de euros.

Los resultados obtenidos por mayores horas de producción son muchos menores que los que afirma la compañía eléctrica Iberdrola (735 frente a 4.253 millones de euros). Cabe suponer que estos 4.253 millones de euros han podido ser calculados en términos nominales y considerando un mayor número de horas en todo el periodo de la vida remunerada de las centrales. Otra posibilidad es que sólo se hayan considerado mayores horas en los ingresos que reciben por el mercado y no en los costes variables correspondientes.

¿Cuáles serían hoy los CTCs?

Gráfico 7.8: Saldo actual de CTCs (Millones de €/1997)



Fuente: CNE

Según esto, si intentamos reproducir la cantidad de CTCs que, según expuso Iberdrola ante la CNE, no habría un exceso, sino que quedarían por recuperar 3.321 millones de euros (precios de 1997). Parece que los CTCs recibidos por el exceso sobre las 6 pesetas/kWh que calcula Iberdrola se encuentran en términos nominales, cuando han de ser convertidos a precios de 1997, con el objeto de que sean comparables con la cantidad inicial.

En la argumentación de Iberdrola en relación a los CTCs, expuesta ante la CNE el 1 de octubre de 2003, ésta llega a la conclusión que los CTCs:

- Distorsionan el Mercado Mayorista
- Impiden el desarrollo del mercado a plazo
- Distorsionan la actividad comercial
- Obstaculizan el desarrollo del Mercado Ibérico
- Dificultan la entrada de nueva generación

La empresa eléctrica Iberdrola declaró ante la CNE que los CTCs se estaban cobrando a un ritmo, que en su opinión, resultaba excesivo. Concretamente se habrían percibido 1.604.075 millones de euros (270.000 millones de pesetas) más de lo previsto a 31 de diciembre de 2002, teniendo en cuenta horas de producción (netas de costes) y plusvalías, tal como se puede observar en el cuadro 7.36, reproducido al comienzo de este epígrafe.

CUADRO 7.36

Los CTCs según IBERDROLA (en miles de euros)	
Saldo inicial CTCs	10.176.849
Quita	1.513.246
CTCs reconocidos	8.663.602
CTCs percibidos	1.922.676
Plusvalías venta de instalación	1.000.000
Exceso sobre 6 PTA/kWh	3.127.663
Exceso horas de producción	4.217.337
TOTAL	10.267.677
Superávit (+)/ Déficit (-)	1.604.075

Fuente: Elaboración propia con datos de Iberdrola

El consejero delegado de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, dejó manifiestamente claro ante la CNE que el peaje de 1,7 billones de pesetas impuesto en su día por el Ministro Sr. Piqué a todos los consumidores de electricidad en beneficio de las empresas eléctricas, se estaban cobrando a un ritmo muy superior al previsto y que por consiguiente las empresas habrían percibido, a 31 de diciembre de 2002, más de lo que en su día se estipuló y los consumidores habrían pagado 270.000 millones de pesetas a las empresas en los últimos cinco años.

¿Cómo llega Iberdrola a esta conclusión tan alejada de la postura mantenida por el Gobierno y el resto de las empresas eléctricas? y ¿Cuál es la estrategia que persigue Iberdrola manteniendo esta sorprendente conclusión respecto de la valoración de los CTCs en la actualidad?

En cuanto a la primera cuestión planteada, Iberdrola parte de la cifra de los CTCs reconocidos, que tienen que pagar los consumidores a través de la tarifa, cuyo volumen fue de 8.663.602 millones de euros (aproximadamente 1,7 billones de pesetas). A continuación Iberdrola reconoce que los consumidores han pagado ya 1.922.676 millones de euros (casi 320.000 millones de pesetas), quedando, por consiguiente, por pagar 6.740.926 millones de euros. Pero de esa cantidad Iberdrola, a continuación, resta 1.000.000 millones de euros por las plusvalías obtenidas de las ventas de instalaciones que, lógicamente, deben eliminarse de los costes de transición a la competencia.

Igualmente, en opinión de Iberdrola, procede deducir otros 3.127.663 millones de euros, debido a que el comportamiento de los precios en el mercado han rebasado sistemáticamente el tope de las 6 pesetas/kWh producido, de forma que los mayores ingresos obtenidos en el reparto final de la tarifa por ese concepto deben descontarse de la percepción por CTCs. Finalmente, deben deducirse otros 4.217.337 millones de euros debido a que el régimen de utilización de las plantas eléctricas ha superado las horas de utilización con las que se calcularon inicialmente los CTCs.

El resultado pues, que se desprende del referido cálculo realizado por Iberdrola, es que los consumidores han pagado, hasta el 31 de diciembre de 2002, un volumen de 1.604.075 millones de euros más de lo que deberían haber percibido las empresas si los CTCs hubieran sido objeto de una valoración correcta.

La respuesta a la segunda cuestión, y aun cuando pueda parecer paradójica, viene dada por el cambio de estrategia empresarial y económica registrado por Iberdrola, a partir de la incorporación en la misma del consejero delegado Ignacio Sánchez Galán, ante un régimen de mercado liberalizado y competitivo que lleva a la compañía eléctrica a la adopción de estrategias más agresivas y de rivalidad en el sector, que las mantenidas con anterioridad.

Iberdrola considera que el momento es oportuno para debilitar económica y financieramente a Endesa y el método o instrumento para conseguirlo es reducir o eliminar los CTCs, sencillamente porque Iberdrola, por su estructura en generación, recupera los CTCs antes que Endesa.

Ante esta situación, no exenta de cierta perplejidad, Endesa ha realizado su propio cálculo, en relación a la situación actual de los CTCs, que intenta rebatir el cálculo realizado por Iberdrola, y que a continuación pasamos a exponer. Endesa, en el documento⁴²⁰ resumen de la situación actual de la recuperación de los CTCs, hecho público⁴²¹ por su consejero delegado Rafael Miranda, considera que, a 31 de diciembre de 2002, sólo se habían recuperado un 25 por ciento de los CTCs, lo que supondría unos 1.700 millones de euros menos de lo previsto cuando se calcularon los CTCs. Rafael Miranda, considera que en el periodo 1998-2002, el negocio de generación ha tenido unos ingresos (mercado más CTCs) de 2.300 millones de euros inferiores a los previstos inicialmente, con costes de combustible de 3.650 millones de euros superiores, como puede observarse en el cuadro 7.37.

CUADRO 7.37

DIFERENCIA ENTRE CÁLCULO ORIGINAL DE INGRESOS DE GENERACIÓN Y LA REALIDAD (1998-2002)

Bajada de tarifas muy superior a la prevista en el cálculo de los CTCs
Desarrollo más intenso del Régimen Especial

Ingresos de generación acumulados en el periodo 1998-2002
(Millones de euros de VAN a 31/XII/97)

	Previsión utilizada en el cálculo de los CTCs	Realidad	Diferencia
Ingresos de mercado	17.180	16.541	- 639
Ingresos por CTCs	4.940	3.228	-1.712
Ingresos de mercado > 6 PTA/kWh	0	2.670	2.670
CTCs por diferencias	4.940	558	- 4.382
Total ingresos de generación con derecho a CTCs	22.120	19.769	- 2.351
Coste de Combustible	7.217	10.867	3.650

Fuente: Endesa, "Resumen de la situación actual de la recuperación de los CTCs".

⁴²⁰ Presentado ante la CNE el 5 de noviembre de 2003.

⁴²¹ El País (Madrid) 16-XI-2003.

El citado consejero delegado de Endesa considera que la distorsión actual más grave, que debería de corregirse de inmediato, es el distinto ritmo de recuperación de los CTCs de las distintas empresas eléctricas. Según sus cálculos, la generación eléctrica por procedimientos térmicos -más abundante en Endesa- y el bombeo han percibido ingresos muy inferiores a los previstos en la estimación de los CTCs. La generación hidráulica –más abundante en Iberdrola- habría percibido ingresos muy superiores, por las mayores horas de funcionamiento y el precio de mercado más alto.

Según las estimaciones de Endesa, mientras ésta habría recuperado el 19,8 por ciento de los CTCs pactados, Iberdrola habría percibido el 33,6 por ciento. En el cuadro siguiente, que recoge los distintos ritmos seguidos en la recuperación de los CTCs para las distintas empresas, se puede observar que a Endesa le faltaría por percibir 3.296 millones de euros y a Iberdrola sólo 1.559 millones de euros. Frente a una media de recuperación de CTCs del 24 por ciento, en el periodo 1998-2002, algunas empresas han recuperado el 34 por ciento y otras menos del 20 por ciento, en contra de lo inicialmente previsto. Como consecuencia, se han modificado sustancialmente las cuotas de cada empresa en los CTCs pendientes.

CUADRO 7.38

LOS DISTINTOS RITMOS SEGUIDOS EN LA RECUPERACIÓN DE LOS CTCs PARA LAS DISTINTAS EMPRESAS
(Millones de euros)

	CTCs Tecnológicos reconocidos a 31-XII-1997	Cuota	CTCs pendientes de cobro a 31XII-2002	Cuota	% de CTCs recuperados
Endesa	4.109	47,4 %	3.296	50,1 %	19,8 %
Iberdrola	2.348	27,1 %	1.559	23,7 %	33,6 %
Unión Fenosa	1.118	12,9 %	886	13,5 %	20,8 %
Cantábrico	494	5,7 %	398	6,0 %	19,4 %
Elcogás	269	3,1 %	269	4,1 %	N/A
Viesgo	327	3,8 %	173	2,6 %	47,1 %
TOTAL	8.665	100 %	6.581	100 %	24,1 %

(*) El régimen de recuperación de CTCs de Elcogás está condicionado por la recuperación de las primas de carbón nacional. Fuente: Endesa, "Resumen de la situación actual de la recuperación de los CTCs".

Endesa estima que debe corregirse la distorsión que supone la existencia de ritmos distintos de recuperación de los CTCs, diseñando de manera urgente un mecanismo que permita converger el ritmo de cobro de los CTCs de todas las empresas. Es decir, se debe asegurar que a 31 de diciembre de todos los años, todas las empresas eléctricas tengan una cuota de los CTCs pendientes igual a su cuota original –por ejemplo el 47,4 por ciento para Endesa-.

Si existen CTCs por diferencias positivos, las empresas que van “por detrás” en la recuperación de CTCs deberán cobrar el 100 por ciento de esas cuantías.

Si se produce “déficit de las actividades reguladas”, las empresas que van “por delante” deberán aportar el 100 por ciento de dicho déficit. Además, deberán computarse los CTCs por diferencias y los excesos de ingresos de mercado por encima de 36 €/MWh en una sola “bolsa común” de CTCs, que habrá de repartirse conforme a las cuotas de CTCs pendientes.

Endesa es partidaria de que debe garantizarse la recuperación de la totalidad de los CTCs. Todas las empresas, en su opinión, deberían cobrar los CTCs al mismo ritmo, conforme a los porcentajes inicialmente fijados, mediante el establecimiento de un proceso de liquidaciones conjunta similar al de cualquier actividad regulada. Igualmente, debe actualizarse el valor de referencia del mercado de 6 pesetas/kWh, con objeto de descontar de los CTCs el exceso de ingresos de mercado.

Para Endesa lo que pretende de forma bastante clara Iberdrola, al propugnar el fin de percepción de los CTCs, es liberar el precio de mercado, cuyo tope actual es de 6 pesetas/kWh, en el que la cuota de participación de la empresa eléctrica Iberdrola es superior a la que tiene en el reparto de los CTCs, causándole con ello un serio debilitamiento en su estructura económico-financiera.

La disputa o incidente ocurrido entre las empresas Endesa e Iberdrola obliga a definirse al Ministerio de Economía y a la propia CNE. Si el Ministerio de Economía aceptara deducir 1.000 millones de euros en concepto de plusvalías por venta de instalaciones, ello supondría un ahorro para los consumidores que se verían beneficiados con una reducción de la tarifa eléctrica.

Además, si la CNE admite que del saldo pendiente de CTCs habría que deducir el ingreso operativo por el exceso de horas en funcionamiento de las centrales eléctricas, no ya los 4.217 millones de euros citados por Iberdrola porque parece no tener en cuenta los costes de funcionamiento, sino probablemente de unos 900 millones de euros, o en el peor de los casos unos 750 millones de euros (casi 125.000 millones de pesetas), resultaría que a los CTCs pendientes habría que restar unos 1.750 millones de euros, con lo que los usuarios se ahorrarían unos 290.000 millones de pesetas, que supondría más del 11 por ciento de la tarifa, lo que demuestra que existe margen para bajar el recibo de la luz.

Queda por saber si la Comisión se atreverá a incluir la deducción en su próximo informe sobre las tarifas de 2004. Y, si se atreviera a incluirla, quedaría la incógnita de si el Gobierno la admitiría y procedería a retocar la tarifa. En caso contrario, sería lícito suponer que los CTCs suponen, en la práctica, una retribución obligada.

La CNE en su informe aprobado el 4 de diciembre de 2003, descalifica como parciales los planteamientos de las dos mayores empresas eléctricas españolas, Endesa e Iberdrola, sobre la posibilidad de revisar los CTCs, ya que sólo toman algunos parámetros y se olvidan de otros, como el descenso de los tipos de interés.

Según Iberdrola el sector eléctrico ya ha cobrado todas las compensaciones a las que tenía derecho, debido a que algunas centrales han funcionado más horas de las previstas al fijar los CTCs, por lo que habrían obtenido más ingresos de los necesarios para adaptarse a la liberalización.

Endesa presta más atención al aumento de costes de los combustibles para producir electricidad, lo que reduciría el margen de rentabilidad de las plantas y por ello las eléctricas deben percibir 6.000 millones de euros más de CTCs.

La CNE cree que la tarifa recoge de forma adecuada los costes anuales del servicio eléctrico y no hace falta actualmente realizar una revisión de los CTCs, que correspondería hacerla al final de su cobro en el 2010, porque no se ha producido un exceso en el cobro de los CTCs por el sector eléctrico, aunque reconoce que deberían adoptarse las medidas para no superar el límite de CTCs establecidos.

La CNE rechaza la propuesta⁴²² de Iberdrola de reducir la cifra pendiente de cobro de CTCs de Endesa por las plusvalías, de unos 1.000 millones de euros, obtenidas con la venta de su filial Viesgo. La CNE en su informe subraya el mecanismo de cobro de los CTCs en función del precio en el mercado de generación de electricidad. Si la empresa vende su energía a un precio inferior a 6 pesetas/kWh, recibe los CTCs hasta alcanzar ese precio (CTCs por diferencias). Si supera ese tope, se recortan del saldo pendiente (ingresos por mercado), al suponer que la empresa ya es retribuida en el mercado.

⁴²² La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, contemplaba ese tipo de medida correctiva.

CUADRO 7.39

LA EVOLUCIÓN DE LOS CTCs (Millones de euros)							
	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Cantábrico	Viesgo	Elcogás	Total
A 31-XII-2002							
Saldo inicial CTCs (sin carbón autóctono)	4.063	2.322	1.105	488	323	362	8.664
CTCs por diferencias	865	493	235	104	67	56	1.819
Ingresos mercado (exceso 6 PTA/kWh)	1.034	1.053	278	90	182	3	2.639
Saldo pendiente CTC (sin carbón autóctono)	2.165	776	593	294	75	303	4.205
Saldo pendiente (%)	53	33	54	60	23	84	49
A 30-XI-2003							
Saldo inicial CTCs (sin carbón autóctono)	4.063	2.322	1.105	488	323	362	8.664
CTCs por diferencias	865	493	235	104	67	56	1.819
Ingresos mercado (exceso 6 PTA/kWh)	1.056	1.133	291	90	239	3	2.813
Saldo pendiente CTC (sin carbón autóctono)	2.142	696	579	294	17	303	4.031
Saldo pendiente (%)	53	30	52	60	5	84	47

Fuente: CNE

CAPÍTULO 8

LOS OBSTÁCULOS AL FUNCIONAMIENTO SIMÉTRICO DEL MERCADO ÚNICO EUROPEO DE LA ELECTRICIDAD: RESTRICCIONES A LA LIBRE CIRCULACIÓN

8.1 LOS OBSTÁCULOS AL FUNCIONAMIENTO SIMÉTRICO DEL MERCADO ÚNICO DE LA ELECTRICIDAD: RESTRICCIONES A LA LIBRE CIRCULACIÓN.

El 14 de junio de 1985, el recién nombrado presidente de la Comisión Europea, el francés *Jacques Delors*, promueve y presenta al Consejo Europeo el Libro Blanco sobre “La consecución del mercado interior”. El 28 y 29 de junio, se reunía en Milán el Consejo Europeo y aprobaba el Libro Blanco de la Comisión *sobre el mercado interior*, identificándose los obstáculos físicos, técnicos y fiscales que deberían ser superados para la unificación de los mercados comunitarios y se establecía un calendario para su introducción: el 31 de diciembre de 1992.

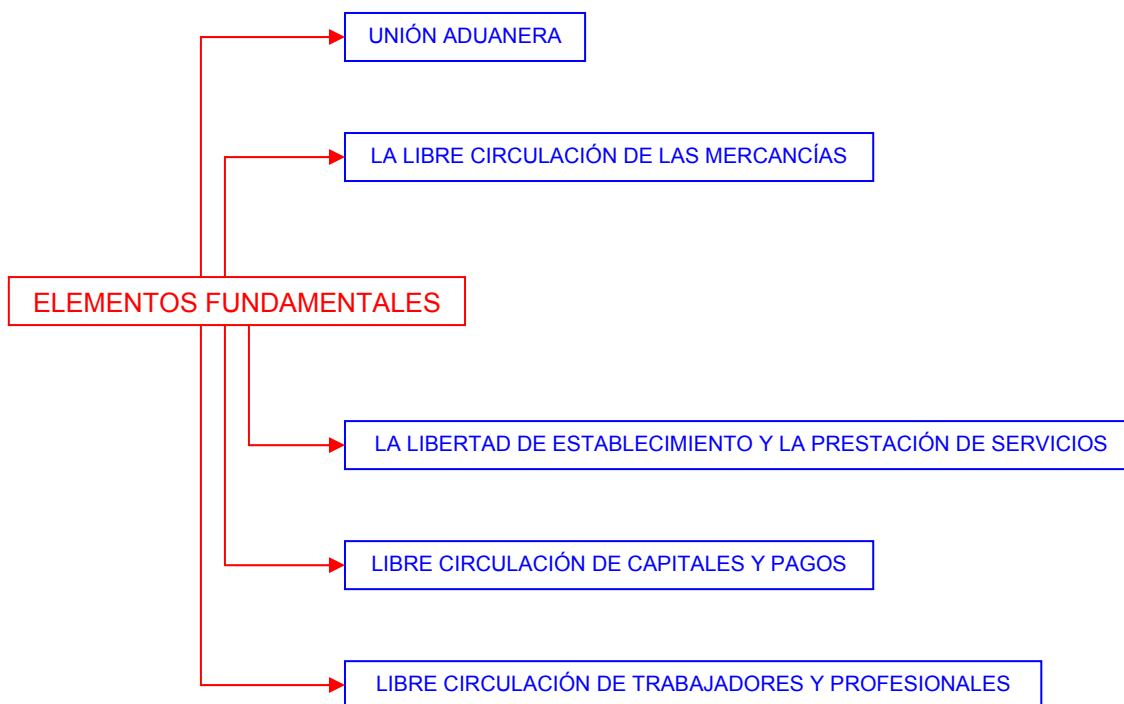
La realización de un mercado interior europeo debía responder a las exigencias que planteaba, el proceso de globalización de la economía, superando la rigidez estructural que presentaba el mercado europeo, que se hallaba muy fragmentado y amenazado por la creciente competitividad de la economía internacional. Se hacía necesaria una reforma en profundidad que dotara de mayor flexibilidad y eficiencia a los mercados y suprimiera los obstáculos que limitaban la libre movilidad de los bienes y factores productivos en el ámbito comunitario.

El Libro Blanco para la realización del mercado interior presenta las siguientes características:

- Creación de un verdadero e integrado mercado interior europeo.
- Selección estratégica de un conjunto de sectores económicos y áreas globales comunes a todos los Estados miembros.
- Se identifican los obstáculos a la libre movilidad de los bienes, servicios y factores productivos.
- Se priorizan los obstáculos existentes con el fin de erradicar los esenciales.
- Se reconoce la importancia de dotar al mercado interior único de la máxima flexibilidad y amplitud posible para su eficaz funcionamiento, posibilitando la libre movilidad de los recursos productivos.
- Adopción de acciones complementarias para evitar la aparición de nuevos obstáculos.
- Igualdad de trato en la libre circulación de los bienes y los servicios.
- Establecimiento de una fecha de inicio⁴²³ del mercado interior único europeo: fecha límite el 31 de diciembre de 1992.

⁴²³ Para evitar que las decisiones se fueran aplazando y los Estados miembros adaptasen, lo antes posible, su legislación a las necesidades del mercado único.

Esquema 8.1. ELEMENTOS FUNDAMENTALES DEL MERCADO ÚNICO

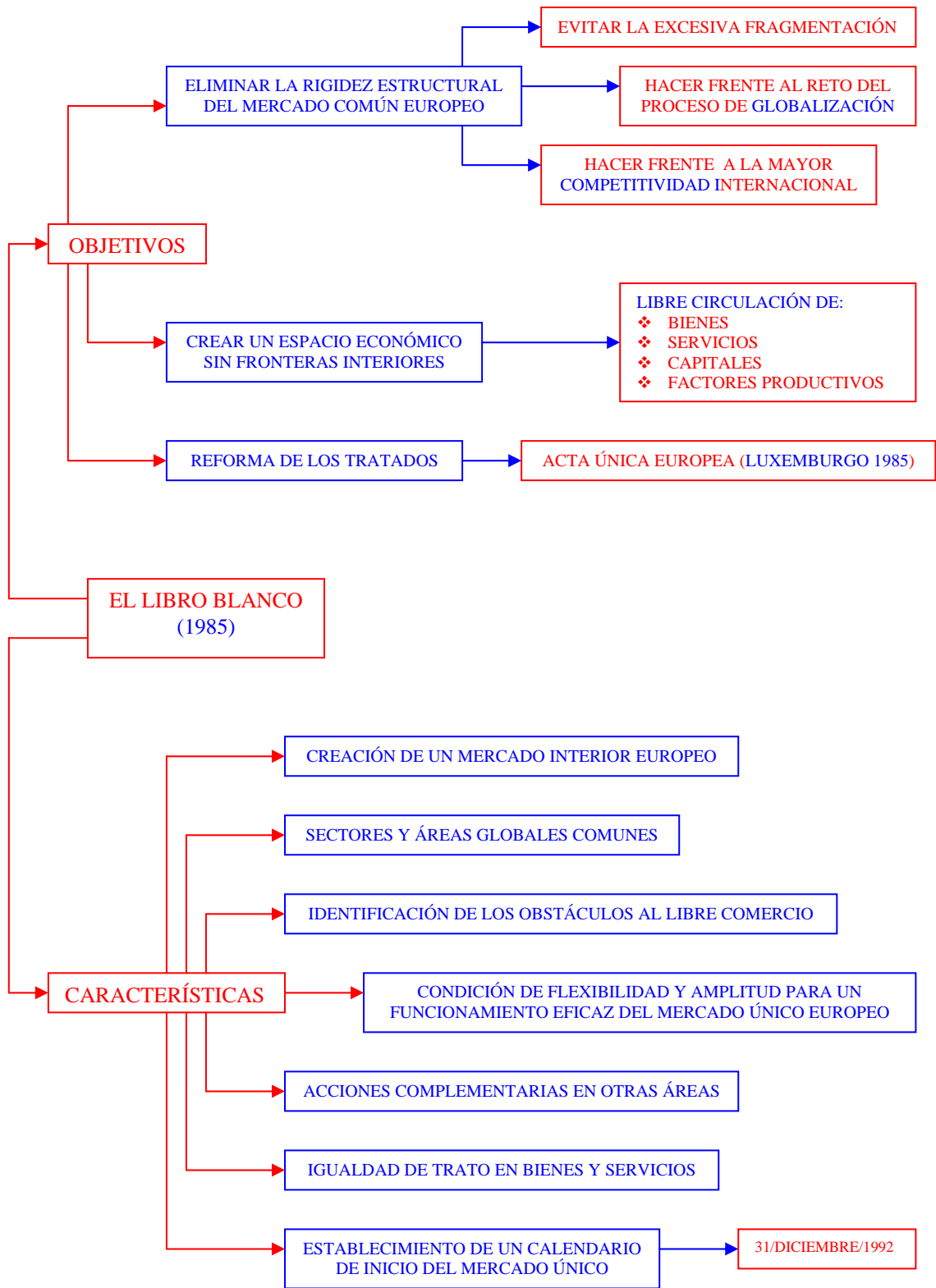


Fuente: Elaboración propia.

La construcción del mercado común de la energía se planteaba por primera vez en 1988 teniendo como objetivo principal el suministro de los productos energéticos al precio más bajo posible, preservando los principios de seguridad del suministro y calidad del servicio. En 1992 la Comisión Europea formalizaba un marco regulador para la creación del mercado interior de la electricidad y establecía un calendario que incorporara progresivamente mecanismos de competencia en las actividades eléctricas: Directiva del Parlamento y del Consejo Europeo 96/92/CE *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. De forma paralela se configuraba el mercado del gas natural: Directiva del Parlamento y del Consejo Europeo 98/30/CE *sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural*.

En el año 2003 se aprobaron las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, que derogan las directivas anteriormente citadas, y que pretenden introducir nuevas medidas destinadas a acelerar la liberalización de los sectores eléctricos y gasista, mejorar el funcionamiento competitivo de los mercados energéticos y armonizar el proceso.

Esquema 8.2. EL MERCADO ÚNICO: EL LIBRO BLANCO DE JACQUES DELORS



Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos más destacados a los que atienden normativamente ambas directivas son:

1. Separación de actividades:

Los gestores de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad deben ser totalmente independientes de las demás actividades no relacionadas con la red, en cuanto a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones. Esta obligación no implica la separación de la propiedad de los activos de la red de la empresa integrada verticalmente⁴²⁴.

Se establece la obligación para las compañías de electricidad y de gas natural de llevar en la contabilidad interna cuentas separadas para las actividades de transporte y distribución⁴²⁵, tal como se les exigiría si dichas actividades fueran realizadas por empresas distintas. Además, hasta el 1 de julio de 2007, fecha en la que se establece que todos los consumidores serán elegibles, las empresas deberán disponer de cuentas separadas de las actividades de suministro a clientes no cualificados.

2. Acceso de terceros a las redes:

Se establece un sistema de ATR regulado para las redes de transporte y distribución de gas y electricidad y para las instalaciones de GNL, basado en tarifas publicadas. Las tarifas o la metodología para su cálculo deben ser aprobadas antes de su entrada en vigor por la autoridad reguladora. En el caso del gas, para el acceso al almacenamiento y a los servicios auxiliares, los Estados pueden optar por un acceso negociado o regulado.

3. Organismos reguladores:

Se establece la obligación de crear autoridades reguladoras nacionales, independientes de los intereses de la industria eléctrica y del gas, que habrán de supervisar continuamente el mercado con objeto de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mismo. Esta supervisión se ejerce sobre aspectos claves como las reglas para la gestión y asignación de capacidad de interconexión, la información publicada por los gestores de transporte y distribución y la separación efectiva entre actividades reguladas y competitivas. Además, los organismos reguladores tienen encomendada la responsabilidad de determinar, aprobar o proponer, antes de su entrada en vigor, los métodos empleados para calcular o establecer las condiciones de: conexión y acceso a las redes nacionales, incluidas las tarifas de transporte y distribución y la prestación de servicios de balance del sistema.

4. Obligaciones de servicio público y medidas de protección al consumidor:

⁴²⁴ Las directivas contemplan algunas excepciones a las medidas de independencia exigidas para los gestores de las redes de distribución. En el caso de la electricidad, se contempla la posibilidad de la no aplicación de las medidas de independencia a las empresas integradas que suministren electricidad a menos de 100.000 clientes o que suministren a pequeñas redes. En el caso del gas, las medidas de independencia se pueden posponer hasta el 1 de julio de 2007, además se contempla la posibilidad de que las medidas de independencia no se apliquen a las empresas integradas que suministren gas a menos de 100.000 clientes conectados.

⁴²⁵ En el caso del gas se añaden además las actividades de GNL y almacenamiento.

Se mantiene la posibilidad, ya prevista en las directivas anteriores, de que los Estados miembros puedan imponer a las empresas que operan en el sector del gas y de la electricidad, a favor del interés general, obligaciones de servicio público que pueden referirse a la seguridad del suministro, regularidad, calidad y precio del suministro, incluida la eficiencia energética y la protección del medioambiente.

Como novedad, las nuevas directivas de 2003 introducen medidas de protección a los consumidores domésticos y a las pequeñas empresas. Los Estados deben garantizar un elevado nivel de protección al consumidor, sobre todo en cuanto a transparencia en las condiciones contractuales, la información general y los mecanismos de resolución de conflictos, y deben velar porque los clientes cualificados puedan cambiar de suministrador si lo desean.

Se introduce en la regulación del sector eléctrico el concepto de servicio universal como derecho a recibir el suministro eléctrico de calidad dentro del territorio y a precios razonables y transparentes. Este concepto de servicio universal se extiende a todos los consumidores domésticos, y si los Estados lo consideran apropiado a las pequeñas empresas.

5. Supervisión de la seguridad del suministro:

Las nuevas directivas introducen una referencia explícita a la tarea de supervisar la seguridad del suministro, permitiendo que los Estados miembros que lo consideren apropiado puedan delegar esta función a los organismos reguladores. Esta supervisión comprendería el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en el mercado nacional, el nivel de la demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda.

6. Calendario de apertura del mercado:

Se establece un nuevo calendario de apertura de los mercados de electricidad y gas natural, señalando que a partir del 1 de julio de 2004 tienen que ser elegibles todos los consumidores no domésticos, y a partir del 1 de julio de 2007 deberán ser elegibles todos los consumidores.

Asimismo, con objeto de facilitar la libre circulación de la energía entre los Estados miembros se aprobaron dos reglamentos: Reglamento (CE) N° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, *relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad*; y el Reglamento (CE) N° 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, *sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte y de gas natural*. Ambos reglamentos establecen los principios mínimos de armonización sobre las tarifas de acceso a las redes de transporte y sobre la asignación de la capacidad de interconexión y la gestión de las congestiones en el comercio transfronterizo.

Dadas las diferencias existentes entre los Estados miembros, los reglamentos contemplan el establecimiento de una directrices que contienen el grado mínimo de armonización necesario para asegurar que las tarifas de acceso sean transparentes, no discriminatorias, reflejen los costes subyacentes y envíen señales eficientes a los usuarios y gestores de las redes⁴²⁶. Además se establece que los gestores de las redes deben poner a disposición de todos los participantes en el mercado la capacidad máxima de interconexión y, asimismo, aplicar y publicar unos mecanismos de asignación de la capacidad, transparentes y no discriminatorios⁴²⁷.

En lo referente a la salvaguarda y garantía de los principios de seguridad del suministro y calidad del servicio, del gas y de la electricidad, se aprobaron una serie de medidas contenidas en dos directivas: Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, *sobre medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura*, y Directiva 2004/67/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de abril de 2004, *relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro del gas natural*.

Actualmente, en la Unión Europea no existe una política común en materia de seguridad de suministro energético de carácter integral, siendo los Estados miembros los principales responsables de definir la política a aplicar en este ámbito en sus propios territorios. Con la aprobación de las citadas directivas se persigue armonizar los objetivos, principios e instrumentos de las políticas de garantía de suministro de los actuales 27 Estados miembros en relación con la electricidad y con el gas natural, estableciendo medidas destinadas a garantizar un nivel adecuado de seguridad del suministro del gas y de electricidad⁴²⁸, configurando un marco común con arreglo al cual los Estados miembros tienen la facultad de determinar unas políticas generales transparentes y no discriminatorias de seguridad del suministro, que sean compatibles con las exigencias de competitividad del mercado interior del gas y la electricidad.

Los Estados miembros deben adoptar las medidas contenidas en la Directiva 2005/89/CE a más tardar el 24 de febrero de 2008, y en el caso de la

⁴²⁶ En el caso eléctrico, se señala que las tarifas de acceso deben tener en cuenta la necesidad de seguridad en las redes, ajustarse a los costes reales, y en ningún caso pueden estar en función de las distancias. Los productores y los consumidores pueden estar sujetos a una tarifa de acceso a la red, en tal caso la cuantía de las tarifas aplicadas deben proporcionar incentivos de ubicación a nivel europeo y tener en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructuras. El reglamento dispone además que los gestores de redes de transporte deben ser compensados por los costes que les suponga acoger en su red flujos eléctricos transfronterizos. La compensación debe ser abonada por los gestores de las redes nacionales de transporte de las que proceden los flujos transfronterizos y de las redes donde estos flujos terminan. La Comisión decide las cuantías de las compensaciones que deban abonarse.

⁴²⁷ Estos mecanismos de asignación deben proporcionar señales económicas apropiadas para una utilización eficiente y máxima de la capacidad técnica, facilitar las inversiones en nuevas infraestructuras, y ser compatibles con los mecanismos de mercado y con los regímenes de acceso a las redes de los Estados miembros.

⁴²⁸ La directiva define como “seguridad del abastecimiento de electricidad” a la capacidad de una red eléctrica para abastecer de electricidad a los clientes finales. En relación con el gas natural, la directiva define “interrupción grave de suministro” a una situación en la que la Comunidad corra el riesgo de perder más del 20 por ciento de su suministro de gas procedente de terceros países y no sea probable que la situación en la Comunidad pueda ser gestionada adecuadamente con medidas nacionales.

Directiva 2004/67/CE tienen de plazo hasta mayo de 2006. En el caso de la electricidad la Directiva 2005/89/CE persigue tres claros objetivos:

- Alcanzar un nivel adecuado de capacidad de generación.
- Un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda de energía.
- Un nivel apropiado de interconexión entre los Estados miembros para el desarrollo del mercado interior.

Para cumplir estos objetivos los Estados miembros deben tener en cuenta la continuidad del abastecimiento de electricidad, las posibilidades de cooperación transfronteriza, el mantenimiento y renovación de las redes de transporte y distribución, el grado de diversidad en la generación de electricidad, los efectos a largo plazo del aumento de la demanda de electricidad, la eficiencia energética y las energías renovables, y los obstáculos administrativos a las inversiones en infraestructuras y capacidad de generación.

En el caso del gas se señala que los Estados deben asegurar de que el suministro de los clientes domésticos dentro de sus territorios respectivos esté adecuadamente protegido, al menos en caso de:

- a) Una interrupción parcial de los suministros nacionales de gas durante un periodo que habrán de determinar los Estados teniendo en cuenta sus circunstancias nacionales.
- b) Temperaturas extremadamente bajas.
- c) Periodos de demanda excepcionalmente elevada de gas durante las épocas más frías.

La directiva incluye en su anexo una lista de instrumentos para fomentar la seguridad del suministro de gas: la capacidad de gas útil almacenado, la disponibilidad de gasoductos, las capacidades transfronterizas, la cooperación entre operadores de sistemas de transporte de Estados miembros vecinos, la diversificación de las fuentes de suministro de gas, y las inversiones en infraestructuras para la importación de gas mediante terminales de regasificación y gasoductos. Igualmente, los Estados podrán establecer o exigir a la industria que establezca unos objetivos mínimos indicativos referentes a una posible contribución futura del almacenamiento, dentro o fuera del Estado miembro, para la seguridad del suministro.

Los principales obstáculos, a los que se enfrenta la Unión Europea, que impiden todavía el establecimiento de un verdadero mercado integrado, y por consiguiente único, de la energía para casi quinientos millones de usuarios son⁴²⁹:

⁴²⁹ La mayoría de los Estados miembros cuentan con un grado de apertura del 100 por cien o próximo a la apertura total, lo que significa que casi la totalidad de los consumidores de los países de la UE-15 pueden elegir actualmente suministrador. Los diez nuevos Estados miembros que se han incorporado como

- ❖ La falta de armonización de la regulación entre los Estados miembros.
- ❖ La insuficiente interconexión física de los mercados nacionales.
- ❖ El elevado grado de concentración de los mercados internos dificulta el funcionamiento competitivo de los mercados.

La gran mayoría de los Estados miembros no ha respetado la fecha establecida del 1 de julio de 2004 para la transposición de las directivas en sus legislaciones nacionales, y en muchos de ellos todavía es insuficiente la aplicación de la normativa sobre separación de redes y de las condiciones de acceso a las mismas para garantizar el desarrollo de la competencia en el sector de la electricidad.

La propia Comisión Europea denuncia el todavía limitado grado de integración física entre los mercados nacionales que constituye uno de los principales obstáculos en la construcción del mercado único europeo. Entre las razones que explican el escaso flujo de comercio transfronterizo la Comisión señala en su Informe COM (2005) 568, sobre “el progreso en la creación del mercado interior de la electricidad y el gas”, que *se debe a la existencia de obstáculos para el acceso, al uso inadecuado de las infraestructuras existentes y a la insuficiente y escasa capacidad de interconexión entre muchos Estados miembros, que produce congestión*. Esta limitada capacidad de intercambio de electricidad dificulta la integración de los mercados nacionales, contribuyendo a mantener mercados nacionales independientes, al tiempo que repercute en los precios de la energía, evidenciado una correlación entre el insuficiente grado de interconexión y las diferencias de precios en el mercado interior. En el año 2005 los consumidores alemanes consumían la energía eléctrica aproximadamente a 53 euros MWh, mientras los consumidores de Suecia, Finlandia, España, Holanda, Austria, Francia y Reino Unido pagaban por la electricidad consumida aproximadamente 40 euros MWh, Italia e Irlanda eran los dos países con unos precios más caros de la electricidad, más de 60 euros MWh. Siendo las regiones con menores precios de la electricidad los países nórdicos, Polonia y la República Checa con algo menos de 30 euros MWh. Por tanto, la diferencia entre el país más caro y el más barato es de 30 euros MWh.

Entre los Estados que tienen limitados niveles de interconexión eléctrica se encuentran España, Italia, Portugal, Reino Unido, Irlanda, Polonia y los Estados Bálticos. Si se mide el grado de interconexión como el ratio de la capacidad de importación sobre la capacidad instalada, España registra un 4 por ciento, Italia y Portugal un 8 por ciento y Reino Unido un 3 por ciento. Porcentajes muy alejados del grado de interconexión que presentan los países que forman parte del *Nordpool* y los países situados en Centro Europa.

8.2. LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A. SOBRE ENDESA.

El Consejo de Administración de la empresa gasista Gas Natural (GN), con el respaldo de sus dos principales accionistas, La Caixa y Repsol YPF, el 5 de septiembre de 2005, lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA). La oferta se dirigió al 100 por ciento del capital social de Endesa y consistió en un intercambio de acciones y pago en efectivo en las proporciones de 65,5 y 34,5 por ciento, respectivamente. Así los accionistas de Endesa por cada acción de dicha sociedad recibirían como contraprestación 7,34 euros en efectivo y 0,560 acciones de nueva emisión de Gas Natural.

En el marco de la citada operación de concentración Endesa fue valorada en 22.549 millones de euros y, de acuerdo con los precios de cierre a 2 de septiembre de 2005, la ecuación de canje y el pago en metálico equivalían a una valoración de 21,30 euros por acción.

La oferta presentada estaba condicionada a una aceptación de al menos el 75 por ciento de las acciones de Endesa y a que la Junta General de Accionistas de Endesa adoptara el acuerdo de modificar ciertos preceptos recogidos en los siguientes artículos de los Estatutos de la Sociedad⁴³⁰:

- El art. 32, suprimiendo toda restricción en cuanto al número de votos que pueden ejercer los accionistas de Endesa.
- Los arts. 37 y 38, quedando suprimidos los requisitos de tipología y composición mayoritaria del Consejo de Administración.
- El art. 42 para que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de Endesa o Consejero Delegado, distinta de las establecidas en la Ley.

La financiación de la operación relativa a la parte correspondiente a la contraprestación en metálico estaba cubierta mediante un préstamo y un aval bancario de 7.806 millones de euros cada uno concedido por diversas entidades.

Con respecto a la estructura del grupo resultante tras la OPA, a pesar de que no existía una decisión formalmente adoptada al respecto, la empresa integrada dispondrá de cinco grandes áreas de negocio: *Up* y *Midstream* de gas, Gestión de Energía y Comercialización Mayorista, Generación Europa, Distribución y Comercialización Minorista Europa y Latinoamérica.

El Plan de compromisos incluía un plan de enajenaciones con objeto de limitar el tamaño del grupo resultante en el mercado español. El conjunto de activos y electricidad objeto de enajenación en el Plan de Compromisos en España era el siguiente:

⁴³⁰ En los Estatutos sociales de Endesa el derecho a voto está limitado al 10 por ciento del capital. Se exigen *quórum*s reforzados para cambiar dichos Estatutos y plazos para ser Presidente del Consejo. El comprador Gas Natural, en este caso, puede encontrarse con que a pesar de adquirir la mayoría del capital su poder de voto no rebase el 10 por ciento y de no disponer de resortes para desmontar dicho blindaje.

Cuadro 8.1

PLAN DE DESINVERSIONES PROPUESTO POR GAS NATURAL SDG, S.A.	
GENERACIÓN ESPAÑA	MW
Peninsular	
Teruel	1.101
As Pontes	1.400
Foix	520
Foix CCTG (proyecto)	800
Estremera CCTG (proyecto)	400
TOTAL NACIONAL	4.221
Baleares	
Alcudia	510
FG	829
CCTG	450
CCTG	210
Total extrapeninsular	1.999
TOTAL NACIONAL	6.220
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESPAÑA	Miles de puntos de suministro
Baleares	611
COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA	GWh
Energía vendida	4.457
DISTRIBUCIÓN GAS ESPAÑA	Miles de puntos de suministro
Valencia, Murcia, Madrid	1.167
Baleares	83
COMERCIALIZACIÓN GAS ESPAÑA	GWh
Energía vendida	11.800
ACTIVOS DE REGASIFICACIÓN	% Capital social
Reganosa	21 %
Sagunto	20 %
OTRAS PARTICIPACIONES	% Capital social
NATURCORP	9,39 %
GASNALSA	10,00 %

Fuente: GAS NATURAL.

Con fecha 5 de septiembre de 2005, fecha en la que la OPA fue presentada ante la CNMV, Gas Natural SDG, S.A. suscribe un acuerdo con Iberdrola, S.A. por el que el primero se obliga a vender y el segundo a adquirir, determinados activos y participaciones. El citado acuerdo tiene por objeto, en parte, facilitar la ejecución de las enajenaciones que forman parte de la notificación a los efectos de que se lleven a cabo de forma rápida y efectiva.

El compromiso de compra-venta está sujeto a que Gas Natural, mediante la adquisición de una participación mayoritaria en Endesa, y por medio de los órganos societarios de ésta, pueda disponer sobre dichos activos o participaciones y a que ello sea compatible con la decisión que adopten las autoridades competentes. Según consta en dicho acuerdo, los activos y participaciones a transmitir son los siguientes:

- Participación del 65 por ciento en *Société Nationale Délectricite et de Thermique*.
- Conjunto de activos de generación de energía eléctrica en Italia, procedentes de la filial italiana de Endesa, previo acuerdo con el consorcio de la ciudad filial en *Fiume Santo, Travazzano, Cotronei Cantazazo* (Italia). Este conjunto de activos incluyen adicionalmente los derechos derivados del acuerdo con Gamesa para el desarrollo de energía eólica en Italia. Los activos de *Travazzano* se dividirán en dos paquetes, correspondiendo a Iberdrola el CCGT de 800 MW y un grupo de fuel oil de 320 MW.
- Activos de generación y distribución eléctrica del sistema insular balear. Con respecto a la actividad de distribución eléctrica se venderá toda la totalidad de la distribución de Baleares.
- Cesión de activos de distribución de gas por un volumen de 1.250.000 puntos de suministro, ubicados en las CC. AA. de Baleares, Valencia, Murcia y Madrid.
- Activos de generación de energía eléctrica, concretamente:
 - Las cuatro unidades de carbón actuales y las instalaciones mineras anexas de As Pontes.
 - Las tres unidades de carbón actuales y las instalaciones anexas de Teruel.
 - La unidad de fuel-gas actual de Foie y el proyecto en desarrollo de central de ciclo combinado de gas.

En relación a los proyectos de ciclo combinado, la capacidad prevista a ceder asciende a 1.200 MW.

El citado acuerdo establece el siguiente régimen para las transmisiones:

- a) Las operaciones de transmisión están sujetas a que Gas Natural haya tomado el control de Endesa, mediante la adquisición de una participación mayoritaria, y por medio de los órganos societarios de ésta, pueda disponer sobre los activos o participaciones.
- b) La adquisición de los activos y participaciones por cualquiera de las partes estará condicionada a la obtención de las autorizaciones establecidas en la normativa aplicable y eventuales consentimientos de otros terceros.

8.3. RELACIÓN DE ACTIVIDADES DE LAS PARTES INTERVINIENTES

GRUPO GAS NATURAL SDG, S.A.

Gas Natural es una sociedad española admitida a cotización en Bolsas y Mercados Españoles, que no pertenece a ningún grupo de empresas conforme al art. 42 del Código de Comercio y art. 4 de la Ley 24/1988, del Mercado de Valores. Es una empresa conjunta de plenas funciones controlada por Repsol YPF y La Caixa, que tienen una participación del 30,847 por ciento y del 33,060 por ciento en el capital social de Gas Natural, respectivamente.

Gas Natural agrupa a diferentes sociedades presentes, sobre todo, en las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas natural y gas natural licuado fundamentalmente en España, Italia y Latinoamérica.

Las actividades realizadas por las sociedades del grupo Gas Natural son:

- Las actividades *Midstream* de Gas Natural para GNL, que están en un estadio inicial de desarrollo, se llevan a cabo a través de la sociedad Repsol-Gas Natural LNG, S.L.
- La actividad de aprovisionamiento, se realiza a través de la sociedad Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. Sagane es, por su parte, la sociedad de Gas Natural titular de los contratos de aprovisionamiento en Argelia.
- Sagane a su vez es titular del 72,6 por ciento y del 72,35 por ciento del capital de *Europe Magreb Pipeline, LTD* y *Metragaz S.A.*, respectivamente. A través de ambas sociedades se explota y opera el gasoducto Magreb-Europa.
- La comercialización de gas natural y electricidad a clientes finales se realiza a través de Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Servicios, S.A. Gas Natural Electricidad SDG, S.A. actúa como adquirente de electricidad para ambas en el mercado organizado.
- Gas Natural Electricidad SDG, S.A. engloba también los activos de generación eólica.
- Gas Natural Internacional agrupa las actividades fuera de España.
- La distribución de gas natural en España se realiza a través de once sociedades distribuidoras que desarrollan su actividad en las diferentes Comunidades Autónomas (CC. AA.): Gas Natural SDG, Compañía Española de Gas S.A., Gas Murcia, S.A., Gas Andalucía, S.A., Gas Castilla-La Mancha, S.A., Gas Castilla y León, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Rioja, S.A., Gas Cantabria, S.A., Gas Galicia, S.A. y Gas La Coruña, S.A.

Además, Gas Natural posee una participación del 17,8 por ciento en Enagas, si bien sólo ejerce derechos de voto por el 5 por ciento de acuerdo con la Disposición adicional 20ª de la Ley de Hidrocarburos. Por otra parte, tiene una participación del 35 por ciento en Gas Aragón, empresa controlada por Endesa,

del 9,39 por ciento en Naturcorp, del 10 por ciento en Gas Natural de Álava y del 5,143 por ciento en OMEL.

Con fecha 1 de octubre de 2005, Gas Natural SDG, S.A., segregó a favor de Gas Natural Distribución S.A. y Gas Natural Transporte S.L. las actividades de distribución y transporte secundario de gas.

En cuanto a la actividad de distribución de energía eléctrica, Gas Natural es propietaria de tres empresas distribuidoras, Electra de Abusejo, S.L., Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. y Gas Natural Distribución Eléctrica S.A.

GRUPO ENDESA S.A.

Endesa es una sociedad española que cotiza en Bolsas y Mercados Españoles, en la Bolsa de *New York* y en la Bolsa *Off-Shore* de Chile. Su actividad principal es la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en España, Italia, Francia, Portugal, Polonia, Marruecos, Turquía y Latinoamérica, estando presente también en el sector del gas natural, comercializando y distribuyendo.

Las principales empresas de Endesa son las siguientes:

- Endesa Generación, que concentra los activos de generación y minería de Endesa en España, procedentes de la integración de sus filiales, excepto Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., participadas al 100 por ciento por Endesa Generación.
- Endesa Red, creada como culminación del proceso de integración de las compañías de distribución de gas y electricidad de ámbito territorial de ENDESA en España. Esta sociedad agrupa, entre otras, a Endesa Distribución Eléctrica, S.L., Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. y Endesa Gas, S.A.
- Endesa Energía, creada para realizar actividades de comercialización en el mercado liberalizado de gas y electricidad.
- Endesa Servicios, integra el conjunto de los servicios de apoyo a cada una de las sociedades participadas por Endesa.
- Endesa Participadas, es el resultado de la nueva organización implantada en 2004, por la que se acordó la escisión parcial y traspaso de determinados activos de Endesa Diversificación como consecuencia de la eliminación de esta línea de negocio. Endesa Participadas mantiene las participaciones de Endesa en las compañías Auna, Euskatel y Smartcom.
- Endesa Europa, creada con el objetivo de centralizar en una sola compañía la administración y gestión de las participaciones de Endesa en Europa. Las participaciones en Europa son las siguientes: Endesa Italia (Italia), Snet y Soprolif (Francia) y Endesa Trading.

- Endesa Internacional, gestiona la presencia de Endesa en el mercado latinoamericano, asumiendo la gestión de un amplio número de empresas, en las que sus participaciones en el capital social le otorgan una posición de control, principalmente: Enersis, Endesa Chile y Chilectra (Chile), Edesur, Costanera, Dock Sud y El Chocón (Argentina), Cien, Endesa Fortaleza, Ampla y Coelce (Brasil), Emgesa y Codensa (Colombia), Edegel y Edelnor (Perú).

El objetivo de Gas Natural, por un lado, es cubrir sus carencias estructurales en generación eléctrica⁴³¹, ya que construir sus propias centrales le requiere importantes inversiones y sobre todo tiempo y, por otro lado, pretende ganar tamaño creando el cuarto operador por capitalización bursátil del mercado único europeo, tras E.ON, Enel y RWE, con una valoración bursátil de más de 31.000 millones de euros, con un volumen de activos de más de 62.000 millones de euros y con 30 millones de clientes en once países.

El grupo resultante tendría sede en Barcelona y dos sedes corporativas en Madrid y en la capital catalana. El plan pasa por la territorialización de dicha estructura, con sociedades encargadas de la generación y distribución en Cataluña, Aragón, Andalucía, Canarias, Baleares y Madrid.

La operación⁴³² planteada supone una estrategia de integración entre empresas eléctricas y gasistas en un momento en el que el futuro de la producción eléctrica pasa por el gas quemado en las centrales de ciclo combinado. Actualmente una quinta parte de la electricidad que se genera en España procede de las centrales de gas.

La operación implica directamente al mayor operador nacional de gas y al mayor productor de electricidad, e indirectamente a Iberdrola⁴³³, el segundo grupo eléctrico español. Con vistas a sortear los posibles obstáculos que pudieran producirse en el ámbito de la competencia (el TDC y la CNE), Gas Natural ofrece a Iberdrola la posibilidad de quedarse con un 20 por ciento de los activos⁴³⁴ de gas y electricidad (fundamentalmente de carbón) del grupo resultante en Italia, Francia (Snet) y España, valorados entre 7.000 y 9.000 millones de euros, y determinadas áreas de distribución de gas que incluyen 1.250.000 clientes. La OPA supondría una fuerte concentración de un único operador energético en Cataluña, ya que Endesa y Gas Natural son dominantes en el mercado catalán y eliminaría al consumidor el derecho a escoger compañía para su suministro energético.

⁴³¹ Para Gas Natural, que cuenta, aproximadamente, con un 7,4 por ciento del mercado liberalizado de electricidad y con 1.600 MW operativos, la electricidad sigue siendo su objetivo estratégico ya que pretende contar para 2008 con 4.800 MW de generación.

⁴³² En cuyo diseño han participado los bancos *UBS*, *Goldman Sachs*, *Société Generale* y *La Caixa* y los bufetes *Freshfields Bruckhaus Deringer* (asesores en la OPA y su financiación), *Allen & Overy* (asesores en la OPA) y *Jones Day* (especialistas en derecho de competencia comunitaria).

⁴³³ Iberdrola que siempre ha estado dispuesta a disputarle la primacía del mercado eléctrico nacional a Endesa se ha sumado a la operación y va a facilitar su tramitación ante las autoridades de la competencia al comprometerse a adquirir un importante porcentaje de los activos eléctricos de Endesa y de los clientes de gas del grupo catalán.

⁴³⁴ La doctrina de la Comisión Europea aconseja en operaciones de concentración acordar la venta de activos con un tercero.

La operación de Gas Natural sobre Endesa es el sexto intento⁴³⁵ de concentración abordado por eléctricas y gasísticas en seis años en el sector de las *utilities*, sin que ninguna de dichas operaciones anteriores de fusión, planteadas en el sector energético, hayan logrado salir adelante: Unión Fenosa lo intentó con Hidrocarburo, hoy controlada por la portuguesa EDP; la petrolera Repsol con el apoyo del BBVA lo intentó con Iberdrola; Endesa e Iberdrola lo intentaron juntas y provocaron una contraoferta por Iberdrola de Repsol-Gas Natural; Gas Natural con su principal accionista, La Caixa, lo intentó, en 2004, con una OPA hostil sobre Iberdrola e igualmente fracasó⁴³⁶.

En la actualidad, Gas Natural controla el 84 por ciento de los puntos de suministro de gas, frente al 9,9 por ciento de Hidrocarburo y el 3,3 por ciento de Endesa. En producción eléctrica, Endesa controla el 29 por ciento del mercado peninsular, un 33 por ciento Iberdrola y un 3,8 por ciento Gas Natural, pero es la primera productora si se agregan los mercados insulares nacionales.

Endesa estudió todas las líneas de defensa posible frente a la oferta de compra, al considerarla hostil, y acudió a *Clifford Chance* (asesor jurídico) y a cuatro bancos de inversión: *JP Morgan*, *Lehman Brothers*, *Citigroup* y *Deutsche Bank* para que solventaran todos los resquicios legales de la operación. Tampoco descartaba franquear la entrada de un *caballero blanco*⁴³⁷ en su accionariado para tratar de bloquear la OPA de Gas Natural, ya que la misma estaba condicionada a que fuese aceptada por el 75 por ciento del accionariado de Endesa y la compañía tan sólo cuenta con un accionista dominante, Caja Madrid, con un 9 por ciento del capital, mientras que el 65 por ciento de las acciones está en poder de fondos de inversión mayoritariamente internacionales.

Igualmente, Endesa solicitaba que fuese la Comisión Europea la que decidiera sobre la OPA de Gas Natural. La Comisión debe analizar operaciones cuyo negocio total supere los 5.000 millones de euros y además la facturación en el ámbito comunitario de cada una de ellas exceda los 250 millones de euros, pero si dos tercios del negocio europeo se centran en un único Estado miembro, como es el caso de las empresas implicadas, son los organismos reguladores de ese país los que deben pronunciarse sin que deba existir notificación a Bruselas.

⁴³⁵ Gas Natural quiere aprovechar el visto bueno del Gobierno a la operación, proclive a facilitar la constitución de grandes grupos empresariales competitivos, a diferencia de lo ocurrido durante las dos legislaturas del ejecutivo popular. Según fuentes próximas al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, el Ejecutivo “no va a poner impedimentos a la operación siempre que cumpla dos condiciones: contar con el visto bueno del Tribunal de Defensa de la Competencia y de la CNE y respetar los intereses de los consumidores” (El País, martes 6 de septiembre de 2005, pág. 54).

⁴³⁶ La frustrada OPA de Gas Natural sobre Iberdrola en 2003 se topó con el rechazo del Gobierno del PP y del órgano regulador de los sectores energéticos la CNE.

⁴³⁷ Como se conoce en el lenguaje bursátil al inversor que acude en defensa de una empresa que ha recibido una oferta hostil.

8.4. PRINCIPALES PARTÍCIPES ACCIONARIALES DE LAS EMPRESAS IMPLICADAS EN LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN.

Endesa a diferencia de Iberdrola y Gas Natural carece de un núcleo estable de accionistas, a excepción de Caja Madrid, con un 9 por ciento del capital. La Caixa principal accionista de Gas Natural cuenta con 2,5 por ciento en Caja Madrid. El resto del capital de Endesa lo compone un *free float*, es decir, circula libremente por el mercado. Tan sólo un 22,5 por ciento corresponde a accionistas particulares. El 65 por ciento está en poder de inversores institucionales: un 18 por ciento en Estados Unidos; un 14 por ciento en el Reino Unido; un 19 por ciento en Europa y un 14 por ciento en España.

El 15 por ciento del capital de Gas Natural está en poder de fondos internacionales y el 7 por ciento está controlado por fondos españoles. En el caso de Iberdrola, los institucionales extranjeros controlan el 43 por ciento del capital de la entidad. La Caixa y Repsol YPF son los dos máximos accionistas de Gas Natural, con un 32 por ciento y un 31 por ciento respectivamente. Tras éstos, Suez y Husisa con una participación similar, del 5 por ciento de la empresa gasista española, y Caixa de Cataluña con una participación de algo más del 3 por ciento del capital.

Cuadro 8.2

PRINCIPALES ACCIONISTAS En porcentaje (%)		
IBERDROLA	GAS NATURAL	ENDESA
<i>Chase Nominees</i> (8,359)	La Caixa (32,029)	Caja Madrid (9,00)
<i>State Street Bank</i> (5,929)	Repsol YPF (31,047)	<i>Chase Nominees</i> (5,732)
BBVA (5,460)	Suez (5,00)	<i>State Street Bank</i> (5,038)
BBK (7,50)	Hisusa (5,00)	Resto (80,230)
Resto (72,752)	Caixa Cataluña (3,026)	
	Resto (23,898)	

Fuente: Compañías eléctricas y elaboración propia.

Cuadro 8.3

COTIZACIÓN BURSÁTIL En euros			
EMPRESA	LUNES 05/09/2005	MARTES 06/09/2005	MIÉRCOLES 07/09/2005
ENDESA	18,5	Cotización suspendida por la CNMV	20,6
GAS NATURAL	24,5		23,7
IBERDROLA	21,0		22,1

Fuente: Bolsa de Madrid y elaboración propia.

Cuadro 8.4

DEUDA NETA DEL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL Millones de euros						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ENDESA	20.883,4	23.897,0	23.629,0	17.882,0	17.713,0	19.766,0
IBERDROLA	8.183,1	10.306,7	10.844,5	10.326,3	10.628,0	11.133,0
UNIÓN FENOSA	4.430,8	6.747,3	7.299,5	6.051,1	5.863,6	7.070,0
GAS NATURAL	3.954,5	3.676,6	1.626,9	1.961,1	2.660,1	3.004,7
ENAGAS	114,6	158,3	1.205,8	1.238,1	1.388,2	1.393,0
REPSOL	20.015,0	16.864,0	7.807,0	5.545,0	5.392,0	5.108,0

Fuente: Compañías y elaboración propia.

Cuadro 8.5

PRINCIPALES EMPRESAS ENERGÉTICAS EUROPEAS Capitalización bursátil (5 de septiembre de 2005) En millones de euros		
1ª	E.ON (Alemania)	55.671
2ª	ENEL (Italia)	44.887
3ª	RWE (Alemania)	31.365
4ª	ENDESA + GAS NATURAL (España)	31.300
5ª	ELECTRABEL (Italia)	22.801
6ª	ENDESA (España)	20.211
7ª	IBERDROLA (España)	19.392
8ª	FORTUM (Finlandia)	14.008
9ª	ENBW ENERGIE (Alemania)	12.392
10ª	GAS NATURAL (España)	11.100

Fuente: Compañías eléctricas y elaboración propia.

Entre las principales empresas energéticas europeas por volumen de negocio destacan sobre las demás Francia que integra un colosal monopolio público: EDF (electricidad) y GAZ de France (gas), que constituye la primera empresa europea de electricidad y Alemania que cuenta con un gigantesco duopolio entre E.ON + RUHRGAZ (gas y electricidad) y RWE (gas, electricidad y agua).

Cuadro 8.6

PRINCIPALES EMPRESAS ENERGÉTICAS EUROPEAS Volumen de negocio 2004 En miles de millones de euros		
1ª	EDF (Francia)	46,9
2ª	E.ON + RUHRGAZ (Alemania)	44,7
3ª	RWE (Alemania)	37,8
4ª	ENEL (Italia)	34,3
5ª	SUEZ-ELECTRABEL (Francia-Bélgica)	30,0
6ª	ENDESA + GAS NATURAL (España)	23,9
7ª	GAZ DE FRANCE (Francia)	18,1

Fuente: Compañías y elaboración propia.

8.5. PROCEDIMIENTO DE TRAMITACIÓN DE LA OPERACIÓN PÚBLICA DE ADQUISICIÓN (OPA) DE VALORES MOBILIARIOS.

El trámite se inició con la presentación oficial por parte de Gas Natural de la oferta⁴³⁸ pública de adquisición (OPA) en el organismo regulador del mercado de valores, el 5 de septiembre de 2005.

La CNMV, supervisor de la Bolsa española, ha de esperar a que los otros organismos reguladores, el TDC y la CNE, emitan su correspondiente informe u opinión sobre competencia para aprobar o no la operación de OPA. Durante el proceso, la empresa deberá detallar la oferta de adquisición: precio⁴³⁹ que ofrece a los accionistas, forma de realizar el pago de la compra y los planes de futuro para Endesa.

Después, Gas Natural tendrá cinco días para enviar un informe al Servicio de Defensa de la Competencia, dependiente del Ministerio de Economía, que dispone de un mes para emitir su opinión al TDC. Éste organismo dispone de dos meses para analizar la operación y emitir un dictamen que enviará al Gobierno y a la CNE⁴⁴⁰. A partir de ahí, la CNE tiene otros dos meses para emitir su opinión al Ejecutivo, y éste en el plazo de un mes desde la recepción de los dictámenes e informes emitirá su veredicto: rechazar, aceptar o aceptar con condiciones. Si el Gobierno así lo estima, también puede remitir el caso a la Comisión Europea.

Sólo cuando estos organismos den su visto bueno, la CNMV podrá autorizar la OPA de Endesa. A partir de ese día, Gas Natural dispone de cinco días para publicar el folleto⁴⁴¹ y darlo a conocer por primera vez a los accionistas. Es decir, después de los informes favorables del TDC y CNE, la CNMV inicia la tramitación de la OPA mediante una comunicación al Consejo de Administración de Endesa de que existe la oferta y de sus condiciones en detalle. El Consejo puede considerarla aceptable o rechazarla. En este último caso, no está obligado a convocar una Junta de Accionistas para modificar los Estatutos.

Gas Natural, por su parte, en ese instante, puede tomar tres decisiones: en primer lugar, retirar la oferta; en segundo lugar, retirar la condición de cambio estatutario para comprar Endesa; por último, comprar capital en el mercado hasta un 5 por ciento, suficiente para pedir que se convoque una Junta de Accionistas que apruebe el cambio jurídico⁴⁴².

⁴³⁸ La oferta se formula de conformidad con lo dispuesto en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en el Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, y demás normativa aplicable.

⁴³⁹ Los términos de la operación prevén el pago de 21,3 euros por cada acción de Endesa, lo que supone valorar la compañía en 22.549 millones de euros.

⁴⁴⁰ La CNE está presidida, desde junio de 2005, por Maite Costa, persona de confianza del ex Ministro de Industria Sr. Montilla, ex diputada socialista y catedrática de la Universidad de Barcelona.

⁴⁴¹ La única autoridad competente para examinar el folleto y autorizar la oferta es la CNMV, y los términos y condiciones de la misma son los establecidos en el folleto y documentación adjunta al mismo.

⁴⁴² No está claro que durante la tramitación de una OPA sea posible comprar acciones en el mercado sin que tal compra sea objeto de acciones legales, ya que obstaculizaría la transparencia y el buen fin de la operación.

El siguiente paso será el periodo de aceptación de la OPA, de uno a dos meses. En ese tiempo, los accionistas que quieran vender podrán acudir al banco para hacerlo. Durante los diez primeros días de la fase de aceptación, otra empresa podrá presentar una contraoferta.

Si Gas Natural reúne el apoyo de como mínimo el 75 por ciento del capital, podrá materializar la compra de Endesa. Antes tendrá que convocar una junta extraordinaria de accionistas para aprobar la ampliación de capital.

Endesa, durante el periodo de tramitación de la OPA, tendrá que ser respetuosa en el cumplimiento de lo dispuesto por el art. 14 del Real Decreto Ley 1197/1991, sobre Régimen de las Ofertas Públicas de Adquisición de Valores, que no impide al Consejo de Administración de la empresa, que en interés de los accionistas, inste la presentación de ofertas competidoras. El art. 14 recoge el “deber de pasividad” que obliga al órgano de administración de la empresa opada: *La compañía objeto de una oferta se abstendrá de realizar o concertar cualesquiera operaciones que no sean propias de la actividad ordinaria de la sociedad o que tengan por objeto principal perturbar el desarrollo de la oferta. De forma taxativa, prohíbe la emisión de acciones y otros valores, salvo cuando se trate de ejecutar acuerdos previos aprobados por la Junta General de Accionistas, realizar operaciones sobre acciones propias encaminadas a frustrar la OPA, o enajenar, gravar o arrendar activos con idéntico fin. Obliga, además, al Consejo de Administración a hacer prevalecer los intereses de los accionistas sobre los suyos propios.*

El Real Decreto no alude de forma expresa a la posibilidad de que el Consejo busque activamente ofertas competidoras con mejores condiciones para los accionistas. Sí se contempla esa circunstancia de forma explícita en el art. 9 de la Directiva 2004/25/CE, que España tiene pendiente de trasladar a su legislación, señalando que el Consejo de Administración deberá obtener la autorización previa de la Junta General de Accionistas antes de emprender cualquier acción que pueda impedir el éxito de la oferta, con excepción de la búsqueda de otras ofertas. Así pues, esa búsqueda de OPA competitivas es la única excepción a la obligación de pasividad y se justifica por el deber que tienen los administradores de actuar en el mejor interés de los accionistas.

Una vez que se apruebe el folleto de la OPA de Gas Natural por la CNMV, y hechos públicos sus términos, la empresa alemana E.ON dispondrá de diez días para ratificar su oferta o modificarla. Una vez que cuente, en su caso, con el visto bueno de la CNMV, el plazo de adhesión a la oferta de E.ON será de un mes y el de Gas Natural se prorrogará de forma que ambos expiren el mismo día. Podrán presentarse más ofertas competitivas dentro de los diez días naturales siguientes al inicio del plazo de aceptación de la precedente.

Una vez iniciado el plazo de aceptación de la última oferta competidora, los oferentes podrán mejorar sus condiciones, pero deberán hacerlo en sobre cerrado ante la CNMV. La Ley estipula que el quinto día hábil bursátil del inicio de la segunda oferta, el primero o el segundo, o ambos a la vez, pueden presentar su mejora en sobre cerrado. La CNMV lo abrirá y hará público el contenido. A partir de ese momento, no caben más cambios en la oferta.

8.5.1. ACCIONES LEGALES RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN DE CONCETRACIÓN PROMOVIDAS POR LAS PARTES INTERESADAS.

Las acciones legales promovidas, más relevantes en cuanto a su impacto sobre la operación, por las parte interesadas son:

- Demanda de Endesa contra Gas Natural e Iberdrola por prácticas colusorias:

El 25 de noviembre de 2005 Endesa interpuso una demanda ante el Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid, solicitando la adopción de medidas cautelares, contra Gas Natural e Iberdrola alegando que el contrato suscrito entre Iberdrola y Gas Natural con ocasión de la OPA de Gas Natural sobre Endesa, así como la propia OPA, eran ilegales, el contrato entre Gas Natural e Iberdrola era inválido y existía un acuerdo colusorio entre Gas Natural e Iberdrola.

El 21 de marzo de 2006, el Juzgado de lo Mercantil ordenó la suspensión de la tramitación de la oferta de Gas Natural por Endesa y, por lo tanto, la ejecución de todos los actos relativos a/o relacionados con dicha oferta, y más concretamente, la adquisición por parte de Gas Natural de las acciones de Endesa, y la ejecución del contrato de 5 de septiembre de 2005 suscrito por Gas Natural e Iberdrola. El Juzgado no se pronunció sobre el fondo del asunto.

La citada suspensión se hizo efectiva el 4 de abril de 2006, cuando Endesa presentó caución por importe de 1.000 millones de euros ante el Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid. El 9 de mayo de 2006 Gas Natural recurrió esta suspensión. Este recurso está pendiente de resolución.

- Recurso de Endesa contra la resolución del Consejo de Ministros:

El 9 de febrero de 2006 Endesa, la Asociación de Accionistas Minoritarios de Empresas Energéticas y la Federación Unión de Consumidores Europeos interpusieron recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Supremo contra la resolución del Consejo de Ministros de autorizar, sujeta a determinadas condiciones, la toma de control de Gas Natural sobre Endesa.

El 28 de abril de 2006, el Tribunal Supremo ordenó y declaró suspendida cautelarmente la eficacia de la resolución del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 hasta que se adoptara una decisión definitiva sobre el fondo del asunto. Gas Natural recurrió la citada decisión y el 26 de junio de 2006, el Tribuna Supremo desestimó el recurso de Gas Natural.

Finalmente, el 10 de enero de 2007, el Pleno de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo⁴⁴³, acordó levantar la suspensión cautelar del acuerdo del Consejo de Ministros que aprobó las condiciones que debían regir la OPA de Gas Natural sobre Endesa. La decisión del supremo supone el primer paso para desbloquear la situación en torno a Endesa, aunque aún faltaba el

⁴⁴³ El pleito en el Tribunal Supremo se originó por una denuncia de Endesa contra la autorización del Gobierno a la OPA de Gas Natural. El Tribunal Supremo recurrió al interés público de los consumidores, por encima de los accionistas, como argumento básico para imponer la suspensión cautelar.

pronunciamiento del Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid⁴⁴⁴. Endesa se disparó en Bolsa (por encima de los 34,5 euros por título) tras despejar el Tribunal Supremo la continuidad de la operación de Gas Natural y de paso a la de E.ON. Una vez levantadas las dos suspensiones⁴⁴⁵, empezó simultáneamente el periodo de aceptación de las dos ofertas.

Cuando E.ON y Gas Natural actualicen los folletos de sus ofertas, la CNMV los aprobará y dará un plazo de cinco días a las dos empresas para mejorar sus respectivas ofertas en sobre cerrado. En esos días cabía la opción de retirarse. Además, la CNMV exigía que la actualización de los folletos, mejorando las respectivas ofertas, debería cumplir varios requisitos:

En primer lugar, deberán extenderse al 100 por ciento del capital social de Endesa y podrán condicionarse a la obtención de un número mínimo de acciones que no podrá ser superior a 529.481.934, equivalentes al 50,01 por ciento del capital de Endesa.

En segundo lugar, el precio de las ofertas deberá ser superior a 24,905 euros por acción, que es el precio ofrecido inicialmente por E.ON, 27,5 euros, deducido el importe de los dividendos pagados por Endesa desde julio de 2006.

En tercer lugar, dado que E.ON se comprometió el 26 de septiembre de 2006 a mejorar su puja hasta 34,5 euros, ésta deberá mejorar su precio, al menos, hasta ese importe.

➤ Múltiples pleitos abiertos:

Dos de ellos, se presentaron en Barcelona, a instancias de Gas Natural. El primero, en el juzgado número 1 de Barcelona, que abrió diligencias para esclarecer si Endesa, E.ON y el *Deutsche Bank* usaron información privilegiada para que prosperara la operación y, de esta forma, incurrieron en competencia desleal. El segundo, se conoció el 6 de noviembre de 2006, cuando un juez de Barcelona citó para el 13 de febrero de 2007 al Consejo de Endesa por posible violación del *deber de pasividad* en la OPA.

En Estados Unidos, concretamente en *New York*, también hay dos procesos abiertos. En uno, la juez *Denise Cotte* aplazó sin fecha la demanda de Gas Natural contra E.ON en la que se acusaba a la empresa alemana de no haber facilitado toda la información que poseía para lanzar la OPA sobre Endesa. En otro proceso, E.ON acusa a Acciona de suministrar información engañosa y de haber lanzado una OPA ilegal, por lo que pide que rescinda la compra del primer 10 por ciento que compró. La juez rechazó la petición de Acciona de archivar el caso por falta de jurisdicción sobre el mismo.

⁴⁴⁴ El juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid suspendió cautelarmente la OPA de Gas Natural sobre Endesa al apreciar indicios de un pacto colusorio entre Gas Natural e Iberdrola al pactar la venta de los activos de Endesa de los que Gas Natural se iba a desprender.

⁴⁴⁵ La Audiencia Provincial de Madrid revocó el 16 de enero de 2007 las medidas cautelares dictadas el 21 de marzo de 2006 por el Juzgado de lo Mercantil número 3 a instancias de Endesa y que paralizaron la tramitación de la OPA de Gas Natural sobre Endesa.

En el supuesto de que no se abrieran más litigios judiciales y que no se produzca ninguna otra suspensión judicial en algunos de los múltiples pleitos abiertos, será la Junta General de Accionistas de Endesa la que deberá decidir si elimina los blindajes estatutarios. El principal blindaje es el contenido del art. 32 según el cual: *Ningún accionista (...) podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10 por ciento del total del capital social con derecho a voto existente en cada momento, y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10 por ciento.* La modificación de dicho artículo *requerirá en la Junta General correspondiente, el voto favorable del más del 50 por ciento del capital suscrito con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria.* Ese artículo impediría a E.ON asegurarse el control de Endesa aunque comprase la mayoría del capital.

Cuando llegue a celebrarse la Junta General de Accionistas, es posible que Acciona⁴⁴⁶, opuesta a la OPA de E.ON, controle el 24,99 por ciento del capital social de Endesa, el máximo al que puede aspirar legalmente.

Acciona poseía el 21,03 por ciento del capital social de Endesa, después de haber adquirido en Bolsa (a un precio máximo de 35,9 euros por título), desde finales de diciembre de 2006 hasta el 9 de enero de 2007, en que lo comunicó a la CNMV, 10,96 millones de títulos, por los que había desembolsado 389,51 millones de euros. Además, Acciona también comunicó a la CNMV las condiciones del préstamo a largo plazo, por valor de 8.191 millones de euros para financiar la adquisición del 21,03 por ciento de Endesa.

La participación de Acciona en el capital social de Endesa hasta el 21,03 por ciento del total de acciones se realizó a través de varias operaciones:

La primera, se produjo en septiembre de 2006, con la compra del 10 por ciento por 3.388 millones de euros, a un precio medio de 32 euros por título.

La segunda operación de compra, se produjo en noviembre de 2006 con la adquisición de otro 9,63 por ciento, por 3.633 millones de euros, al precio de 35,62 euros por acción.

La tercera, pocos días después, adquiriendo el 0,37 por ciento del capital social, por 139,8 millones de euros, al precio de 35,93 euros por título.

Finalmente, entre diciembre y enero de 2007, adquirió el 1,03 por ciento, desembolsando 390 millones de euros, a 35,5 euros por acción.

En total, por el 21,03 por ciento del capital social de Endesa, Acciona ha desembolsado 7.550,8 millones de euros.

La operación ha elevado la deuda de Acciona, pero le proporciona de momento unas plusvalías significativas, ya que la participación le suponía en

⁴⁴⁶ La constructora es el mayor accionista de Endesa.

Bolsa, a fecha de 15 de enero de 2007, 8.182 millones de euros, 632⁴⁴⁷ millones de euros más de lo que realmente le costó.

Además, Acciona también se ha visto beneficiada por el reparto reciente de un dividendo de 0,50 euros por acción a cuenta de los resultados de Endesa de 2006. Por este concepto, ha percibido 105,87 millones de euros.

Cuadro 8.7

PRINCIPALES ACCIONISTAS DE ENDESA Enero de 2007	
ACCIONISTAS	%
Acciona	21,03 %
Caja Madrid	9,93 %
Chase Nominees	5,73 %
AXA	5,35 %
State Street Bank and Trust	5,03 %
Deutsche Bank	4,88 %
Capita Group	1,12 %
Otros	46,93 %

Fuente: Compañías y elaboración propia.

Una vez conocidas las ofertas finales de Gas Natural y de E.ON, el Consejo de Administración de Endesa tendrá que pronunciarse sobre ellas en un plazo de cinco días, emitiendo una recomendación a sus accionistas sobre la conveniencia o no de acudir a alguna de las OPAs. Además, cada Consejero de Endesa deberá comunicar sus planes con las acciones que posea. Posteriormente el Consejo de Administración de Endesa convocará una Junta Extraordinaria para que los accionistas voten si eliminan los blindajes de la compañía, es decir, la limitación del derecho de voto y del acceso al Consejo de Administración. Las OPAs están condicionadas a la retirada de esas cláusulas estatutarias. Su cambio exige el apoyo del 51 por ciento del capital social en la Junta de Accionistas.

⁴⁴⁷ Ese importe duplica el beneficio neto obtenido por Acciona en los nueve primeros meses de 2006, que ascendió a 320 millones de euros.

Gas Natural comunicó, el 1 de febrero de 2007, a la CNMV su decisión de retirar la oferta de adquisición del 100 por ciento del capital de Endesa que lanzó hace 17 meses, el 5 de septiembre de 2005 y no acudir a la puja con E.ON.

El Consejo de Administración tomó dicha decisión por el distinto trato recibido de Endesa, frente a la oferta de E.ON, una desigualdad que critica en la obtención de las distintas autorizaciones administrativas, en el comportamiento de los órganos de gobierno de Endesa y en la especulación bursátil que ha hinchado el valor: desde el 2 de septiembre de 2005 en que la acción de Endesa cotizaba a 18,56 euros por título al 2 de febrero de 2007 que lo hacía a 39,04 euros, es decir, prácticamente Endesa pasaba a valer el doble. La rentabilidad para los accionistas de Endesa supone casi un 110 por ciento y la creación de valor es superior a los 21.000 millones de euros.

Gas Natural en un comunicado, realizado el 4 de febrero de 2007, consideraba que su oferta a los accionistas de Endesa era una propuesta que había estado bien diseñada:

- Desde un punto de vista industrial, porque creaba sinergias, una parte de las cuales revertían directamente en los consumidores españoles y otra en los accionistas de Gas Natural y también de Endesa, pues éstos permanecían en el nuevo proyecto.
- Desde el punto de vista de la seguridad de suministro energético para España, ya que los principales aprovisionamientos de gas y las fuentes de generación de electricidad permanecían en manos del nuevo grupo y de otros operadores igualmente españoles.
- Para la competencia, porque era una oportunidad para lograr una competencia efectiva en el estancado mercado eléctrico.
- Para la economía española y, en particular para los proveedores de Endesa, porque mantenía en manos españolas el centro de decisión de un volumen de inversiones de más de 13.000 millones de euros en los tres próximos años.
- Para Latinoamérica, donde está ampliamente contrastada la experiencia y competencia de Gas Natural.
- Para los accionistas de ambas sociedades, porque ofrecía a los accionistas de Endesa la posibilidad de entrar en el proyecto y participar en más de un 50 por ciento en su creación de valor, si les parecía atractivo, y para los de Gas Natural porque les permitía participar en una empresa líder en el mundo.
- Y finalmente, porque dejaba, al menos, a dos empresas españolas fuertemente posicionadas para ser competitivas ante la apertura de los mercados energéticos europeos.

Cuadro 8.8

VALOR BURSÁTIL DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS EUROPEAS (A 2 de febrero de 2007)		
EMPRESA	PAÍS	VALOR BURSÁTIL (En millones de euros)
EDF	Francia	99.034
E.ON	Alemania	75.670
Enel	Italia	50.751
Suez	Francia	49.424
RWE	Alemania	45.926
Endesa	España	41.333
Gaz de France	Francia	33.648
National Grid	Reino Unido	32.014
Iberdrola	España	29.751
Electrabel	Bélgica	28.234
Veolia Environnement	Francia	22.121
Centrica	Reino Unido	20.629
Scottish & Southern Energy	Escocia	20.019
Fortum	Bélgica	18.395
Scottish Power	Escocia	16.880

Fuente: Bloomberg y elaboración propia.

Tras la retirada de Gas Natural se vuelve a un régimen normal de ofertas públicas, que permitía a E.ON acudir en solitario al proceso de sobres cerrados. E.ON entregó en sobre cerrado a la CNMV el precio final que fijaba a su OPA sobre Endesa en 38,75 euros por acción, lo que suponía valorar Endesa en 41.000 millones de euros. Esta oferta presentaba un incremento del 52,5 por ciento sobre el precio anunciado previamente por el grupo alemán.

Para financiar la compra de Endesa, E.ON contaba con un crédito de 37.100 millones de euros concedido por las siguientes entidades financieras: *BNP Paribas, HSBC Bank, The Royal Bank of Scotland, Citigroup, Deutsche Bank y JP Morgan.*

8.6. MAPA ELÉCTRICO Y GASÍSTICO EN EL SUPUESTO DE HABER PROSPERADO LA OPA DE GAS NATURAL SOBRE ENDESA.

La operación de adquisición de Endesa por Gas Natural y la subsiguiente venta de mercados y clientes de gas a Iberdrola podría haber permitido la creación de un duopolio GN + Endesa e Iberdrola, con posición de dominio sobre cada uno de los mercados de electricidad y gas. Iberdrola aceptaba una compra de activos que incluía una parte importante de generación eléctrica por carbón⁴⁴⁸.

La CNE analizó si la operación aumentaba, por un lado, la concentración vertical, a través de la cual una compañía controla el proceso total de generación del producto eléctrico y de gas y, por otro, la concentración horizontal, es decir, concentración en cada uno de los mercados eliminando la escasísima competencia que exista entre ambas energías como opciones de consumo.

El informe de competencia exigirá que en cada uno de esos mercados no coincidan como operadores dominantes Gas Natural e Iberdrola. Para el organismo regulador, la CNE, el mercado relevante es cada uno de los mercados regionales.

Gas Natural aporta muy poca estructura eléctrica a Endesa y ésta muy poco mercado de gas a la empresa gasista por lo que con ello no se aumenta la concentración empresarial. Si bien, el verdadero problema que se le plantea al mercado puede basarse en la existencia de posiciones de dominio en cada una de las fuentes energéticas para la producción de electricidad: Iberdrola domina la producción hidroeléctrica, Endesa el carbón⁴⁴⁹ y Gas Natural el gas, la operación de OPA lograría un intercambio de los activos, conforme a las recomendaciones realizadas en el Libro Blanco⁴⁵⁰, de 30 de junio de 2005, *sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España* del profesor Ignacio Pérez Arriaga, quién, además, es partidario de limitar el poder excesivo de las dos compañías dominantes en el mercado eléctrico, Endesa e Iberdrola, que controlan en conjunto el 80 por ciento del mismo.

Para limitar el poder de mercado el citado Libro Blanco recomienda que Endesa e Iberdrola se desprendan de activos, algo que no sucederá si Gas Natural adquiere Endesa y le vende como ya han acordado ambas, varias centrales térmicas. Con ello, además, Iberdrola volvería a tener derecho al cobro de los CTCs que ya había agotado con sus activos, a pesar de haber denunciado en los últimos meses que los CTCs distorsionaban la competencia.

⁴⁴⁸ La decisión de compra de dichos activos puede ser debida a requerimientos de los márgenes de rentabilidad dadas las alzas del precio del crudo y la sequía padecida durante los años 2005 y 2006, que encarecieron el modelo de generación basado en agua y ciclo combinado.

⁴⁴⁹ Endesa, en los años ochenta, cuando aún ostentaba la titularidad de empresa pública y ante la amenaza de quiebra de las empresas eléctricas privadas tuvo que verse obligada a asumir las plantas más caras y menos rentables de generación eléctrica por carbón.

⁴⁵⁰ Iberdrola a través de un comunicado de su Presidente, Sr. Sánchez Galán, advirtió que las medidas sugeridas por el profesor Pérez Arriaga podrían, de aplicarse, tener graves consecuencias para las cuentas de resultados y las cotizaciones de las empresas eléctricas.

Cuadro 8.9

MAPA ELÉCTRICO Y GASÍSTICO DESPUÉS DE LA OPA		
COMUNIDAD AUTÓNOMA	DISTRIBUIDOR ELÉCTRICO	DISTRIBUIDOR DE GAS
GALICIA	FENOSA	GAS NATURAL
ASTURIAS	EDP	EDP
CANTABRIA	ENEL	GAS NATURAL
PAÍS VASCO	IBERDROLA	EDP
NAVARRA	IBERDROLA	GAS NATURAL
ARAGÓN	GAS NATURAL	GAS NATURAL
CATALUÑA	GAS NATURAL	GAS NATURAL
BALEARES	IBERDROLA	IBERDROLA
VALENCIA	IBERDROLA	IBERDROLA
CASTILLA LA MANCHA	IBERDROLA Y FENOSA	GAS NATURAL
MURCIA	IBERDROLA	IBERDROLA
ANDALUCÍA	GAS NATURAL	GAS NATURAL
CANARIAS	GAS NATURAL	GAS NATURAL
EXTREMADURA	GAS NATURAL	GAS NATURAL
MADRID	IBERDROLA Y FENOSA	IBERDROLA
CASTILLA Y LEÓN	IBERDROLA Y FENOSA	GAS NATURAL
LA RIOJA	IBERDROLA	GAS NATURAL

Fuente: Empresas y elaboración propia.

Pérez Arriaga propone que se saque del mercado mayorista los kilovatios generados con combustibles no fósiles para evitar que los producidos con agua o energía nuclear, que cuestan muy poco, los sigan cobrando las empresas eléctricas a unos precios muy elevados como consecuencia del coste de la producción de los kilovatios generados a partir del fuel o gas. En definitiva,

excluye del mercado mayorista a un 40 por ciento de la generación y en consecuencia, por el origen de su producción, margina el papel de Iberdrola en el mismo. También el profesor Pérez Arriaga sugiere una reforma a fondo del “pool” eléctrico para lograr que sea menos manipulable y más transparente y real en la fijación de precios y propone reemplazar, desde ahora hasta el 2010 el actual mecanismo de cobro por diferencias de los CTCs.

No obstante, la CNE deberá decidir y exigir si esos activos pactados con Iberdrola deben enajenarse en todo o en parte mediante subasta pública y que operadores serían los adecuados u óptimos en el supuesto de que la subasta fuera limitada para que no puedan comprar operadores que acabarían acrecentando su posición de dominio en el mercado. Tal exigencia no sólo reforzaría a Iberdrola sino que permitiría a otras empresas como Unión Fenosa o Hidrocantábrico, por ejemplo, completar su *mix* de generación o distribución y reforzar su presencia competidora en el mercado.

Cuadro 8.10

CUOTAS DE PRODUCCIÓN POR EMPRESAS EN EL MERCADO MAYORISTA Año 2005						
EMPRESAS	TWh Carbón	TWh Fuel	TWh CCGT	Total Pool Combustibles Fósiles (TWh)	% Pool Combustibles Fósiles	% Pool Actual
ENDESA	37,8	1,6	6,0	45,4	36,6	35,5
IBERDROLA	8,0	1,5	13,0	22,5	18,2	24,8
UNIÓN FENOSA	12,6	0,7	8,2	21,5	17,3	13,2
HIDROCANTÁBRICO	11,3	0,0	1,8	13,1	10,5	6,8
VIESGO	5,7	0,6	0,0	6,2	5,0	2,8
ELCOGAS	0,0	1,8	0,0	1,8	1,5	0,8
GAS NATURAL	0,0	0,0	6,6	6,6	5,4	3,0
OTROS	0,0	0,0	6,8	6,8	5,5	3,0
RE MERCADO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9
EXTERIORES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
TOTAL	75,4	6,2	42,4	124,0	100,0	100,0

Fuente: Empresas del sector.

De entre las características que hacen de Endesa una empresa atractiva para ser opada destaca su importante expansión internacional:

España:

- 11.300.000 clientes de electricidad
- 400.000 clientes de gas
- 29.700 MW de generación de electricidad
- Gas contratado: 3,5 Bcm
- Flota de GNL contratada: en construcción 138.000 m³

Portugal:

- 200.000 clientes
- 245 MW de generación de electricidad

Francia:

- 2.600 MW de generación de electricidad

Polonia:

- 330 MW de generación de electricidad

Italia:

- 6.360 MW de generación de electricidad

Turquía:

- 40 MW de generación de electricidad
- Proyectos de GNL
- Medgaz

Argelia:

- Proyectos de exploración
- Proyecto integrado de GNL

Marruecos:

- 128 MW de generación de electricidad

Latinoamérica:

- 10.900.000 clientes de electricidad
- 245 MW de generación de electricidad
- 2.000 MW (capacidad de interconexión)

Cuadro 8.11

CUOTAS DE PRODUCCIÓN POR EMPRESAS EN EL MERCADO MAYORISTA Año 2006						
EMPRESAS	TWh Carbón	TWh Fuel	TWh CCGT	Total Pool Combustibles Fósiles (TWh)	% Pool Combustibles Fósiles	% Pool Actual
ENDESA	27,3	0,2	5,8	33,3	27,9	30,6
IBERDROLA	6,1	0,4	20,2	26,6	22,2	28,6
UNIÓN FENOSA	9,6	0,1	9,8	19,5	16,3	11,1
HIDROCANTÁBRICO	5,6	0,0	1,9	7,5	6,3	4,0
VIESGO	3,1	0,1	0,0	3,2	2,7	1,3
ELCOGAS	0,0	1,6	0,0	1,6	1,4	0,7
GAS NATURAL	0,0	0,0	11,0	11,0	9,2	4,5
OTROS	0,0	0,0	16,6	16,6	13,9	6,7
RE MERCADO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1
EXTERIORES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5
TOTAL	51,7	2,5	65,3	119,0	100,0	100,0

Fuente: Empresas del sector.

8.7. LOS CRITERIOS DE VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA COMPETENCIA.

En la valoración de una operación de concentración, como la adquisición del control Endesa por parte de Gas Natural, la delimitación del mercado relevante tiene una influencia decisiva desde el punto de vista de la competencia. Se trata de precisar los límites dentro de los cuales se produce la rivalidad entre empresas que compiten entre sí, por el tipo de producto que venden (mercado de producto) y por la dimensión geográfica en la que lo hacen (mercado geográfico), para así lograr identificar las posibles restricciones que pudieran existir en el desarrollo de su interacción competitiva tanto en el momento presente como en el futuro.

Igualmente, la Comisión Europea en su Comunicación⁴⁵¹ C372, de 9 de diciembre de 1997, relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa comunitaria en materia de competencia, considera esas dos dimensiones distintas en la delimitación del mercado relevante: la de producto y la del área geográfica.

Por otra parte, el SDC⁴⁵² estima la sustituibilidad del producto tanto por el lado de la demanda como por el lado de la oferta como el criterio primordial para establecer el producto relevante que, por sus características, forman parte de un mismo mercado.

En el ámbito comunitario se define como mercado de producto, a aquel que *comprende la totalidad de los productos y servicios que los consumidores consideren intercambiables o sustituibles por razón de sus características, su precio y el uso que se prevea hacer de ellos*⁴⁵³.

En la operación de adquisición del control de Endesa por parte de Gas Natural, cabe distinguir dos mercados de producto relevantes: el de la electricidad y el del gas natural, a pesar de que ambos presentan importantes diferencias: su modo de obtención, la posibilidad de almacenamiento, los medios de transporte, los cauces de distribución, características de las instalaciones, puntos de consumo, etc.

Ello implica que no exista más que una sustituibilidad parcial entre ambos desde el punto de vista de la demanda, lo que ha dado lugar a multitud de decisiones e informes⁴⁵⁴ de los organismos comunitarios y españoles de defensa de la competencia, entre ellos la propia CNE, que han considerado la existencia de dos mercados de productos diferenciados: la electricidad y el gas natural.

⁴⁵¹ “El objetivo de definir un mercado en sus dos dimensiones, de producto y geográfica, es identificar a aquellos competidores de las empresas en cuestión, que son capaces de restringir su comportamiento y de impedirles que actúen sin sentirse sometidas a una presión competitiva eficaz” (DOCE c372 DE 09/12/1997).

⁴⁵² En su Comunicación sobre los “Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del SDC”.

⁴⁵³ Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.

⁴⁵⁴ Expediente C38/99 relativo a dos operaciones de concentración consistentes, la primera en la toma de control conjunto de Gas Aragón, S.A., por Endesa, S.A. y Gas Natural SDG, S.A.; y la segunda, la toma de una participación del 20 por ciento en Gas Andalucía, S.A. por Endesa, S.A.

El SDC señala que a pesar de la progresiva convergencia de los mercados energéticos, dadas las todavía limitadas posibilidades de sustitución existentes, las Autoridades de Defensa de la Competencia españolas y comunitarias han considerado en diversos precedentes que el gas natural es un producto distinto de otras fuentes de energía como el petróleo y sus derivados o la electricidad. En particular, aunque actualmente existe una estrecha vinculación entre gas y electricidad, todavía se deben considerar mercados de productos separados, ya que se mantienen importantes diferencias tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, que limitan su sustituibilidad.

Entre dichas diferencias destacan las siguientes: su modo de obtención (el gas en yacimientos y la electricidad en instalaciones construidas al efecto), las características de sus instalaciones, su almacenabilidad (siendo el gas almacenable y la electricidad no), sus medios de transporte (gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión), sus cauces de distribución, su importancia relativa en el balance de energía final y sus usos (siendo universales los de la electricidad, algunos de carácter exclusivo como la iluminación o la producción de reacciones químicas, y otros comunes con otras fuentes de energía de usos más restringidos como el gas, utilizado para usos de calefacción, agua caliente y cocina).

EL SDC, además de lo anteriormente señalado indica que *no obstante, no cabe ignorar que, desde la perspectiva de la demanda, el gas y la electricidad son sustitutivos para determinados usos o prestaciones (calefacción, cocina) y que desde una perspectiva dinámica, resulta indudable la creciente convergencia de ambos sectores, dado el uso del gas como input para la generación de energía eléctrica debido a las posibilidades que ofrece en términos de utilización flexible, eficiencia y respeto con el medio ambiente.*

Por su parte el TDC en su informe sobre la concentración Endesa-Gas Natural manifiesta que *la determinación del mercado relevante debe tener en cuenta, prioritariamente, las preferencias de los consumidores o, lo que es lo mismo, el lado de la demanda. La posible sustituibilidad de la oferta es un concepto importante para determinar la impugnabilidad del mercado, pero no basta para definir la gama de productos incluidos en el mercado relevante.*

La Comisión Europea ha aceptado la separación o diferenciación entre el gas y la electricidad concluyendo que, por el lado de la demanda, la energía eléctrica se caracteriza por la universalidad de sus usos y por el lado de la oferta cada fuente de energía tiene unas características diferentes en relación a la producción, el almacenamiento o el transporte.

Adicionalmente, conviene subrayar también, a pesar de la definición de mercado de producto separado de gas y electricidad, la creciente convergencia entre estos sectores como evidencia la entrada de muchas empresas eléctricas en la industria del gas y viceversa. Dicha convergencia se debe a tres factores:

- La existencia de una tendencia consolidada a emplear el gas natural en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado, por su eficiencia y menor impacto medioambiental con respecto a otros combustibles fósiles.

- La difusión del suministro conjunto de gas y electricidad, especialmente para consumidores domésticos, como estrategia de captación de clientes de los grandes grupos energéticos.
- La existencia de múltiples casos de reorganizaciones empresariales dirigidas a concentrar la gestión de las infraestructuras de gas y electricidad en una única unidad de negocio.

La CNE, dada la naturaleza de la operación objeto de estudio, realizó un análisis del impacto horizontal de dicha operación en los mercados relevantes de gas y electricidad, considerando, además, sus efectos verticales, relacionados con el uso del gas en generación eléctrica, y sus efectos de conglomerados, asociados con el arbitraje del gas entre mercado convencional y de generación, la realización de ofertas conjuntas de gas y electricidad y la integración entre redes de distribución y comercialización de ambos productos.

De forma gráfica y esquemática (ver cuadro 130) describiremos a continuación el funcionamiento de los sectores del gas y de la electricidad en España, subrayando la existencia de flujos comerciales a precio regulado y libre, las relaciones existentes entre gas y electricidad y la importancia del acceso a las infraestructuras para la realización de las actividades de generación eléctrica y suministro de ambos productos.

Mercado de producto del gas natural

La cadena de suministro de gas natural se inicia con la fase del aprovisionamiento. La casi totalidad del gas que abastece la demanda se importa⁴⁵⁵ de productores o intermediarios en los mercados internacionales. El gas importado es introducido en el sistema gasista nacional mediante unos puntos de entrada por gasoducto, si se trata de gas canalizado⁴⁵⁶, o por planta de regasificación⁴⁵⁷ si se trata de Gas Natural Licuado (GNL). Los comercializadores adquieren el gas importado de los aprovisionadores y lo revenden a los consumidores finales o a otros comercializadores a precios libremente pactados.

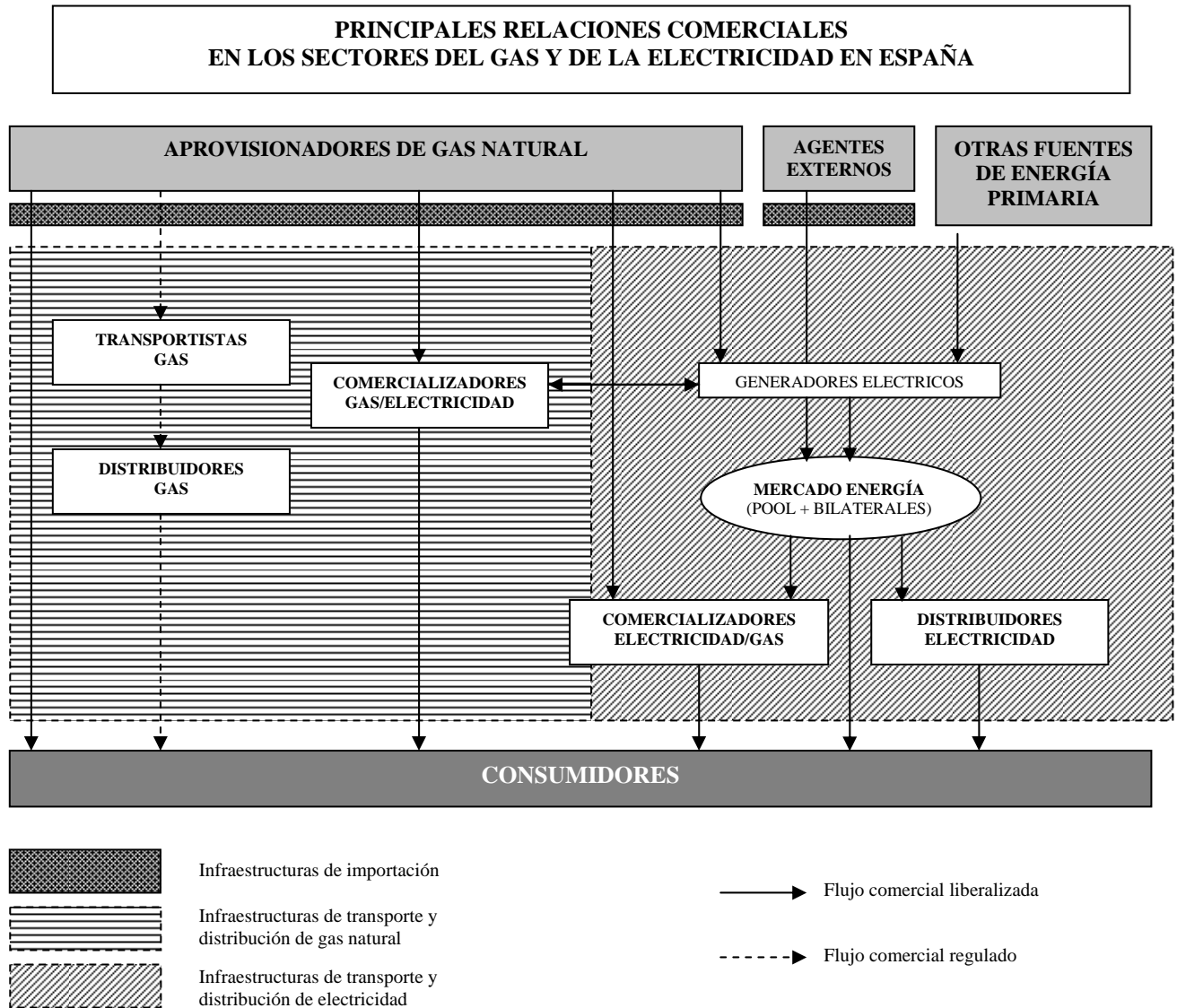
Además, la legislación vigente prevé que los consumidores puedan optar por un suministro a tarifa regulada, cuya responsabilidad recae sobre transportistas y distribuidores. Todas las actividades de aprovisionamiento y suministro requieren la contratación del acceso a las infraestructuras de entrada en primer lugar, y a las redes de transporte, y en su caso de los almacenamientos, y distribución en segundo lugar, para asegurar que el gas se transmite a los puntos de consumo final.

⁴⁵⁵ Debido a la escasez de yacimientos, en España, de gas natural.

⁴⁵⁶ Las conexiones internacionales existentes son: *Larrau* (Francia), Tarifa (Argelia) y Badajoz y Tuy (Portugal) y en proceso de construcción se encuentra el gasoducto internacional de Medgaz.

⁴⁵⁷ Las plantas de regasificación actualmente existentes son: Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao.

Cuadro 8.12



Fuente: CNE

El art. 60 de la Ley de Hidrocarburos establece que la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la comercialización y el aprovisionamiento son actividades que se ejercen libremente y su régimen económico se determina por las condiciones negociadas entre las partes.

En el caso de los agentes económicos implicados en la operación, Endesa y Gas Natural, éstos intervienen en casi todas las fases de la cadena del gas natural. Endesa está presente en aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural⁴⁵⁸ y Gas Natural en aprovisionamiento,

⁴⁵⁸ A esto se añade su participación en el proyecto de gasoducto internacional de Medgaz, que a partir de 2009 añadirá un nuevo punto de entrada por gasoducto al sistema gasista español, y en varios proyectos de plantas de regasificación de GNL, que están actualmente en construcción: Reganosa, Planta Regasificadora de Sagunto y Gasificadota de Canarias.

almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural. Así pues Endesa y Gas Natural coinciden en las actividades reguladas de transporte y distribución y en los mercados liberalizados de aprovisionamiento y comercialización. Este hecho, que supone un solapamiento de las actividades, necesariamente debe ser examinado por el organismo regulador, la CNE, debido a su incidencia sobre el buen desarrollo de las actividades en competencia.

Actividades reguladas:

1) Transporte de gas natural

Conforme al art. 59 de la Ley de Hidrocarburos, las infraestructuras de transporte⁴⁵⁹ comprenden las instalaciones incluidas en la Red Básica: los gasoductos de transporte primario⁴⁶⁰, las plantas de regasificación, los almacenamientos estratégicos, las conexiones con yacimientos o almacenamientos y las conexiones internacionales; y las redes de transporte secundario formadas por los gasoductos de presión máxima entre 16 y 60 bares.

El art. 68 de la Ley de Hidrocarburos asigna a los transportistas dos obligaciones principales:

- a) El desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones y
- b) Las adquisiciones del gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes.

Así pues, los transportistas ofertan dos tipos de productos distintos: la gestión de las redes y el suministro de gas a precio regulado, que han de ser convenientemente analizados por separado.

En la gestión de las redes conviene distinguir, por su distinto desempeño en el funcionamiento del sistema gasista español, entre infraestructuras necesarias para la importación del gas natural y otros elementos que sirven para garantizar el transporte y la seguridad del suministro. Las primeras y las plantas de regasificación presentan cierto grado de sustituibilidad entre ellas, y el derecho a su libre acceso es indispensable como factor fundamental para la competencia en el aprovisionamiento de gas, así como también es indispensable y relevante el acceso a la infraestructura de transporte interno para permitir la competencia entre los comercializadores.

El art. 70 de la Ley de Hidrocarburos establece el derecho de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. Este derecho se concreta en la existencia de peajes y otras condiciones de acceso

⁴⁵⁹ Las infraestructuras de transporte de gas existentes en la actualidad en España se componen de cuatro plantas de regasificación de gas natural licuado en explotación, más de 8.000 km. de gasoductos de transporte, dos almacenamientos subterráneos, nueve estaciones de comprensión, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales con Marruecos, Francia y dos con Portugal, además de numerosas plantas satélite de GNL y otras instalaciones auxiliares.

⁴⁶⁰ Presión máxima superior a 60 bares.

reguladas y en el establecimiento de Enagas⁴⁶¹ como gestor independiente del sistema gasista.

El papel de los transportistas como proveedores de gas constituye un *input* a precio regulado y forma parte integrante del suministro a tarifa regulada que realizan los distribuidores.

2) Distribución de gas natural

Según establece el art. 73 de la Ley de Hidrocarburos⁴⁶², las instalaciones de distribución de gas natural comprenden *los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión⁴⁶³ máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario.*

El art. 74 de la Ley de Hidrocarburos asigna a los distribuidores de gas dos tipos de obligaciones:

- a) El desarrollo, operación y mantenimiento de las redes y
- b) El suministro a tarifa.

Se trata de dos actividades que conforman dos productos distintos, sin relación de sustituibilidad entre ellos desde el punto de vista de la demanda de los usuarios.

Los distribuidores, como gestores de redes, deciden sobre posibles denegaciones del derecho de acceso⁴⁶⁴ de terceros y gestionan toda la información relacionada con los puntos de suministro.

Los distribuidores, como suministradores, pagan por un lado un precio de cesión, fijado administrativamente, por el gas adquirido a los transportistas y, por otro lado, reciben una tarifa regulada por el gas vendido a los consumidores finales que deciden no acudir al mercado liberalizado.

Actividades liberalizadas:

1) Abastecimiento / aprovisionamiento de gas natural

⁴⁶¹ Gas Natural es propietaria del 17,80 por ciento de Enagas, pero sólo ejerce derechos de voto en Enagas por un 5 por ciento y tiene que reducir su participación a un máximo del 5 por ciento antes del 30 de diciembre de 2006, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, modificado por el art. 92 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

⁴⁶² Modificado por el art. 7.10 del real Decreto-Ley 6/2000.

⁴⁶³ Las redes de presión de diseño entre 16 y 4 bar alimentan a los clientes industriales, grupo reducido de consumidores que concentran la mayor parte del consumo, y a las redes con presión inferior a 4 bares, que suministran a los consumidores doméstico-comerciales cuyo número es elevado aunque su consumo unitario es pequeño.

⁴⁶⁴ Conforme al art. 76 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios.

El abastecimiento o mercado mayorista es el primer eslabón en la cadena del suministro de gas natural, y comprende las actividades comerciales que tienen como fin el aprovisionamiento de gas natural al mercado nacional y por actividad de aprovisionamiento se entiende la llevada a cabo por los comercializadores y transportistas que incorporan gas para el mercado a tarifa, así como los consumidores cualificados que así lo decidieran.

Conforme al art. 61 de la Ley de Hidrocarburos, los sujetos que pueden realizar adquisiciones de gas en el mercado mayorista son los transportistas con destino final al mercado regulado, los comercializadores y los consumidores cualificados⁴⁶⁵. Los oferentes o productores son, en gran medida, internacionales, las empresas abastecedoras o de *trading* sin presencia en el mercado nacional y los comercializadores con presencia en el sistema gasista español.

En el mercado de aprovisionamiento las transacciones son libremente negociadas entre las partes, teniendo lugar mediante contratos bilaterales confidenciales.

2) Comercialización de gas natural

Comprende la adquisición de gas para su venta a los consumidores u a otros comercializadores, en términos económicos libremente pactados por las partes, accediendo a las instalaciones gasistas propiedad de terceras personas, de acuerdo a la legislación vigente. La Ley de Hidrocarburos considera a la actividad de comercialización de gas natural como una actividad liberalizada⁴⁶⁶ que desarrollan empresas comercializadoras debidamente autorizadas.

La liberalización del mercado a partir del 1 de enero de 2003 permite considerar como parte de un mismo mercado tanto el suministro a tarifa como el suministro a precios liberalizados. Este tratamiento descansa en la sustituibilidad entre estos dos tipos de suministro para los consumidores y en los siguientes factores:

- a) La tarifa integral de gas constituye una referencia fundamental para la fijación del precio de las transacciones en el mercado libre y
- b) Los consumidores que ejercen su derecho de elección tienen cierta flexibilidad para volver al régimen tarifario.

⁴⁶⁵ Desde enero de 2003, todos los consumidores son cualificados. Todos ellos tienen el derecho de comprar gas en el mercado mayorista. Pero el acceso al mercado mayorista presenta una barrera importante, en términos de volúmenes de gas contratado, para la gran mayoría de consumidores: demandas por debajo de 0,1-0,2 bcm difícilmente encontrarían ofertas en este mercado. Además, la adquisición directa del gas en el mercado mayorista requeriría que el consumidor final, en lugar del comercializador, realizara directamente los necesarios contratos para el acceso al sistema con los titulares de las infraestructuras de transporte y distribución. Debido a estos factores, en la práctica casi ningún consumidor, aún cuando sea de gran tamaño, adquiere gas en el mercado mayorista, lo que justifica su consideración como mercado separado del mercado minorista.

⁴⁶⁶ Según información disponible en la CNE la proporción de consumo suministrado a través del mercado liberalizado fue del 80 por ciento en 2004, 71 por ciento en 2003, 55 por ciento en 2002 y 38 por ciento en 2001.

El SDC estimó⁴⁶⁷ que la apertura total del mercado de gas a partir del 1 de enero de 2003, podía llevar en el futuro a considerar un solo mercado de venta minorista de gas natural a consumidores finales,...pero la falta de desarrollo normativo y técnico para ejercitar el derecho de elección anterior, así como el limitado uso del citado derecho por parte de consumidores que hasta el 1 de enero de 2003 eran considerados clientes a tarifa y la posibilidad de que, durante un periodo de tres años desde el momento en que un consumidor hubiera ejercido por primera vez su condición de cualificado, dicho consumidor opte por seguir adquiriendo el gas a un comercializador en las condiciones libremente pactadas o adquirirlo al distribuidor a tarifa, permiten seguir considerando por el momento la distribución y la comercialización de gas natural como mercados de productos diferentes, aunque estrechamente relacionados entre sí.

Por su parte Gas Natural señala en la documentación sobre la operación notificada que el mercado afectado por la misma es el de suministro minorista de gas natural a precio libre: *Reiteramos, finalmente, que el suministro a tarifa es una actividad de transporte que corresponde a Enagas según la normativa regulatoria. Todos los distribuidores adquieren el gas para el suministro a tarifa a dicha sociedad por lo que no hay competencia para el suministro de los distribuidores. Tampoco los distribuidores compiten entre sí para suministrar a los consumidores. Y tampoco los distribuidores compiten con los comercializadores en el suministro. La visión correcta del mercado obliga a considerar solamente a los consumidores, en los dos segmentos definidos, que representan demanda existente para oferta que existe en competencia.*

La CNE, considera, por una parte, que el ejercicio de elegibilidad sigue siendo limitado en el caso de los consumidores domésticos y se debe continuar considerando la comercialización y distribución de gas natural como dos actividades diferentes, aunque estrechamente relacionadas entre sí, lo que no impide para que en un horizonte temporal más amplio se pueda identificar un único mercado de consumidores finales. Por otra parte, se realizará el análisis de la repercusión de la operación sobre el mercado de comercialización de gas natural y los efectos de la misma en la actividad de distribución a tarifa, rebatiendo así la postura de Gas Natural que pasa por la consideración exclusiva de los consumidores a mercado libre.

Todos los consumidores de gas natural pueden elegir suministrarse a través de un comercializador a un precio y en unas condiciones negociadas. Pero sus características de consumo son muy distintas y se pueden distinguir tres categorías de clientes⁴⁶⁸:

- Los domésticos-comerciales (grupo tarifario III)
- Los consumidores industriales (grupos I y II) y
- Los generadores de energía eléctrica

⁴⁶⁷ Informe del SDC N-03001 Gas de Asturias/ Gas Figueres.

⁴⁶⁸ Esta diferenciación es consistente con la realizada por la Comisión Europea con ocasión del expediente EN/EDP/GDP.

Los consumidores domésticos consumen pequeños volúmenes anuales, pero con un grado elevado de estacionalidad, que hacen que su suministrador tenga que incurrir en mayores costes para captar cuota de mercado, medida en términos de energía, y en una estructura de aprovisionamiento desequilibrada entre invierno y verano. La demanda de este tipo de clientes ante variaciones de precio es muy inelástica, por dos razones: primera, porque el coste de la energía no es una parte importante de su presupuesto y tiene inercia para seguir con su suministrador. Este consumidor no compara precios, salvo con la tarifa y no distinguen, por su escasa información, entre empresas comercializadoras y distribuidoras. La segunda razón, debida a que el nivel de calidad del servicio depende del distribuidor y por tanto tiende a ser la misma independientemente del suministrador.

Los consumidores industriales conocen muy bien las características de su demanda y las características del mercado del gas. Su demanda es más elástica al precio, por ser un factor de producción, que les conduce a tomar decisiones que afectan directamente al volumen de producción o son capaces de sustituirlo por otra fuente de energía.

Finalmente, dentro del mercado liberalizado se encuentran los nuevos ciclos combinados de generación de energía eléctrica a partir del gas natural. Así, las centrales de ciclo combinado son las instalaciones de generación que utilizan el gas natural como combustible y que adquieren el mismo para dicho uso. Los grandes grupos energéticos que aúna la producción de electricidad a través de ciclos combinados y la comercialización de gas a mercado libre que deciden sobre el gas a adquirir y su imputación final como respuesta de su gestión empresarial y eficiencia económica.

Mercado de producto de la electricidad

La cadena de suministro de electricidad se inicia con la actividad de generación, que se desarrolla en su mayor parte en centrales situadas en España. Pueden vender su producción en un mercado mayorista organizado, el "pool" eléctrico, o mediante contratos bilaterales.

Por el lado de la demanda participan en este mercado: los distribuidores, que suministran la electricidad en el mercado regulado, y los comercializadores, que venden la electricidad en el mercado minorista a precios libremente pactados. Los consumidores tienen tres alternativas de suministro: el suministro a tarifa, la contratación con un comercializador en el mercado minorista y la adquisición de la energía en el mercado mayorista (grandes consumidores). Todas las transacciones de electricidad, tanto minorista como mayorista, requieren el acceso a las redes de transporte y distribución.

En el mercado de producto de la electricidad pueden distinguirse diferentes actividades: generación, transporte, distribución y comercialización, que tienen características particulares y se encuentran sometidas a la Ley 54/1997, que establece que la generación y la comercialización son actividades liberalizadas, mientras el transporte y la distribución tienen carácter regulado.

Por lo que respecta a los agentes económicos implicados en la operación, Endesa está presente en las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Gas Natural en generación y comercialización de gas natural⁴⁶⁹. Donde se da mayor coincidencia es en la actividad de generación de electricidad: Endesa es el principal generador de electricidad y Gas Natural, además de generar electricidad, es el aprovisionador dominante de gas natural, el combustible utilizado en las centrales de generación de ciclo combinado.

Actividades reguladas:

1) Transporte de electricidad

El transporte de electricidad es una actividad regulada cuya objeto es su transmisión por la red interconectada con dos fines: el suministro a los distribuidores o a los consumidores finales y la realización de los intercambios internacionales de energía.

REE es el gestor independiente⁴⁷⁰ de la red de transporte, encargado del desarrollo, mantenimiento y gestión de la red en alta tensión, así como de las interconexiones internacionales.

2) Distribución de electricidad

La actividad de distribución tiene por finalidad principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o a distribuidores que también la adquieran a tarifa.

La legislación asigna a los distribuidores la doble función de gestores de redes y suministradores del mercado regulado. Así pues, en este caso también se identifican dos productos distintos: la gestión de redes y el suministro a tarifa, sin que exista relación de sustituibilidad para los usuarios.

Los distribuidores como gestores de redes tienen una serie de obligaciones fundamentales que incluyen el desarrollo y mantenimiento de las instalaciones en condiciones adecuadas y el cumplimiento de la regulación de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

⁴⁶⁹ Gas Natural tiene una presencia casi insignificante en distribución de electricidad, mediante la propiedad de dos pequeñas distribuidoras en la provincia de Salamanca: Electra de Abusejo, S.L. y Distribución Eléctrica de Navasfrías, S.L.

⁴⁷⁰ La independencia se garantiza mediante una serie de límites a la participación individual y conjunta. La Ley 53/2002, de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativa y del Orden Social redujo el porcentaje individual desde el 10 por ciento, que aparecía originalmente en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre, al 3 por ciento, dejando el límite a la participación conjunta en un 40 por ciento. Finalmente, como consecuencia del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, el límite máximo de participación individual de las empresas eléctricas en REE se rebajó al 1 por ciento, a realizarse antes del 1 de enero de 2008. El accionariado actual de REE mantiene el reparto siguiente: la SEPI un 20 por ciento, Unión Fenosa un 3 por ciento, Iberdrola un 3 por ciento, Endesa un 3 por ciento, Viesgo un 1 por ciento y el 70 por ciento restante *free float*.

Los distribuidores como suministradores adquieren electricidad en el mercado mayorista, pagando el precio de mercado y venden electricidad a tarifa regulada a los consumidores finales que deciden no acudir al mercado liberalizado. Los distribuidores tienen reconocido el derecho de recibir a través del sistema de liquidaciones la remuneración de la diferencia entre precio de mercado y coste de la energía incorporado en la tarifa.

La Comisión Europea considera la distribución de electricidad un mercado de producto separado. El TDC⁴⁷¹ español señala que *el transporte y la distribución son actividades reguladas, pero con diferencias fundamentales... Así, mientras los transportistas se centran exclusivamente en la actividad de transporte, los distribuidores, además de actuar como propietarios de redes por las que han de permitir el tránsito de energía de terceros, también actúan en la actividad de suministro a los consumidores finales*. En esta operación el TDC consideró que, si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que a su vez lo están en los mercados relevantes afectados por la operación, supone la necesidad de considerar dicha actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de generación y comercialización de energía eléctrica.

En el caso Endesa/Iberdrola⁴⁷² el TDC reconoce que, a pesar del carácter de monopolio natural del mercado de la distribución y del transporte de energía eléctrica y de su sometimiento a regulación, estas actividades han de ser incluidas en el análisis del impacto de la operación de concentración de los mercados liberalizados.

El TDC considera que “la posesión de las infraestructuras necesarias para estas actividades puede ser utilizada como barrera de entrada, como factor de discriminación, como fuente de información privilegiada frente a terceros y como activos de captación de clientes y, por lo tanto, no pueden ser excluidas del análisis de la presente operación. Para analizar el impacto de la operación de concentración en los mercados liberalizados es imprescindible considerar el papel que estas infraestructuras van a desempeñar, ya que representan la conexión física de los mercados que este Tribunal considera como mercados afectados por la operación. Por lo tanto, este Tribunal se ratifica en que éstas actividades y la posesión de sus infraestructuras no pueden quedar al margen del análisis de la concentración”.

Actividades liberalizadas:

1) Generación de electricidad

El mercado de generación de electricidad comprende el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre oferentes y demandantes de energía eléctrica. Se considera como un mercado relevante, independiente de la comercialización que incluye al mercado organizado (*pool*) y los contratos bilaterales. El mercado organizado comprende a su vez una serie de sesiones:

⁴⁷¹ En el informe del expediente de concentración Unión Eléctrica Fenosa / Hidrocantábrico.

⁴⁷² Informe del TDC C60/00.

- a) El mercado diario: recoge las transacciones inherentes al día siguiente. Representa el mercado principal, donde se realizan la mayoría de las transacciones entre oferentes y demandantes⁴⁷³. El precio del mercado diario constituye la componente principal del precio final de la energía y sirve como referencia para la fijación del precio en los contratos bilaterales.
- b) La solución de las restricciones técnicas: modificación de las transacciones resultantes del mercado diario y de los contratos bilaterales teniendo en cuenta las restricciones técnicas del transporte.
- c) El mercado intradiario: sirve como mecanismo de ajuste a la programación diaria.
- d) Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos⁴⁷⁴.

2) Comercialización de electricidad

La legislación establece que la comercialización de electricidad es una actividad separada de la distribución, que consiste en la adquisición de electricidad para su venta a consumidores u otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Los comercializadores pueden gestionar en nombre del consumidor el acceso a las redes de transporte y distribución, necesario para conducir la energía al consumidor final.

La condición de todos los consumidores como cualificados a partir del 1 de enero de 2003⁴⁷⁵ podría llevar a considerar la comercialización y el suministro a tarifa como partes integrantes de un único mercado. Existen argumentos basados en la sustituibilidad por el lado de la demanda⁴⁷⁶ que aconsejarían considerar los dos mercados de forma conjunta. En cualquier caso, en el ámbito del mercado liberalizado es importante tener en cuenta que existen diferencias importantes entre los distintos consumidores o clientes que configuran distintos segmentos en cuanto a características del producto demandado:

- Consumidores domésticos y pequeñas industrias y comercios conectados en baja tensión. El coste de la electricidad para este grupo no es elevado dentro del conjunto de sus costes totales. Su sensibilidad al precio es generalmente reducida y la disponibilidad al cambio de suministrador es escasa.
- Grandes consumidores industriales conectados en su mayoría en alta tensión. El coste de la electricidad, para este grupo de clientes, es un factor fundamental del proceso productivo y representa una proporción señalada de

⁴⁷³ En el periodo octubre 2004 – septiembre 2005 se negociaron en el mercado diario 216.321 GWh sobre un total de 226.380 GWh

⁴⁷⁴ Estos servicios están encaminados a que el servicio de energía eléctrica se produzca en las condiciones adecuadas de calidad, seguridad y fiabilidad y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. En esta fase el único demandante es el operador del sistema y los oferentes son las únicas unidades de producción que cumplen con ciertos requisitos técnicos.

⁴⁷⁵ El Real Decreto Ley 6/2000 en su artículo 19 liberaliza completamente el suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2003, es decir, a partir de ésta fecha todos los consumidores de energía eléctrica sin distinción tendrán la consideración de clientes cualificados.

⁴⁷⁶ Como se ha explicado para la comercialización de gas natural.

los costes totales. Conocen muy bien el funcionamiento del sistema eléctrico, realizan el mantenimiento de sus instalaciones y son capaces de gestionar su curva de carga, por tanto se trata de consumidores sensibles al precio y con bajos costes de cambio de suministrador.

- Pequeñas y medianas empresas. En general, para estas empresas el coste eléctrico es relativamente bajo con respecto a sus costes totales. Presentan cierta sensibilidad al precio.

En el informe explicativo de las 100 Medidas de impulso a la productividad, de marzo de 2005, se indica que el Real Decreto 6/2000 preveía el desarrollo de una estructura de tarifas de acceso a las redes que permitiera a los grandes consumidores el acceso al mercado como consumidores cualificados a precios competitivos. Se consideró que este proceso permitiría a aquellos pasar al mercado liberalizado a precios competitivos y abandonar la tarifa antes del 1 de enero de 2003. Igualmente se indicaba que *la realidad es que el proceso ha sido más lento de lo esperado, y algunas de las medidas que se contemplaron todavía no se han hecho realidad. Por ello, con el objeto de incrementar la certidumbre y poder desarrollar los mecanismos que permitan a estos consumidores, dado su volumen y características, obtener del mercado una contraprestación de los servicios que prestan de forma obligatoria, se amplía el plazo hasta el 2010.*

Así, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, en su art. 2.1, modifica el apartado cuarto del art. 19 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, estableciendo que el 1 de enero de 2010 desaparecerán las tarifas de suministro de energía eléctrica de alta tensión.

En consecuencia, a la vista de lo expuesto, la CNE estima como más apropiado considerar los mercados a tarifa y liberalizado como mercados de productos diferentes, aunque estrechamente relacionados entre sí.

MERCADO RELEVANTE GEOGRÁFICO

La Comisión Europea al referirse al mercado geográfico relevante, señala que *comprende la zona en la que las partes afectadas desarrollan actividades de suministro y prestación de productos y servicios, en las que las condiciones de competencia son lo bastante homogéneas y que puede distinguirse de otras zonas debido en particular a que las condiciones de competencia en ella prevalentes son sensiblemente distintas a aquéllas*⁴⁷⁷.

Por su parte el SDC en los “Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas”, considera que *la delimitación del mercado geográfico tiene por objeto definir el área potencialmente afectada por la operación de concentración, en la que compiten entre sí las empresas que operan en los mercados de producto correspondiente.*

Al igual que en el mercado relevante de producto, para delimitar el mercado geográfico es necesario hacer una diferenciación entre la electricidad y el gas natural.

⁴⁷⁷ Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.

C) MERCADO GEOGRÁFICO DEL GAS NATURAL

En la actualidad no es posible considerar el territorio de la Unión Europea como mercado geográfico relevante en la medida en que aún no existe un mercado interior del gas efectivo, debido a las limitaciones existentes en las infraestructuras de conexión del sistema gasista español con los otros Estados miembros.

Actividades reguladas:

1) Transporte de gas natural

En la actividad de transporte de gas natural se ha hecho distinción entre las infraestructuras de acceso al sistema⁴⁷⁸ y las instalaciones de transporte interno al sistema gasista, por representar productos distintos, no sustitutos y complementarios, para los usuarios. Ambas tienen una dimensión geográfica que abarca el territorio nacional peninsular, por los motivos siguientes:

- Los transportistas operan sobre la base de autorizaciones administrativas de carácter nacional o que afectan a varias regiones.
- Las condiciones de regulación del acceso de terceros a las infraestructuras son homogéneas en el ámbito nacional.
- El coste de transporte del gas natural importado hasta el punto de consumo es prácticamente idéntico, con independencia del punto de entrada⁴⁷⁹, debido a que la actividad de transporte en España se ha definido en base a un sistema de peajes territoriales únicos, que varían en función de ciertas características de presión, capacidad contratada y consumo de los usuarios.

2) Distribución del gas natural

El art. 74 de la Ley de Hidrocarburos establece que *los distribuidores tienen la obligación de realizar el suministro a tarifa y ampliar la red a todo consumidor que lo solicite, siempre que exista capacidad para ello, y que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre dentro del área geográfica cubierta por la autorización administrativa*. Así pues, la actividad de distribución de gas natural tiene un carácter local.

Actividades liberalizadas:

1) Abastecimiento / Aprovisionamiento de gas natural:

⁴⁷⁸ Conexiones internacionales y plantas de regasificación.

⁴⁷⁹ Para la determinación del coste de transporte resulta indiferente la distancia a recorrer desde el punto de entrada al sistema hasta el punto de suministro o consumo final. Por lo tanto, la elección de un punto de entrada u otro del sistema depende más de la existencia de capacidad de acceso al mismo y del origen concreto del gas importado, que de su influencia en el coste.

En España, los sujetos implicados en el abastecimiento y aprovisionamiento de gas natural desempeñan su actividad en dos ámbitos de actuación diferentes:

- Actividad de abastecimiento: Actividades comerciales fuera del sistema gasista español pero que tienen como finalidad el abastecimiento de gas natural al mercado nacional. En este ámbito de actuación se encuentran: los productores de gas natural; las empresas en actividades de licuefacción, transporte y almacenamiento; empresas intermediarias pero sin presencia en el sistema gasista español; las empresas comercializadoras en el sistema gasista español y los transportistas y consumidores cualificados.
- Actividades de aprovisionamiento al sistema gasista español: Están los comercializadores, los transportistas que incorporan gas para el mercado a tarifa y los consumidores cualificados.

A pesar de la definición del concepto de mercado geográfico relevante de la Comisión Europea, el mercado español presenta algunas características específicas importantes, que lo distinguen de otros mercados mayoristas del gas en Europa:

- El grupo Gas Natural concentra la gran mayoría de los contratos de abastecimiento existentes con destino a España, actuando como intermediario en el mercado internacional y como aprovisionador al mercado español.
- Todo importador de gas tiene en principio la opción de poder elegir entre múltiples fuentes de suministro alternativas en el mercado internacional, pero una vez establecida una relación contractual, que suele ser a largo plazo, de 15 a 20 años, ésta impone límites a las presiones competitivas provenientes de otros potenciales suministradores. La sustitución de una opción de aprovisionamiento por otra, no es generalmente factible a corto plazo, por la no existencia de un mercado mayorista muy líquido con transparencia de precios y otras condiciones contractuales. El precio del suministro está generalmente indexado al precio de productos derivados del petróleo.
- La importación de gas requiere el acceso a las infraestructuras de importación.

El art. 61, de la Ley 34/1998, en su redacción dada por el art. 7.4 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, prevé un límite máximo a la cuota de mercado que puede alcanzar un abastecedor con explícita referencia al tamaño de la demanda nacional: *a partir del 1 de enero del año 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el art. 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 por ciento del consumo nacional, descontado los autoconsumos.*

2) Comercialización de gas natural:

Existen numerosos precedentes⁴⁸⁰ que consideran la comercialización de gas natural como un mercado geográfico de tamaño nacional. Si bien, podría no obstante, según la CNE, considerarse la existencia de mercados locales más reducidos, coincidentes con las áreas geográficas de distribución.

Hasta la fecha se ha observado una tendencia de los comercializadores a desarrollar su actividad principalmente en el área geográfica cubierta por la red del distribuidor del mismo grupo. De hecho, los comercializadores presentes en las diferentes regiones son en muchos casos distintos y debido a la fuerte vinculación entre distribución y comercialización los consumidores tienden a elegir a los comercializadores de su propia distribuidora y ni a comercializadores de otras distribuidoras en otras regiones distintas.

MERCADO GEOGRÁFICO DE LA ELECTRICIDAD

Actividades reguladas

1) Transporte de electricidad:

El transporte de electricidad tiene una dimensión geográfica nacional y la CNE estima que la operación notificada no afecta a esta actividad y no será, por tanto, objeto de análisis.

2) Distribución de electricidad:

El TDC afirmaba en relación al mercado de comercialización que el mercado geográfico de referencia en cuanto al suministro a consumidores finales es el ámbito regional o incluso local, en virtud de las posibles diferencias existentes entre las distintas zonas geográficas aún estando próximas.

Actividades liberalizadas:

1) Generación de electricidad:

En la actualidad cabe considerar al mercado mayorista de electricidad como un mercado de carácter nacional, si bien el proceso de liberalización emprendido en Europa tiende a la creación de un mercado eléctrico comunitario. Un primer aspecto que condiciona la definición del mercado geográfico como nacional es la limitada capacidad de interconexión que representa España respecto a sus países vecinos. Dicha capacidad de intercambio comercial de las interconexiones se puede observar en los cuadros siguientes, según datos de REE para los años 2002, 2003 y 2004:

⁴⁸⁰ El TDC, con motivo del caso Endesa/Gas Natural; el expediente Gas de Asturias/Gas Figueres y finalmente en el informe sobre la concentración Endesa *Gas-Cristian Lay/Dicogexsa*.

Cuadro 8.13

Capacidad de intercambio comercial de las Interconexiones internacionales en periodos punta (MW)			
	2002	2003	2004
España-Francia	400-450	200-600	200-600
Francia-España	900-1400	700-1400	700-1400
España-Portugal	600-1100	300-1000	300-1000
Portugal-España	400-900	300-800	300-800
España-Marruecos	0-400	100-400	100-400
Marruecos-España	400-400	400-400	400-400

Fuente: REE.

Cuadro 8.14

Capacidad de intercambio comercial de las Interconexiones internacionales en periodos valle (MW)			
	2002	2003	2004
España-Francia	600-800	600-800	600-800
Francia-España	1200-1400	1200-1400	900-1400
España-Portugal	600-1400	600-1400	700-1300
Portugal-España	600-1250	600-1250	300-1300
España-Marruecos	400-400	400-400	400-400
Marruecos-España	400-400	400-400	400-400

Fuente: REE

Además de la limitación de la capacidad de interconexión existen otros factores que suponen barreras que dificultan el acceso entre mercados nacionales y llevan a delimitar el ámbito geográfico del mercado relevante como nacional:

- La existencia de precios finales diferentes entre Estados miembros de la UE.
- Las distintas regulaciones energéticas nacionales.

La Comisión Europea en base a razones económicas y jurídicas, considera que las sociedades que desarrollan las actividades de producción, importación, transporte y distribución de electricidad han operado históricamente sobre bases nacionales, si bien no excluye en este momento que en el futuro los mercados adquieran dimensión común

Cuadro 8.15

CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN DE LOS ESTADOS MIEMBROS DE LA UNIÓN EUROPEA					
ESTADO	GW	%	ESTADO	GW	%
Bélgica	4.6	29	Latvia	3.6	100
Francia	14	13	Lituania	3.1	50
Alemania	12.2	11	Polonia	3.5	10
Luxemburgo	1	90	Rep. Checa	3.5	23
Holanda	4.7	17	Eslovaquia	3	37
Austria	4.3	24	Hungría	3.1	38
Italia	6	8	Eslovenia	2.1	68
Portugal	1	8	Grecia	1.5	12
España	2.2	4	Rumanía	3.5	16
UK	2.3	3	Bulgaria	2	20
Irlanda	0.	6	Turquía	1.9	7
Noruega	4.2	18	Croacia	2.3	55
Suecia	7.8	29	Bosnia	0.9	45
Dinamarca	4	50	Servia	4.2	28
Finlandia	1.9	14	Albania	0.5	25
Estonia	2	66			

Fuente: Comisión Europea.

2) Comercialización de electricidad:

Se trata de un mercado de tamaño nacional, sujeto a autorizaciones administrativas. Dada la estrecha relación entre distribución y comercialización, podrían definirse ámbitos geográficos locales, teniendo en cuenta la relación existente entre ambas actividades, que tiende, para las empresas verticalmente integradas, a limitar el desarrollo de la comercialización fuera del área cubierta por el distribuidor afiliado.

Cuadro 8.16

RESUMEN			
MERCADOS RELEVANTES PARA LA OPERACIÓN GAS NATURAL – ENDESA			
MERCADOS DE PRODUCTO Y GEOGRÁFICOS DEL GAS NATURAL		MERCADOS DE PRODUCTO Y GEOGRÁFICOS DE LA ELECTRICIDAD	
Transporte • Infraestructuras de importación • Red gasista peninsular	Territorio peninsular español		
Distribución (redes)	Ámbito geográfico de las autorizaciones administrativas	Distribución (redes)	Ámbito geográfico de las autorizaciones administrativas
Aprovisionamiento	Nacional/Cuenca Atlántica	Generación (matiz restricciones técnicas)	Nacional (con matiz regional)
Mercado minorista liberalizado (se analiza también mercado de suministro total) • Clientes domésticos y comerciales • Clientes industriales • Generación eléctrica	Territorio peninsular español (con matiz regional)	Mercado minorista liberalizado (se analiza también mercado de suministro total) • Clientes domésticos • Pymes • Grandes industriales	

Fuente: CNE y elaboración propia.

8.8. LA RESPUESTA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE) A LA ADQUISICIÓN DEL CONTROL DE ENDESA, S.A. POR PARTE DE GAS NATURAL SDG, S.A. MEDIANTE OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES.

El 4 de febrero de 2006, el Consejo de Ministros en virtud del art. 17 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia autorizaba la OPA de Gas Natural sobre Endesa. Dicha autorización incluía las condiciones que la CNE había establecido en su informe como conclusiones fundamentales y condiciones que habría de subordinar a la operación para permitir su aprobación.

La CNE consideraba, en su conclusión previa, que la realización de la operación tendría como efecto una merma de las condiciones de competencia existentes, si bien tal efecto podría ser paliado y consecuentemente aprobado mediante la imposición de determinadas condiciones, algunas de carácter estructural para restaurar la situación de competencia existente con anterioridad a la concentración.

El propósito primordial de la CNE de ceñir la operación a tales condiciones no es el de mejorar la situación de competencia con anterioridad a la operación sino restablecer la situación existente en ese momento teniendo en cuenta los efectos restrictivos sobre la competencia que la operación suscita.

Aprovisionamiento de gas natural

Como resultado de la OPA, la CNE considera que el Grupo Gas Natural reforzaría su actual posición de dominio en el mercado de aprovisionamientos a España, integrando en su cartera los contratos de aprovisionamiento del Grupo Endesa. Puesto que todo gas contratado por Endesa es GNL la operación también implicaría un aumento de la cuota de Gas Natural sobre el aprovisionamiento mediante GNL. Asimismo, el nuevo Grupo incorporaría una participación del 12 por ciento, que actualmente ostenta Endesa, en el proyecto del gasoducto del Medgaz, que prevé entrar en funcionamiento a partir del año 2009, con un volumen inicial de 8 bcm/año.

Gas Natural mantendría su cuota actual del 98,9 por ciento en la importación de gas por gasoducto (100 por ciento a través del gasoducto del Magreb y 97,7 por ciento en la conexión con Francia) y el 100 por ciento sobre el gas de producción nacional. Además, seguiría suministrando el 100 por ciento del mercado a tarifa.

El solapamiento horizontal de las actividades de aprovisionamiento de gas natural de ambas partes comporta ya por sí solo un efecto de reforzamiento de la indiscutida posición dominante de Gas Natural en el mercado de aprovisionamiento. Adicionalmente la operación implicaría la eliminación de

Endesa como uno de los competidores más efectivos del Grupo Gas Natural en el aprovisionamiento al mercado español⁴⁸¹.

A los efectos de solapamiento horizontal de actividades deben añadirse los efectos de integración vertical y conglomeral entre la actividad de aprovisionamiento de gas natural y la actividad de producción de electricidad, tanto sobre la primera como sobre la segunda actividad. De manera resumida son los siguientes:

- Un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento, debido a que la mayor cuota en generación de electricidad proporcionaría a Gas Natural un mayor incentivo a incrementar el precio del gas a otros generadores en el mercado eléctrico, que podría verse mitigado por la presencia de fuentes de suministro alternativas, aún cuando es muy probable que el *mix* de aprovisionamiento de Gas Natural sea el más competitivo del mercado.
- Un efecto de cierre del mercado de generación de electricidad, puesto que el nuevo grupo podría absorber la demanda futura de gas para generación de Endesa, retirándola del mercado. Este efecto sería de medio-largo plazo, debido a que las centrales de Endesa ya se abastecen en la actualidad de Gas Natural y por tanto la cuota de suministro de gas para generación eléctrica no aumentaría de forma inmediata con la realización de la operación.
- La capacidad simultánea de afectar los precios en el mercado eléctrico y en el de comercialización de gas para usos convencionales, con la cual Gas Natural podría afectar a su favor el proceso de arbitraje entre mercado convencional de gas y ciclos combinados, con el consecuente posible incremento de los precios del gas y de la electricidad en estos segmentos de mercado.

Las condiciones que se proponen por la CNE tienen por objeto favorecer la competencia, fomentando la diversificación y la rivalidad y propiciando la aparición de más empresas con dimensión y capacidad para operar en el mercado de los aprovisionamientos con destino España. Dichas condiciones son:

Primera

Para lograr este objetivo, una posibilidad sería que Gas Natural pusiera a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial las cantidades de gas natural del contrato Sagane I que excedan del consumo a tarifa.

El contrato de aprovisionamiento con Sonatrach del gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb, contrato denominado Sagane I, 5,6 bcm/año, equivalente a 65.000 GWh/año, que para el año 2004 supondría una cuota del 19,7 por ciento del total del aprovisionamiento de gas natural para España.

⁴⁸¹ En efecto, en los últimos años Endesa había empezado a desarrollar una intensa actividad de trading mediante su filial Carboex, contribuyendo también de forma crucial a la liquidez del mercado informal de ajustes de corto plazo entre pequeños importadores de GNL destinado a España.

En consecuencia, se plantea como alternativa que las cantidades de gas del contrato Segane I que fueran excedentarias de las necesidades del mercado a tarifa, sean puestas anualmente a disposición de los comercializadores que actúen en el mercado español de gas, a excepción hecha de Gas Natural, mediante procedimientos de concurrencia, en condiciones de transparencia, no discriminación, por lo que de este modo se está proponiendo llevar a cabo un “*gas release program*” a favor de los comercializadores.

En este sentido, se propone que:

1. Enagas elaborará durante el mes de septiembre de cada año la mejor previsión de la demanda de gas natural suministrado a tarifa para cada uno de los doce meses del año siguiente.
2. Gas Natural, durante el mes de octubre de cada año, pondrá a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial, en condiciones de transparencia, objetividad y no discriminación, las cantidades de gas natural del contrato SAGANE I que excedan del consumo a tarifa que haya sido previsto para cada mes del año siguiente.
3. Las empresas comercializadoras presentarán ofertas de cantidad y precio para cada mes del año siguiente.
4. Gas Natural adjudicará las cantidades disponibles mediante subasta sujeta a las siguientes limitaciones:
 - a) Las cantidades disponibles no podrán ser otorgadas a empresas comercializadoras pertenecientes a grupos empresariales que en su conjunto tengan, directa o indirectamente, una cuota de mercado de comercialización superior al 40 por ciento.
 - b) La cantidad asignada a cada empresa comercializadora no podrá ser superior al 40 por ciento de la cantidad mensual excedentaria. Si el excedente mensual (diferencia entre la capacidad de abastecimiento mensual y el consumo a tarifa mensual) no alcanzara los 400 GWh, el límite del 40 por ciento, al que debe estar sometida la cantidad asignada a cada empresa comercializadora, desaparecerá.
 - c) La asignación del excedente mensual terminará cuando se adjudique la totalidad de tal cantidad mensual excedentaria.
 - d) La subasta tendrá un precio mínimo de salida, que deberá cubrir los costes de la oferta y ser como mínimo igual al precio pagado por Enagas, por debajo del cual aquella se declara desierta.
5. La CNE en colaboración con el operador técnico del sistema, Enagas, desarrollará con posterioridad los detalles y el diseño del mecanismo de subasta y adjudicación de las cantidades excedentarias.

6. Los excedentes económicos se destinarán a beneficiar a los consumidores, mediante los mecanismos que reglamentariamente se determinen.
7. Gas Natural aportará al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y a la CNE toda la información que sea precisa para la adecuada determinación de los excedentes económicos y el adecuado desarrollo de la subasta.
8. Se garantice que la cesión de contratos de aprovisionamiento lleve aparejada la correspondiente reserva de capacidad de entrada al sistema.

Segunda

Gas Natural pondrá a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial, en condiciones de transparencia, objetividad y no discriminación, el gas equivalente a los contratos de aprovisionamiento de gas natural de los que disponía Endesa en fecha previa al inicio de esta operación.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Respecto del impacto de la operación sobre el mercado eléctrico de generación se concluye que la operación comportaría un aumento significativo de la concentración en el mercado de generación de energía eléctrica y, sobre todo, la pérdida de Gas Natural como el nuevo entrante más efectivo hasta la fecha en competencia con los grupos eléctricos establecidos.

Tomando como punto de partida la potencia disponible en 2006, la operación propuesta, sin considerar desinversiones, implicaría un aumento de todos los indicadores de concentración. En cuanto a la potencia retirable, definida como la suma de centrales de carbón, fuel, hidráulicas modulables y ciclos combinados, la operación sin desinversiones llevaría a una mayor concentración de la misma.

En lo que concierne a los indicadores de pivotalidad y considerando el año 2005, año en el que el margen de cobertura de la demanda es menor, la operación implicaría un aumento desde el 8,8 por ciento hasta el 16,2 por ciento en el porcentaje de días en los cuales existe por lo menos un agente que, con su potencia retirable, es imprescindible para abastecer la demanda. Por otra parte, considerando el año 2006, año en el cual el margen de cobertura es muy superior al de 2005 y posiblemente excepcional, el problema de pivotalidad sería de partida menor y la operación implicaría un aumento del indicador del 2,5 por ciento al 7,1 por ciento. Por tanto, se puede concluir que la operación también contribuye a aumentar las situaciones en las cuales un operador tiene una demanda residual positiva, que aumenta los incentivos económicos a subir el precio ofertado en el *pool* eléctrico.

Con respecto a los índices de pivotalidad, el análisis realizado a partir de datos de potencia retirable y demanda de 2005, la operación duplicaría el porcentaje de horas y días en las que por lo menos un agente es indispensable para suministrar la demanda. Asimismo, el grupo resultante de la concentración

pasaría a disponer de la condición de operador “pivote” único, condición que en la actualidad no tiene.

El análisis de pivotalidad realizado a partir de datos sobre potencia disponible para 2006 ofrece dos conclusiones:

- A partir de un margen de cobertura de la demanda similar al existente en 2005 con anterioridad a la operación, se considera la existencia de un alto porcentaje de horas/días en los cuales por lo menos un generador, principalmente Iberdrola aunque también Endesa, tiene una demanda residual positiva que le permite, en principio, fijar precios con un comportamiento monopolista. Este porcentaje aumentaría de forma significativa como resultado de la operación, convirtiéndose el nuevo grupo resultante de la misma en el principal operador pivotal.
- En virtud de un margen de cobertura de la demanda previsto para 2006, se prevé un bajo porcentaje de horas/días en los cuales, al menos, un generador sería indispensable para suministrar la demanda, siendo el nuevo grupo resultante de la operación el principal operador pivotal.

Asimismo, el análisis de pivotal realizado en el marco de los escenarios alternativos de desinversión confirma la conclusión que tanto utilizando datos de potencia retirable de 2005, como de 2006, el plan de desinversión propuesto a Iberdrola y cualquier venta adicional a esta empresa aumenta de forma significativa el número de horas durante las cuales esta empresa es pivotal.

La CNE considera que la venta de activos de generación eléctrica por 4.300 MW a Iberdrola ofrece indicios de una situación posterior a la concentración que podría obstaculizar la competencia efectiva, no eliminándose, en este caso, el riesgo de creación o fortalecimiento de posiciones dominantes y no quedando demostrado claramente que la solución restablezca de modo duradero las condiciones de competencia efectiva en el mercado de generación de energía eléctrica. Adicionalmente, la CNE considera que la desaparición de Gas Natural del mercado eléctrico supone la pérdida de un competidor que en los próximos años podría alcanzar una posición muy significativa en el mismo, introduciendo mayor competencia en el sector, máxime debido, también, a su integración con los negocios de comercialización y de aprovisionamiento y distribución de gas.

La CNE considera preciso, por consiguiente, incrementar el volumen de potencia a enajenar con respecto a la propuesta de Gas Natural a los efectos de resolver posibles problemas de competencia derivados de la integración vertical y conglomerado sobre la actividad de generación de electricidad como:

- Se produciría un incremento de la asimetría de la información, pues si bien el grupo resultante de la operación tendría acceso a la misma información sobre costes de gas que tiene Gas Natural en la actualidad, sin embargo, debido a su mayor cuota en el mercado de generación eléctrica, el nuevo grupo tendría previsiblemente un incentivo mayor a emplear la información obtenida para actuar de forma estratégica.

- Se produciría un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento, debido al mayor incentivo del nuevo grupo a incrementar el precio del gas a otros generadores en el mercado eléctrico.
- Asimismo, se daría un efecto a largo plazo de cierre del mercado de generación, puesto que el nuevo grupo absorbería la demanda futura de gas para generación de Endesa, retirándola del mercado.
- Por último, el nuevo grupo tendría el incentivo y la capacidad de incrementar simultáneamente los precios del mercado de generación eléctrica y los precios de comercialización de gas, debido a sus cuotas elevadas en aprovisionamiento de gas y en el mercado de generación eléctrica.

La propuesta de la CNE permitirá un mayor nivel de entrada de nuevos agentes competidores con capacidad de generación inmediata, manteniendo los índices de concentración en línea con los existentes en la actualidad y reduciéndose con respecto a la situación inmediatamente posterior a la concentración.

En cuanto al comprador de dicho volumen de potencia, la CNE determina que, en ningún caso, habrá de ser Iberdrola el comprador de ninguna potencia a enajenar, ya que no sería el idóneo comprador de los activos puesto que la situación posterior a las desinversiones reforzaría la posición de dominio en el mercado de generación de energía eléctrica.

Con respecto al procedimiento de enajenación de activos de generación de energía eléctrica, la CNE considera que el procedimiento habrá de ser el que elija el propietario de los activos a desinvertir, si bien tanto las condiciones de ejecución del plan de enajenación de activos y la elección del comprador tendrán que ser informados a la CNE a efectos de evitar problemas de competencia en el sector afectado, teniendo en cuenta que el procedimiento de subasta no es el único transparente y objetivo en la determinación del valor de mercado de los activos a enajenar. Por tanto, a priori, para la CNE no parece razonable la imposición del método de la subasta de activos.

La CNE a partir de las conclusiones anteriormente descritas señala las siguientes condiciones relativas al mercado de generación de energía eléctrica:

El plan de desinversiones a ejecutar habrá de recoger los aproximadamente 3.100 MW previstos por Gas Natural, en la notificación de la operación, incrementados con la de un número adicional de 1.200 MW.

El plan de desinversiones a ejecutar habrá de recoger desinversiones superiores a las previstas por Gas Natural, en la notificación de la operación, para situar el nivel de competencia en el mercado mayorista de electricidad en condiciones similares a las que se darían si no se produjese la operación.

Asimismo, la desinversión de potencia asociada a nuevos proyectos no permite garantizar su efectiva realización por el adquirente en el plazo previsto, tanto por la necesidad de evaluación de las condiciones del proyecto por el nuevo

adquirente, como por la problemática de autorización y aceptación social que quede pendiente en el momento de su transferencia, dado que un retraso en los planes de inversión de nueva potencia puede afectar muy negativamente a la seguridad de suministro del sistema, al margen de empeorar las condiciones de competencia. Por consiguiente las desinversiones que finalmente se impongan a la empresa resultante de la concentración deben consistir en centrales en funcionamiento y no proyectos, manteniendo Gas Natural el compromiso de acometer los proyectos que tenía anunciados.

Para la CNE no es necesario concentrar toda la desinversión en el momento de producirse la operación, ya que puede establecerse un plan diferido de desinversiones, de manera que en el momento inicial se desinvierta una potencia equivalente a la aportada por Gas Natural a la empresa resultante y posteriormente de manera anual se vaya desinvirtiendo un volumen de potencia en centrales construidas equivalente al total de la cantidad que finalmente se determine. Como la potencia que aporta Gas Natural al grupo resultante es toda ella de ciclos combinados de gas natural, es decir retirable económicamente, en consecuencia debe desinvertirse en tecnologías de producción igualmente retirables, que son las más relevantes de cara al posible ejercicio de poder de mercado. Como las centrales que el grupo Gas Natural aporta a la empresa resultante disponen de un periodo amplio de vida útil, han de centrarse, igualmente, las desinversiones en activos con periodos de vida útil superior, al menos, a los 10 años.

En cuanto a la ubicación geográfica de las centrales que se desinviertan, la CNE considera que deben ubicarse en Andalucía y Cataluña, debido al elevado nivel de concentración local, que afecta al mecanismo de restricciones, ocasionado por la operación, de manera que la concentración final en esta zona no supere la situación previa a la operación.

En cuanto al comprador de dicho volumen de potencia, la CNE considera que no procede que sea el primer operador actual, ya que no solucionaría los posibles problemas de restricción de la competencia que genera la operación. Podrían ser aceptables, a juicio de la CNE, cualesquiera de las otras modalidades de venta de activos al tercer o cuarto operadores actuales, o a un comprador independiente nuevo.

Por último, la CNE señala algunas consideraciones⁴⁸² que han de tenerse en cuenta en el procedimiento de desinversión de activos de generación, a saber:

- La cesión de activos habrá de permitir la creación de las condiciones para la aparición de una nueva entidad competitiva o la consolidación de los competidores ya existentes.

⁴⁸² La solución final a los posibles problemas de competencia generados por la presente concentración habría de ajustarse a los principios generales aplicables a las soluciones aceptables para la Comisión Europea, recogidos en la Comunicación de la Comisión Europea sobre las soluciones aceptables con arreglo al Reglamento CEE N° 4064/89 del Consejo, modificado por el Reglamento CEE N° 139/2004, de 20 de enero de 2004.

- Los activos a ceder habrán de transferirse a un comprador adecuado en un plazo específico. Las partes habrán de encontrar el comprador adecuado para la actividad enajenada: los activos de generación de energía eléctrica.
- La cesión de los activos deberá completarse en un plazo fijado acordado entre las partes y el regulador.
- La venta al posible comprador debe sujetarse al trámite previo de la CNE. Igualmente, el comprador deberá ser un competidor existente o potencial, viable, independiente y sin vínculo alguno con las partes implicadas en la operación de concentración.
- En el proceso de búsqueda de compradores de los activos integrados en el plan de desinversión final, no habrán de crearse condiciones que, directa o indirectamente, discriminen o perjudiquen a ningún posible comprador.

Dadas estas consideraciones generales, la CNE se propone que:

1. El grupo empresarial resultante de la operación debe mantener el compromiso de acometer los proyectos de inversión en plantas de generación eléctrica que el grupo Gas Natural y el grupo Endesa tienen anunciados:

Cuadro 8.17

RESUMEN DE INVERSIONES PREVISTAS EN GENERACIÓN (MW)

AÑOS	GAS NATURAL	ENDESA
2005	800	0
2006	1200	380
2007	2000	800
2008	800	1200
2009	800	0
TOTAL	5600	2380

Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).

2. El grupo empresarial resultante de la operación debe proceder a desinvertir plantas de generación eléctrica por una potencia de al menos 4.300 MW.
3. Las plantas de generación eléctrica a enajenar poseerán las características siguientes:

- a) Estarán situadas en la España continental.
 - b) Al menos 400 MW de potencia se situarán en cada una de las CC. AA. de Cataluña y de Andalucía.
 - c) Serán retirables: ciclos combinados de gas natural, hidráulica modulable, carbón, gas convencional y fuel-oil.
 - d) Tendrán una vida útil remanente superior a los 10 años.
 - e) Estarán en funcionamiento en el momento de la efectiva enajenación.
4. Las desinversiones en plantas de generación eléctrica deben acometerse de acuerdo con el siguiente calendario:
- a) Durante 2006 el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica que, cumpliendo con las características del punto 3 de esta condición, posean una potencia total de, al menos, 1.600 MW que es la potencia instalada que Gas Natural aporta al grupo empresarial resultante de la operación.
 - b) Durante los tres años siguientes el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica hasta totalizar los 4.300 MW.
5. Los compradores de las plantas de generación eléctrica a enajenar deben ser el tercero, el cuarto o sucesivos generadores del actual mercado de generación o un agente nuevo que no tenga vínculo alguno con Endesa ni con Gas Natural. Los compradores se comprometerán a no vender los activos de generación así adquiridos durante un periodo de 5 años desde su compra.
6. Se creará una sociedad encargada de la administración y supervisión de las plantas a desinvertir mientras dure el proceso de enajenación, sometida a supervisión y control de la CNE.

La sociedad resultante deberá garantizar la solvencia técnica, económica y financiera de los posibles compradores, así como la independencia en la actuación de los mismos, no pudiendo, en ningún caso adquirir posteriormente influencia alguna sobre toda o parte de la actividad cedida.

7. Las desinversiones en plantas de generación eléctrica deben acometerse de acuerdo con el siguiente calendario:
- c) Durante 2006 el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica que, cumpliendo con las características del punto 3 de esta condición, posean una potencia total de, al menos, 1.600 MW que es la potencia instalada que Gas Natural aporta al grupo empresarial resultante de la operación.

- d) Durante los tres años siguientes el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica hasta totalizar los 4.300 MW.

Cuadro 8.18

	GAS NATURAL	
	CICLO COMBINADO	POTENCIA (MW)
Hasta 31/12/2005	Arrúbal	800
Hasta 31/12/2006	Escombreras	1200
Hasta 31/12/2007	Málaga	400
	Puerto de Barcelona	800
	Plana del Vent	800
Hasta 31/12 /2008	Las Matas	800
Hasta 31/12/2009	Paracuellos del Jarama	800
TOTAL		5600

Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).

CUADRO 8.19

	ENDESA	
	CICLO COMBINADO	POTENCIA (MW)
Hasta 31/12/2005		0
Hasta 31/12/2006	Colón	380
Hasta 31/12/2007	Puentes	800
Hasta 31/12/2008	Guadaira	400
	Besós	800
TOTAL		2380

Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE).

8. Las desinversiones en plantas de generación eléctrica deben acometerse de acuerdo con el siguiente calendario:
 - e) Durante 2006 el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica que, cumpliendo con las características del punto 3 de esta condición, posean una potencia total de, al menos, 1.600 MW que es la potencia instalada que Gas Natural aporta al grupo empresarial resultante de la operación.
 - f) Durante los tres años siguientes el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica hasta totalizar los 4.300 MW.
9. Los compradores de las plantas de generación eléctrica a enajenar deben ser el tercero, el cuarto o sucesivos generadores del actual mercado de generación o un agente nuevo que no tenga vínculo alguno con Endesa ni con Gas Natural. Los compradores se comprometerán a no vender los activos de generación así adquiridos durante un periodo de 5 años desde su compra.
10. Se creará una sociedad encargada de la administración y supervisión de las plantas a desinvertir mientras dure el proceso de enajenación, sometida a supervisión y control de la CNE.
11. La sociedad resultante deberá garantizar la solvencia técnica, económica y financiera de los posibles compradores, así como la independencia en la actuación de los mismos, no pudiendo, en ningún caso adquirir posteriormente influencia alguna sobre toda o parte de la actividad cedida.

Comercialización y distribución de electricidad y gas natural

Como la cuota de comercialización de electricidad de Gas Natural ha registrado un aumento considerable durante el periodo junio 2003 – junio 2005, pasando del 5 por ciento al 19 por ciento en términos de clientes y desde el 5 por ciento al 8 por ciento en términos de energía vendida, y si a esto se suma la cuota de comercialización de electricidad de Endesa, que ascendía en el año 2004 al 35 por ciento en términos de energía vendida y al 40 por ciento en términos de clientes, el nuevo grupo concentraría el 43 por ciento de la energía vendida y el 59 por ciento de los clientes del mercado liberalizado.

En consecuencia, la operación de concentración supondría el reforzamiento de la posición dominante colectiva en el mercado eléctrico y el reforzamiento de la posición dominante colectiva ostentada por Endesa e Iberdrola en el mercado de comercialización de electricidad.

La implicación más importante de la operación para CNE es la pérdida de un competidor importante, tanto por su cuota como por su dinamismo en el desarrollo de la actividad. Aún cuando Gas Natural no añada en la actualidad una cuota elevada a la de Endesa, su participación en el mercado minorista eléctrico ha demostrado que se trata del competidor más exitoso y con mayor potencialidad de crecimiento. Gas Natural se ha revelado capaz de captar clientes de manera

significativa⁴⁸³. Además, la estrategia de expansión de esta empresa se ha centrado en el segmento de los consumidores domésticos, que supone las mayores barreras a la entrada, debido a los altos costes de cambio de este tipo de consumidores y a la ventaja competitiva de las empresas eléctricas establecidas. La importancia de Gas Natural como competidor de los operadores establecidos se comprueba al observar que la empresa ha venido ganando el puesto de segundo comercializador con mayor número de clientes en las redes de Iberdrola, Endesa y Unión Fenosa.

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo de la comercialización. Endesa e Iberdrola tienen su cartera de clientes y de energía vendida fuertemente concentrados en sus propias áreas de distribución⁴⁸⁴.

Otra ventaja competitiva otorgada por la integración es el grado elevado de fidelización⁴⁸⁵ o permanencia de los consumidores con los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial de los distribuidores, a cuya red están conectados los consumidores.

Endesa es un operador establecido en distribución y comercialización de electricidad, la cuota de distribución de energía vehiculada de Endesa supone el 42 por ciento y la cuota de comercialización es del 36 por ciento. Por otra parte, Gas Natural ha entrado recientemente con éxito en comercialización de electricidad, a pesar de no poseer activos de distribución eléctrica. En consecuencia, el grupo resultante de la operación tendría un mayor grado de integración vertical, más equilibrado con respecto al que tiene Endesa en la actualidad. De forma análoga al caso de la comercialización de gas, la comercialización de electricidad también se ve afectada por el grado de integración vertical con los activos de distribución. El nuevo grupo heredaría las relaciones verticales ya existentes en Gas Natural y Endesa, que además se reforzarían⁴⁸⁶ debido a la mayor concentración horizontal que la operación generalmente produciría. Esta situación se produciría en la integración existente entre aprovisionamiento-comercialización de gas, generación eléctrica-comercialización de electricidad y distribución-comercialización de gas o electricidad.

La posición conjunta de las dos empresas, aporta al nuevo grupo una ventaja muy importante en la realización de ofertas conjuntas de gas y electricidad

⁴⁸³ Destaca el fuerte aumento de las cuotas de dicha empresa durante el periodo junio 2003 – junio 2005, desde el 5 por ciento al 19 por ciento en términos de clientes y desde el 5 por ciento al 8 por ciento en términos de energía vendida.

⁴⁸⁴ Concretamente, en el caso de Endesa, el 96 por ciento de la cartera de clientes y el 90 por ciento de la energía vendida se sitúan en el área de distribución del grupo Endesa.

⁴⁸⁵ Este efecto es especialmente evidente en el caso de Endesa e Iberdrola, con tasas de fidelización cercanas al 80 por ciento.

⁴⁸⁶ La fuerte posición del nuevo grupo en gas y electricidad sería difícilmente alcanzable por otros operadores actualmente activos en el mercado. La capacidad de comercialización conjunta de gas y electricidad a partir de la titularidad conjunta de redes de distribución de gas y electricidad, conferiría al nuevo grupo el acceso directo con ventajas inigualables por comercializadores independientes, a una amplia base de clientes.

con respecto a todas las otras empresas operantes en el mercado⁴⁸⁷. Casi todos los comercializadores tienden a ofrecer tanto electricidad como gas a los consumidores domésticos en la mayoría de las provincias españolas. Las ofertas conjuntas de electricidad y gas representan el 44,2 por ciento de las ofertas que lanza la comercializadora Endesa, y en el caso de Gas Natural, este porcentaje se eleva al 90 por ciento. Estos datos muestran la importancia que supone para las comercializadoras poder ofrecer conjuntamente dos productos energéticos. En consecuencia, el reforzamiento de la posición dominante del nuevo grupo en los sectores de electricidad y gas natural tendrá un impacto considerable en la comercialización⁴⁸⁸ conjunta de gas y electricidad.

Desde un punto de vista de la competencia, la CNE señala que la mejor medida para solucionar los efectos derivados de la integración vertical y conglomeral entre distribución y comercialización, dentro de uno o conjuntamente en ambos sectores, sería el establecimiento de una separación vertical de propiedad entre actividades reguladas y liberalizadas.

Como los grupos empresariales tienden a fidelizar a sus clientes en el mercado liberalizado, para la CNE no debería permitirse la superposición de redes sin que se establezcan condiciones a la operación, en tanto en cuanto no se logre la independencia de la actividad de distribución, por sus efectos negativos sobre la competencia. Las alternativas que permiten solucionar los efectos negativos para la competencia que esta operación conlleva en la actividad de comercialización son las siguientes:

ALTERNATIVA A

Separación funcional. Mantenimiento de las actividades de distribución y comercialización en el mismo grupo empresarial pero sin posibilidad de comercializar temporalmente en las zonas donde el mismo tenga redes de distribución superpuestas. Desinversión de activos de distribución de gas, debiendo segregarse, al menos, 1.500.000 puntos de suministro de gas natural.

Primero. En las zonas en las que el grupo resultante sea propietario de las redes de gas y electricidad, no podrá realizar nuevas contrataciones, ni renovar contratos existentes, hasta que el porcentaje, en volumen de comercialización en esta zona, en cada uno de los mercados suministrados a través de las redes de distribución, sea como máximo del 50 por ciento, situación en la que se permanecerá los dos años siguientes durante los cuales el Gobierno podrá proceder a la revisión de la regulación de las actividades de distribución y comercialización.

⁴⁸⁷ La principal fuente de competencia para un comercializador de gas (electricidad) procede, especialmente en el caso de los clientes domésticos-comerciales, de un comercializador afiliado a un distribuidor de electricidad (gas) activo en la misma zona geográfica.

⁴⁸⁸ La operación daría lugar a un grupo resultante, sin considerar desinversiones, convertido en el único distribuidor de gas y electricidad en las CC. AA. de Andalucía, Aragón, Cataluña y sur de Extremadura. En estas zonas el nuevo grupo sería también el principal comercializador de gas y electricidad. La integración entre distribución y comercialización puede configurarse en muchos casos como una barrera a la entrada para comercializadores independientes, relacionada en particular con el hecho de que el distribuidor puede discriminar a favor de su comercializador afiliado en cuanto a contratación de acceso e información sobre los puntos de suministro.

Segundo. Gas Natural, una vez completada la operación de adquisición de Endesa, en el plazo que señale la Administración, deberá vender empresas distribuidoras del grupo integrado que tengan, como mínimo, 1.500.000 puntos de suministro de gas natural.

Las empresas distribuidoras se venderán con sus correspondientes activos, contratos y recursos, a empresas ajenas a Gas Natural. Estarán en condiciones de garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9, del Real Decreto 1434/2002, en cuanto a su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización de la actividad de distribución y que asuman los planes estratégicos originales de las correspondientes distribuidoras.

Las empresas distribuidoras se escindirán en redes de distribución completas, entendiéndose como red completa, la red de distribución mallada (o lineal en su caso) existente desde los puntos de conexión (o desde el punto de conexión) de la red de distribución con la red de transporte.

Tercero. Gas Natural y las nuevas empresas distribuidoras surgidas como consecuencia de la escisión de activos, deberán adoptar además, la separación de funcional entre los activos de distribución y los de comercialización. Esta separación funcional implicará que las personas responsables de la administración de las compañías de redes de distribución no podrán participar en estructuras de la compañía integrada responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de producción y comercialización de gas natural y de generación y comercialización de electricidad, tomándose las medidas oportunas para que puedan actuar con independencia.

Las compañías distribuidoras deberán adoptar decisiones con independencia de la compañía integrada, con respecto a los activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red. No se permitirá a la sociedad matriz dar instrucciones respecto a la gestión cotidiana, ni de las decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de las líneas de distribución, aunque este extremo no deberá impedir la existencia de mecanismos de coordinación adecuados que aseguren la protección de los derechos de supervisión, tanto económica como de gestión, de la sociedad matriz respecto a los activos de sus filiales.

Para garantizar la independencia en la gestión, las compañías distribuidoras tendrán que establecer un programa de cumplimiento en el que exponga las medidas adoptadas para garantizar que queden excluidas las conductas discriminatorias y deberán velar por el que el respeto de dicho programa sea objeto de la adecuada supervisión. El programa establecerá las obligaciones específicas para alcanzar este objetivo. La persona u órgano responsable de supervisar el programa de cumplimiento deberá presentar un informe anual, que se publicará, con las medidas adoptadas, a la autoridad reguladora.

Los integrantes del Consejo de Administración de las nuevas empresas distribuidoras no podrán participar en estructuras de compañías energéticas integradas, responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las

actividades de producción y comercialización de gas natural y de generación y comercialización de electricidad, tomándose las medidas oportunas para que puedan actuar con independencia.

ALTERNATIVA B

En las CC. AA. en las que la concentración derivada de la OPA de Gas Natural sobre Endesa pudiera traer como consecuencia directa o indirecta el solapamiento de propiedad de redes de distribución de gas y de electricidad, el proceso de desinversión a que se refiere la condición 3ª de la resolución de la CNE de 8 de noviembre de 2005, como resultado del ejercicio de su función Decimocuarta, garantizará la existencia o implantación, al menos de dos operadores adicionales, accionarialmente independientes, en la distribución de gas y electricidad, en los siguientes términos:

Primero. La cuota de participación en la distribución de electricidad y en la distribución de gas de la empresa resultante de la concentración no podrá ser superior al 60 por ciento, medida tanto por el criterio de puntos de suministro como por el de energía suministrada. Por consiguiente, su cuota de participación en los ingresos regulados, provenientes de la retribución de las actividades de distribución de la Comunidad Autónoma correspondiente, deberá representar un porcentaje similar. Las cuotas de participación restantes corresponderán a las nuevas empresas distribuidoras que sean resultado de la presente condición y, en su caso, a los distribuidores ya existentes.

Segundo. Las desinversiones en redes de distribución de gas y electricidad atenderán a criterios de coherencia industrial y económica de manera que las redes que sean escindidas, como resultado de la desinversión, constituyan redes completas, entendiéndose por tal la red mallada o lineal existente entre su conexión a la red de transporte y sus puntos de suministro. Asimismo, se procurará que las redes escindidas se agrupen en paquetes que reúnan diferentes categorías del mercado de venta a tarifa y tengan una implantación física cercana al 40 por ciento del territorio de la Comunidad Autónoma correspondiente.

Tercero. Las desinversiones a las que se refiere la presente condición no podrán tener como destinatarios empresas vinculadas con el primer y segundo operador en los mercados de gas o electricidad.

Cuarto. Se seguirán las condiciones de procedimiento contenidas en este informe.

A las anteriores condiciones la CNE agrega, para cualquiera de las alternativas señaladas, las siguientes desinversiones propuestas por Gas Natural en su documento de notificación en relación con las actividades de transporte y distribución de gas natural:

- Desinversiones en transporte de gas natural:

Gas Natural habrá de desinvertir las participaciones accionariales de Endesa en Saggas (20 por ciento), promotora y propietaria de la planta de

regasificación de Sagunto, y en Reganosa (21 por ciento), promotora y propietaria de la planta de regasificación de Ferrol y una futura red de gasoductos de transporte de 130 km de longitud. Dichas desinversiones podrán ser a favor de Enagas, sujeto a los acuerdos de los socios de las plantas que puedan ser de aplicación.

Asimismo, habrá en todo caso de reducir su participación accionarial y de representación en el Consejo de Enagas del 17 por ciento actual al establecido por Ley.

- Desinversiones en distribución de gas natural:

Gas Natural procederá a la eliminación de vínculos con competidores mediante el compromiso de desinversión del porcentaje de capital propiedad de Gas Natural en Naturcorp⁴⁸⁹ Multiservicios, S.A. y Gas Natural de Álava, S. A. (Gáznalas), a llevar a cabo en un plazo razonable desde la fecha de aprobación de la operación.

La CNE considera que tal desinversión deberá realizarse en un plazo máximo de seis meses.

CONSIDERACIONES EN MATERIA DE CONDICIONES DE PROCEDIMIENTO

La CNE estima que la ejecución de las condiciones detalladas debería hacerse con arreglo a determinadas condiciones de procedimiento. La CNE entiende que en caso de aprobarse la operación de concentración mediante condiciones, la empresa notificante deberá presentar, en un plazo⁴⁹⁰ no muy extenso, un Plan de Desinversiones para el cumplimiento de dichas condiciones establecidas.

Con el fin de verificar si cumple con las condiciones que en su caso establezca el Consejo de Ministros en su Acuerdo sobre la operación, el citado Plan debería ser aprobado por el SDC en el plazo de dos meses, previo informe preceptivo de la CNE, como Plan definitivo que incluiría en su caso las modificaciones que procedan sobre el presentado originalmente por la empresa notificante así como el detalle de los activos a desinvertir.

La CNE considera que debería crearse una sociedad gestora de los activos a desinvertir desde el momento de aprobación del Plan, sujeta a la supervisión y control del organismo regulador.

Una vez aprobado el Plan definitivo, habrá de ser remitido a la empresa notificante para que presente, en el plazo de dos meses, propuestas de desinversión concretas de venta a terceros que reúnan las condiciones de

⁴⁸⁹ La participación accionarial de Gas Natural en Naturcorp, empresa que distribuye gas natural en las CC AA de Asturias, País Vasco y el municipio de Figueres, es del 9,4 por ciento y en Gáznalas, distribuidora en la provincia de Álava, es de 10 por ciento.

⁴⁹⁰ A semejanza de lo previsto sobre la concentración Endesa-Iberdrola que se fijaron 10 días.

independencia, solvencia económica, financiera y técnica para asegurar la adecuada gestión de los activos que se adquieran.

Las enajenaciones concretas propuestas por el notificante deberían ser aprobadas por el SDC en el plazo de 1 mes desde la presentación, previo informe de la CNE a emitirse en 15 días dentro de dicho plazo.

El Plan de Cesión de Activos no debería prever la permuta de activos entre la entidad resultante y las entidades adquirentes.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones anteriores, Gas Natural habría de presentar cada año a la CNE un informe sobre la situación de la actividad de comercialización y de distribución de su grupo empresarial, especificando el cumplimiento de dichas obligaciones.

8.9. LA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES (OPA) DEL GRUPO E.ON SOBRE ENDESA.

Seis meses después de la presentación de la OPA de Gas Natural sobre Endesa, el 21 de febrero de 2006, E.ON, la mayor empresa energética privada mundial de electricidad y gas y tercer grupo industrial de Alemania, presentaba una OPA sobre el 100 por ciento de Endesa a la CNMV, en competencia con la oferta presentada en septiembre de 2005 por Gas Natural y condicionada a su aceptación por un mínimo del 50,01 por ciento del capital de Endesa.

A diferencia de la OPA de Gas Natural, la oferta alemana, que contaba con HSBC como asesor financiero y Citigroup, JP Morgan, Deutsche Bank y HSBC como entidades financiadoras de la operación, había sido negociada con Endesa. El plan de E.ON consistía en crear con Endesa, un gigante energético con 50 millones de clientes en más de 20 países y 107.000 empleados.

E.ON, con sede en Dusseldorf y con un 2,5 por ciento de capital público perteneciente al Estado de Baviera, ofrecía 27,5 euros en efectivo por cada acción de Endesa. La oferta superaba en un 29,1 por ciento la de Gas Natural y suponía valorar la compañía en 29.100 millones de euros. Comparativamente, suponía una prima del 48,2 por ciento respecto a la cotización de Endesa al 5 de septiembre de 2005, último día de cotización antes de la OPA de Gas Natural.

Además, E.ON se comprometía a adquirir todos los activos de Endesa y a que ésta continuara siendo una compañía española con sede en Madrid que se ocuparía del negocio del sur de Europa y América Latina.

Cuadro 8.20

CONDICIONES DE LA OPA (OFERTA DE E.ON)	
21 DE FEBRERO DE 2006	
En millones de euros	
➤	OPA sobre el 100 % del capital de Endesa.
➤	Pago en efectivo en su totalidad.
➤	Precio de 27,5 euros por cada título de Endesa, lo que supone una prima de: <ul style="list-style-type: none"> - 48,2 % respecto al cierre de Endesa el 02/09/2005. - 52,7 % respecto al promedio de los seis meses anteriores al 02/09/2005. - 7,9 % respecto al cierre del 20/02/2006 día hábil.
➤	En caso de que Endesa pague algún dividendo entre la presentación de la OPA y su liquidación, el precio se reducirá por un importe igual al dividendo bruto distribuido.
➤	Condicionada a su aceptación por un mínimo del 50,01 % del capital de Endesa.
➤	Sujeta a la eliminación de los blindajes estatutarios de Endesa.

Fuente: E.ON y elaboración propia.

Cuadro 8.21

REPARTO DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD En porcentaje (%)						
	Nuclear	Carbón	Hidroeléctr.	Gas/Fuel oil	CCGT	Renovables
GN + ENDESA	34,5	29,7	9,2	3,1	20,7	2,8
E.ON + ENDESA	25,0	40,0	16,0	17,0	-	1,0

Fuente: Las compañías y elaboración propia.

Cuadro 8.22

CAPITALIZACIÓN BURSÁTIL EMPRESAS ENERGÉTICAS EUROPEAS En millones de euros (Febrero de 2006)		
1ª	E.ON + ENDESA	95.427
2ª	EDF	74.723
3ª	E.ON	66.259
4ª	ENEL	43.182
5ª	RWE	40.061
6ª	GAS NATURAL + ENDESA	40.048
7ª	SUEZ-ELECTRABEL	38.542
8ª	ENDESA	29.168
9ª	IBERDROLA	24.269
10ª	SOTTISH POWER	15.797
11ª	CENTRICA	15.791
12ª	SCOTTISH & SOUTHERN	14.516
13ª	GAS NATURAL	10.880
14ª	EDP	10.713
15ª	UNIÓN FENOSA	9.932

Fuente: Las compañías y elaboración propia.

La OPA tendría que ser comunicada y examinada por Bruselas, ya que la operación tenía dimensión comunitaria, al afectar a dos países miembros de la Unión Europea y a que el volumen de negocios conjunto E.ON-Endesa⁴⁹¹ superaba los 5.000 millones de euros y no se daba el caso, como sucedió en el examen por Comisión Europea de la oferta de Gas Natural, de que dos tercios del negocio se realizaran en uno de los Estados⁴⁹² miembros de la UE.

La excesiva concentración de la actividad productiva que crea posiciones de monopolio y abuso de posición dominante que impiden o restringen la competencia es lo que ha de dirimir la Comisión Europea en este tipo de operaciones.

Cuadro 8.23

REPARTO DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD En porcentaje (%)						
	Nuclear	Carbón	Hidroeléctr.	Gas/Fuel oil	CCGT	Renovables
GN + ENDESA	34,5	29,7	9,2	3,1	20,7	2,8
E.ON + ENDESA	25,0	40,0	16,0	17,0	-	1,0

Fuente: Las compañías y elaboración propia.

⁴⁹¹ En el supuesto actual, la facturación conjunta de ambas compañías es 10 veces mayor al límite fijado por el reglamento comunitario. A escala mundial E.ON factura 6.400 millones de euros y Endesa 18.281 millones, según los datos de 2005.

⁴⁹² El Gobierno español se enteró de la operación el día anterior de la presentación de la oferta ante la CNMV por una llamada de la canciller Angela Merkel al presidente José Luis Rodríguez Zapatero, que informaba oficialmente al Ejecutivo español de las intenciones de E.ON. El Gobierno, a través del Secretario de Estado de Comunicación, Fernando Moraleda expresó su posición ante una OPA inesperada que trastocaba buena parte de los planes de reestructuración del sector energético: *...el Gobierno hará todo lo que esté en su mano para que los españoles puedan tener un sector energético de base y matriz nacional.* (El País, 22 de febrero de 2006).

8.10. E.ON ZWÖLFTE VERWALTUNGS GMBH.

8.10.1 HISTORIA DEL GRUPO E.ON

E.ON surge a través de la fusión, el 16 de junio de 2000, de dos grandes empresas de la industria alemana: la Sociedad Anónima Unida de Electricidad y Minería (VEBA) y la Sociedad Anónima de Empresas Industriales Unidas (VIAG).

VEBA fue fundada en 1929 por el Estado prusiano para fusionar sus intereses en el sector energético y en la actividad de extracción de carbón, ambos de propiedad estatal. Posteriormente la propiedad de VEBA pasó del disuelto Estado prusiano a la República Federal de Alemania, privatizándose parcialmente en 1965, y ostentando inicialmente el Estado alemán una participación del 40,2 por ciento. Tras una serie de ofertas posteriores la privatización se completó en 1987, cuando el Estado alemán ofreció su participación restante del 25,5 por ciento al público⁴⁹³.

El 16 de junio de 2000 se completó la fusión entre VEBA y VIAG⁴⁹⁴ (fundada por el *Reich* alemán en 1923), constituyendo uno de los mayores grupos industriales de Alemania. La nueva entidad así creada fue denominada E.ON. La fusión fue autorizada por la Comisión europea que la aprobó con condiciones incluyendo varias desinversiones de activos en los mercados afectados y obligaciones de distintos tipos, como el aumento de la interconexión eléctrica entre Alemania y Dinamarca, la compra, a precios de mercado, de una cantidad mínima anual de electricidad de la empresa *Vattenfall Europe* hasta el 31 de diciembre de 2007 y la eliminación de las tarifas de tránsito entre distintas zonas del sistema eléctrico alemán⁴⁹⁵.

La denominación de E.ON surgió, curiosamente, de un concurso en el que participaron más de 2000 personas. La letra E alude al producto fundamental de la nueva empresa: la energía. E.ON muestra la decisión de utilizar esa energía para la innovación, expansión y nuevo crecimiento. E.ON es una variante de la palabra griega que significa infinito. Si hubiese logrado adquirir Endesa, habría creado el mayor consorcio de gas y electricidad del mundo.

Desde su creación hasta la actualidad, el grupo E.ON se ha desarrollado principalmente mediante operaciones de desinversión y de crecimiento externo, caracterizadas por una concentración progresiva en los negocios de gas y electricidad. Además E.ON ha emprendido una fuerte diversificación geográfica, aún cuando Alemania sigue siendo el mercado principal del grupo. En el ámbito de este proceso destacan las siguientes adquisiciones:

⁴⁹³ El mercado eléctrico alemán, junto al español, fue uno de los primeros en ser liberalizados en Europa, en 1998, y uno de los más rápidos en ofrecer a los consumidores la posibilidad de elegir con plena libertad su proveedor. En el sistema alemán las compañías están obligadas a informar a los consumidores del origen de la energía que producen, nuclear, hidroeléctrica, eólica, solar, etc.

El mercado gasista empezó a liberalizarse en 2004. El único accionista con participación estable en E.ON es el Estado de Baviera, cuya participación ha pasado en el último año del 4,96 por ciento al 2,5 por ciento.

⁴⁹⁴ El grupo VIAG estaba presente en los sectores: energía, telecomunicaciones, química, aluminio y envasado.

⁴⁹⁵ E.ON, Informe 20F 2005, pág. 13.

- La compra de *Ruhrgas*, uno de los principales operadores gasistas europeos, realizada de forma gradual durante el periodo 2001-2003 mediante la adquisición negociada de unas participaciones dispersas entre numerosos titulares. Esta operación fue inicialmente bloqueada por el dictamen negativo de la autoridad de defensa de la competencia⁴⁹⁶ alemana, pero finalmente fue aprobada por el Gobierno alemán teniendo en cuenta sus ventajas para los intereses económicos generales. No obstante, la aprobación fue sometida a una serie de condiciones, que incluían desinversiones de activos, un programa de cesión de gas y el derecho de rescisión unilateral de contratos de compra para algunos clientes de *Ruhrgas*. Igualmente se establecieron una serie de restricciones sobre la posible venta de *Ruhrgas* a terceros.

Tras la compra de *Ruhrgas*, E.ON se organizó en cinco unidades de mercado: Centroeuropa, Paneuropa, Reino Unido, Norte de Europa y Estados Unidos.

- La compra del 60,8 por ciento de la empresa eléctrica sueca *Sydkraft*⁴⁹⁷ en 2001 mediante una serie de transacciones negociadas. El único accionista minoritario es *Statkraft*, empresa de propiedad estatal, que mantiene un derecho de venta (*put option*) de sus acciones a E.ON hasta 2007.
- La adquisición en 2002 de *Powergreen*, uno de los principales grupos energéticos del Reino Unido y posteriormente, en 2003, de su filial norteamericana *LG & E Energy*, por 15.000 millones de euros.

En muy poco tiempo E.ON se extendió por más de 20 países con 30 millones de clientes. A su vez, E.ON se desprendió de las empresas del grupo ajenas a la energía, como las telecomunicaciones: *E-Plus* y la participación en *British Telecom*; e inmobiliarias, como *Viterra*, la mayor inmobiliaria de Alemania, propietaria de 152.000 viviendas, por cuya venta E.ON ingresó 7.000 millones de euros. En total, todas las ventas supusieron unos ingresos de 40.000 millones de euros.

8.10.2. OBJETO SOCIAL DE E.ON

El objeto social de E.ON, tal y como se desprende del folleto explicativo de la oferta entregado a la CNMV, comprende las siguientes actividades:

- a) El suministro de energía (eléctrica y de gas), agua y provisión de servicios de eliminación de residuos. Las actividades de la compañía podrán abarcar la generación y/o producción, transmisión, y/o transporte, compra, venta y comercio. Se podrán construir, comprar y utilizar todo tipo de fábricas; se podrá realizar todo tipo de servicios y cooperaciones.
- b) La compañía tendrá derecho a realizar negocios dentro del sector químico y de la construcción, además, en el sector inmobiliario y en el sector de las telecomunicaciones.

⁴⁹⁶ El *Bundeskartellmamt*.

⁴⁹⁷ Actualmente E.ON SVERIGE.

- c) La compañía podrá operar dentro de las áreas comerciales enumeradas en el apartado a) o en las áreas relacionadas con éstas, ya sea por su cuenta o a través de filiales o empresas asociadas. La compañía tendrá derecho a llevar a cabo todas las acciones y medidas que estén relacionadas con el objeto corporativo o que sean adecuadas para llevarlo a cabo, directa o indirectamente.
- d) La compañía también podrá establecer, adquirir o participar en otras compañías, especialmente en aquellas cuyo objeto corporativo abarque total o parcialmente las áreas comerciales enumeradas en el apartado a). Además, la compañía tendrá derecho a adquirir acciones de todo tipo de compañías, principalmente para la inversión de fondos. Podrá realizar cambios estructurales en las compañías en las que obtenga una participación, consolidarlas bajo una dirección central o sencillamente limitarse a gestionarlas o deshacerse de sus participaciones.

8.10.3. ESTRATEGIA CORPORATIVA DE E.ON

La estrategia de negocio de E.ON puede resumirse en la creación de un modelo de negocio integrado basado en los siguientes puntos, según se expone en el informe 20F de 2005:

- La integración de los negocios de gas y electricidad, siguiendo una estrategia a largo plazo, con el objetivo claro de integrar las operaciones de gas y electricidad de modo que le permitan a E.ON disfrutar de posiciones de liderazgo en sus respectivos mercados.
- Una clara tendencia geográfica a concentrarse en los mercados en los que hasta ahora operan sus distintas unidades, buscando oportunidades en nuevos mercados como Italia, Rusia y España.
- Las prioridades estratégicas de E.ON pasan por diversificar su cartera de generación, alcanzando la posición de oferente de gas en aquellos mercados en los que ya opera.
- La aplicación de estrictos criterios estratégicos y financieros en cada potencial inversión, centrándose en las que sus gestores consideran que tienen capacidad para crear valor.

8.10.4. ACCIONARIADO Y GOBIERNO CORPORATIVO DE E.ON

El capital social de E.ON asciende a 1.799.200.000 euros y está dividido en 692 millones de acciones al portador, sin valor nominal, cada una de las cuales representa 2,6 euros del capital social de E.ON.

Las acciones de E.ON están admitidas a cotización oficial en las siete bolsas de valores de Alemania, siendo su mercado principal la Bolsa de Valores de *Frankfurt*, junto con el XETRA (sistema de cotización electrónico), las opciones sobre acciones ordinarias de E.ON cotizan en el mercado alemán de derivados (*Eurex Deutschland*). Las acciones ordinarias se negocian también en

operaciones fuera de mercado en Londres. Además, los ADSs⁴⁹⁸ de E.ON cotizan en la Bolsa de Valores de *New York* y están representados por ADRs.

E.ON indica que un elevado porcentaje de su capital social, más del 71 por ciento, está en manos de accionistas institucionales. A 31 de diciembre de 2005, el accionariado de E.ON por regiones y países, presentaba la siguiente distribución, donde destaca la mayoría, casi el 60 por ciento, de inversores alemanes⁴⁹⁹:

- 58,90 por ciento Alemania
- 18,70 por ciento América del Norte
- 10,30 por ciento Irlanda y Reino Unido
- 11,40 por ciento Europa Continental (excluida Alemania)
- 0,70 por ciento Otras

Además, E.ON declara que *ninguna administración pública controla E.ON en ningún modo*⁵⁰⁰, y que *no tiene conocimiento de que ninguna administración pública tenga una participación mayor que la perteneciente al Estado alemán de Baviera*⁵⁰¹, la cual asciende al 2,4 por ciento del capital de E.ON⁵⁰².

El gobierno corporativo de E.ON se realiza a través de un modelo dualista, en el que se distinguen dos órganos sociales: el Consejo de Administración, encargado de la gestión, y el Consejo de Vigilancia, responsable de supervisar la gestión.

Como parte de la información aportada por E.ON en su oferta sobre el 100 por cien de las acciones de Endesa ante la CNMV, E.ON describe las funciones y responsabilidades del Consejo de Administración: *El Consejo de Administración de E.ON dirige el negocio de la sociedad, asumiendo todos sus miembros responsabilidad por las decisiones que se adoptan. El Consejo de Administración establece los objetivos de la compañía, marca su dirección estratégica fundamental y es responsable de la política corporativa y de la organización del grupo. Esto incluye, en particular, la gestión del grupo y sus recursos financieros, el desarrollo de su estrategia de recursos humanos, el nombramiento de puestos de dirección dentro del grupo y el desarrollo de su personal de dirección, así como la posición del grupo frente al mercado de capitales y al público en general. Además, el Consejo de Administración es responsable de la coordinación y supervisión de las unidades de negocio del grupo de acuerdo con la estrategia*

⁴⁹⁸ Cada ADS se corresponde con una acción de la misma y está representado por un *American Depositary Receipt* (ADR).

⁴⁹⁹ Composición aproximada del accionariado de E.ON preparada por *Thomson*, documento anexo 14 del escrito de alegaciones de E.ON de 19 de abril de 2006.

⁵⁰⁰ Página 57 del escrito de alegaciones de E.ON de 19 de abril de 2006.

⁵⁰¹ El Estado alemán de Baviera era el antiguo accionista mayoritario de VIAG.

⁵⁰² Página 58 del escrito de alegaciones de E.ON de 19 de abril de 2006.

establecida. Por otra parte, el Consejo de Administración está autorizado para representar a E.ON y suscribir acuerdos vinculantes con terceros en su nombre.

El Consejo de Vigilancia nombra, controla y asesora al Consejo de Administración. También participa en aquellas decisiones que son de gran importancia para E.ON. El Consejo de Vigilancia tiene veinte miembros ordinarios. Diez miembros son elegidos anualmente en representación de los accionistas por la Junta General Ordinaria y los otros diez miembros son elegidos en representación de los empleados de E.ON. Todos ellos están obligados a actuar en interés de la compañía.

Cabe observar que ambos Consejos, el Consejo de Administración y el Consejo de Vigilancia, están compuestos íntegramente por miembros de nacionalidad alemana, a pesar de que el 41 por ciento de las acciones está compuesto por capital extranjero.

8.10.5. ACTIVIDADES PRINCIPALES DE E.ON

Las actividades de las unidades de negocio de Europa Central, Gas Paneuropeo, Reino Unido, Nórdica y EE.UU.–Medio Oeste incluyen: la generación, el transporte la distribución y la venta de energía a los clientes de cada respectivo mercado regional. La unidad de Gas Paneuropeo se encarga del suministro, transporte, almacenaje y venta de gas natural a distribuidores y clientes industriales en Europa, y se dedica también a las actividades de comercialización, exploración y producción de gas.

Cuadro 8.24

SOCIEDADES QUE SIRVEN DE MATRIZ A CADA UNA DE LAS UNIDADES DEL NEGOCIO ENERGÉTICO DE E.ON			
Matriz de la unidad de negocio	País de constitución	% titularidad del grupo E.ON	% derechos de voto del grupo E.ON
Europa Central E.ON Energie AG	Alemania	100 %	100%
Gas Paneuropeo E.ON Ruhrgas AG	Alemania	100 %	100 %
Reino Unido E.ON UK plc	Reino Unido	100 %	100 %
Región Nórdica E.ON Nordic AB	Suecia	100 %	100 %
EE.UU. – Medio Oeste E.ON U.S. LLC	EE.UU.	100 %	100 %

Fuente: E.ON

Cuadro 8.25

GRUPO E.ON En millones de euros			
	2004	2005	Variación %
Ventas	46.742	57.901	+ 21
EBITDA ajustado	9.741	10.526	+ 5
EBIT ajustado	6.787	7.600	+ 8
Beneficio neto	4.339	7.407	+ 71
Rentabilidad del capital empleado	11,5 %	12,1 %	+ 0,6
Flujo de caja procedente de explotación	6.601	6.601	+ 13
Empleados		70.000	

Fuente: E.ON y elaboración propia.

Cuadro 8.26

DISTRIBUCIÓN DE LAS VENTAS Y DEL RESULTADO DEL GRUPO E.ON ENTRE LAS DISTINTAS UNIDADES DEL NEGOCIO ENERGÉTICO En millones de euros Año 2005											
	Europa Central		Gas Pan		Reino Unido		Región Nórdica		EE. UU.		Total
Ventas	24.295	42 %	17.914	31 %	10.176	18 %	3.471	6 %	2.045	4 %	57.901
EBITDA ajustado	5.284	50 %	1.939	18 %	1.550	15 %	1.193	11 %	560	5 %	10.526
EBIT Ajustado	3.930	52 %	1.536	20 %	963	13 %	806	11 %	365	5 %	7.600
Efectivo aportado actividad operativas	3.020	50 %	1.999	33 %	101	2 %	746	12 %	214	4 %	6.080

Fuente: Memoria Anual de E.ON (2005) y CNE.

Cuadro 8.27

CUOTAS DE MERCADO DE E.ON POR ACTIVIDAD EN SUS PRINCIPALES MERCADOS GEOGRÁFICOS			
Cuotas en %	ALEMANIA	REINO UNIDO	SUECIA
Electricidad			
Generación (1)	22	12	22
Transporte (2)	38	-	-
Distribución (2)	24	13	21
Venta (3)	22	21	20
Gas Natural			
Aprovisionamiento (4)	57	-	-
Transporte (2)	25	-	-
Distribución (2)	38	-	49
Venta (4)		9	49

- (1) En potencia instalada MW
 (2) Km de línea
 (3) Número de clientes
 (4) En términos de energía

Fuente: E.ON

Cuadro 8.28

ORÍGENES DEL GAS COMPRADO POR E.ON RUHRGAS (2005)		
ORÍGEN DEL GAS	GWh	%
Rusia	193.500	28,2 %
Noruega	188.400	27,5 %
Países Bajos	139.000	20,3 %
Alemania	106.100	15,5 %
Reino Unido	34.100	5,0 %
Dinamarca	23.700	3,5 %
Otros	1.300	0,2 %
Total	686.100	100 %

Fuente: E.ON.

Cuadro 8.29

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA UNIDAD EUROPA CENTRAL (2005)	
EUROPA CENTRAL	
	Potencia Instalada (MW)
Nuclear	8.473
Lignito	1.313
Hulla	7.451
Gas Natural	3.935
Fuel	1.153
Hidroeléctrica	3.113
Otras *	333
Total Alemania	25.771
Hulla	1.052
Gas Natural	668
Total no Alemania (NL)	1.720
Total atribuible	27.491
Total	35.911
Redes de Transporte (380, 220, 110 KV)	42.000 km
Compras electricidad	Millones de KWh
Producción propia	129.063
Producción no propia	142.215
A estaciones con control de < 50 %	12.019
De otros suministradores	130.196
Total	271.278
Propósitos operativos (bombeos, pérdidas de red,...)	-12.735
Total Compras Netas **	258.543
Ventas electricidad	Millones de KWh
Interregional no consolidado, regional y municipal utilities	138.425
Industrial y comercial	77.175
Residencial y pequeños consumidores comerciales	42.943
Total Ventas	258.543
Ventas de gas	Millones de KWh
Alemania	100.500
Holanda	1.700

* Incluye otros tipos de instalaciones sin desglosar, correspondiendo tanto a Alemania como a Holanda.

** Ventas en Alemania (sobre el total, en millones de KWh).

Fuente: E.ON

Cuadro 8.30

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA UNIDAD GAS PANEUROPEO (2005)	
GAS PANEUROPEO	
Transporte de gas dentro de Alemania	11.000 Km
Compras / Origen de gas natural	Millones de KWh
Rusia	193.500
Noruega	188.400
Holanda	139.000
Reino Unido	34.100
Dinamarca	23.700
Otros	1.300
Importaciones	580.000
Alemania	106.100
Total compras	686.100
Ventas / Utilización gas natural	Millones de KWh
Distribuidores domésticos	323.700
Municipal utilities domésticas	160.900
Consumidores industriales domésticos	70.400
Ventas en el extranjero	135.200
Total ventas*	690.200

* Ventas distribución gas Alemania (555.000 KWh), ventas distribución gas no Alemania (135.000 KWh). La diferencia entre los 690.200 KWh y los 686.100 KWh se debe al almacenamiento y a problemas de medida.

Fuente: E.ON

Cuadro 8.31

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA UNIDAD REINO UNIDO (2005)	
REINO UNIDO	
	MW
Hulla	4.910
Gas natural	3.272
Fuel	1.300
Otras incluidas hidroeléctricas y eólicas	488
CHP	577
Total atribuible	10.547
Total	10.762
Distribución electricidad (superficie cubierta)	25.445 Km ²
Compras electricidad	Millones de KWh
Producción propia	37.255
Producción no propia	39.851
A estaciones con control de < 50 %	627
De otros suministradores	39.224
Total	77.106
Propósitos operativos (bombeos, pérdidas de red,...)	-2.114
Total Compras Netas*	74.992
Ventas electricidad	Millones de KWh
Consumidores residenciales y PYMEs	37.314
Industrial y comercial	22.301
Ventas al mercado	15.377
Total ventas	74.992
Compras / Origen de gas natural	Millones de KWh
Contratos largo plazo	48.431
Compras al mercado	134.041
Total compras	182.472
Ventas / Utilización gas natural	Millones de KWh
Gas usado para generación propia	40.318
Ventas a consumidores industriales y comerciales	32.590
<i>Retail mass consumers</i>	67.671
Ventas al mercado	41.893
Total ventas	182.472

Fuente: E.ON

Cuadro 8.32

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA UNIDAD REINO UNIDO (2005)	
REGIÓN NÓRDICA	
	MW
Nuclear	2.584
Hidroeléctrica	2.771
Fuel	1.563
Gas natural	130
Eólica	19
Otras	275
Total Suecia	7.342
Gas natural	50
Antracita	80
Otras	65
Total Finlandia	195
Total Dinamarca (sólo eólica)	33
Total atribuible	7.570
Total	14.982
Suecia (Media tensión / Distribución local)	8.000 / 117.000 km
Finlandia (Distribución local)	12.470 km
Compras electricidad	Millones de KWh
Producción propia	34.253
Energía comprada de centrales compartidas	10.398
Energía comprada de fuentes externas	5.921
Total	50.572
Propósitos operativos (bombeos, pérdidas de red,...)	-2.001
Total Compras Netas	48.571
Ventas de electricidad	Millones de KWh
Consumidores residenciales	8.500
Consumidores comerciales	13.830
Ventas a socios / Nordpool	26.241
Total ventas	48.571
Compras / Origen de gas natural	Millones de KWh
Contratos a largo plazo	9.310
Ventas a mercado	281
Total compras	9.591
Ventas / Utilización gas natural	Millones de KWh
Gas usado para generación propia	2.624
Ventas a consumidores industriales y distribución	6.729
Ventas a clientes residenciales	238
Ventas a mercado	0
Total ventas	9.591

Fuente: E.ON

Cuadro 8.33

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA UNIDAD ESTADOS UNIDOS-MEDIO OESTE (2005)	
ESTADOS UNIDOS-MEDIO OESTE	
	MW
Antracita	5.294
Gas natural	2.186
Petróleo	58
Hidroeléctrica	72
Total atribuible	7.610
Total	7.738
Transporte	7.394 km
Ventas de electricidad	Millones de KWh
Residencial	10.864
Industrial y comercial	16.684
Municipal	2.014
Otro retail	3.720
Ventas fuera del sistema	4.434
Total ventas	37.716

Fuente: E.ON

8.10.6. E.ON EN EL MERCADO ELÉCTRICO ALEMÁN.

E.ON desarrolla la mayor parte de su negocio energético en Alemania, cuyo mercado⁵⁰³ supuso el 65 por ciento de los ingresos del grupo en el año 2005.

En cuanto a la estructura de la industria eléctrica alemana existen tres tipos principales de agentes que operan en distintos niveles:

- Grandes compañías generadoras y operadoras de la red de transporte: RWE, E.ON, Vattenfall y EnBW, que producen alrededor del 80 por ciento de la energía generada en Alemania y poseen la totalidad de las redes de transmisión en sus respectivas regiones.
- Compañías regionales, que actúan principalmente como distribuidoras abasteciendo tanto a las compañías locales como a clientes finales en baja y media tensión. También producen pequeñas cantidades de electricidad, que sólo ofrecen a los clientes que están conectados a sus redes.
- Compañías locales de ámbito público o municipal, que abastecen de electricidad a clientes finales a través de sus redes de baja tensión.

La estructura del sector eléctrico alemán ha pasado por un proceso de progresiva concentración y reestructuración, habiéndose producido en los últimos años más de 400 concentraciones. Más recientemente, la estructura del sector ha pasado de estar formada por nueve grandes empresas verticalmente integradas a sólo cuatro: E.ON, RWE, Vattenfall y EnBW.

La potencia total instalada en Alemania a finales del año 2004 era de 113.000 MW y el consumo punta alcanzó los 77.200 MW. Alrededor del 60 por ciento de la generación procede de centrales térmicas convencionales. Alemania es la cuarta potencia mundial en generación nuclear tras Estados Unidos, Japón y Francia, pero prevé cerrar sus 17 reactores en el año 2022.

Reemplazar la aportación del parque nuclear es el gran desafío energético alemán a medio y largo plazo, a través de la aportación de centrales de carbón de alto rendimiento, ciclos combinados de gas natural y el crecimiento de las renovables. En generación eólica y fotovoltaica Alemania es la primera potencia mundial con 14.600 MW y 390 MW, respectivamente en 2003.

Los principales generadores son: RWE, que ostenta una cuota de mercado del 34 por ciento del total, y E.ON con el 23 por ciento. Le siguen Vattenfall y EnBW que representan, respectivamente el 14 por ciento y el 10 por ciento.

⁵⁰³ El mercado alemán de electricidad es el de mayor tamaño en Europa y uno de los mayores del mundo. Según los datos del último informe de la Comisión Europea sobre la implementación del mercado interior de gas y electricidad, publicado en enero de 2005, el consumo total de Alemania en el año 2004 ascendió a 527.700 GWh, el doble que en España. Alemania tiene una buena ubicación geográfica en el entorno de la Unión Europea, siendo un país de tránsito, por lo que ha desarrollado infraestructura de interconexión eléctrica con otros países que representan un 14,4 por ciento de la capacidad total instalada.

Cuadro 8.34

CUOTAS DE MERCADO DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS EN ALEMANIA (año 2004)				
	CAPACIDAD (GW)	INSTALADA %	PRODUCCIÓN (TWh)	%
RWE	33,00	29,3 %	192	34,2 %
E.ON	26,6	23,6 %	131	23,3 %
VATTENFALL	15,98	14,2 %	81	14,4 %
EnBW	14,37	12,7 %	55	9,8 %
Resto	22,83	20,2 %	103	18,3 %
TOTAL	112,78	100.00 %	562	100,00 %

Fuente: Informe de las distintas compañías (2004).

En Alemania no existe una red de transporte de electricidad integrada a escala nacional ni un operador del sistema único. Cada una de las cuatro principales compañías eléctricas, en su área de influencia, despacha la generación y es propietaria/gestora de la red de transporte. Por otro lado, una asociación sectorial coordina las interconexiones y promueve la cooperación técnica y operativa entre los distintos operadores.

Hasta la fecha, en las interconexiones entre los sistemas de transporte de las distintas regiones no se han registrado problemas de congestión, ni siquiera en periodos de demanda punta. Esta situación se debe a la estructura aún verticalmente integrada del sector eléctrico alemán en el que una misma empresa gestiona la construcción y operación de las centrales de generación y de las líneas de transporte, y rara vez la energía es consumida a más de 70 km de donde fue generada. La ausencia de congestiones puede también interpretarse como un reflejo de las dificultades de entrada por parte de nuevos generadores.

En cambio, sí existen fenómenos de congestión frecuentes en las interconexiones con otros países que se resuelven mediante mecanismos de mercado⁵⁰⁴.

Desde el 29 de abril de 1998⁵⁰⁵ el mercado de electricidad a nivel minorista está abierto a todos los consumidores. Los últimos datos publicados, en 2005, sobre el grado de avance efectivo de la liberalización en Alemania indican que la tasa de cambio de suministrador es del 41 por ciento para muy grandes consumidores, 7 por ciento para consumidores de tamaño medio y del 5 por ciento para consumidores domésticos.

En Alemania no existen ya precios regulados para consumidores industriales, pero hasta julio de 2007 las tarifas para usuarios domésticos y PYMEs estarán sometidas a la aprobación ex-ante de los *Länders*. Los precios han crecido significativamente desde 2001, situándose, junto con Italia e Irlanda entre los más elevados de la Unión Europea. En su Informe sobre la Implantación del Mercado Interior del Gas y la Electricidad de 2004, la Comisión Europea calificó las tarifas alemanas de red para pequeños y medianos consumidores como *out of line*, lo que significa *una tarifa significativamente por encima de los 40 euros MWh para un pequeño usuario conectado a un bajo nivel de tensión*. Las tarifas medias de red en Alemania para pequeños consumidores comerciales y consumidores domésticos ascendieron a 55 euros MWh y 62 euros MWh, respectivamente. Ese mismo informe recoge para los mismos sectores en España valores de 36 euros MWh y 35 euros MWh, respectivamente.

El documento normativo básico del sector eléctrico alemán es la nueva Ley de la Energía, que entró en vigor el 13 de julio de 2005. La reforma de la Ley de la Energía vino motivada por la obligación de transponer la Directiva de electricidad 2003/54/CE y la Directiva de gas 2003/55/CE, especialmente en tres asuntos esenciales:

- a) El cumplimiento de los requisitos de separación de actividades de empresas verticalmente integradas incluidos en la nueva Directiva comunitaria.
- b) La regulación del acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, hasta entonces basado en negociaciones bilaterales.
- c) La creación de un organismo regulador del sector⁵⁰⁶.

En la nueva ley se establece la separación jurídica y operacional entre actividades reguladas y actividades ejercidas en régimen de libre competencia. La separación ha de ser efectiva de forma inmediata para las compañías verticalmente integradas, pero aquellas con menos de 100.000 clientes conectados directa o indirectamente a sus redes de distribución quedan exentas

⁵⁰⁴ Subastas diarias explícitas.

⁵⁰⁵ Fecha de entrada en vigor de la Ley de la Energía que transponía en Alemania la primera Directiva europea de electricidad de 1996 y la primera Directiva de gas en 1998.

⁵⁰⁶ La Agencia Federal de Redes de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correo y Ferrocarril (*Bundesnetzagentur*).

de sendas obligaciones⁵⁰⁷. Las distribuidoras ligadas a empresas verticalmente integradas tienen hasta el 1 de julio de 2007 para hacer efectiva la separación jurídica. Se establece, además, la separación contable entre los negocios de transporte y distribución y de otras actividades de índole no energética.

Hasta la entrada en vigor de la nueva Ley de la Energía, Alemania suponía un caso excepcional en Europa al carecer de un organismo regulador del sector energético a nivel nacional. De conformidad con la anterior Ley de la Energía de 1998, las competencias regulatorias recaían sobre el Ministerio de Economía y sobre las agencias reguladoras de los distintos Estados Federales del país. Con la anterior Ley de la Energía, el acceso de terceros a las redes era negociado entre las partes y, en caso de conflicto, la resolución correspondía a la autoridad de competencia. Este sistema de regulación del acceso a la red se consideró como un obstáculo significativo a la entrada, dado el grado de integración vertical existente en el sector. Con la finalidad de resolver este obstáculo el Ministerio de Economía propuso, y el Parlamento aprobó, que el ente federal regulador para las telecomunicaciones y el correo asumiera las competencias como autoridad de regulación energética. Así se creó con la entrada en vigor de la nueva Ley de la Energía, la Agencia Federal de Redes de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correo y Ferrocarril (*Bundesnetzagentur*).

Las competencias de la Agencia Federal en los sectores de la electricidad y gas son compartidas con las autoridades de cada Estado Federal y se centran en los asuntos relacionados con el acceso a la red.

En el sector del gas natural Alemania es el segundo mercado europeo de gas más grande de Europa después del Reino Unido, con una demanda total en 2004 de 103 bcm (1.198.000 GWh) y con 17 millones de consumidores de gas natural.

En producción, Alemania se sitúa en tercer lugar en la Unión Europea, tras Reino Unido y Países Bajos. La mayor parte del gas natural se produce en el norte del país, entre los ríos Elba y Ems. En 2004 la producción nacional fue de 19,5 bcm, el 19 por ciento del consumo y las reservas para ese mismo año ascendían a 200 bcm.

Las importaciones de gas natural en 2004 alcanzaban los 81,3 bcm, de los que 19,4 procedían de países de la Unión Europea y 61,9 bcm de otros países de los que destaca Rusia.

En cuanto a infraestructuras de gas, Alemania cuenta con 375.000 km de gasoducto que incluyen tanto la red de transporte como la de distribución. Además, Alemania posee más de 40 almacenamientos subterráneos con una capacidad útil de almacenamiento superior a 19 bcm.

⁵⁰⁷ En Alemania existen cerca de 800 pequeños distribuidores, la mayor parte de los cuales quedará exento de la separación de actividades en aplicación de la *regla de los 100.000 clientes*. Estos distribuidores de ámbito municipal poseen por lo general pequeños activos de generación y proporcionan habitualmente servicios *multi-utility* que incluyen el suministro de gas, agua, la recogida de basuras, el alcantarillado y, en ocasiones, el transporte urbano y las telecomunicaciones en redes metropolitanas.

La industria gasista en Alemania presenta un número considerable de empresas de propiedad privada y pública, se distinguen los siguientes tipos de empresas:

- Empresas de transporte/suministro nacional, también denominadas suministradores de larga distancia o transportistas. Lo forman compañías productoras e importadoras de gas que transportan éste por las redes de alta presión para suministrarlos a las compañías de distribución regional.
- Empresas de distribución regional que distribuyen el gas en determinados territorios a nivel regional y a las empresas locales.
- Empresas de distribución local/municipal, que operan las redes de distribución en zonas definidas y suministran a los pequeños consumidores industriales y domésticos. La mayoría de ellas pertenecen a las administraciones locales.

Es común que las empresas suministradoras nacionales posean participación en las empresas de distribución de gas regionales y locales. El cuadro 8.35 muestra la situación de las compañías de transporte nacional más importantes.

Cuadro 8.35

PRINCIPALES COMPAÑÍAS TRANSPORTISTAS DE GAS EN ALEMANIA (2003)				
Nombre	Accionistas mayoritarios	Gas Suministrado (bcm)	Km de gasoducto de alta presión	Almacenamiento (bcm)
EON Ruhrgas AG	E.ON	50,6	10.750	< 5
BEB Erogas und Erdöl	ExxonMobil (50%) Shell (50%)	16,4	3.439	> 2.7
2,7 Verbundnetz Gas AG	EWE (47,90%) BASF (15,79%) Gazprom (5,26%)	15,8	7.300	> 2
Wingas GmbH	BASF (65%) Gazprom (35%)	11,8	1.836	4.2
Thyssengas GMBH	RWE AG	6,7	2.500	> 0.3
EWE	Distritos administrativos de varias regiones	4	3.870	> 1.1

Fuente: OECD, "Regulatory reform in Germany".

Cuadro 8.36

PRINCIPALES COMPAÑÍAS ENERGÉTICAS EN EUROPA							
E.ON	EDF	RWE	ENEL	ENDESA	SUEZ	IBER DROLA	UF
Alemania	Francia	Alemania	Italia	España	Francia	España	España
Austria	Italia	Reino Unido	Bulgaria	Italia	Bélgica	Portugal	Moldavia
Rusia	Alemania	Polonia	Eslovaquia	Francia	Luxemburgo		
Polonia	Holanda	República Checa	Rumanía	Portugal			
República Checa	Suiza	Eslovaquia	Rusia	Marruecos			
Eslovaquia	Austria	Austria	España				
Bulgaria	Hungría	Croacia					
Rumanía	Eslovaquia						
Suiza	Polonia						
Noruega							
Finlandia							
Suecia							
Dinamarca							
Italia							
Reino Unido							
Países Bajos							

Fuente: Compañías y elaboración propia

8.11. EL GRUPO ENDESA

8.11.1. HISTORIA DE ENDESA

Endesa fue constituida en 1944 como empresa pública, con la denominación de Empresa Nacional de Electricidad, S.A.⁵⁰⁸. La creación de esta empresa supuso el inicio de la actividad pública empresarial en el sector eléctrico. La finalidad de su creación era potenciar la producción de energía termoeléctrica, dado que la iniciativa privada resultaba insuficiente y, al mismo tiempo, se pretendía fomentar la producción nacional de carbón. Por tanto, Endesa nace como empresa pública y con un papel subsidiario a la empresa privada, actuando donde la iniciativa privada era insuficiente (producción de energía térmica) y donde no había interés económico (producción con carbón nacional).

En los años setenta y ochenta, Endesa adquirió distintas explotaciones mineras en diversos puntos de España, y afianzó su parque generador con la construcción y puesta en marcha de las centrales térmicas de As Pontes en La Coruña; Andorra y Escatrón en Teruel y Zaragoza; y Litoral en Almería. Asimismo, puso en funcionamiento los grupos diesel de Ceuta y Melilla y el grupo II de la central nuclear de Ascó, en Tarragona.

El grupo Endesa comenzó a configurarse en los años ochenta. El primer paso, en 1983, con la adquisición de las acciones propiedad del INI en las compañías Enher, Gesa, Unelco y Encasur. En ese mismo año Erz se incorpora al grupo Endesa. En la década de los noventa, y concretamente en 1991, adquirió el 87,6 por ciento de Electra de Viesgo, el 40 por ciento de Fecsa, el 33,5 por ciento de Sevillana de Electricidad y el 24,9 por ciento de Saltos del Nansa. Un año más tarde, en 1992, Endesa compró el 61,9 por ciento de Carboex y en 1993 adquirió el 55 por ciento de la sociedad Hecsa. En 1996, amplió su participación hasta el 75 por ciento del capital en Fecsa y Sevillana de Electricidad.

La primera etapa de la privatización de Endesa se inició en 1988. En ese año el Estado español lanzó la primera OPV de Endesa, reduciendo su participación en la compañía al 75,6 por ciento. En 1994 el Estado realiza la segunda OPV de Endesa, y reduce su participación al 66,89 por ciento del capital social. En 1997, se produce la tercera OPV por el 25 por ciento y finalmente en el año 1998 se lanzó la última OPV de acciones de Endesa por el 33 por ciento de su capital.

A lo largo de los años noventa se produce también la internacionalización y diversificación del grupo Endesa. Endesa está presente en las actividades de suministro a clientes del mercado liberalizado y distribución de gas natural en España y también participa en proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación, y transporte de gas natural licuado. Actualmente, Endesa está presente en tres continentes: Europa, África y América. En Europa, además de España y Portugal, Endesa opera en Italia y en Francia. En el continente africano, Endesa está en Marruecos. En Latinoamérica está presente en Chile, Colombia, Brasil, Perú y Argentina.

⁵⁰⁸ En 1997 cambió su denominación social por la de Endesa, S.A.

8.11.2. OBJETO SOCIAL Y ESTRATEGIA CORPORATIVA DE ENDESA.

Según viene reflejado en los Estatutos Sociales de la empresa, Endesa tiene por objeto:

- a) El negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales.
- b) La explotación de toda clase de recursos energéticos primarios.
- c) La prestación de servicios de carácter industrial y los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social.
- d) La gestión del grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades tanto en el ámbito nacional como internacional.

La organización del grupo Endesa se articula sobre su negocio básico: actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica, gas y servicios relacionados, y establece tres grandes líneas de negocio, basadas en tres áreas geográficas: España y Portugal, Resto de Europa y Latinoamérica.

En España, Endesa es una de las dos principales empresas del sector eléctrico. Según los datos del Informe anual de Endesa 2005, su cuota de mercado, a finales de dicho año, era del 38,1 por ciento en generación en régimen ordinario, el 43,1 por ciento en distribución, y el 37,4 por ciento en ventas a clientes del mercado liberalizado. También en España Endesa cuenta con una presencia significativa en el mercado de gas natural con una cuota del 10,9 por ciento en el mercado liberalizado. Endesa está presente en el sector de la distribución de gas natural a través de su filial Endesa Gas, cuya cuota de mercado supera el 6 por ciento.

En Portugal, Endesa se centra en las actividades de generación y comercialización de electricidad. La actividad de generación la realiza a través de Tejo Energía y en instalaciones de cogeneración. En comercialización está presente a través de Sodesa⁵⁰⁹.

En Europa, Endesa es una de las cinco principales compañías eléctricas. Cuenta con un negocio de generación en Italia y Francia, actividades de comercialización en los mercados liberalizados de estos países y de otros países europeos y la participación en instalaciones de generación en Marruecos que se gestionan también desde el negocio de Europa Endesa.

En Latinoamérica, Endesa es la primera multinacional eléctrica privada. Ha ido adquiriendo, hasta el momento presente, participaciones de control en compañías de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad en América Latina.

⁵⁰⁹ Sodesa es una *Joint venture* al 50 por ciento establecida por Endesa con el grupo industrial Sonae.

8.11.3. ACCIONISTAS Y GOBIERNO CORPORATIVO DE ENDESA.

El capital social de Endesa asciende a 1.270.502.540,40 euros representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal por acción, pertenecientes todas a una misma clase, con los mismos derechos políticos y económicos. Las acciones de Endesa cotizan en las Bolsas y Mercados Españoles, en la Bolsa de *New York* en forma de *American Depositary Receipts* (ADR), y en la Bolsa *Off-Shore* de Chile.

Cuadro 8.37

PRINCIPALES ACCIONISTAS DE ENDESA, S.A. (31 de diciembre de 2005)			
Accionistas	Nº acciones directas	Nº acciones indirectas	% total sobre el capital social
CAJA MADRID	95.287.691	0	9,000
CHASE NOMINEES LTD.	60.683.704	0	5,732
AXA, S.A.	4.639.809	52.006.286	5,350
STATE STREET BANK AND TRUST CO	53.339.905	0	5,038

Fuente: Informe de Gobierno Corporativo de Endesa (2005).

Cuadro 8.38

ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL DE ENDESA, S.A. (7 de febrero de 2006)	
	%
INSTITUCIONAL EXTRANJERO	45,95 %
INSTITUCIONAL ESPAÑOL	29,70 %
MINORISTA	22,21 %
ADR	2,14 %

Fuente: Informe de Gobierno Corporativo de Endesa (2005).

En el derecho de voto de las acciones de Endesa existen ciertas limitaciones contempladas en el art. 32 de los Estatutos de la Sociedad: *Los accionistas tienen derecho a un voto por acción, pero ningún accionista, en relación con las acciones de que sea titular, podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10 por ciento del total del capital social con derecho a voto existente en cada momento, y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10 por ciento. La modificación de este art. 32 requiere el voto favorable de más del 50 por ciento del capital suscrito con derecho a voto.*

Endesa está gobernada por un único órgano: el Consejo de Administración que puede estar integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo, nombrados por la Junta General de Accionistas. Actualmente, el Consejo de Administración de Endesa está integrado por 14 consejeros, de los que uno tiene la condición de presidente y otro de consejero delegado. Éstos últimos son los máximos responsables de la sociedad.

Conforme al art. 37 de los Estatutos Sociales, existen tres tipos de consejeros:

- a) Los que están vinculados, profesionalmente y, de forma permanente, a la sociedad.
- b) Los consejeros cuya vinculación con la sociedad se ciñe a la condición de miembro del Consejo.
- c) Los consejeros cuya pertenencia al Consejo de Administración deriva de la participación patrimonial en el capital de la sociedad.

La duración de los cargos de consejeros es de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración, salvo los elegidos al amparo del art. 37 b) de los Estatutos sociales, los cuales sólo pueden ser reelegidos por un segundo mandato.

8.11.4. ACTIVIDADES PRINCIPALES DE ENDESA.

La actividad principal de Endesa es el negocio eléctrico, estando presente en todos sus segmentos: generación transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. La empresa opera también en el mercado del gas natural. La principal área donde desarrolla su actividad es España, y tiene importantes intereses en Latinoamérica, Italia, Francia, Portugal, Polonia y Marruecos.

En el desarrollo de su actividad, el grupo Endesa establece tres grandes líneas de negocio: España y Portugal, Resto de Europa y Latinoamérica. En conjunto, opera en los mercados eléctricos de quince países en tres continentes.

En el año 2005, obtuvo unos beneficios después de impuestos de 3.182 millones de euros, un resultado bruto de explotación de 6.020 millones de euros, un resultado de explotación de 4.244 millones y unas ventas totales de 17.508 millones de euros. El 50 por ciento de las ventas se registraron en el área de

España y Portugal, el 20,6 por ciento se localizaron en el Resto de Europa y el 29,4 por ciento en Latinoamérica. En dicho año la empresa daba ocupación directa a 27.204 personas, de las cuales 12.709 desempeñan su trabajo en el negocio de España y Portugal y 14.495 personas en otros países.

Cuadro 8.39

DATOS ECONÓMICOS DEL GRUPO ENDESA POR ÁREAS GEOGRÁFICAS Año 2005 (Millones de euros)										
	España		Portugal		Resto de Europa		Latino América		To tal	
	Mill €	%	Mill €	%	Mill €	%	Mill €	%	Mill €	%
Ventas	8.761	50,0	3.598	20,6	5.149	29,4	17.508	100,0		
Resultado bruto de explotación (EBITDA)	3.255	54,1	887	14,7	1.878	31,2	6.020	100,0		
Resultado de explotación (EBIT)	2.250	53,0	618	14,6	1.376	32,4	4.244	100,0		

Fuente: Informe anual de Endesa (2005).

En cuanto al beneficio neto de Endesa, en el año 2005, ascendió a 3.182 millones de euros, logrando un crecimiento del 154 por ciento en comparación con el ejercicio 2004. Si se descuenta el efecto de las plusvalías obtenidas en 2005 con la venta de activos no estratégicos, el beneficio neto habría experimentado un crecimiento del 60 por ciento frente al año 2004, y supondría 1.841 millones de euros.

Por áreas de negocio, España y Portugal aportan el 42,7 por ciento del beneficio total del grupo Endesa. El beneficio obtenido en el Resto de Europa supone el 13,4 por ciento del total y el negocio en Latinoamérica aporta el 8,2 por ciento del beneficio total. En 2005, las ventas de activos registradas en "Otros negocios" aportaron el 35,7 por ciento del beneficio neto del grupo.

Cuadro 8.40

EVOLUCIÓN DEL BENEFICIO NETO Año 2005				
	Millones €	% Variación respecto 2004	% Aportación respecto 2004	% Aportación 2005
España y Portugal	1.358	55,9	70,9	42,7
Resto de Europa	425	151,5	13,5	13,4
Latinoamérica	262	106,3	10,1	8,2
Otros negocios	1.137	1.547,8	5,5	35,7
Total	3.182	154,0	100,0	100,0

Fuente: Informe anual de Endesa (2005).

De los datos del negocio eléctrico incluidos en el Informe anual de Endesa 2005, se observa que la mitad del negocio de Endesa se concentra en el área geográfica de España y Portugal y el 50 por ciento restante se distribuye entre Latinoamérica, que representa aproximadamente el 30 por ciento del negocio total de Endesa y Europa que supone el 20 por ciento del negocio total.

En el detalle de las principales magnitudes operativas, en el año 2005, Endesa disponía de una capacidad instalada de 45.908 MW. De esta cifra el 48,8 por ciento se localizan en España y Portugal (22.416 MW), en Latinoamérica con una capacidad de 14.095 MW instalados que supone el 30,8 por ciento del total y Europa con 9.397 MW instalados, supone el 20,4 por ciento del total. Por tecnologías, los 22.416 MW instalados en España y Portugal se distribuyen de la forma siguiente: el 24 por ciento están en centrales hidráulicas, el 56,3 por ciento en térmica clásica (carbón, fuel y gas), el 15,2 por ciento en nucleares y el 4,5 por ciento restante en cogeneración y renovables.

Cuadro 8.41

PRINCIPALES MAGNITUDES OPERATIVAS DE ENDESA	
MAGNITUDES	Año 2005
Capacidad (MW)	45.908
España y Portugal	22.416
• Hidroeléctrica	5.379
• Térmica clásica	12.632
• Térmica nuclear	3.397
• Cogeneración y renovables	1.007
Latinoamérica	14.095
Europa	9.397
Producción (GWh) (1)	185.264
España y Portugal	93.625
• Hidroeléctrica	7.479
• Térmica clásica	61.006
• Térmica nuclear	23.020
• Cogeneración y renovables	2.120
Latinoamérica	57.890
Europa	33.749
Ventas (GWh)	203.335
España y Portugal	100.868
• Mercado regulado	64.095
• Mercado liberalizado (2)	36.773
Latinoamérica	55.246
Europa	47.221
Número de clientes (miles)	23.186
España y Portugal	11.964
• Mercado regulado (3)	10.966
• Mercado liberalizado	998
Latinoamérica	11.222
Europa	-
Plantilla	27.204
Negocio eléctrico en España y Portugal	12.709
Negocio eléctrico en Latinoamérica	12.317
Negocio eléctrico en Europa	2.153
Otros negocios	25

(1) Los datos de producción hidroeléctrica, térmica clásica y nuclear están medidos en barras de central.

(2) Incluye las ventas realizadas por Endesa Energía en países europeos fuera del mercado ibérico.

(3) Clientes a Tarifa. No se incluyen los clientes por peaje.

Fuente: Informe anual de Endesa (2005).

La producción de Endesa superó en el año 2005 los 185.000 GWh. El 50,5 por ciento de la producción total de Endesa se generó en España y Portugal, el 31,2 por ciento en Latinoamérica y el 18,3 por ciento en Europa. En cuanto a las ventas se vendieron, en dicho año, más de 203.000 GWh. El 49,6 por ciento se registraron en España y Portugal, el 27,2 por ciento en Latinoamérica y el 23,2 por ciento en Europa. Del volumen total de ventas en España y Portugal, el 63,5 por ciento corresponden a ventas en el mercado regulado y el restante 36,5 por ciento al mercado liberalizado. En el año 2005, Endesa suministró electricidad a más de 23 millones de clientes. El 51,6 por ciento del total a clientes del área España y Portugal, el 48,4 por ciento restante en Latinoamérica.

Cuadro 8.42

PRICIPALES SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENDESA			
Sociedad	% Participación		Actividad
	Control	Económica	
Negocio eléctrico de España y Portugal			
Endesa Generación, S.A.	100,00	100,00	España
Carboex, S.A.	100,00	100,00	España
Gas y Electricidad Generación, S.A.U.	100,00	100,00	España
Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.	100,00	100,00	España
Endesa Red, S.A.	100,00	100,00	España
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	100,00	100,00	España
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.	100,00	100,00	España
Endesa Energía, S.A.U.	100,00	100,00	España
Endesa Cogeneración y Renovables, S.A.	100,00	100,00	España
Finerge-Gestor de Proyectos Energéticos, S.A.	100,00	100,00	Portugal
Endesa Gas, S.A.U.	100,00	100,00	España
Endesa Servicios, S.L.	100,00	100,00	España
Negocio Eléctrico Resto de Europa			
Endesa Europa, S.L.	100,00	100,00	España
Endesa Italia, S.P.A.	80,00	80,00	Italia
Société Nation. d'Électricité et de Thermique, S.A.	65,00	65,00	Francia
Negocio Eléctrico Internacional			
Endesa Internacional, S.A.	100,00	100,00	España
Enersis, S.A.	60,62	60,62	Chile
Empresa Distribuidora Sur, S.A. (Edesur)	99,45	45,69	Argentina
Chilectra, S.A.	98,25	59,57	Chile
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima, S.A.	60,00	38,26	Perú
Codensa, S.A.	48,48	43,95	Colombia
Endesa Chile	59,48	36,36	Chile
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	92,65	33,69	Chile
Central Hidroeléctrica de Betania, S.A.	85,62	31,13	Colombia
Edegel, S.A.	63,56	13,78	Perú
Empresa Generadora de Energía Eléctrica, S.A.	48,48	35,62	Colombia
Endesa Brasil, S.A.	100,00	60,98	Brasil
Compañía de Interconexão Energética, S.A. (Cien)	100,00	60,98	Brasil
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Ampla)	91,93	55,57	Brasil
Compañía Energética do Ceará, S.A. (Coelce)	58,86	34,78	Brasil

Fuente: Informe anual de Endesa (2005).

8.11.5. ENDESA EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Desde el inicio del mercado eléctrico en España en 1998, Endesa participa activamente con unidades de compra y venta en todos los segmentos del mercado. Desde el lado de la oferta participa en el mercado de producción de energía eléctrica con la venta de energía procedente de:

- Centrales en régimen ordinario: Nucleares, hidráulicas, carbón, gas y fueloil y ciclos combinados. Desarrolla su actividad en este segmento a través de Endesa Generación.
- Unidades de régimen especial: A través de Endesa Cogeneración y Renovables, que incluye las energías renovables, los residuos y la cogeneración.
- Importaciones de energía eléctrica procedentes de otros países, a través de unidades autorizadas a realizar importaciones de energía.

Desde el lado de la demanda, participa en el mercado de producción de energía eléctrica con la compra de energía destinada a:

- Distribución: las compras de energía están destinadas a la venta de energía a consumidores en tarifa en el mercado regulado. Esta actividad la desarrolla a través de Endesa Red.
- Comercialización: las compras de energía están destinadas a la venta de energía a consumidores en mercado libre. Esta actividad la desarrolla a través de Endesa Energía.
- Exportaciones de energía eléctrica a otros países, a través de unidades autorizadas a realizar exportaciones de energía.

Cuadro 8.43

CUOTA DE MERCADO DE ENDESA COMO VENDEDOR EN CADA SEGMENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2005)		
	Cuota de Endesa por segmento en el total de Ventas	Cuota de cada segmento de mercado sobre el total de Ventas
Generación Régimen Ordinario	33,6 %	86 %
Generación Régimen Especial	0,91 %	3,4 %
Importaciones	0,38 %	10,6 %
TOTAL	35 %	100 %

Fuente: CNE.

Cuadro 8.44

CUOTA DE MERCADO DE ENDESA COMO COMPRADOR EN CADA SEGMENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2005)		
	Cuota de Endesa por segmento en el total de Compras	Cuota de cada segmento de mercado sobre el total de Compras
Distribución	22,1 %	56,8 %
Comercialización	14,0 %	39,0 %
Exportaciones	1,2 %	4,1 %
TOTAL	37 %	100 %

Fuente: CNE.

Cuadro 8.45

CUOTAS DE MERCADO DE ENDESA EN CADA SEGMENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESUMEN (2005)		
VENTAS	Generación Régimen Ordinario	39,1 %
	Generación Régimen Especial	8,6 %
	Importaciones	11,1 %
COMPRAS	Distribución	38,9 %
	Comercialización	35,8 %
	Exportaciones	28,3 %

Fuente: CNE.

Cuadro 8.46

NÚMERO TOTAL DE CONSUMIDORES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENDESA (31 de diciembre de 2005)			
	Zona Peninsular	Islas Baleares y Canarias	TOTAL
Consumidores en tarifa regulada	8.128.159	1.600.045	9.728.205
Consumidores en mercado libre Con Endesa Energía	901.181	54.925	956.106
Consumidores en mercado libre con otras comercializadoras	284.568	6.065	290.633
TOTAL Consumidores zona Endesa	9.313.908	1.661.036	10.974.944

Fuente: CNE.

Cuadro 8.47

GRADO DE FIDELIZACIÓN DE CONSUMIDORES DE ENDESA (31 de diciembre de 2005)			
	Zona Peninsular	Islas Baleares y Canarias	TOTAL
Grandes Consumidores (Tipos 1 y 2)	82 %	98 %	84 %
Consumidores Medios (Tipos 3 y 4)	76 %	83 %	77 %
Consumidores Domésticos (Tipo 5)	76 %	91 %	77 %
TOTAL	76 %	90 %	77 %

Fuente: CNE.

8.12. LA RESPUESTA DEL GOBIERNO ESPAÑOL ANTE LA OPA DE E.ON SOBRE ENDESA: MODIFICACIÓN DE LA FUNCIÓN DECIMOCUARTA DE LA DISPOSICIÓN ADICIONAL UNDÉCIMA, TERCERO.1, DE LA LEY 34/1998, DE 7 DE OCTUBRE, DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.

El Gobierno español, tras ser informado de la operación por la canciller alemana *Angela Merkel*, unas horas antes de que E.ON lo hiciera a la CNMV de su intención de adquirir la primera compañía eléctrica española, expresó su desacuerdo ya que su intención no era otra que la de crear un gran grupo energético español con Gas Natural y Endesa. La operación debe ser enjuiciada de acuerdo con los objetivos y principios que inspiran la regulación, que son la seguridad, garantía, calidad y eficiencia del suministro energético en el mercado nacional.

Los recursos legales con los que cuenta el Gobierno para analizar, informar y, en su caso, oponerse a la adquisición de Endesa por E.ON son:

- ❖ Recurrir a la función Decimocuarta de la Comisión Nacional de la Energía⁵¹⁰, regulada en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y modificada, por vía de urgencia, tras la OPA de E.ON por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, que refuerza los poderes del organismo regulador al condicionar a la autorización de la CNE la toma de participaciones por sociedades con actividades reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. No establece la misma previsión cuando la sociedad objeto de la participación realiza actividades reguladas pero no la sociedad que pretende dicha participación, o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.

La autorización será igualmente requerida cuando se pretenda la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social, realizada por cualquier sujeto en una sociedad que, por sí o por medio de otras que pertenezcan a su grupo de sociedades, desarrolle alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior. La misma autorización se requerirá cuando se adquieran directamente los activos precisos para desarrollar las citadas actividades.

Las autorizaciones definidas en los dos párrafos anteriores podrán ser denegadas o sometidas a condiciones por la CNE por cualquiera de las siguientes causas:

⁵¹⁰ Esta función otorga a la CNE una potestad que la Ley configura en términos restrictivos: *Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley.*

- La existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades mencionadas.
- La protección del interés general en el sector energético y, en particular, la garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial, con especial afección a activos considerados estratégicos, como las centrales térmicas nucleares y las centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, etc.
- La posibilidad de que la entidad que realice las actividades mencionadas en los dos primeros párrafos quede expuesta a no poder desarrollarlas con garantías como consecuencia de cualesquiera otras actividades desarrolladas por la entidad adquirente o por la adquirida.
- Cualquier otra causa de seguridad pública y calidad, entendidas como la disponibilidad física ininterrumpida de los productos o servicios en el mercado a precios razonables en el corto o largo plazo para todos los usuarios, con independencia de su localización geográfica y frente al riesgo de una inversión o de un mantenimiento insuficiente en infraestructuras que no permitan asegurar, de forma continuada, un conjunto mínimo de servicios exigibles para la garantía de suministro.

La autorización de la CNE deberá ser solicitada antes de la adquisición de forma que dicha adquisición solo será válida una vez obtenida la autorización. En el caso de que la adquisición se produzca por medio de una OPA, el adquirente deberá obtener dicha autorización con carácter previo a la autorización de la oferta conforme a la normativa del mercado de valores.

Lo establecido por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, se aplicará a todas las operaciones de adquisición que se encuentren pendientes de ejecución a la entrada en vigor de la misma (como es el caso de la OPA de E.ON), salvo que con anterioridad ya hubieran obtenido la autorización de la CNE (como es el caso de la OPA de Gas Natural), en el ejercicio de la Función Decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Con la modificación de la función Decimocuarta de la CNE, el Gobierno reconoce, dadas las tendencias de concentración empresarial en los mercados energéticos mundiales y europeos, que la filosofía en cuanto a la competencia de la CNE frente a la OPA de E.ON sobre Endesa es, por un lado, "asimétrica" pues no somete a simétrica consideración las operaciones cualquiera que sea el agente promotor de las mismas y, por otro lado, es insuficiente al no contemplar todos los intereses cuya protección por los poderes públicos parece conveniente.

Es decir, la legislación permite al regulador pronunciarse en operaciones de pequeñas empresas españolas, garantizando que las operaciones no afecten al transporte y a la distribución de energía y lo impide en las grandes operaciones como la de E.ON. De ahí, la necesidad de haber reforzado la funciones de la CNE para que pueda examinar operaciones que pongan en riesgo los principios de

“garantía y seguridad de suministro” e “interés general”, al no resultar, conforme a la legislación hasta ahora vigente, examinar en todos los supuestos la adquisición del control de unas empresas por otras, en la medida que afecten a intereses generales de la política energética española y a la seguridad pública.

La función Decimocuarta de la CNE señala como competencia del organismo regulador autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades reguladas en la Ley de Hidrocarburos de 1998, pudiendo por estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones.

Tal y como estaba redactada la disposición, era más que difícil que la vigilancia del regulador español pueda extenderse a una entidad mercantil, nacional o extranjera, no regulada que adquiera a otra nacional regulada. De ahí que el Gobierno español deseaba asegurarse que la CNE tuviera competencia de actuación en la OPA de E.ON sobre Endesa, con la idea de garantizar que las actividades reguladas, transporte y distribución de energía, se mantienen acordes al crecimiento de la demanda nacional de energía y con las inversiones necesarias para disponer de un sistema energético eficiente.

A partir de ahora la CNE podrá analizar operaciones que afectan a actividades reguladas, transporte y distribución de energía, cualquiera que sea el promotor de la iniciativa que afecten a intereses públicos protegibles. Hasta ahora la CNE sólo podía intervenir si Iberdrola, por ejemplo, compraba Zara (Inditex). No podía intervenir si era Zara la que compraba Iberdrola. Ahora podrá intervenir en los dos casos y aunque se trate de una empresa extranjera, como es el caso de E.ON.

La CNE, por la función Decimocuarta, autorizó la OPA de Gas Natural sobre Endesa al entender que no afectaba a la garantía de buen funcionamiento del transporte y la distribución. E.ON tendrá que presentar su oferta sobre Endesa ante la CNE, esperar que el regulador la examine y autorice y posteriormente presentarla a la CNMV.

- ❖ El Gobierno podría recurrir a la Ley 55/99 que impediría la entrada en sectores estratégicos, como la energía, de empresas extranjeras con capital público. Aunque E.ON tenga sólo un 2,5 por ciento de participación pública en su accionariado del Estado de Baviera, el Gobierno español podría analizar si la compañía mantiene contratos, convenios o acuerdos con entidades y organismos públicos para invocar la *acción de oro*⁵¹¹ energética, que otorga al Gobierno el derecho a vetar la compra de empresas que fueron privatizadas a partir de 1995. En el año 2003, el Tribunal Europeo de Luxemburgo falló en contra de este mecanismo, que aún está en vigor en Endesa hasta junio de

⁵¹¹ Fuentes jurídicas próximas a la operación consideran que recurrir a esta fórmula sería contravenir el Derecho comunitario ya que el ejercicio de la acción de oro está cuestionado por Bruselas.

2007. El Parlamento español está tramitando la derogación de la *acción de oro*, aunque formalmente aún podría ser invocada legalmente.

- ❖ El Gobierno aprobó, así mismo por vía de urgencia, medidas regulatorias con carácter defensivo con el fin de entorpecer la entrada de la empresa alemana E.ON en el sector energético. Tales medidas regulatorias contenidas en el Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, vienen a modificar la regulación del mercado mayorista de electricidad para evitar la manipulación continuada de los precios, prohibiendo que empresas del mismo grupo eléctrico se compren y vendan electricidad entre sí en el mercado mayorista, donde se casa la oferta y la demanda de electricidad. Si lo hacen, el precio máximo que podrán aplicar en las transacciones será de 42,3 euros por MWh.

En la práctica, el Gobierno intenta que venda electricidad en el mercado la empresa que le sobre y que compre aquella que le falte, eliminando la posibilidad de manipulación continuada con el objeto de elevar el precio de forma ficticia. También, con la reforma del mercado mayorista el Gobierno espera contener el déficit⁵¹² tarifario, la diferencia entre lo que cuesta producir electricidad y lo que las compañías ingresan por tarifas⁵¹³, reconocido por Ley a las compañías y que alcanza 3.581 millones sólo en 2005, que habrá que compensar en 10 años, y para 2006 su cálculo estimado fue de 5.000 millones de euros.

Con el fin de que los costes del sistema disminuyan y en consecuencia lo hagan los precios del kilowatio en el mercado mayorista, el Gobierno exige a las empresas a través del Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, art. 2, que dejen de contabilizar como un coste los derechos de emisión de CO₂, más de 250 millones de toneladas en el sector eléctrico en tres años, que les fue asignada a las empresas de forma gratuita en 2004 en el Plan Nacional de Asignación de Emisiones para cumplir el Protocolo de *Kioto*, de lo contrario esos derechos acabarían siendo incorporados como costes de producción y por extensión encareciendo los precios en el mercado y contribuyendo así al déficit tarifario. Por esta vía de los derechos de emisión, las empresas y especialmente Endesa, con mayor número de centrales de carbón, pueden sufrir un recorte⁵¹⁴ de ingresos de unos 1.200 millones de euros.

- ❖ El Gobierno apela a que la Comisión Europea aplique el denominado *principio de reciprocidad* puesto que el Gobierno alemán, presidido por el canciller *Gerhard Schröder*, aprobó, en 2002, la compra de *Ruhrgas* por E.ON a pesar de la oposición del Tribunal de la Competencia alemán, e incluso el Ministerio de Economía y Tecnología blindó a E.ON ante posibles compras no deseadas *en el caso de que cualquier entidad adquiriese una mayoría de capital o de derechos de voto en E.ON, ésta quedará sujeta, cuando así lo requiera el Ministerio de Economía y Tecnología, a que las acciones de las que es titular directa o indirectamente en Ruhrgas sean enajenadas a un tercero, siempre*

⁵¹² Endesa recibe más del 40 por ciento del déficit reconocido, alrededor de 1.400 millones de euros en 2005 e Iberdrola alrededor de un tercio. El recorte supondrá para ambas empresas una importante merma de ingresos.

⁵¹³ El déficit no afecta de forma inmediata y directa a las tarifas que pagan los usuarios domésticos, pero es crucial para determinar la subida anual de la luz.

⁵¹⁴ De Nuevo la compañía más afectada será Endesa, al contar con más centrales de carbón.

que la entidad adquirente del control de E.ON dé motivos a estimar que los intereses de política energética de la República Federal de Alemania puedan quedar perjudicados. Añade, que el tercero que compre esos activos de gas deberá contar con la autorización expresa del Ministerio de Economía. Asimismo, y por los mismos motivos de “interés estratégico”, somete a autorización previa la venta de acciones de Ruhrgas a un tercero por E.ON.

El grupo E.ON quedó comprometido, además, a mantener sustancialmente *Ruhrgas* como la sociedad responsable de la importación, el transporte y el aprovisionamiento de gas. El acuerdo fija un periodo de vigencia de 10 años, hasta el 2012, aunque deja abierta la posibilidad de que se pueda extender la prórroga de las condiciones citadas.

Para el Gobierno español se trata de un blindaje en toda regla. La integración de *Ruhrgas* permitió que E.ON se convirtiera en el principal grupo energético europeo. En la actualidad, el gas supone las dos terceras partes de las ventas de la empresa, por lo que la obligación de desprenderse de la actividad del gas hace prácticamente imposible que otro grupo quiera adquirir E.ON. Se da así la paradoja de que E.ON no pueda ser comprada, pero sí pueda comprar. Una cuestión que pone en evidencia el *principio de reciprocidad*, que a juicio del Gobierno español debe ser estudiado por la Comisión Europea.

- ❖ El Ejecutivo español puede, además, recurrir a la Disposición Adicional 27 de la Ley de Acompañamiento del año 2000, que permite limitar al 3 por ciento los derechos políticos de una empresa extranjera bajo control público, cuando pretenda entrar en una compañía energética española. La participación del Estado de Baviera en E.ON es sólo del 2,5 por ciento pero el Gobierno alemán ejerce un control sobre E.ON a través de las condiciones que impuso con motivo de su fusión con *Ruhrgas*. La compañía de gas está blindada durante diez años, hasta 2012.

8.13. ALEGACIONES FORMULADAS POR E.ON EN EL TRÁMITE DE AUDIENCIA ANTE LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE).

8.13.1 ALEGACIONES FORMULADAS POR E.ON ANTE LA CNE.

Con fecha 25 de julio de 2006 E.ON presentó en el Registro de la CNE escrito por el que formula las siguientes alegaciones en trámite de audiencia, con la finalidad de que la CNE autorice la operación:

➤ Consideraciones generales acerca del Real Decreto Ley 4/2006:

E.ON considera los motivos de oposición a la aplicabilidad del citado Real Decreto aduciendo que el régimen de “acción de oro” ha sido definitivamente derogado por Ley 13/2006, de 26 de mayo, por lo que se produciría la derogación tácita del Real Decreto Ley 4/2006, por lo menos en lo que a Endesa se refiere, derogación que se produciría igualmente a tenor de lo dispuesto por el art. 2.2 del Código Civil.

Por otra parte, la interposición y admisión a trámite de un recurso de inconstitucionalidad contra el citado Real Decreto, llevaría, según E.ON a extremar las cautelas en su aplicación, ya que la norma podría ser definitivamente declarada inconstitucional. Además, se ha producido la aprobación por las autoridades comunitarias del procedimiento de concentración y se ha iniciado contra España un procedimiento de infracción comunitario por razón de la aprobación del Real Decreto Ley 4/2006.

De esta forma si el citado Real Decreto plantea numerosos problemas de adecuación a la Constitución Española, no menos problemas plantea respecto a su adecuación al Derecho comunitario, razón por la cual parece procedente evitar su aplicación a la operación planteada por E.ON sobre Endesa. Además, el hecho de que las autoridades comunitarias ya se haya pronunciado implica que, siendo la CNE un órgano destinado a supervisar la efectiva competencia en los mercados energéticos, las funciones encomendadas perderían en ese caso específico su razón de ser por ser ejercitadas por otro órgano competente para ello.

Por último y en cuanto a este alegato, E.ON insiste en la necesidad del respeto al principio de igualdad en la aplicación del Real Decreto Ley 4/2006.

➤ Criterios que deben aplicarse en el ejercicio de la Función 14ª:

E.ON considera que los criterios de aplicación de la nueva Función 14ª deberían ser los mismos que han guiado hasta ahora a la CNE a la hora de aplicar la antigua Función 14ª. E.ON alega que la CNE ha omitido dar satisfacción a la petición formulada por E.ON al amparo del artículo 35 g) de la Ley 30/1992 y expone a continuación los principios y criterios de decisión aplicados hasta la fecha por la CNE al amparo de la antigua Función 14ª, previa a su modificación por el Real Decreto Ley 4/2006, efectuando las valoraciones y extrayendo las conclusiones que a su juicio se derivan de los mismos.

- Las actividades y activos incluidos en la Función 14^a por el Real decreto Ley 4/2006:

Considera E.ON que también supone una ampliación de dicha Función por razón de las actividades incluidas en la misma. Señalando que la enumeración contenida en la norma transcrita debe entenderse con carácter de *numerus clausus*, ya que lo contrario sería una contravención manifiesta del principio de interpretación restrictiva de las normas limitadoras de derechos individuales.

- Diferencia entre la adquisición directa e indirecta de activos energéticos:

E.ON expone una serie de argumentos con objeto de demostrar que:

- a) Las normas vigentes en materia energética establecen unas protecciones específicas en relación con la operación y transferencia directa de activos,
 - b) Estas protecciones deben considerarse suficientes en relación con los referidos activos, y
 - c) Por ello, el cambio de control de las empresas titulares de los activos sólo debe ser prohibido o limitado cuando no haya otro medio posible de asegurar el buen uso de los activos energéticos en cuestión.
- Condiciones que puede imponer la CNE al amparo del Real Decreto Ley 4/2006:

En primer lugar, E.ON efectúa una serie de consideraciones generales en relación con la posibilidad de imponer condiciones, señalando que la CNE debería limitarse a aquellas que resultasen absolutamente imprescindibles para conseguir la efectiva tutela de los intereses que el Real Decreto Ley 4/2006 pretende proteger recayendo además sobre dicho organismo la carga de la prueba.

En segundo lugar, añade que resultaría absolutamente improcedente disfrazar un hipotético veto bajo la apariencia de unas condiciones que, en la práctica, resultarían inasumibles. Las condiciones deben tener en todo caso por finalidad posibilitar la operación planteada aunque sometiéndola a ciertas y determinadas cautelas.

En tercer lugar, las condiciones deben recaer sobre los activos y empresas sobre los cuales ejerce su competencia la CNE.

En cuarto lugar, las obligaciones impuestas deben ser susceptibles de comprobación y vigilancia por la propia autoridad que las impone.

En quinto lugar, las condiciones impuestas no pueden en ningún caso consistir en la desinversión de activos de Endesa, ni de ningún otro tipo, ya que las obligaciones de desinversión tienen por objetivo romper situaciones de concentración de activos en una misma empresa y que, por esa misma razón, son propias de los procedimientos de control de concentraciones.

Por último, E.ON efectúa una especial referencia a la obligación de desinversión, señalando que no es propia de este ámbito, sino del derecho de la competencia y que no es sino “una expropiación encubierta en la cual se obliga a alguien a desprenderse de su propiedad percibiendo por ello el precio correspondiente. Se trata en definitiva de una privación del derecho de propiedad consagrado en el artículo 33 de la Constitución”.

De todo ello deduce E.ON que sólo tendría sentido, siempre que se demostrase por la CNE que son estrictamente necesarias, las condiciones que:

- a) Recayesen sobre los activos de Endesa situados en el ámbito de la supervisión de la CNE, y
- b) No implicasen obligaciones de desinversión de los mismos.

Finalmente, E.ON alega una serie de especialidades inherentes al procedimiento de OPA que, a su juicio, llevan a que no puede tratarse de unas condiciones suspensivas cuyo cumplimiento dejen en suspenso de autorización concedida, ni menos aún el procedimiento de OPA en cuyo marco tal autorización haya sido solicitada. Se trata por el contrario de cargas modales impuestas al sujeto autorizado, a cuyo cumplimiento viene obligado una vez perfeccionada la adquisición.

➤ Alegaciones procedimentales:

E.ON reitera sus alegaciones efectuadas en el procedimiento, añadiendo nuevos argumentos. En concreto efectúa las siguientes alegaciones:

- a) Falta de respuesta a la solicitud de que no se aplicase el procedimiento previsto en el Real Decreto Ley 4/2006 a la oferta formulada por E.ON, del derecho a obtener información y orientación acerca de los requisitos jurídicos o técnicos que las disposiciones vigentes impongan a los proyectos, actuaciones o solicitudes que se propongan realizar.
- b) Del derecho a identificar a las autoridades y al personal al servicio de las Administraciones Públicas bajo cuya autoridad se tramiten los procedimientos.
- c) Del derecho de E.ON a que el procedimiento sea únicamente tramitado y analizado por personal al servicio de la CNE por medio de relación estatutaria o laboral.
- d) Del derecho de E.ON a formular alegaciones antes de que la CNE admitiese a otros hipotéticos interesados en el presente procedimiento.
- e) Del derecho de E.ON a obtener la información completa a que estaba obligada en el trámite de audiencia.
- f) Del derecho a no presentar documentos no exigibles por las normas aplicables al procedimiento de que se trate o que ya se encuentren en poder de la Administración actuante.

- g) De la obligación de la CNE a asignar un número o clave que identificase el expediente de E.ON, debiendo dicho número o clave incluirse en todos los documentos que obrasen en el expediente.
- h) Del derecho de E.ON a un trámite de audiencia de quince días.
- i) De la indebida admisión al procedimiento de terceros ya que el procedimiento tramitado ante la CNE en ningún caso puede afectar a los derechos de terceros.
- j) De las indebidas dilaciones en el procedimiento.
- k) De la aceptación de su solicitud por el transcurso del plazo máximo para resolver.

➤ Resoluciones previas de la CNE acerca de las adquisiciones internacionales:

Expone E.ON los precedentes habidos en la CNE respecto de las operaciones realizadas por empresas extranjeras en España y viceversa, destacando que el objetivo de las mismas en la CNE fue, a su juicio, evitar el posible entorpecimiento que dichas operaciones podrían suponer para la apertura del sistema eléctrico español pero nunca tratar de levantar barreras de protección de los activos energéticos situados en España.

➤ Recapitulación de la operación:

E.ON efectúa un resumen de la operación propuesta, destacando los aspectos que deben ser tenidos en cuenta por la CNE. Hace referencia a la solvencia financiera de la sociedad basada en la relación de la deuda con *free cash-flow*, la certificación dada por las compañías de *rating*, así como la experiencia técnica de E.ON y los compromisos que está dispuesto a asumir de tipo corporativo, financieros y de inversión. Finalmente, efectúa una comparativa de la operación propuesta con la de Gas Natural.

➤ Recapitulación de las posibles causas de denegación:

E.ON analiza la especial situación de los mercados energéticos españoles, los activos estratégicos, reiterando las alegaciones efectuadas en su escrito de 19 de abril y haciendo especial referencia a las circunstancias por las que estima que E.ON no está sometida a unos riesgos específicos que deban hacer temer porque aquellos pudieran recaer en Endesa, especialmente por lo que se refiere a la situación de *Rhurgas*.

➤ Contestación a las alegaciones de las otras partes:

E.ON, respecto de las alegaciones de Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, manifiesta que la titularidad de participaciones accionariales de la sociedad titular de activos resulta irrelevante a los efectos de garantizar los fines que le son propios a la regulación sectorial, por lo que carecen de relevancia

las alegaciones de las citadas sociedades en este sentido, ya que no se produciría alteración de la gestión de los activos compartidos.

8.13.2 ALEGACIONES FORMULADAS POR ENDESA ANTE LA CNE.

Con fecha 26 de julio de 2006 Endesa presentó en el Registro de la CNE escrito por el que formula las siguientes alegaciones en trámite de audiencia, con la finalidad de que la CNE autorice la operación:

➤ Preliminar:

Endesa expone los motivos por los que estima que no debería resultar de aplicación la Función 14^a en su nueva redacción dada por el Real Decreto Ley 4/2006.

➤ Improcedencia de denegación o sometimiento a condiciones de la operación al amparo del apartado 2 a) de la Función 14^a:

Endesa considera que E.ON cumple todos los criterios expresados por la CNE en anteriores resoluciones –mantenimiento del plan de inversiones, criterio de que no deben emplearse los ingresos de actividades reguladas para financiar la operación, criterio del *rating* y la solvencia del nuevo grupo y criterio del riesgo en un desarrollo no homogéneo en la expansión de redes- por lo que no podrían derivarse riesgos significativos ni efectos negativos, directos o indirectos para las actividades reguladas o para las actividades sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

➤ Improcedencia de denegación o sometimiento a condiciones de operación al amparo del apartado 2 b) de la Función 14^a:

Endesa define, en primer lugar el concepto de interés general a partir de las Directivas del Mercado Interior del Gas y la Electricidad, la Exposición de Motivos de la Ley del Sector Eléctrico y de la Ley del Sector de Hidrocarburos, así como diversos artículos de las mismas, para concluir que el interés general se identifica con seguridad de suministro. Por tanto, para denegar o autorizar sometido a condiciones debe existir una amenaza real o grave para el suministro, lo que no sucede en el presente supuesto.

➤ Improcedencia de denegación o sometimiento a condiciones de la operación al amparo del apartado 2 c) de la Función 14^a:

Entiende Endesa subsumida esta causa de denegación en la causa a). No obstante, estima que no puede considerarse que las actividades desarrolladas por la adquirente puedan afectar negativamente al correcto desenvolvimiento de las actividades de Endesa. Señala, en este sentido, la toma de participación de ACS en Unión Fenosa, para poner de manifiesto que si, en ese caso, de que una empresa dedicada a actividades fuera del sector energético tomaba el control de otra que sí las realiza no se planteaba una negativa afectación al sector, menos debiera plantearse en este supuesto.

- Improcedencia de denegación o sometimiento a condiciones de la operación al amparo del apartado 2 d) de la Función 14ª:

Endesa considera que un mero cambio en el accionariado no puede afectar a la seguridad de suministro, seguridad que está, a su juicio, protegida por el marco normativo vigente.

- Improcedencia de denegación o sometimiento a condiciones de la operación por la nacionalidad del solicitante:

En este caso, por resultar contraria al derecho comunitario. Se cita, a estos efectos, el caso *Champalimaud*. Por otra parte, señala que si la resolución condicionase la operación o denegase por esta causa, carecería de sentido pues ya en la actualidad la mayoría del capital de Endesa es de titularidad extranjera. Circunstancia que concurre en el caso de otras sociedades: Repsol YPF o Hidrocarbónica.

- Improcedencia de sometimiento a condiciones de desinversión a la operación:

Al estimar que la obligación de desinversión no se justifica por ninguna de las causas enumeradas con carácter exhaustivo en la Función 14ª.

8.14. LA TRAMITACIÓN DE LA OPERACIÓN DE OPA DE E.ON SOBRE ENDESA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE).

8.14.1. FUNDAMENTOS DE DERECHO:

8.14.1.1. Competencia de la Comisión Nacional de la Energía.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1, función decimocuarta de la Ley del Sector de Hidrocarburos, en la redacción dada a la misma por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, atribuye a este organismo regulador la siguiente función:

1. Autorizar la adquisición de participaciones realizada por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.

La autorización será igualmente requerida cuando se pretenda la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social o cualquier otro que conceda influencia significativa, realizada por cualquier sujeto en una sociedad que, por sí o por medio de otras que pertenezcan a su grupo de sociedades, desarrolle alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior de este apartado 1. La misma autorización se requerirá cuando se adquieran directamente los activos precisos para desarrollar las citadas actividades.

2. Las autorizaciones definidas en los dos párrafos del apartado 1 anterior podrán ser denegadas o sometidas a condiciones por cualquiera de las siguientes causas:

- a) La existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades contempladas en el apartado 1 anterior.*
- b) Protección del interés general en el sector energético y, en particular, la garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial, con especial afección a activos considerados estratégicos. Tendrán la consideración de activos estratégicos para el suministro energético aquellos que puedan afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad. A estos efectos, se definen como estratégicos los siguientes activos:*
 - Las instalaciones incluidas en la red básica de gas natural definida en el art. 59 de la presente ley.*

- *Los gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.*
 - *Las instalaciones de transporte de energía eléctrica definidas en el art. 35 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*
 - *Las instalaciones de producción, transporte y distribución de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*
 - *Las centrales térmicas nucleares y las centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional.*
- c) *La posibilidad de que la entidad que realice las actividades mencionadas en el apartado 1 anterior de esta función decimocuarta quede expuesta a no poder desarrollarlas con garantías como consecuencia de cualesquiera otras actividades desarrolladas por la entidad adquirente o por la adquirida.*
- d) *Cualquier otra causa de seguridad pública y en particular:*
1. *La seguridad y calidad del suministro entendidas como la disponibilidad física ininterrumpida de los productos o servicios en el mercado a precios razonables en el corto o largo plazo para todos los usuarios, con independencia de su localización geográfica; así como:*
 2. *La seguridad frente al riesgo de una inversión o de un mantenimiento insuficientes en infraestructuras que no permitan asegurar, de forma continuada, un conjunto mínimo de servicios exigibles para la garantía de suministro.*
 3. *La autorización de la CNE deberá ser solicitada antes de la adquisición, de forma que dicha adquisición solo será válida una vez obtenida la autorización. En el caso de que la adquisición se produzca por medio de una OPA, el adquirente deberá obtener dicha autorización con carácter previo a la autorización de la oferta conforme a la normativa del mercado de valores. (...)*

En el presente procedimiento, la necesidad de autorización previa por parte de la CNE de la toma de participación que resulte de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV se fundamenta en el segundo de los supuestos previstos en la citada norma, al ser E.ON una sociedad que no desarrolla actividades reguladas ni actividades sujetas a intervención administrativa que implique una relación de especial sujeción.

La autorización resulta preceptiva al pretender E.ON la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social de Endesa, S.A., sociedad que, por medio de otras que pertenecen a su grupo de sociedades, desarrolla alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior.

La CNE considera que debe ponerse de manifiesto que la citada operación se encontraba, a la entrada en vigor del Real Decreto Ley 4/2006, pendiente de

ejecución, por lo que a la misma le resulta de aplicación lo dispuesto en la citada norma, en virtud de lo establecido en la Disposición Transitoria Única del Real Decreto Ley 4/2006.

La CNE, según lo establecido por el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, dispone de un plazo máximo de un mes para dictar la resolución que proceda, transcurrido dicho plazo sin que la CNE haya emitido Resolución expresa, se entenderá concedida la autorización.

También el citado artículo establece en su apartado tercero la obligación de la CNE de comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la resolución que recaiga.

De conformidad con el art. 19 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, es al Consejo de Administración a quien corresponde el ejercicio de todas las funciones que legalmente tiene atribuidas la CNE y, en consecuencia, la tramitación y resolución del procedimiento de referencia.

Finalmente, cabe señalar que en la tramitación del citado procedimiento resultan de aplicación las disposiciones contenidas en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Undécima, Primero. 2 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

8.14.1.2. Principios generales para la aplicación de la Función 14ª.

La CNE, previa a la tarea del análisis que comporta la aplicación de la función decimocuarta, procede a realizar unas consideraciones previas sobre el alcance de la nueva redacción dada a dicha función a través del Real Decreto Ley 4/2006, ya que la nueva redacción ha sido objeto de alegaciones por parte de E.ON., que señala que *la causa de denegación de la autorización con base en la seguridad pública, tal como está redactada en el Real Decreto Ley 4/2006, provoca, en los términos señalados por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE):*

- *Una vulneración a la libre circulación de capitales,*
- *Una inadmisibile inseguridad jurídica, y*
- *Su aplicación no puede ser sino arbitraria, pues el grado de discrecionalidad es excesivamente amplio.*

La CNE se limita a aclarar que no le corresponde entrar a valorar la nueva redacción de la función decimocuarta ni su compatibilidad con el derecho comunitario de acuerdo con la jurisprudencia del Tribunal de Luxemburgo, pues, en tanto Administración Pública está sujeta al “principio de legalidad”⁵¹⁵ y tiene la obligación, de acuerdo con lo establecido en el art. 103.1 de la Constitución

⁵¹⁵ Consagrado en el artículo 9.3 de la Constitución Española.

Española, de sometimiento pleno a la Ley y al Derecho, debiendo en consecuencia resolver el presente procedimiento, en cumplimiento de la obligación de resolver que le impone el artículo 89 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y de Procedimiento Administrativo Común, con arreglo a la nueva redacción de la función decimocuarta aprobada por el Real Decreto Ley 4/2006.

La CNE añade que el respeto con el que tiene que aplicar el principio de legalidad en el ejercicio de la función decimocuarta exige tener en cuenta que el ordenamiento jurídico comunitario, formado por todo su derecho originario y derivado, forma parte igualmente del ordenamiento jurídico español y se integra en éste a través de aquellas disposiciones que gozan de efecto directo⁵¹⁶ o a través de los mecanismos que el propio ordenamiento jurídico prevé para las normas que carecen de dicho efecto.

A estos efectos, uno de los principios esenciales que ordenan la relación entre ambos ordenamientos jurídicos, comunitario y nacional, viene dado por el “principio de primacía” del ordenamiento comunitario sobre las disposiciones de derecho nacional que sean contrarias a él, que supone que el juez nacional está obligado a dejar de aplicar la norma española contraria al ordenamiento jurídico comunitario. También el “principio de primacía” obliga a la Administración Pública a aplicar el ordenamiento jurídico comunitario y, sobre todo, a dejar de aplicar la norma española reconocida como incompatible con el Tratado y a adoptar todas las medidas necesarias para facilitar la eficacia plena del derecho comunitario.

Sin embargo, la CNE considera que en el presente procedimiento no tiene por qué existir contradicción alguna entre el ordenamiento jurídico comunitario y la norma española siempre que la aplicación de la norma española por la CNE atienda a una de las vertientes del principio de primacía que acaba de enunciarse de manera general, consistente en la necesidad de interpretación conforme al ordenamiento comunitario de la norma nacional. La cuestión sobre cuál es el modo de aplicar la norma española conforme al ordenamiento jurídico comunitario viene respondida por los principios que ofrece en esta precisa materia la propia jurisprudencia del Tribunal de Luxemburgo que en varios asuntos en los que se enjuiciaba la compatibilidad de los regímenes jurídicos nacionales de la acción de oro en los Estados de Bélgica (sentencia de 6 de junio de 2002 en el asunto C-503/99, Comisión contra el Reino de Bélgica), Portugal (sentencia de 4 de junio de 2002 en el asunto C-367/98, Comisión contra República Portuguesa), Francia (sentencia de 4 de junio de 2002, en el asunto C-483/99, Comisión contra la República Francesa), España (sentencia de 13 de mayo de 2003, en el asunto C-463/00, Comisión contra España) y Reino Unido (sentencia de 13 de mayo de 2003 en el asunto C-98/01, Comisión contra Reino Unido), ha delimitado con claridad las excepciones que justificarían la restricción del principio fundamental consagrado en el artículo 56 del Tratado de Roma sobre libre circulación de capitales. Así, por ejemplo, en su sentencia de 13 de mayo de 2003, en el asunto Comisión Europea contra España relativo al régimen de autorización administrativa a las empresas privatizadas (*golden share*), en los párrafos 71 y siguientes señala:

⁵¹⁶ Determinados preceptos del Tratado, Reglamentos, Decisiones, etc.

71. *En cuanto a las otras tres entidades de que se trata, que operan en los sectores del petróleo, las telecomunicaciones y la electricidad (Endesa), no puede negarse que el objetivo de garantizar, en caso de crisis, la seguridad del abastecimiento de tales productos o la prestación de tales servicios en el territorio del Estado miembro en cuestión puede constituir una razón de seguridad pública, de modo que puede eventualmente justificar un obstáculo a la libre circulación de capitales.*

72. *No obstante, el Tribunal de Justicia ha declarado también que las exigencias impuestas por la seguridad pública deben, por constituir una excepción al principio fundamental de libre circulación de capitales, interpretarse en sentido estricto, de manera que cada Estado miembro no pueda determinar unilateralmente su alcance sin control por parte de las instituciones de la Comunidad. Por tanto, la seguridad pública sólo puede invocarse en caso de que exista una amenaza real y suficientemente grave que afecte a un interés fundamental de la sociedad).*

Para la CNE la rotundidad de esta sentencia y su íntima relación con el objeto de la resolución de la operación de adquisición de E.ON sobre Endesa determina que sólo si tal operación de adquisición supusiera una amenaza real y suficientemente grave que afectara a un interés fundamental de la sociedad podría invocarse la seguridad pública para restringir la libre circulación de capitales.

De las citadas sentencias del Tribunal de Luxemburgo en materia de regímenes nacionales sobre acciones de oro pueden extraerse tres principios fundamentales que las normas limitativas de la libre circulación de capitales deben respetar:

- Principio de no discriminación.
- Principio de no discrecionalidad.
- Principio de proporcionalidad.

Además, el Tribunal ha establecido que un sistema de control *a posteriori* se acomoda mejor al derecho comunitario que un sistema de autorización previa a la operación de adquisición de los capitales. La trascendencia del “principio de proporcionalidad” se expresa por el Tribunal en su sentencia de 4 de junio de 2002 en el asunto C-503/99, Comisión contra Reino de Bélgica, en su párrafo 45, en el que se señala que *para que* pueda justificarse de esta manera, la normativa nacional en cuestión debe ser adecuada para garantizar la realización del objetivo que persigue y no ir más allá de lo necesario para alcanzarlo, a fin de respetar el criterio de proporcionalidad.

La CNE considera que estos principios esenciales, aunque enunciados por el Tribunal respecto de la compatibilidad o no de las propias normativas nacionales, despliegan aquí toda su virtualidad en cuanto a la aplicación de la función decimocuarta. Dicha aplicación debe evitar constituirse en un medio de discriminación encubierta por razón de nacionalidad. La CNE, igualmente, considera que su resolución debe tener en cuenta el “principio de

proporcionalidad”, que comporta que entre varias decisiones alternativas debe elegirse la menos onerosa para alcanzar la misma finalidad, e impide asimismo la invocación genérica del interés general, si tal invocación no se concreta en la existencia de una amenaza real y suficientemente grave para la seguridad pública y, en concreto para la seguridad de suministro.

La CNE estima que de la aplicación de estos principios a la función decimocuarta se concluye que el análisis de los riesgos y causas recogidas en las letras b) a d) del apartado 2⁵¹⁷ debe reconducirse en lo esencial al tipo de análisis de la cláusula general y residual contenida en la d), que se refiere a la seguridad pública, como justificación excepcional a la efectividad de la libertad fundamental de capitales, de manera que las cláusulas b) y c) no podrán proporcionar razones autónomas desvinculadas de dicha justificación, haciendo notar que tanto la b) como la c) conducen finalmente al objetivo de la protección de la garantía de suministro.

El análisis de la causa a)⁵¹⁸, que se encuentra entre las causas que habilitan a la CNE bien a la denegación de la autorización o bien a su condicionamiento, exige que la CNE examine si la adquisición de Endesa por E.ON implicaría riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas y de sujeción especial de Endesa. Se trata de un criterio muy amplio, originalmente el único explicitado en la redacción de la función decimocuarta anterior al Real Decreto Ley 4/2006, que la CNE aplicó en anteriores resoluciones⁵¹⁹ mediante dos tipos de valoraciones:

- Análisis de la viabilidad económico-financiera de la empresa adquirente y de su capacidad para realizar la adquisición planteada sin afectar negativamente el patrimonio de las actividades reguladas.
- Análisis técnico de impacto de la operación sobre el nivel futuro de inversiones en actividades reguladas.

8.14.1.3. La noción de “interés general”.

La noción de “interés general” constituye un concepto jurídico indeterminado al que se refiere en multitud de ocasiones el ordenamiento jurídico como un principio rector de la actividad de los poderes públicos. En ocasiones, es la propia normativa la que delimita y concreta qué debe entenderse por interés general o qué actuaciones específicas merecen tal consideración.

En el caso que nos ocupa, la función decimocuarta circunscribe el ámbito de protección del interés general a “el sector energético”. Concretamente la

⁵¹⁷ El apartado 2 de la redacción de la función decimocuarta señala que: *Las autorizaciones definidas en los dos párrafos del apartado 1 anterior podrán ser denegadas o sometidas a condiciones por... una serie de causas que recoge en las letras a) a d) siguientes.*

⁵¹⁸ En la letra a) se refiere a la *existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades contempladas en el apartado 1 anterior.*

⁵¹⁹ Resolución de 5 de junio de 2002 por la que no se autoriza a REE a acometer ciertas inversiones en Iberoamérica, Resolución de 30 de abril de 2003 por la que no se autoriza la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola y Resolución de 8 de noviembre de 2005 por la que se autoriza la OPA de Gas Natural sobre Endesa.

Disposición Adicional Undécima, Tercer, 1 función decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos señala *la protección del interés general en el sector energético y, en particular, la garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial, con especial afección a activos considerados estratégicos. Tendrán la consideración de activos estratégicos para el suministro eléctrico aquellos que puedan afectar la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad (...).*

La citada Ley 34/1998 en la Exposición de Motivos mantiene, para las actividades reguladas en la misma, la consideración de "actividades de interés general" que ya recogía la Ley 34/1992, de 22 de diciembre de Ordenación del Sector Petrolero, que aludía al concepto de "interés público concretado en el adecuado suministro de productos petrolíferos necesarios para el abastecimiento del país".

Más concretamente, el art. 2 de la Ley 34/1998 reitera la consideración de actividades de interés económico general respecto de las reguladas en los títulos III y IV, las cuales *se ejercerán garantizando el suministro de productos petrolíferos y de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional*, atribuyendo a las Administraciones Públicas respecto de dichas actividades, las facultades previstas en la citada Ley.

La Disposición Adicional vigésimotercera de la Ley alude también a la noción de interés general para impedir que, sobre la zona de distribución de gas natural de una autorización administrativa, puedan concederse nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución, *debiendo cumplir las obligaciones de servicio de interés general y extensión de las redes, impuestas en la legislación y en la propia autorización administrativa.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre no menciona la noción de interés general, pero declara expresamente que: *El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria.*

Por tanto, de lo anterior, se desprende que el concepto de interés general en los sectores energéticos puede identificarse con la garantía del suministro o abastecimiento de los productos energéticos. Es más, cuando la propia disposición decimocuarta de la Disposición Transitoria Undécima, Tercero, 1 define lo que considera como activos estratégicos, lo hace diciendo que: *Tendrán la consideración de activos estratégicos para el suministro energético aquellos que puedan afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad.*

Desde el punto de vista del derecho comunitario, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas ha reconocido que la seguridad en el abastecimiento de productos energéticos constituye una razón imperiosa de interés general. Así lo avalan la Sentencia de 27 de abril de 1994, Caso *Almelo* (C-393/92, Rec. pág. I-1477), apartados 46 a 50, respecto al suministro eléctrico y la Sentencia de 10

de julio de 1984, Caso *Campus Oil* y otros (72/83, Rec. Pág. 2727), apartado 34, respecto a los productos petrolíferos.

Más recientemente, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas ha venido a ratificar esa consideración en la Sentencia de 6 de junio de 2002, Caso Comisión contra Bélgica (C 503/1999): 46. *En el caso de autos, no puede negarse que el objetivo perseguido por la normativa controvertida, a saber, garantizar la seguridad del abastecimiento energético en caso de crisis, responde a un interés público legítimo. En efecto, el Tribunal de Justicia ya ha reconocido, entre las razones de seguridad pública que pueden justificar un obstáculo a la libre circulación de mercancías, el objetivo que consiste en garantizar, en todo momento, un abastecimiento mínimo de productos petrolíferos (Sentencia Campus Oil y otros, apartados 34 y 35). El mismo razonamiento puede aplicarse a los obstáculos a la libre circulación de capitales, en la medida en que la seguridad pública figura igualmente entre las justificaciones enumeradas en el artículo 73 D, apartado 1, letra b), del Tratado (LCEur 1986\8.*

Sobre esta materia, también la Sentencia del Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas de 17 de junio de 1998 (T 174/95, *Svenska Journalist Forbundet* contra Consejo) señala que: *La jurisprudencia del Tribunal de Justicia revela que el concepto de seguridad pública no tiene un único significado. Este concepto se refiere tanto a la seguridad interior de un Estado miembro como a su seguridad exterior (Sentencia del Tribunal de Justicia de 17 de octubre de 1995), Werner, C-70/94, p. I-3189, apartado 25), así como a la interrupción del abastecimiento de productos esenciales, como los productos petrolíferos y los riesgos que de ello resultan para la existencia de un Estado (Sentencia del Tribunal de Justicia de 10 de julio de 1984, Campus Oil y otros, 72/83, Rec. P. 2727, apartado 34).*

Además, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 13 de diciembre de 1990 (C 347/88, Comisión contra Grecia) señala: *La finalidad de asegurar en todo momento un abastecimiento mínimo en productos derivados del petróleo puede constituir un objetivo amparado en el concepto de seguridad pública en el sentido del art. 36 del Tratado CEE. Sin embargo, las medidas adoptadas con arreglo al art. 36 sólo pueden estar justificadas si son necesarias para conseguir el objetivo de este artículo y si dicho objetivo no puede conseguirse mediante medidas que sean menos restrictivas para los intercambios comunitarios.*

Uno de los objetivos expresamente perseguidos por las Directivas Comunitarias es la seguridad en el abastecimiento de productos energéticos. Así, en la Exposición de Motivos de la Directiva 2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece: Considerando 26: *El cumplimiento de los requisitos de servicio público es una exigencia fundamental de la presente Directiva, y es importante que en ella se especifiquen normas mínimas comunes, respetadas por todos los Estados miembros, que tengan en cuenta los objetivos comunes de protección, seguridad del suministro, protección del medio ambiente y niveles equivalentes de competencia en todos los Estados miembros. Es importante que los requisitos de servicio público puedan interpretarse en el ámbito*

nacional, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales y dentro del respeto del Derecho comunitario.

Además, la citada Directiva 2003/54/CE en el art. 3.2 respecto a la seguridad del suministro señala que: *Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, y en particular de su artículo 86, los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Unión Europea el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. En relación con la seguridad del suministro, la eficiencia energética la gestión de la demanda, y con miras al cumplimiento de objetivos medioambientales, mencionados en el presente apartado, los Estados miembros podrán establecer una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros quieran acceder a la red.*

En cuanto a la supervisión de la seguridad del suministro la citada Directiva 2003/54/CE en su art. 4 indica que: *Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta tarea a las autoridades reguladoras contempladas en el apartado 1 del art. 23. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, antes del 31 de julio a más tardar, las autoridades competentes, publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados y lo presentarán sin demora a la Comisión.*

En parecidos términos se pronuncian el Considerando 27 y los arts. 3.2 y 5, respectivamente, de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Además, la Directiva 2004/67/CE, de 26 de abril, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas natural y la Directiva 2005/89/CE, de 18 de enero, por la que se establecen medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructuras, instituyen un marco en el cual los Estados miembros deben formular políticas de seguridad de suministro, transparentes, estables y no discriminatorias compatibles con los requisitos del mercado interior de electricidad y gas.

En el Derecho español, en orden a la seguridad del suministro y la garantía del abastecimiento de productos energéticos la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del

Sector de Hidrocarburos, establece en la Exposición de Motivos que: *A diferencia del sector eléctrico, cuyos suministros son considerados de carácter esencial, los suministros del sector de hidrocarburos tienen una especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica que supone que el Estado debe velar por su seguridad y continuidad y justifica las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas.*

8.14.1.4. La seguridad de suministro.

Desde el 1 de enero de 1998, el funcionamiento de las industrias del gas y de la electricidad en España se rige por un modelo de mercado liberalizado, caracterizado por la separación entre monopolios naturales (infraestructuras sujetas a regulación y libre acceso de terceros), y actividades en competencia (aprovisionamiento de gas, generación eléctrica y comercialización de gas y electricidad). En ese marco, la legislación nacional, en sintonía con las Directivas Europeas explícitas en el epígrafe anterior, reconoce la especial importancia del suministro de gas y el carácter esencial del suministro eléctrico para el funcionamiento de la economía y de la sociedad, lo cual justifica la intervención del Estado, dirigida a compatibilizar la libre iniciativa empresarial con la salvaguarda del interés general, como señala la Exposición de motivos de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y de la Ley del Sector de Hidrocarburos de 1998:

Por último la presente Ley hace compatible una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.

La regulación del sector del gas trata de avanzar en la liberalización del sector y de recoger los avances habidos en nuestro país... haciéndolo compatible con un desarrollo homogéneo y coherente del sistema gasista en todo el territorio nacional.

De las citadas leyes del sector eléctrico y del gas se deduce que la protección del interés general se identifica con cuatro objetivos fundamentales:

- a) La garantía del suministro.
- b) La calidad y seguridad del mismo.
- c) La eficiencia energética.
- d) El respeto del medioambiente.

En el caso de la electricidad el principal objetivo sectorial es el de garantizar el suministro a todos los consumidores demandantes en el territorio nacional (servicio universal), mientras en el caso del gas, se reconoce el interés general en un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.

Los conceptos de seguridad y calidad de suministro tienen dos dimensiones fundamentales e interrelacionadas:

- La dimensión operativa de corto plazo, relacionada con la capacidad física del sistema de asegurar el equilibrio entre demanda y oferta en tiempo real dadas las instalaciones existentes de redes, la potencia eléctrica instalada y los contratos de aprovisionamiento de materias primas.
- La dimensión de inversión de medio-largo plazo, relacionada con la existencia de una capacidad instalada adecuada en las instalaciones y de una cantidad contratada suficiente de materias primas.

En referencia a este segundo aspecto del concepto de seguridad de suministro, el economista *Paul Joskow*⁵²⁰ alude a la capacidad del sistema de atraer inversiones en el largo plazo: *Esta dimensión de la seguridad del suministro en el caso de la electricidad se refiere a la capacidad de largo plazo del sistema de atraer inversión en generación, transporte (incluyendo las interconexiones), distribución, medición y control de capacidad en tiempo real y la asignación correcta para minimizar los costes a largo plazo de los suministradores de electricidad, incluyendo la racionalización de los costes involuntarios de varios tipos. En el caso del gas natural los negocios relevantes de suministro que tienen necesidades de inversión a largo plazo son la producción de gas natural, almacenamiento, terminales de importación de GNL, así como el transporte por gasoducto de gas natural, la distribución y medición.*

Según el Libro Blanco⁵²¹ del profesor Pérez Arriaga, sobre la Reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España: *Existe total unanimidad sobre la relevancia de la fiabilidad del suministro eléctrico para nuestra sociedad y sobre el hecho de que uno de los objetivos que debe cumplir el mercado es proporcionar el suministro con un nivel de fiabilidad suficiente. El acuerdo no es completo, sin embargo, acerca de cómo conseguir este objetivo. Hay varios aspectos cruciales que todavía están poco claros, en nuestro país e internacionalmente. ¿Bajo qué condiciones es capaz un mercado competitivo de electricidad de garantizar la fiabilidad del suministro?*

Para Paul Joskow⁵²²: *No hay conflicto inherente entre la liberalización de los sectores de electricidad y del gas con objetivos razonables de seguridad del suministro, mientras haya estructuras adecuadas de mercado y de industria y sean desarrolladas e implementadas las adecuadas instituciones reguladoras. Por otra parte, hay poca evidencia de que la liberalización proporcione, por lo menos hasta ahora, reducida seguridad de suministro en la mayoría de los países desarrollados y hay considerable evidencia de que la seguridad de suministro ha mejorado en algunos países en vías de desarrollo que han adoptado programas razonables de liberalización. Sin embargo, la efectiva liberalización de los sectores de la electricidad y del gas da lugar a numerosos retos institucionales y*

⁵²⁰ Economista y Director del *MIT Centre for Energy and Environmental Policy*.

⁵²¹ J. I. Pérez Arriaga (2005), "Libro Blanco sobre Reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España", pág. 52.

⁵²² Paul Joskow (2005), "Supply security in competitive Electricity and gas markets", Speech for the Beesley Lecture in London on October 25, 2005.

de gobierno que se deben tener en cuenta para que los sistemas liberalizados operen razonablemente bien desde la perspectiva de la seguridad del suministro... La inusual combinación de particularidades físicas, económicas y de organización no significa que los sectores eléctricos y de gas natural liberalizados no pueden alcanzar un buen funcionamiento desde la perspectiva de coste, precio y seguridad, especialmente comparado con la alternativa de monopolios regulados verticalmente integrados. Esto significa que el establecimiento de la infraestructura institucional necesaria es muy desafiante. Si lo hacemos correctamente entonces deberíamos esperar ver un buen funcionamiento en todas las dimensiones, incluyendo la seguridad del suministro. Si lo hacemos de forma incorrectas tendremos eventualmente serios problemas de funcionamiento.

También el Libro Verde⁵²³ de la Comisión Europea sobre “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” se expresa en esta misma línea al señalar que: *Los mercados liberalizados y competitivos contribuyen a la seguridad de suministro al emitir las señales de inversión adecuadas a las empresas del sector. Pero para que esa competencia funcione correctamente, el mercado ha de ser transparente y previsible.*

Paul Joskow afirma que los mecanismos de mercado, en el caso de la electricidad, son *diseñados* por los reguladores con el acuerdo de los participantes más que por la mano invisible del mercado, por lo que pueden tener características de diseño (*defectos*) que afecten negativamente en el comportamiento y funcionamiento del mercado.

El citado Libro Blanco de Pérez Arriaga pone de manifiesto una serie de problemas que afectan a los procedimientos destinados a fomentar la fiabilidad del suministro eléctrico como⁵²⁴:

- El ejercicio no sistemático y desigual de la planificación indicativa.
- El proceso demasiado largo y burocrático para la autorización de nuevas plantas de generación.
- La existencia de un pago por garantía de potencia inadecuado y
- La ausencia de incentivos a operar para garantizar la fiabilidad de suministro.

Frente al reconocimiento generalizado de las múltiples necesidades de reforma del marco regulatorio vigente en España y en otros países europeos, relacionadas con la exigencia de fomentar un volumen de inversión adecuado y eficiente en generación eléctrica y distribución de gas y electricidad, E.ON cree que este marco es perfectamente capaz de garantizar la seguridad y calidad de los suministros energéticos: *Se afirma rotundamente la suficiencia de la regulación establecida para alcanzar los fines de garantizar el suministro de calidad y seguro, a coste razonable y de forma respetuosa con el medio*

⁵²³ Libro Verde de la Comisión Europea sobre “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”, Marzo de 2006.

⁵²⁴ Pérez Arriaga, J. Ignacio (2005), *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, pág. 52 y siguientes.

ambiente...Así, de acuerdo con la legislación española, es realmente imposible que ningún agente del sistema eléctrico ponga en riesgo el interés general y, particularmente la garantía de suministro. (...) Las mismas condiciones hechas respecto del sector eléctrico, por otro lado, pueden ser realizadas respecto del sector del gas: los mecanismos regulatorios y la sujeción de los activos y operadores que participan en dicho mercado son lo suficientemente fuertes...

E.ON destaca, también, la presencia de las figuras de los operadores del sistema, REE y Enagás, como *sociedades reguladas con el deber de asegurar la garantía de suministro para todo el sistema.*

Tanto E.ON como Endesa, en sus escritos de alegaciones finales de julio de 2006, sostienen la imposibilidad de que pueda producirse una afectación a los activos estratégicos de Endesa por el mero cambio de titularidad de ésta, al entender que la normativa vigente ya protege tanto la garantía de suministro como el interés general.

Frente a tal argumentación, la CNE señala que el ejercicio por esta Comisión de la función 14 (cuyos criterios incluyen expresamente la seguridad de suministro y el interés general en el sector energético) resulta no sólo obligado sino necesario para garantizar la seguridad pública y la protección del interés general, pues tiene por objeto el análisis de todos los riesgos y circunstancias que pueden afectar negativamente, no sólo a los activos estratégicos, sino también al desarrollo de las actividades reguladas y actividades que impliquen una relación de sujeción especial.

La CNE considera que las valoraciones de E.ON sobre la “suficiencia” de los mecanismos regulatorios existentes para garantizar la seguridad de suministro, y en particular sobre la “imposibilidad” de que algún agente ponga en riesgo la misma, parece ignorar las numerosas complejidades y problemáticas del debate regulatorio en curso.

La CNE entiende que E.ON quizás centre su afirmación en un concepto restringido de seguridad y calidad de suministro, que hace referencia esencialmente a la fiabilidad operativa de corto plazo. En este sentido sí se podría afirmar que el modelo existente proporciona garantías de fiabilidad satisfactorias.

Pero para la CNE la normativa vigente y las figuras de los operadores del sistema no garantizan de forma automática la seguridad y calidad adecuada del suministro en el medio-largo plazo. Además, la seguridad de suministro en el largo plazo depende también de la coordinación entre sistemas nacionales interconectados que puede resultar compleja en presencia de múltiples operadores del sistema, propietarios de las redes y distintas regulaciones. Incluso, en el Libro Verde de la Comisión Europea se alude a la falta de mecanismos homogéneos que permitan garantizar el suministro, dada la existencia de diferentes modelos regulatorios en el diseño de los mercados eléctricos.

8.14.2. Del procedimiento seguido por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y de la normativa aplicable.

En relación sobre la aplicabilidad de la función decimocuarta a la oferta de adquisición del capital social de Endesa, S.A., formulada por E.ON, esta sociedad la considera inaplicable, en la redacción dada a la misma por el Real Decreto Ley 4/2006, en base a los siguientes fundamentos:

- Por un lado, E.ON considera que la nueva Función 14 instaura un régimen similar al denominado régimen de la “acción de oro”, al incluir, a su juicio, los mismos motivos de oposición que los ya incluidos en la Ley 5/1995 y como quiera que el régimen de la acción de oro ha sido derogado E.ON considera que la Función 14 en su nueva redacción no puede aplicarse al presente caso.
- Por otro lado, estima que la interpretación que ha de darse a la Disposición Transitoria del Real Decreto Ley 4/2006 debe permitir un tratamiento no discriminatorio de E.ON respecto de Gas Natural, lo que sólo sería posible si a la oferta de E.ON no se le aplicase la Función 14.

Ante la reiterada argumentación de las autoridades europeas de que las fusiones de dimensión europea son competencia exclusiva de la Comisión, lo cierto es que la Administración Pública española está obligada por ley a resolver y dictar resoluciones en todos los procedimientos y a notificarla, sin que, en ningún caso pueda abstenerse de resolver, es por ello por lo que la CNE, como tal Administración Pública del Estado español, está obligada por imperativo legal a no abstenerse y a resolver y pronunciarse en el procedimiento sobre la OPA de E.ON sobre Endesa, S.A., sirviéndose para ello de los preceptos aplicables a cada caso, sin que pueda alegarse, con objeto de no resolver el procedimiento de que se trate, el silencio de la norma o la oscuridad o insuficiencia de los preceptos aplicables. En caso contrario la CNE incurriría en el vicio de incongruencia omisiva.

Así lo expresan, por un lado, el art. 42.1 de la Ley 30/ 1992⁵²⁵, de 26 de noviembre, *la Administración está obligada a dictar resolución expresa en todos los procedimientos y a notificarla cualquiera que sea su forma de iniciación*, y, por otro lado, el art. 89.4 de la misma Ley, al establecer que: *En ningún caso podrá la Administración abstenerse de resolver so pretexto de silencio, oscuridad o insuficiencia de los preceptos legales aplicables al caso, aunque podrá resolver la inadmisión de solicitudes de reconocimiento de derechos no previstos en el Ordenamiento Jurídico o manifiestamente carentes de fundamento, sin perjuicio del derecho de petición previsto por el art. 29 de la Constitución Española.*

Además, los arts. 9 y 103.1 de la Constitución Española obligan a la Administración a resolver todas las cuestiones planteadas conforme a las normas jurídicas vigentes que resulten de aplicación al caso. Esta obligación de la actuación administrativa es manifestación del *principio general de legalidad* o

⁵²⁵ Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Común (LRJ-PAC)

juridicidad de la actuación de la Administración, que ha de actuar en todo momento con sometimiento pleno a la Ley y al Derecho vigentes.

Por lo tanto, desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley 4/2006, el día 28 de febrero de 2006, la denominada Función 14, ha de ser aplicada a todas aquellas operaciones subsumibles en los supuestos de hecho previstos en la norma y que, conforme a su Disposición Transitoria estén asimismo comprendidas en su ámbito de aplicación temporal.

E.ON en sus alegaciones ante el organismo regulador español, la CNE, considera inaplicable a su oferta formulada sobre el capital social de Endesa, S.A. la denominada Función 14, en los términos redactados por el Real Decreto Ley 4/2006, con base en lo siguientes fundamentos:

Por un lado, E.ON considera que la nueva Función 14 establece un sistema equiparable al denominado régimen de la “acción de oro”, al incluir la nueva redacción, a su juicio, los mismos motivos de oposición que los ya incluidos en la Ley 5/1995⁵²⁶. De esta suerte y como quiera que el régimen de la acción de oro ha sido derogado, E.ON estima que la Función 14 en su nueva redacción no puede aplicarse al presente caso.

Por otro lado, E.ON añade que la interpretación que ha de darse a la Disposición Transitoria del Real Decreto Ley 4/2006 debe permitir un tratamiento no discriminatorio de E.ON respecto de Gas Natural, lo que sólo sería posible si a la oferta de E.ON no se le aplicase la Función 14.

En relación con las alegaciones efectuadas por E.ON acerca de la inserción en el ordenamiento jurídico del Real Decreto Ley 4/2006, la CNE aclara que tal y como ha establecido la jurisprudencia del Tribunal Constitucional, *aprobado por el Gobierno un Decreto Ley y publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE), empieza a surtir efectos en el Ordenamiento Jurídico en el que provisionalmente se inserta como una norma dotada con valor y fuerza de Ley, debiendo ser sometida inmediatamente a debate y votación por el Congreso de los Diputados*

⁵²⁶ Derogada por la Ley 13/2006, de 26 de mayo, con el fin de superar de manera definitiva las dificultades surgidas en orden a la adaptación de la normativa española al Derecho Comunitario Europeo, y dar debido cumplimiento a la Sentencia de 13 de mayo de 2003 (asunto C-463/00) del Tribunal de Justicia Europeo. La Ley 5/1995, de 23 de marzo, de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas, tenía como finalidad principal la de responder a la garantía del interés público presente en la actividad de determinadas empresas que, hasta ese momento, habían estado bajo el control de la Administración Pública titular de la totalidad o de la mayoría del capital social y que entraron en proceso de privatización. Hasta entonces, como la propia Ley decía en su Exposición de motivos, esta garantía había estado cubierta con la propiedad pública de las empresas en cuestión. Sin embargo, el nuevo escenario en que, a partir de entonces, iban a encontrarse aquellas empresas cuya propiedad iba a pasar a manos privadas y cuyo centro de control iba, por ende, a situarse extramuros de los poderes públicos, exigía la adopción de medidas específicas en garantía del interés público inherente a su actividad. La citada Ley instauró así un régimen de autorización administrativa previa a la realización de determinados actos, entre los que se incluía singularmente la enajenación a terceros de porciones significativas del capital social.

Este régimen fue, sin embargo cuestionado desde el punto de vista de su adecuación al derecho comunitario europeo, lo que dio lugar a un proceso ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas que concluyó con la Sentencia de 13 de mayo de 2003 (asunto C-463/00), en la que fueron declarados contrarios a aquel derecho los preceptos de la Ley 5/1995, de 23 de marzo, que constituían el núcleo de dicho régimen.

en el ineludible plazo que dispone el art. 86, número 2 de la Constitución Española.

El Gobierno, cumpliendo con lo dispuesto en la Constitución, presentó el 27 de febrero de 2006 el Real Decreto Ley, que fue sometido a debate y votación por el Pleno del Congreso de los Diputados, acordándose su convalidación⁵²⁷, que fue publicada en el BOE de fecha 30 de marzo de 2006, conforme con lo dispuesto en el art. 86.2 de la Constitución.

La CNE, ante la alegación de E.ON del carácter arbitrario y discriminatorio del citado RDL 4/2006, considera que no le corresponde, como organismo de la Administración Pública, sino al Tribunal Constitucional enjuiciar la constitucionalidad de la ley, por lo que no es posible que la CNE se pueda pronunciar sobre dicha arbitrariedad y discriminación, y no está autorizada a inaplicar el RDL 4/2006 por sí y ante sí una norma vigente del ordenamiento jurídico, ya que lo contrario supondría la infracción del principio de legalidad (arts. 9 y 103.1 de la Constitución) al que todos los poderes públicos, y en particular las Administraciones Públicas, se hallan sometidos.

Además, la CNE ha venido ejerciendo desde la entrada en vigor del RDL 4/2006 de forma regular y continua la función decimocuarta, tanto respecto de empresas que realizan actividades reguladas y las restantes actividades señaladas por el RDL 4/2006, como respecto de entidades que toman participaciones en los términos definidos por éste en empresas que realizan las citadas actividades. Por tanto, no cabe hablar de una aplicación “singular” de la norma sólo a una determinada empresa, tal y como se alega por E.ON.

La CNE aclara, en primer lugar, que de una mera lectura del texto legal que regula el ejercicio de la Función 14ª, se desprende que ésta no se inserta en el ámbito del Derecho de la competencia, de suerte que ni aquélla puede interferir en éste ni el Derecho de la competencia en el ejercicio de la Función 14ª. Por consiguiente, y a diferencia de lo que pretende E.ON en sus alegaciones, el hecho de que la operación haya sido aprobada por los órganos comunitarios competentes para autorizarla desde el punto de vista del Derecho de la competencia, no excluye el ejercicio por la CNE de sus competencias.

En segundo lugar, la CNE señala que en operaciones de concentración de ámbito no comunitario pueden existir dos procedimientos diferenciados: el que se tramita ante los órganos españoles de defensa de la competencia, en el que la propia CNE interviene también, pero en el ejercicio de la Función 15ª mediante la emisión de informe; y el que, en caso de la autorización de la toma de participación, se tramita ante la CNE al aparo de la Función 14ª. En consecuencia, la aprobación por las autoridades comunitarias de la operación de concentración de E.ON – Endesa no sólo no se opone al ejercicio de las competencias que legalmente tiene la CNE, sino que está obligada a ejercerlas.

La interpretación que E.ON reclama en relación con la Disposición Transitoria Única del RDL 4/2006 no es más que una total reconstrucción del precepto en términos incompatibles con su texto, ya que éste distingue

⁵²⁷ Diario de Sesiones, Congreso de los Diputados, número 163 de 23/03/2006, pág. 8121)

expresamente entre operaciones pendientes de ejecución que ya hubieran obtenido la autorización de la CNE en el ejercicio de la anterior Función 14ª y aquellas otras que no la hubieran obtenido todavía a la entrada en vigor del RDL 4/2006 por lo que si la CNE hiciera suya tal reconstrucción del precepto, rebasaría su papel de aplicador e intérprete del mismo, entrometiéndose en el papel del legislador, al corregir o rectificar la obra de éste, lo que le está absolutamente prohibido.

Finalmente, en cuanto a la pretensión realizada por E.ON, en su alegación, de inaplicabilidad del RDL 4/2006 por contravenir y vulnerar el Derecho Comunitario, concretamente con la libertad de circulación de capitales (art. 56 TCE) y el derecho de establecimiento (art. 43 TCE), la propia CNE considera que no sería ella misma, como Organismo administrativo sujeto al principio de legalidad (arts. 9.1, 103.1 CE) el que estimara por ello el inaplicar por su propia autoridad una norma vigente de rango legal como el RDL 4/2006.

Esta posición adoptada por la CNE, en lo referente a la aplicabilidad o inaplicabilidad del citado RDL 4/2006 por infringir el ordenamiento comunitario parece, en principio, contravenir al Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, el cual en su sentencia de 22 de junio de 1989, dictada en el asunto *Fratelli Costanzo* (as. 103/88), establece que al igual que al juez nacional, también a las Administraciones Públicas de los Estados Miembros les incumbe la obligación de aplicar el Derecho comunitario, así como la de no aplicar aquellas disposiciones de Derecho nacional que infrinjan dicho ordenamiento.

Pero el Tribunal Constitucional español en su sentencia⁵²⁸ 58/2004, de 19 de abril, establece que toda inaplicación de leyes españolas postconstitucionales, como el RDL 4/2006, por su supuesta incompatibilidad con el Derecho comunitario, debe ir en todo caso precedida del correspondiente planteamiento de la cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas.

En definitiva, concluye el Tribunal Constitucional, *el art. 117.3 CE no faculta al juez, una vez seleccionada la única norma legal aplicable al caso concreto, simplemente a inaplicarla, soslayando el procedimiento expresamente establecido para ello en nuestro Ordenamiento jurídico tanto para el planteamiento de la cuestión de inconstitucionalidad prevista en el art. 163 CE como para el de la cuestión prejudicial recogida en el art. 234 TCE. Tal actuación es contraria al principio de legalidad inherente al Estado de Derecho que la Constitución enuncia*

⁵²⁸ “(...) la decisión de inaplicar el Derecho interno (la Ley 5/1990) por su supuesta incompatibilidad con el Derecho comunitario (el art. 33 de la sexta Directiva) sin haber planteado previamente la cuestión prejudicial prevista en el art. 234 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea (TCE, antiguo art. 177 TCEE), (...) supone desconocer las garantías que integran el contenido del proceso debido. En este sentido, el Tribunal Constitucional añade que: *el eventual juicio de incompatibilidad de una norma legal interna con el Derecho comunitario no puede depender exclusivamente de un juicio subjetivo del aplicador del Derecho, esto es, de su propia autoridad, sino que debe estar revestido de ciertas cautelas y garantías, tanto más cuanto en un sistema democrático la ley es la expresión de la voluntad popular –como se declara en el Preámbulo de nuestra Constitución- y es principio básico del sistema democrático y parlamentario hoy vigente en España (por todas, STC 173/2002, de 9 de octubre, FJ 9)*. De ahí que concluya: “si la Ley postconstitucional es contraria a la Constitución sólo mediante el planteamiento de una cuestión de inconstitucionalidad del art. 163 CE puede dejar de ser aplicada. Y si la Ley postconstitucional es contradictoria con el derecho comunitario sólo puede ser inaplicada (...) mediante el planteamiento de la cuestión prejudicial del art. 234 TCE”.

en su título preliminar (art. 9.3 CE) y que se instituye en un límite no sólo de la actuación administrativa (art. 103.1 CE) sino también de la judicial (art. 117.1 CE; STC 137/1997, de 21 de julio, FJ 2).

En el mismo sentido, la reciente Sentencia del Tribunal Constitucional 194/2006, de 19 de junio, exige como requisito ineludible el *planteamiento de la cuestión prejudicial para dejar de aplicar una norma legal vigente por su contradicción con el Derecho comunitario (...) para el respeto al sistema de fuentes establecido como garantía inherente al principio de legalidad, al que están sometidas las actuaciones de la Administración (art. 103) y de los Tribunales (art. 117.1)*.

De todo ello se desprende que la actuación de la CNE en el procedimiento que ésta sigue en la operación de adquisición del capital social de Endesa por parte de E.ON, no sea el órgano de la Administración Pública española que deba plantear previamente la correspondiente cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea, para inaplicar por su propia autoridad el RDL 4/2006 en virtud de la doctrina fijada por el Tribunal europeo en el caso *Fratelli Costanzo*, sino que esta cuestión corresponde a otras instancias como son los órganos jurisdiccionales (art. 234 TCE), si bien la CNE, en cumplimiento de su obligación, al aplicar el RDL 4/2006, lo podrá realizar con base en una interpretación respetuosa con el Derecho comunitario, pero que tal proceder no podrá se nunca *contra legem*.

Además de sobre la aplicabilidad de la función decimocuarta a la oferta de adquisición del capital social de Endesa, S.A., y sobre la inaplicación del Derecho nacional contrario al Derecho comunitario y la interpretación de aquél de manera conforme a éste, a las que se han hecho referencia, E.ON formula las siguientes alegaciones, en su escrito de 25 de julio de 2006 a la CNE:

- Sobre las obligaciones contenidas en el art. 35 g) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.
- Sobre su derecho a conocer la identidad de las autoridades y al personal al servicio de la CNE bajo cuya responsabilidad se tramita el procedimiento.
- Sobre el derecho de acceso al expediente administrativo.
- Sobre su derecho de poder alegar antes de que se tenga a cualquier tercero por interesado en el procedimiento
- Indebida admisión de terceros interesados.
- Indebidas dilaciones en el procedimiento.
- La concurrencia en el presente caso de silencio administrativo positivo.
- Sobre la posibilidad de someter a condiciones la autorización prevista en la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1, Función Decimocuarta, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

En cuanto a la obligación que la CNE, como órgano de la Administración Pública, tiene de informar y orientar acerca de los requisitos jurídicos o técnicos que la normativa vigente impone a los proyectos, actuaciones o solicitudes que se propongan realizar, dicha obligación viene definida por el art. 35 g) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre: *Los ciudadanos en sus relaciones con las Administraciones Públicas, tienen los siguientes derechos: (...) g) A obtener información y orientación acerca de los requisitos jurídicos o técnicos que las disposiciones vigentes impongan a los proyectos, actuaciones o solicitudes que se propongan realizar (...).*

E.ON entiende, en el capítulo de sus alegaciones ante la CNE, que el citado art. 35 g) de la Ley 30/1992 debería interpretarse en el sentido de que la CNE tiene la obligación de comunicarle *los criterios orientativos necesarios para interpretar la nueva función 14 bis de una forma estrictamente objetiva que no de margen alguno a la aplicación de conceptos jurídicos indeterminados.*

En relación con dicha pretensión, la CNE, conforme a lo establecido en los artículos 2 y 4 del Real Decreto 208/1996⁵²⁹, de 9 de febrero, por el que se regulan los servicios de información administrativa y atención al ciudadano, considera que la información a facilitar se refiere al procedimiento aplicable a una solicitud, a sus trámites y los requisitos que se exigen para su presentación (documentación que ha de acompañarse) y que el contenido del derecho no alcanza, por expresa indicación de la normativa vigente, a la obtención de una interpretación normativa, ni puede entrañar la obtención de una consideración jurídica o económica, *sino una simple determinación de conceptos, información de opciones legales o colaboración en la cumplimentación de impresos o solicitudes.*

De este modo, la CNE considera que el art. 35 g) de la Ley 30/1992 no implica un derecho del ciudadano a que la Administración le realice la interpretación de una norma; sólo se tiene derecho a que la misma aporte las interpretaciones que pudieran existir, como consecuencia de instrucciones o de respuestas a consultas que se hubieran producido. En esta línea, la jurisprudencia en multitud de sentencias⁵³⁰ interpreta el art. 35 g) como un derecho a obtener de

⁵²⁹ De acuerdo con lo establecido en el art. 2 del Real Decreto 208/1996, de 9 de febrero, por el que se regulan los servicios de información administrativa y atención al ciudadano, este derecho corresponde a los ciudadanos en general, sin necesidad de acreditar legitimación alguna. El art. 4 del citado Real Decreto precisa el contenido de este derecho, aclarando que, en ningún caso, podrá entrañar una interpretación normativa: *La atención personalizada al ciudadano comprenderá las funciones siguientes:*

- a) *De recepción y acogida a los ciudadanos, al objeto de facilitarles la orientación y ayuda que precisen en el momento inicial de su visita, y, en particular, la relativa a la localización de dependencias y funcionarios.*
- b) *De orientación e información, cuya finalidad es la de ofrecer las aclaraciones y ayudas de índole práctica que os ciudadanos requieren sobre procedimientos, trámites, requisitos y documentación para los proyectos, actuaciones o solicitudes que se propongan realizar, o para acceder al disfrute de un servicio público o beneficiarse de una prestación.*

Esta forma de facilitar a los ciudadanos el ejercicio de sus derechos, en ningún caso podrá entrañar una interpretación normativa, a la que se refiere el artículo 37.10 de la Ley de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, ni consideración jurídica o económica, sino una simple determinación de conceptos, información de opciones legales o colaboración en la cumplimentación de impresos o solicitudes.

⁵³⁰ Cabe citar, a efectos ilustrativos: la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Cataluña 993/2000, de 24 de noviembre (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª); la Sentencia del Tribunal Superior de

la Administración los “datos objetivos del ordenamiento que se refieren a la actuación pretendida por el ciudadano, y no lo “criterios subjetivos” o de interpretación que sobre estos datos pueda tener la Administración, a menos que los mismos estuvieran ya documentados.

En conclusión, el derecho que invoca E.ON se cumplimentó mediante la indicación de la normativa aplicable y el procedimiento a seguir, que fueron oportunamente notificados a E.ON con fecha 30 de marzo de 2006, mediante acuerdo del Consejo de Administración de la CNE. Además, todos los antecedentes en la aplicación de la función decimocuarta se encuentran publicados en la página Web de la CNE, y, por tanto, E.ON ha podido conocerlos, de ahí que sorprendan las afirmaciones de la empresa alemana relativas al desconocimiento de los criterios aplicados por la CNE y al incumplimiento del art. 35 g), cuando efectúa un minucioso examen de dichos criterios en las alegaciones, de las que extrae las consecuencias que estima convenientes a su derecho.

Por otra parte, E.ON, en *pro* de la confidencialidad de la documentación presentada, manifiesta su pretensión de que el procedimiento sea tramitado sólo por funcionarios públicos y personal al servicio de la Administración y no por consultores externos, y la necesidad de conocer a las personas⁵³¹ que hayan intervenido en el expediente⁵³².

La CNE, en respuesta a esta pretensión de confidencialidad y a la necesidad de conocer al personal vinculado en la tramitación del expediente, notificó a E.ON, con fecha 6 de abril de 2006, que conforme a la Disposición adicional undécima de la Ley del Sector de Hidrocarburos y al Reglamento⁵³³ de la CNE, la Comisión estará regida por un Consejo de Administración, compuesto por el Presidente, que ostentará la representación legal de la CNE, por ocho vocales y un Secretario que actuará con voz pero sin voto. A este Consejo de Administración le corresponde el ejercicio de las funciones atribuidas a la CNE, las cuales no son susceptibles de delegación (art. 19). Junto al Consejo, existen unos órganos de asesoramiento de la CNE (art. 28 y siguientes): el Consejo Consultivo de Electricidad y el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, que cuentan a su vez con unas Comisiones Permanentes, órganos éstos que podrán informar respecto a las actuaciones que realice la CNE en el ejercicio de sus funciones.

Además, el Secretario del Consejo de Administración coordina al “personal al servicio de la CNE” (art. 42) respecto del cual el Reglamento de la CNE no

Justicia del País Vasco 806/2005, de 14 de octubre (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª); Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Canarias 444/2004, de 1 de octubre (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 2ª).

⁵³¹ El art. 35 b) de la Ley 30/1992 reconoce como un derecho de los ciudadanos el de identificación de las autoridades y personal de las Administraciones Públicas bajo cuya responsabilidad se tramiten los procedimientos. La Ley 30/1992 vincula este derecho con la posibilidad que tienen los ciudadanos de exigir responsabilidad al personal de la Administración por causa de los obstáculos o retrasos en la tramitación de los procedimientos.

⁵³² Se trata de un derecho que, de acuerdo con el art. 3.1 del Real Decreto 208/1996, de 9 de febrero, por el que se regulan los servicios de información administrativa, corresponde a aquellas personas que, en concreto, tengan la consideración de interesados en el procedimiento en cuestión.

⁵³³ Aprobado por el Real Decreto 1339/1999.

prevé una organización interna determinada ni la atribución de funciones propias. El personal al servicio de la CNE cumple funciones de apoyo técnico y administrativo al único órgano resolutorio de la Comisión que es el Consejo de Administración.

Por consiguiente, es exclusivamente el Consejo de Administración de la CNE quien, en ejercicio de sus funciones, y, en concreto, en el ejercicio de la Función 14, dicta los diferentes actos de trámite y la resolución definitiva por la cual se pone fin al procedimiento, de acuerdo con ello, la identificación solicitada a la CNE en relación con el procedimiento para el ejercicio de la Función 14 se ha de referir al Consejo de Administración de la CNE, como órgano que asume la responsabilidad de tramitar el procedimiento y de adoptar los actos de trámite y la resolución definitiva del mismo.

La obligación de confidencialidad de la CNE viene impuesta en la Disposición Adicional Undécima. Cuarto de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el art. 42.4 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que obligan al personal al servicio de la CNE a cumplir el deber de sigilo, incluso después de cesar en sus funciones, no sólo respecto de la información que tenga carácter confidencial, sino también y en general respecto de toda información, confidencial o no, de la que tuviera conocimiento en el ejercicio de sus funciones.

En relación con el momento en que ha de ponerse de manifiesto el expediente administrativo, el art. 84 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, establece que, una vez instruido el procedimiento, e inmediatamente antes de redactar la propuesta de resolución, éste se pondrá de manifiesto a los interesados con toda la documentación que lo integre, entre la que no se encuentra, según el tenor literal del art. 84, la propuesta de resolución⁵³⁴. Así, el Consejo de Administración de la CNE acordó poner de manifiesto el expediente administrativo con fecha 14 de julio de 2006, habiendo presentado E.ON sus alegaciones con fecha 25 de julio de 2006. De esta forma, el trámite de audiencia, se otorgó una vez instruido el procedimiento y éste se terminó de instruir el día 13 de julio de 2006, fecha en la que tuvo entrada en el Registro de la CNE la información solicitada por la CNE a E.ON el día 29 de junio de 2006.

En definitiva, E.ON ha tenido acceso al expediente administrativo completo en todo momento, tal y como consta en ese mismo expediente, habiendo efectuado alegaciones de conformidad con el art. 79 de la Ley 30/1992, en diversas ocasiones.

Igualmente, entiende E.ON que le asiste el derecho de poder alegar antes de que se tenga a cualquier tercero por interesado en el procedimiento, al considerar que la declaración de confidencialidad efectuada conforme al art. 37.5 d) de la Ley 30/1992 amparaba asimismo la solicitud de que se le diese traslado e

⁵³⁴ La razón de que no se incluya la propuesta de resolución se encuentra en el hecho de que la misma debe redactarse teniendo en cuenta las alegaciones que los interesados puedan formular, con independencia del derecho reconocido en el art. 79 de la Ley 30/1992, en el marco del trámite de audiencia, pues es en este momento cuando ha finalizado la instrucción del procedimiento y todas las cuestiones planteadas por los interesados deberán ser resueltas por la Administración en los términos previstos en el art. 89 de la Ley 30/1992.

la petición de cualquier tercero que pretendiera tener la condición de interesado en el procedimiento, con el objeto de que pudiera formular alegaciones acerca de lo procedente de tal solicitud con carácter previo a la resolución de la misma.

El Consejo de Administración de la CNE acordó, con fecha 6 de abril de 2006, considerar improcedente tal solicitud en su resolución al decir que: *En este sentido, debe ponerse de manifiesto que las normas aplicables al procedimiento contenidas en la Ley 30/1992, no contienen ninguna previsión específica en virtud de la cual deba darse traslado a E.ON de las solicitudes de reconocimiento de la condición de interesado que pudieran recibirse en la CNE, con carácter previo a su resolución. Por otra parte, el art. 74 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, establece que el procedimiento sometido al criterio de celeridad, se impulsará de oficio en sus trámites. En consecuencia, la CNE, (...), es también la responsable de garantizar la presencia en el procedimiento de los terceros en los que concurren alguna de las condiciones previstas en el art. 31 de la Ley 30/1992. A este respecto, el art. 34 de la citada Ley establece la obligación de los órganos administrativos de comunicar a los posibles interesados la tramitación del procedimiento, sin añadir ningún requisito adicional.*

No obstante lo anterior, el Consejo de Administración de la CNE considera, de conformidad con lo establecido en los arts. 35 a) y 35 e) de la Ley 30/1992, que E.ON tiene el derecho a *conocer, en cualquier momento, el estado de la tramitación de los procedimientos en los que tengan la condición de interesados, y obtener copias de documentos contenidos en ellos, y, además, le asiste el derecho a "formular alegaciones y a aportar documentos en cualquier fase del procedimiento anterior al trámite de audiencia, que deberán ser tenidos en cuenta por el órgano competente al redactar la propuesta de resolución.*

E.ON, ejerciendo su derecho a formular alegaciones se ha opuesto a la personación en el procedimiento de Iberdrola, S.A. y de Unión Fenosa, S.A., con fecha 17 de abril de 2006, de Gas Natural SDG, S.A., con fecha 25 de abril de 2006, de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con fecha 18 de mayo de 2006, de *Cristian Lay*, S.A., Monte de Piedad y Caja General de Ahorros de Badajoz y de la Corporación Empresarial Caja Extremadura, S.L., y de Bassols Energía, S.A., con fecha 8 de junio de 2006, del Grupo de Negocios Duero, S.A., con fecha 21 de junio y de la Xunta de Galicia, con fecha 28 de junio. El Consejo de Administración de la CNE, al resolver todas las citadas solicitudes de reconocimiento de la condición de interesado, tuvo en cuenta las alegaciones de oposición aportadas por E.ON, siendo algunas de dichas solicitudes desestimadas por el Consejo de Administración de la CNE.

En su escrito de 25 de julio de 2006 a la CNE, E.ON alude a la indebida admisión como partes interesadas de Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Grupo de Negocios Duero y la Xunta de Galicia, pretendiendo que la CNE no tenga en cuenta las alegaciones formuladas por estas compañías en base a que el procedimiento tramitado ante la CNE, en ningún caso, puede afectar a los derechos de terceros, dado que no es posible, con arreglo a derecho, que la resolución dictada en el mismo pueda afectar a sus derechos subjetivos preexistentes ni tampoco a sus intereses legítimos.

La CNE ha tenido presente respecto de terceros, a la hora de valorar la condición de interesado en el procedimiento y permitir su participación en el mismo, la cotitularidad que ostentan sobre determinados activos que tienen la consideración de “estratégicos”.

Además, en su escrito de 25 de julio de 2006, E.ON alega que la CNE se ha apartado de los mismos criterios aplicados hasta ahora en relación con la antigua función 14, en virtud de los cuales ha venido denegando el reconocimiento de la condición de interesado a todas aquellas personas distintas de la propia sociedad adquirida, considerando que la nueva redacción introducida por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, no es más que una extensión de la función 14 antigua por razón de la compañía adquirida, y no sólo por la adquirente⁵³⁵.

El párrafo segundo del apartado 1 de la actual función 14 amplía los supuestos de toma de participación que quedan sujetos a la autorización de la CNE, tomando en consideración tanto la actividad de la sociedad que toma la participación como la actividad de la sociedad participada. Pero el apartado 2 de la función 14 establece nuevos criterios en virtud de los cuales pueden denegarse o someterse a condiciones las autorizaciones a que se refiere la citada función.

Así, el segundo de tales criterios señala: *b) Protección del interés general en el sector energético y, en particular, la garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial, con especial afección a activos considerados estratégicos. Tendrán la consideración de activos estratégicos para el suministro energético aquellos que puedan afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad. A estos efectos, se definen como estratégicos los siguientes activos:*

- *Las instalaciones incluidas en la red básica de gas natural definida en el art. 59 de la presente Ley.*
- *Los gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.*
- *Las instalaciones de transporte de energía eléctrica definidas en el art. 35 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*
- *Las instalaciones de producción, transporte y distribución de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*
- *Las centrales térmicas nucleares y las centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional.*

De la redacción de ese apartado b) deben extraerse tres ideas esenciales:

⁵³⁵ Se refiere, en particular, al precedente del procedimiento tramitado ante la CNE con ocasión de la proyectada adquisición de Endesa por Gas Natural, que finalizó por Resolución de 8 de noviembre de 2005, en el que Iberdrola y Unión Fenosa solicitaron el reconocimiento de la condición de interesadas, habiéndoles sido denegado por resoluciones de 22 de septiembre de 2005.

- Que la CNE está obligada a prestar una especial atención a los activos considerados como “estratégicos”.
- Que tales activos estratégicos pueden afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad.
- Que todo ello es una materia de interés general, cuya protección compete a la CNE.

Como puede observarse, el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, define expresamente los activos que tienen la consideración de “estratégicos”, sin embargo nada dice sobre los criterios que la CNE debe tener en cuenta a la hora de valorar cómo afecta la operación a los activos estratégicos, defiriendo al arbitrio prudencial de la CNE tal cuestión.

La CNE en el momento de analizar una solicitud de reconocimiento de la condición de interesado, se encuentra necesariamente condicionada por el interés específico que el sujeto esgrime y que considera afectado y es concretamente en ese interés sobre el que recae la tutela de la CNE.

Tanto en la ocasión en que Iberdrola, S.A., solicitó⁵³⁶ el reconocimiento de su condición de interesada, basándose en el acuerdo suscrito con Gas Natural el 5 de septiembre de 2005 para la compraventa de determinados activos de la sociedad resultante de la operación de adquisición de Endesa, como por Unión Fenosa que solicitó⁵³⁷ el mismo reconocimiento, afirmando estar afectado por la operación como operador de los mercados eléctricos y gasista, la CNE no tuvo en consideración ninguno de los intereses esgrimidos por las citadas sociedades en las Resoluciones de 22 de septiembre de 2005, a los efectos de reconocer su condición de interesados en el expediente de adquisición de Gas Natural sobre Endesa.

La CNE considera que en el actual procedimiento, las citadas empresas han invocado un interés distinto, que no había sido alegado con anterioridad, que se apoya en la nueva redacción de la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, función decimocuarta, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Ambas empresas aluden a la cotitularidad de activos estratégicos con Endesa de centrales térmicas nucleares. Además, Unión Fenosa hace alusión a la cotitularidad que ostenta sobre la central térmica de Anllares y de dos plantas de regasificación (Sagunto y Reganosa) que forman parte de la red básica de gas natural.

Son precisamente esos activos estratégicos, aludidos por Iberdrola y Unión Fenosa, los que la CNE considera que deben ser objeto de tutela, ya que la nueva redacción de la función 14 así los contempla, los cuales no habrían sido objeto de tal tutela en el marco de la antigua redacción de dicha función.

Por otra parte, E.ON alega que el reconocimiento a terceros de la condición de interesados le depara diversos perjuicios y que la CNE ha infringido los principios contenidos en los arts. 74.1 y 75.1 de la Ley 30/1992, de 26 de

⁵³⁶ Con fecha 14 de septiembre de 2005.

⁵³⁷ Con fecha 20 de septiembre de 2005.

noviembre, que están referidos al criterio de celeridad e impulso de oficio de los procedimientos y al criterio de unidad de acto de los trámites.

Sobre tal pretensión la CNE señala que la demora alegada por E.ON no reside en el retraso en el reconocimiento de la condición de interesados por parte de la CNE, sino los específicos actos de trámite necesarios para que la CNE requiera información a tales interesados. Y respecto de la falta de objetividad de los terceros admitidos en su procedimiento, la CNE considera que los interesados no tienen, por definición el deber de ser imparciales, ya que son, precisamente, partes interesadas. Este deber de imparcialidad y objetividad obliga solamente a la Administración (art. 103 CE) que debe tener en cuenta las alegaciones formuladas por los interesados y la CNE estima que el acceso de las partes interesadas al expediente administrativo suponga un perjuicio para el resto de los interesados⁵³⁸, incluido el promotor del expediente, en la medida en que ese derecho de acceso viene expresamente reconocido en el art. 35 de la Ley 30/1992.

La CNE considera que la crítica sustentada por E.ON deberá dirigirse, en su caso, contra los acuerdos del Consejo de Administración de 27 de abril, 29 de junio y 14 de julio de 2006, por el que se declara confidencial sólo parte de la información sobre la que E.ON reclamaba ese tratamiento, contra la que cabe Recurso de Alzada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

E.ON, finalmente, argumenta que los mismos razonamientos tenidos en cuenta por la CNE para denegar la condición de interesado de Gas Natural SDG, S.A. en el procedimiento, debieron ser aplicados en el caso de las demás partes admitidas⁵³⁹, en la medida en que la existencia de un interés económico o competitivo no da lugar al reconocimiento de la condición de interesado en un procedimiento destinado a remover obstáculos al ejercicio de un derecho preexistente.

En respuesta a dicha argumentación la CNE señaló que ninguno de los argumentos aportados por Gas Natural es similar a los aportados por Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Grupo de Negocios Duero o la Xunta de Galicia ya que expresaban la circunstancia de ser titulares de activos que tenían la consideración de “estratégicos” (centrales nucleares) conforme a la actual función 14, y ha sido esa circunstancia de ser cotitulares de activos estratégicos la que motivó el reconocimiento de la condición de interesados de todos los citados por la CNE.

En su escrito de 25 de julio de 2006 a la CNE, E.ON alude también al hecho de que la CNE no sólo haya producido indebidas dilaciones en el procedimiento sino que éstas han sido premeditadamente las mayores posibles en contravención del principio de celeridad. Afirma E.ON que entre el reconocimiento

⁵³⁸ El Tribunal Supremo ha considerado en su Sentencia de 23 de abril de 1987 que la concesión de un trámite de audiencia a una persona que supuestamente no tiene la condición de interesado no vicia el procedimiento, convirtiéndose, a lo sumo en un trámite inútil, *puesto que su efecto es el de establecer garantías de defensa ante terceros perjudicados por lo pretendido por los recurrentes, cuya valoración, en el momento de abrir el trámite, es meramente hipotética, ya que, de lo contrario, prejuzgaría el fondo del asunto.*

⁵³⁹ Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Grupo de Negocios Duero y Xunta de Galicia.

de la condición de interesados a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa y el primer requerimiento de información dirigido a cada una de ellas siempre media el tiempo necesario para optimizar la mayor dilación posible del procedimiento y que, sin embargo en el caso de Hidrocarbónico dicho requerimiento de información le fue notificado el mismo día del reconocimiento de su condición de interesado.

Frente a estas alegaciones la CNE afirma que todas las suspensiones del cómputo del plazo para resolver han estado debidamente justificadas en la necesidad de recabar información específica a los efectos de la resolución del expediente, cuyo volumen y complejidad queda fuera de toda duda, tal y como reconoció el propio solicitante en el párrafo 174, al folio 61, de su escrito de 25 de julio de 2006. Además, la CNE se ampara en lo dispuesto en los arts. 78 y 42.5 a) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, que prevén expresamente la posibilidad de suspender el plazo máximo de resolución del procedimiento en aquellos supuestos en que por el órgano instructor del mismo se requiera a los interesados...*la aportación de documentos y otros elementos de juicio necesarios*. Por tanto, la CNE estima que tales objeciones se apoyan en una mera presunción e imputaciones gratuitas, huérfanas de todo fundamento y soporte probatorio. En el caso de Hidrocarbónico, el acuerdo del Consejo de Administración de la CNE reconociéndole la condición de interesado fue adoptado el 18 de mayo de 2006, siendo adoptado el acuerdo de requerimiento de información en la sesión de 25 de mayo siguiente, fecha ésta en que se notificaron ambas resoluciones.

Igualmente, E.ON censura en su comunicación que se le concediera a Unión Fenosa e Iberdrola una prórroga de 5 días para la aportación de la documentación requerida, cuando ella misma ha solicitado, mediante escritos de 14 de junio y de 11 de julio de 2006, otras tantas prórrogas para cumplimentar sus requerimientos de información, y la CNE no entiende la crítica señalada ya que la concesión de tales prórrogas habría de alargar el plazo en el que el cómputo se encuentra suspendido.

Contrapone también E.ON que la información requerida a Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocarbónico es o bien información de la que ya dispone la CNE o que podía requerir a la propia Endesa. Sosteniendo al mismo tiempo que lo que en realidad se requiere a ambas empresas es una función puramente valorativa de las consecuencias de la OPA de E.ON, siendo así que el art. 78 LRJ-PAC sólo permitiría a las Administraciones encargadas de la instrucción de los procedimientos realizar actos de instrucción que les permitan recabar "datos" que sean necesarios para adoptar la resolución.

Para la CNE, tal argumentación no se sostiene ya que no es cierto que los requerimientos de información que las Administraciones instructoras de los procedimientos pueden dirigir a los interesados con base en el art. 78 LRJ-PAC sólo pueden tener por objeto "datos objetivos". Por el contrario, y a los efectos que ahora interesan, dicho precepto ha de ponerse en relación con lo establecido en el art. 42.5 a) de la misma Ley, que prevé la posibilidad de suspender el plazo máximo de resolución del procedimiento en aquellos supuestos en que por el órgano instructor del mismo se requiera a los interesados "la aportación de documentos y otros elementos de juicio necesarios", que no han de ceñirse necesariamente a elementos de carácter fáctico. Es, por tanto, en este sentido

amplio en que procede, según la CNE, interpretar la noción de “datos en virtud de los cuales deba pronunciarse la resolución” a que se refiere el art. 78 LRJ-PAC.

Asimismo, E.ON alega, en su escrito de 25 de julio de 2006 la concurrencia en el presente procedimiento de silencio administrativo, es decir, presupone que la CNE ha rebasado con creces el plazo de un mes que tenía para resolver el mismo y que en consecuencia han operado los efectos del silencio positivo, por lo que la resolución final que se adopte únicamente puede ser plenamente estimatoria de las peticiones formuladas por E.ON de acuerdo con lo dispuesto en el art. 43.4 a) de la Ley 30/1992. E.ON sostiene su argumentación en el carácter injustificado o no ajustado a los requisitos del art. 42 de la Ley, de las sucesivas interrupciones. Afirma que el art. 42.5 a) únicamente permite interrumpir los plazos *para la subsanación de deficiencias y la aportación de documentos y otros elementos de juicio necesarios*.

Amparándose en los arts. 74 y 75 de la Ley 30/1992, así como en los artículos 35 f) y 71, E.ON concluye que únicamente cabría interrumpir el cómputo de los plazos para resolver mediante requerimientos de información para aportar documentación o elementos de juicio “necesarios”, entendiendo por tales únicamente los que son expresamente exigidos por la normativa aplicable o aquellos que se demuestre por la propia Administración su inexcusable necesidad para la resolución del procedimiento. E.ON considera que únicamente es aplicable el art. 42.5 a) en la medida en que también lo sea el art. 71, relativo a la subsanación y mejora de la solicitud. En este sentido, de los tres requerimientos de información dirigidos a E.ON únicamente admite la procedencia del primero de ellos, al entender que ni el segundo ni el tercero presentan justificación alguna.

Además, sostiene el carácter no interruptivo de los requerimientos de información dirigidos al resto de las empresas personadas, al entender que, primero, éstos han sido dirigidos a empresas que, salvo Endesa, carecen de la condición de interesadas, segundo, se trata de requerimientos de datos no necesarios para la resolución, y, tercero, se habrían realizado con la finalidad de asegurar la mayor dilación posible del procedimiento.

Frente a tales argumentaciones la CNE determina que debe rechazarse que el art. 42.5 a) únicamente opera en aquellos casos en los que el órgano administrativo requiera una subsanación o mejora de la solicitud al amparo del art. 71 de la misma Ley, el cual se refiere a aquellos casos en que las solicitudes de iniciación de los sujetos no contienen los extremos requeridos por el art. 70. El propio art. 42.5 a) distingue entre la subsanación de deficiencias y *la aportación de documentos y otros elementos de juicio necesarios*, de lo que se infiere claramente que esta segunda categoría de información, susceptible de ser solicitada por el órgano administrativo, rebasa lo que debe ser considerado como una mera subsanación. Así, se reconoce por la Sentencia de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, de 18 de febrero de 2004, al decir que los requerimientos de información dirigidos a las partes tienen efectos interruptivos que pueden incluirse en el apartado a) del art. 42.5 de la Ley 30/1992. El mismo carácter interruptivo se admite en la Sentencia de la misma Sala de 23 de diciembre de 2002.

Para la CNE, resulta indiscutible que el juego de los arts. 78 y 42.5 de la Ley 30/1992 permite a este organismo requerir la información que considere necesaria, en el ejercicio de su función instructora y precisamente uno de los efectos de tales requerimientos de información es la interrupción del cómputo del plazo de resolución y notificación. En el segundo y tercer requerimiento de información dirigidos a E.ON, con fechas 9 y 29 de junio de 2006, respectivamente, se alude expresamente a la información anterior de la que disponía la CNE a fin de enumerar las precisiones y aclaraciones concretas que sobre ésta se juzgaba necesaria, así como de indicar la información que debía ser completada.

La CNE considera plenamente justificada la necesidad de información reclamada, sin que resulte legalmente exigible que en fase instructora deba facilitarse una explicación minuciosa y pormenorizada sobre la utilidad concreta y particular de cada uno de los extremos de la información requerida. Asimismo, resulta contrario a los propios actos de E.ON el hecho de que se oponga a que se descuenta del cómputo total los plazos de 18 y 14 días, respectivamente, durante los cuales estuvo suspendido el procedimiento para cumplimentar el segundo y el tercer requerimiento, cuando la propia empresa solicitó a la CNE la prórroga de esos dos plazos. Resultan igualmente justificadas las respectivas solicitudes de información dirigidas al resto de las empresas interesadas.

En síntesis, la CNE considera que procede rechazar las alegaciones de E.ON respecto de la pretendida ausencia de efecto interruptivo de las suspensiones efectuadas, por lo que la resolución ha sido dictada dentro del término de un mes concedido por el art. 18.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio. La CNE estima que la propia E.ON admite en el párrafo 249 de su escrito que si se aplicasen todas las interrupciones producidas por los requerimientos de información, el día 25 de julio de 2006, fecha de presentación del escrito, se cumpliría el día 26 del cómputo del mes, admitiendo, por tanto, la validez del cómputo efectuado por esta Comisión, que, atendiendo a la normativa vigente, determina que el *dies ad quem* sea el 29 de julio de 2006.

En otro apartado, la CNE afirma que como organismo regulador que supervisa y controla de modo especializado los diferentes sectores económicos, ha utilizado con frecuencia y normalidad la técnica de la autorización condicionada, con carácter general, y subraya que el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, prevé la posibilidad de que la toma de participación de que se trate pueda ser denegada o sometida a condiciones, por el organismo regulador, por cualquiera de las causas que se detallan en dicho Real Decreto Ley.

Esta posibilidad de dictar autorizaciones condicionadas ya la preveía de forma expresa la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 14^a de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción originaria, así como el art. 8.1 15^a de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el art. 14.5 de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sin que en la redacción de todas estas disposiciones se aprecie diferencia alguna en cuanto a la determinación del alcance y contenido del clausulado condicional que la CNE puede imponer en el ejercicio de esta potestad autorizatoria. De la lectura de los textos legales se deduce la atribución de una potestad amplia, en la que no se excluye *a priori*

ninguna cláusula posible. De esta forma, la CNE queda habilitada para otorgar las autorizaciones con sometimiento a cuantas condiciones se estimen idóneas y necesarias para proteger el interés general tutelado por la norma, con sometimiento al principio de proporcionalidad.

La especial naturaleza y el peculiar régimen jurídico de las actividades reguladas ha llevado al Consejo de Administración de la CNE, en las resoluciones adoptadas⁵⁴⁰, a la imposición de condiciones con el fin de salvaguardar la existencia de patrimonios separados, así como el equilibrio patrimonial del sujeto que desarrolla actividades reguladas y, en casos excepcionales, han conducido incluso a la denegación de la autorización solicitada por entrañar la operación riesgos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas. Mientras que excepcionalmente, en un número reducido de ocasiones, y en particular, como se señala en la Resolución del Consejo de Administración de la CNE, de 30 de abril de 2003, (sobre la solicitud de autorización administrativa presentada por Gas Natural SDG, S.A., para tomar participaciones en el capital social de Iberdrola, S.A.) los riesgos han sido de tal magnitud que ni el establecimiento de condiciones se ha considerado suficiente para disminuirlos, por lo que se ha procedido a la denegación de la autorización solicitada.

⁵⁴⁰ Procede citar las siguientes resoluciones adoptadas por la CNE: Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 9 de mayo de 2000, se autoriza a REE a participar en el capital social de la Sociedad Concesionaria brasileña que habría de constituirse como requisito de la adjudicación de la construcción y operación de una línea eléctrica, dentro del Programa de Licitaciones de Concesiones de líneas de transmisión; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 19 de septiembre, por la que se autoriza a REE la constitución de una sociedad filial que desarrollará su actividad en el sector internacional; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 5 de junio de 2002 por la que se deniega la solicitud de autorización de REE para proceder a suscribir la ampliación del capital social de Red Eléctrica Internacional S.A.; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 16 de mayo de 2002 por la que se autoriza la toma de participación de Eléctrica de Moscoso, S.L. en la Sociedad *GBI 9000 SIMCAV, S.A.*, consistente en la adquisición de la participación accionarial que la Sociedad *Grupo Bernárdez Inversiones, S.L.*, poseía en *GBI 9000 SIMCAV, S.A.*; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 18 de abril de 2000 por la que se autoriza la oferta pública de adquisición de acciones de Unión Eléctrica Fenosa, S.A., sobre Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., al considerarse que la citada operación no produciría riesgos significativos ni previsiblemente tendría efectos negativos sobre la situación financiera de la empresa que desarrolla actividades reguladas, ni sobre los niveles de calidad de los servicios suministrados por las redes de ambas empresas; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 23 de diciembre de 2002 que analiza la solicitud de REE, de autorización para adquirir participaciones accionariales en Red de Alta Tensión, S.A. que tenía como objetivo incrementar sustancialmente su figura de transportista en el ámbito de su propia actividad regulada, autorización que fue sujeta al cumplimiento de las condiciones establecidas tanto en el contrato de compraventa de acciones como en el contrato entre los accionistas de Red de Alta Tensión, S.A.; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 30 de abril de 2003 que deniega la solicitud de autorización administrativa presentada por Gas Natural SDG, S.A., para tomar participaciones en el capital social de Iberdrola, S.A., por apreciar la existencia de riesgos significativos y efectos negativos sobre el conjunto de las actividades reguladas a desarrollar por el grupo que resultaría de la operación.; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 22 de julio de 2003 por la que se acordó autorizar a REE, la realización de la operación consistente en la constitución de una sociedad filial BV en Holanda, estableciéndose numerosas condiciones a dicha autorización; Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 8 de noviembre de 2005 sobre la solicitud de autorización de Gas Natural SDG, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005, de segregación en filiales y aportación de las ramas de actividad de transporte secundario y distribución, y sobre la solicitud de Gas Natural SDG, S.A., de 7 de septiembre de 2005, de toma de participación en el capital social de Endesa que resultara de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV. En esta Resolución, la CNE otorgó la autorización solicitada a Gas Natural SDG, S.A., sometiéndola, no obstante, a condiciones.

Analizando la práctica administrativa de la CNE, que no ha sido desautorizada en sede jurisdiccional, se observa que la misma ha impuesto condiciones concretas de muy diversa tipología:

- Condiciones de carácter económico-financiero en la realización de terminadas operaciones (ratios de solvencia, desinversiones, garantías, etc.).
- Obligaciones de información periódica de carácter contable y financiero.
- Condiciones relativas al efectivo cumplimiento de la separación jurídica de actividades.
- Obligaciones de solicitud posterior de autorización en relación con nuevas operaciones.
- Condiciones en relación con la prioridad en la funcionalidad eléctrica de las instalaciones afectas al servicio eléctrico.
- Condiciones relativas al cumplimiento de planes de inversiones en instalaciones de transporte y distribución.

Y en otros supuestos, ha denegado la autorización por ser los riesgos de tal magnitud que no podían ser enervados mediante la imposición de condición alguna.

La CNE concluye que para que resulte posible autorizar una operación de toma de participación subsumible en el supuesto de hecho previsto en la Disposición Undécima, Tercero. 1, función 14^a, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, aun en el supuesto de que se haya detectado la existencia de alguna de las causas previstas en el apartado segundo de la citada función, la naturaleza de las condiciones a imponer para disminuir los riesgos observados debe reunir las siguientes características:

- a) Deben ser condiciones sobre aspectos accesorios a la operación de toma de participación, pero no pueden ser utilizadas cuando con ellas se pretenda salvar aspectos esenciales de la operación.
- b) Las condiciones deben respetar el mandato de proporcionalidad, lo que comporta que: la cláusula accesoria debe ser idónea para la consecución del objetivo propuesto; la cláusula ha de ser indispensable para lograrlo, por no existir otras igualmente eficaces para la consecución del citado objetivo, pero menos gravosas; el bien jurídico protegido por la carga impuesta debe resultar de mayor rango en una ponderación de los bienes e intereses en juego, esto es, en una ponderación entre el interés público protegido por la norma y el interés privado que resulte afectado.
- c) Las condiciones han de estar dotadas de "eficacia real", esto es, han de resultar viables en la práctica y su cumplimiento se ha de producir en un periodo de tiempo determinado.

El análisis de las operaciones llevado a cabo por la CNE, en el ejercicio de su función autorizatoria, se ha abordado fundamentalmente desde dos perspectivas: económico-financiera y técnica.

En el análisis económico-financiero de la operación, así como de la capacidad de la sociedad o sociedades afectadas, la CNE determina la existencia potencial o no de riesgos significativos o de efectos negativos, directos o indirectos, en dichas actividades reguladas. Si la sociedad se halla inserta en un grupo de sociedades, el análisis se efectúa a nivel consolidado. La CNE ha venido analizando sistemáticamente los siguientes aspectos y magnitudes:

- Estados financieros.
- Cuadro de origen y aplicación de fondos.
- Ratios de solvencia, rentabilidad y servicio de la deuda.
- Calificación y *ratings* de las principales agencias de valoración.
- Comparación de las magnitudes antes citadas en relación a otras compañías energéticas españolas.
- Comparación de las magnitudes antes citadas en relación con otras compañías energéticas a nivel europeo.
- Financiación de la operación.
- Recursos generados por la propia actividad.
- Desinversiones.
- Incremento de fondos propios.
- Endeudamiento financiero, etc.

Este estudio la CNE lo completa con una proyección económico-financiera de las sociedades afectadas posterior a la operación, que abarca, entre otras, las siguientes proyecciones:

- Proyección del estado de origen y aplicación de fondos tras la operación.
- Proyección del balance de situación y cuenta de resultados.
- Evolución de los fondos propios y deuda neta.
- Ratios calculados de los estados financieros, etc.

A través del análisis técnico, la CNE ha examinado habitualmente las siguientes cuestiones:

- Inversiones previstas, desglosadas por activo y territorio.
- Evolución de los índices de calidad de servicio: TIEI y NIEPI.
- Comparación de los índices de las sociedades afectadas con los índices nacionales.
- Previsiones de demanda.
- Gestión conjunta de redes de electricidad y gas.
- Riesgos potenciales en la confluencia de redes.
- Riesgos asociados a los diferentes esquemas retributivos existentes en gas y electricidad.
- Riesgo de desarrollo no homogéneo de las redes.
- Adecuada separación de actividades reguladas y liberalizadas que propicie y produzca un desarrollo equilibrado de éstas, etc.

Si del análisis efectuado por la CNE se desprende la concurrencia de circunstancias que afecten negativamente a la seguridad pública o al interés general, y su enervación sólo puede obtenerse mediante la imposición de determinadas condiciones, la CNE puede y debe imponerlas, aunque no exista un precedente en el mismo sentido, en el ejercicio de la función decimocuarta, en la redacción dada a la misma por el Real Decreto Ley 4/2006, en particular las causas b), c) y d) del apartado 2.

Respecto de la condiciones consistentes en desinversión de activos a la que E.ON hace alusión, en su escrito de alegaciones de 25 de julio de 2006, la CNE afirma que tales desinversiones son utilizadas por las autoridades de competencia con el fin de evitar los efectos negativos sobre ésta de una concentración entre dos empresas, sin embargo, igualmente puede ser utilizada en otros ámbitos, si se comprueba que la misma resulta necesaria para evitar los riesgos detectados. De esta forma, las obligaciones de desinversión pueden responder igualmente al objetivo de proteger la seguridad pública⁵⁴¹, así como de proteger el interés general, resultando necesaria en este caso, la identificación de los concretos activos o ramas de actividad a desinvertir, a diferencia de lo que ocurriría con carácter general, cuando la imposición de esta condición responde a la necesidad de asegurar una adecuada financiación de la operación con la finalidad de que no se produzcan riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, en las actividades definidas en la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1.

La CNE subraya que, no obstante, el cumplimiento de las exigencias de desinversión quedaría en última instancia deferida a un acto de voluntad, es decir, de aceptación de la sociedad solicitante de la autorización. Por tanto, nada impediría a la solicitante evitar el efecto obligatorio de la condición de

⁵⁴¹ Seguridad de suministro.

desinversión mediante la renuncia al derecho que emana de la autorización obtenida, en los términos previstos en el art. 90.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

8.15. RESOLUCIÓN DEL EXPEDIENTE DE OPA DE E.ON SOBRE ENDESA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE).

La CNE considera a Endesa en función de su tamaño como una sociedad de importancia estratégica para la consecución y garantía de suministro⁵⁴² energético en España, debido a su elevada cuota en cada una de las actividades del sector eléctrico y en especial en actividades reguladas y activos estratégicos. Considera, además, que la operación de llevarse a cabo produciría un efecto filialización que entrañaría riesgos o efectos negativos para los intereses generales de España en materia de seguridad de suministro.

Igualmente, la CNE estima, que además de su significativa importancia estratégica, Endesa desarrolla una importante posición en el mercado de generación ya, que por el lado de la oferta, cumple una función de agente pivotal⁵⁴³ en el mercado mayorista de electricidad, y es de gran importancia en otros procesos como el de restricciones técnicas y servicios complementarios y su capacidad para afectar el precio mayorista de electricidad es significativa.

En el análisis de la operación, la CNE concluye que el papel actual de Endesa, además de operador dominante en el mercado a nivel general, es muy significativo en la aportación de servicios que son claves para la garantía y seguridad de suministro, tanto a nivel local en las zonas donde ejerce la función de distribuidor o sus servicios de la generación son necesarios por su localización geográfica, como a nivel general en la aportación de servicios del sistema, siendo propietaria de activos que son fundamentales para asegurar, de forma continuada, un conjunto mínimo de servicios exigibles para la garantía de suministro.

Con el traslado de la unidad de decisión de la actual empresa Endesa al grupo E.ON, existe el riesgo, para el organismo regulador español, de que la valoración de la importancia de estos activos fundamentales para la garantía y seguridad de suministros se reduzca en un entorno de política empresarial que alcance a otros mercados y sistema energéticos. Por tanto, resulta imprescindible impedir un posible deterioro a futuro en cuanto a las necesidades de inversiones adicionales o de mantenimiento que sean suficientes para asegurar la participación de estos activos en la explotación del sistema.

Además, la adquisición de Endesa por parte de E.ON entraña riesgos esenciales y de relevancia para la seguridad pública, concretada en el mantenimiento de la garantía de suministro en España, así como los legítimos intereses generales en el diseño de la política energética, y en concreto, en el diseño de la elección de fuentes de suministro y de determinación de su política de abastecimiento, riesgos que pueden calificarse como una *amenaza real y grave* en los términos de la jurisprudencia comunitaria, que obliga a la CNE, en ejercicio de la potestad que le ha sido atribuida a modular el alcance de los derechos asociados a la Libertad Fundamental de Circulación de Capitales que

⁵⁴² La garantía y seguridad del suministro constituye una pieza fundamental del concepto de interés general expresado en el Real Decreto Ley 4/2006.

⁵⁴³ Un agente es pivotal en un mercado, cuando su oferta es absolutamente necesaria para cubrir la demanda.

consagra el Tratado de la Unión Europea como uno de los pilares esenciales de construcción del Mercado Interior.

En consecuencia, el organismo regulador español, como resultado de su minucioso análisis de la operación de adquisición por parte de E.ON sobre Endesa, concluye otorgar la autorización solicitada por E.ON consistente en la toma de participación en el capital social de Endesa que resulte de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV, sujeta a las siguientes condiciones, destinadas a eliminar o mitigar los riesgos detectados:

1. Durante un plazo de diez años desde la toma de control efectiva de Endesa, E.ON como sociedad matriz del grupo, deberá mantener a Endesa como sociedad matriz cabecera de su grupo.

Conforme a los compromisos corporativos asumidos de forma explícita por E.ON, la operación sometida a la presente autorización no conllevará la desaparición de las sociedades del grupo Endesa, ni la reorganización de ambos grupos empresariales. Endesa o cualquiera de las sociedades de su grupo no se fusionará con E.ON ni con ninguna de las sociedades del grupo E.ON. Asimismo, Endesa mantendrá su domicilio social y su órgano de administración en España.

2. E.ON deberá mantener a su filial Endesa debidamente capitalizada. A estos efectos, Endesa deberá cumplir con ratio de servicio de la deuda expresado a través de la deuda financiera neta/EBITDA menor que 5,25.

E.ON deberá informar a la CNE, con carácter trimestral, sobre la evolución del citado ratio.

3. Durante el periodo 2006-2010, las sociedades del grupo resultante de concentración E.ON-Endesa que desarrollen actividades reguladas o que sean titulares de activos estratégicos en España sólo podrán repartir dividendos cuando los recursos generados por ellas (definidos como *cash-flow* o suma de beneficio neto del ejercicio y amortizaciones) sean suficientes para atender tanto a sus compromisos de inversión como la suma de la amortización de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros.

Antes del final del ejercicio 2010, la CNE evaluará la evolución de la situación financiera de las sociedades adquiridas por E.ON que desarrollen actividades reguladas o sean titulares de activos estratégicos en España, así como los planes futuros e inversión de E.ON en el conjunto de dichas actividades reguladas y activos estratégicos. A la vista de dicha evolución, la CNE podrá prorrogar la eficacia de la presente condición durante un plazo de cinco desde dicho momento.

4. E.ON asumirá y realizará todas las inversiones en actividades reguladas de gas, tanto de transporte como de distribución, así como las inversiones en activos estratégicos en el sector de gas natural según definidos en la Función Decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima. Tercero. 1, de la Ley

34/1998, de 7 de octubre, incluidas en los planes de inversión de Endesa para el periodo 2006-2009, respetando el reparto territorial de las mismas.

E.ON asumirá los compromisos de inversión en redes de transporte de gas de Endesa reflejados en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011”, aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como el “Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura”, elaborado por la CNE. En este sentido, E.ON deberá dar cumplimiento a los plazos de realización de las infraestructuras previstos en la citada planificación. Además, E.ON realizará anualmente, al menos, las inversiones en instalaciones de distribución previstas por Endesa, recogidas en su plan de negocio.

Para facilitar el control y seguimiento de los compromisos de inversión en distribución, E.ON presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las Comunidades Autónomas afectadas y a la CNE, en el plazo de tres meses desde la eventual toma de control de Endesa, el citado plan de inversión en actividades reguladas en el que se detallen las inversiones en distribución por zonas o comarcas así como su programación temporal de manera que las Administraciones competentes puedan ejercer la labor de control que les es inherente, y comprobar que las inversiones se realizan cuando y donde son necesarias para alcanzar con la mayor rapidez posible los niveles de calidad y servicio adecuados. El plan de inversiones deberá distinguir entre instalaciones en alta y baja presión. Las inversiones en alta presión deberán llegar al detalle de instalaciones concretas y precisarán los activos que sean financiados por la propia empresa y aquellos cuya financiación recaiga sobre los usuarios.

E.ON deberá remitir anualmente, con anterioridad al 1 de abril de cada año, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la CNE y a cada Comunidad Autónoma afectada, información sobre las inversiones efectivamente realizadas, desglosadas por Comunidad Autónoma, dando cuenta del grado de cumplimiento de los compromisos de inversión antes citados. La CNE publicará anualmente la información referida de forma agregada.

5. E.ON deberá asumir todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico incluido en el Plan de inversión de Endesa para el periodo 2006-2009. Estos incluirán los correspondientes a la distribución de electricidad, incluyendo el reparto territorial de los mismos.

E.ON asumirá los compromisos de inversión en redes de transporte de energía eléctrica de Endesa reflejados en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011”, aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como en el “Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura”, elaborado por la CNE. En este sentido, E.ON deberá dar cumplimiento a los plazos de realización de las infraestructuras previstos en la citada planificación.

Asimismo, E.ON mantendrá los compromisos de inversión en otros activos estratégicos como las centrales nucleares.

Para facilitar el control y seguimiento de los compromisos de inversión en distribución, E.ON presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las CC. AA. afectadas y a la CNE, en el plazo de tres meses desde la eventual toma de control de Endesa, el citado plan de inversión en actividades reguladas en el que se detallen las inversiones en distribución por zonas o comarcas así como su programación temporal de manera que las Administraciones competentes puedan ejercer la labor de control que les es inherente, y comprobar que las inversiones se realizan cuando y donde son necesarias para alcanzar con la mayor rapidez posible los niveles de calidad y servicio adecuados. El plan de inversiones deberá distinguir entre instalaciones en alta y baja tensión. Las inversiones en alta tensión deberán llegar al detalle de instalaciones concretas y precisaran los activos que sean financiados por la propia empresa y aquellos cuya financiación recaiga sobre los usuarios.

E.ON deberá remitir anualmente, con anterioridad al 1 de abril de cada año, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la CNE y a cada CC. AA. afectada, información sobre las inversiones efectivamente realizadas, desglosadas por CC. AA., dando cuenta del grado de cumplimiento de los compromisos de inversión antes citados. La CNE publicará anualmente la información referida de forma agregada.

6. A partir del mes de enero de 2010, E.ON informará a la CNE anualmente sobre los planes futuros de inversión en actividades reguladas de gas y electricidad y en activos estratégicos de gas y electricidad.
7. E.ON deberá mantener la vida útil residual de las centrales de generación del régimen ordinario de Endesa para el mismo periodo que ésta tenía previsto su funcionamiento, sin perjuicio de la autorización de cierre prevista en los artículos 135 y siguientes del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
8. E.ON deberá garantizar el aprovisionamiento de gas natural al mercado español, al menos, con la cantidad de gas anual prevista en los planes de aprovisionamiento de gas natural remitidos por Endesa a la CNE para la elaboración del "Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura".
9. Atendiendo a los mayores riesgos para la seguridad pública que entrañan los activos nucleares, E.ON deberá proceder a la cesión de la gestión ordinaria de las centrales nucleares en las que disponga de participaciones accionariales a aquellos otros partícipes de dichas centrales.

En todo caso, E.ON no participará en la toma de decisiones relativas a la prestación de servicios, fabricación y suministro de equipos y sistemas de aprovisionamiento de combustible destinados a centrales térmicas nucleares. Por su parte, en el caso de Ascó I, cuya titularidad ostenta Endesa, E.ON deberá proceder a la venta del 100 por ciento de su participación.

10. Atendiendo a la singularidad de los sistemas insulares y extrapeninsulares y a la especial afección de estos activos a la seguridad de suministro, E.ON deberá proceder a la enajenación de los activos de dicha naturaleza de titularidad de Endesa.
11. Con el objetivo de eliminar los riesgos que la operación supondría para la garantía de suministro, y en concreto, para la política sectorial respecto al fomento de las fuentes energéticas de consumo autóctonas y el consumo de carbón, E.ON deberá proceder a la enajenación de las siguientes centrales de Endesa incluidas en el Plan Nacional de la Minería del Carbón 2006-2012: centrales térmicas de Compostilla, Complejo Minero Eléctrico de Teruel y la participación en Anllares.

12. La enajenación de los activos a que se refieren las condiciones novena, décima y undécima, deberá ser objeto de autorización por parte de la CNE en ejercicio de la Función Decimocuarta, prevista en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, de la Ley 33/1998, de 7 de octubre, sin perjuicio de otras autorizaciones que resulten preceptivas.

Los adquirentes de los citados activos deberán reunir los requisitos de capacidad legal, técnica y económico-financiera previstos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

13. El cumplimiento de las condiciones novena, décima y undécima, desde la toma efectiva de control de Endesa, deberá ser informado por E.ON a la CNE, con carácter trimestral.
14. La adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10 por ciento del capital social o cualquier otro que conceda influencia significativa en Endesa, realizada por cualquier sujeto, requerirá la previa autorización de la CNE conforme a lo previsto en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, Función Decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

La misma autorización se requerirá cuando se adquieran directamente los activos de Endesa afectos al desarrollo de las actividades previstas en el párrafo primero del apartado 1 de la Función Decimocuarta anteriormente citada.

15. Por razón del sistema de gobierno corporativo por el que se rige E.ON, ésta no deberá primar en la decisión de decisiones estratégicas que afecten a Endesa los intereses propios de la sociedad matriz en la medida en que afecten negativamente a la garantía de suministro en España.
16. El incumplimiento de las condiciones y obligaciones impuestas por la presente Resolución podrá dar lugar a la revocación de la presente autorización por parte de la CNE, a través del correspondiente procedimiento administrativo.

Iniciado el procedimiento de revocación, la CNE podrá acordar la suspensión provisional del ejercicio de los derechos de voto correspondientes a las acciones de Endesa que hubieran sido adquiridas por E.ON como

consecuencia de la liquidación de la OPA. En todo caso, el órgano de administración de Endesa limitará su actuación a la gestión ordinaria de la compañía, absteniéndose de realizar o concertar cualquier operación que no sea propia de la actividad ordinaria de la empresa.

La revocación de la autorización comportará la obligación de transmitir las acciones de Endesa que hubieran sido adquiridas como consecuencia de la liquidación de la OPA, en un plazo de 12 meses, para lo cual deberán obtenerse las autorizaciones que resulten preceptivas. Durante ese tiempo, y hasta que se culmine la transmisión de las acciones de Endesa, subsistirá la suspensión de los derechos de voto de las acciones de esta compañía que estén pendientes de transmisión, así como la limitación de las facultades del órgano de administración a la gestión ordinaria de la empresa, en los términos indicados en el párrafo anterior.

17. Si durante el plazo de diez años desde la toma de control efectivo de Endesa, una sociedad pretendiera adquirir o adquiriera, directa o indirectamente, un porcentaje del capital social o de los derechos de voto superior al 50 por ciento en E.ON, ésta deberá comunicarlo a la CNE, quien, previa tramitación del oportuno procedimiento podrá revisar el contenido de la presente Resolución. Dicha revisión, atendiendo a la existencia de motivos fundados para entender que tal cambio de titularidad pueda afectar negativamente el interés general en el sector energético, podrá implicar como efecto la obligación de E.ON de enajenar a un tercero, que deberá ser autorizado por la CNE, la totalidad de las acciones de Endesa que sean titularidad, directa o indirectamente de E.ON.
18. La CNE podrá dirigirse al Gobierno, a fin de que éste, de conformidad con lo establecido en el art. 10 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el art. 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y con objeto de garantizar el suministro energético en las situaciones de emergencia relativas a la escasez o riesgo cierto en la prestación del mismo, así como en el supuesto de desabastecimiento de alguna o algunas fuentes de energía primaria, adopte las medidas descritas en las citadas disposiciones.
19. Las condiciones establecidas en la presente autorización tienen, todas y cada una de ellas, carácter esencial y se consideran imprescindibles para paliar los riesgos detectados en esta Resolución, de forma que la misma no se habría dictado sin el condicionado que la acompaña.

Contra la presente Resolución, podrá interponerse recurso de alzada ante el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, según lo establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 5, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente a la recepción de la presente notificación.

El 10 de agosto de 2006, E.ON interpuso un recurso de alzada contra la resolución de la CNE ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por considerar que las condiciones impuestas por la CNE eran excesivas y no conforme a Derecho.

Mediante Decisión de fecha 26 de septiembre de 2006, la Comisión Europea declaró incompatibles con el Derecho comunitario dieciocho de las diecinueve condiciones impuestas a E.ON por la CNE y exigió su retirada sin demora. E.ON notificó la oferta sobre Endesa a la Comisión Europea el 16 de marzo de 2006. El 25 de abril de ese año, la Comisión Europea decidió no oponerse a la oferta notificada y declararla compatible con el mercado común de conformidad con el art. 6 (1) (b) del Reglamento 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas. Con arreglo a lo dispuesto en los arts. 1 y 21.3 del citado Reglamento, las concentraciones de dimensión comunitaria deben ser notificadas a la Comisión Europea y no a las autoridades de competencia de los Estados miembros.

El 18 de octubre de 2006, la Comisión Europea inició un procedimiento de infracción contra España por el hecho de que tres semanas después de la citada Decisión, las autoridades españolas no habían emprendido medida alguna para cumplirla.

El 3 de noviembre de 2006, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio dictó una resolución estimando parcialmente el recurso de alzada presentado por E.ON contra la resolución de la CNE.

La resolución del Ministerio de Industria confirma la autorización de la oferta otorgada por la CNE, pero anula algunas de las condiciones impuestas por ésta y modifica otras varias. E.ON entiende que las condiciones establecidas en la Resolución del Ministerio de Industria reflejan los compromisos que E.ON había asumido frente a la CNE en relación con Endesa, y por tanto acepta dichas condiciones y no recurrirá las mismas en la jurisdicción contencioso-administrativa.

Asimismo, E.ON renuncia expresamente a desistir de la presente oferta sobre la base de las referidas condiciones de la Resolución del Ministerio de Industria. E.ON deja a salvo su derecho a desistir de la oferta en el supuesto de que surgieran circunstancias nuevas y ajenas a la voluntad de E.ON que impidan la realización de la oferta, siempre que obtenga la previa conformidad de la CNMV, todo ello de conformidad con lo dispuesto en el art. 24 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores.

8.16. LA RESPUESTA DE LA COMISIÓN EUROPEA A LA OPA DE E.ON SOBRE ENDESA.

Ante las medidas regulatorias llevadas a cabo por el Gobierno español tras la OPA lanzada por la empresa alemana E.ON sobre Endesa (RD Ley 3/2006, de 24 de febrero) y, asimismo, la modificación de la Función Decimocuarta reforzando las funciones del organismo regulador español para que pueda examinar y en su caso rechazar dicha OPA (RD Ley 4/2006, de 24 de febrero), la Comisión Europea, a través de un comunicado realizado por el portavoz de la Comisaría de Competencia, *Jonathan Todd*, recuerda al Ejecutivo español que *las fusiones de dimensión europea son competencia exclusiva de la Comisión Europea, del mismo modo que las de dimensión nacional son de responsabilidad nacional, como fue el caso de la OPA de Gas Natural sobre Endesa. El Gobierno español no puede aplicar las nuevas medidas de reglamentación sin haber recibido antes la aprobación de la Comisión que debe certificar que son compatibles con el derecho comunitario. Un Estado no puede aplicar de forma unilateral medidas de represalia. Se entraría en un camino que supondría el fin del mercado interior, que está basado en el multilateralismo. Todos deben eliminar barreras, es el principio del Tratado de Roma.*

Igualmente y en esta misma línea argumentativa se pronunció el portavoz de la Presidencia de la Comisión Europea, *Johannes Laitenberger*: *Si un Estado miembro tiene la impresión de que otro Estado miembro está poniendo trabas a la competencia o al mercado interior no compatibles con el derecho comunitario debe acudir a la Comisión Europea. No puede tomarse la justicia por su mano. Otra cosa es si la situación es compatible con la legislación y el Estado miembro considera que se debe ser más abierto. No hay base jurídica para exigir esa reciprocidad.*

Ante estas declaraciones de Bruselas, el Gobierno español, que está convencido de que la aplicación de dichos decretos leyes es compatible con el derecho comunitario, aseguró que si la Comisión los declara ilegales recurrirá al Tribunal de Luxemburgo para iniciar un proceso judicial que dicte su validez.

Por otra parte, al quedar bloqueada la OPA de E.ON sobre Endesa por las 19 condiciones que estableció la CNE en el mes de julio de 2006, amparándose en la necesidad de asegurar el suministro a los consumidores, la Comisión Europea, en septiembre de ese mismo año, intervino anulándolas al considerarlas ilegales y consideró que el organismo regulador español había intervenido en una operación de competencia comunitaria exclusiva.

Para la Comisión Europea las condiciones fijadas por la CNE, que exigían la venta de una parte considerable de sus activos vulneraban los principios establecidos en el Tratado de la Unión Europea de “libre circulación de capitales” y “libertad de establecimiento”.

La Comisión Europea abrió, el 18 de octubre de 2006, un expediente⁵⁴⁴ al Gobierno español y éste aceptó, el 3 de noviembre de 2006, rebajar o suprimir las

⁵⁴⁴ La Comisión Europea exigía la retirada de todas las condiciones fijadas por la CNE.

condiciones, incluida la venta de activos. Pero la Comisión, poco tiempo después, el 29 de noviembre, decidió que las nuevas condiciones fijadas por el Ministerio de Industria adolecían del mismo problema que las establecidas con anterioridad por la CNE: *infringen las reglas del Tratado relativas a la libre circulación de capitales y a la libertad de establecimiento*. La Comisión amenazó al Gobierno español con pasar a la segunda fase del procedimiento de infracción, el Dictamen Motivado, si no levantaba las condiciones impuestas por la CNE sobre la oferta de E.ON sobre Endesa, pero finalmente decidió dar un nuevo plazo, hasta el 13 de diciembre de 2006, para que el Gobierno español responda a las objeciones de la Comisión.

En ciertos aspectos la decisión de la Comisión contra las condiciones del Ministerio de Industria fue incluso aún más dura que las que habían acordado contra la CNE, al añadir a las mencionadas infracciones, las relativas a la *libre circulación de mercancías*, al obligarse a Endesa a un determinado consumo de carbón nacional.

Las condiciones establecidas por el Ministerio de Industria, el 3 de noviembre de 2006 incluían: la obligación de no vender activos de las instalaciones en los territorios insulares, Baleares y Canarias; el mantenimiento de la marca; la promesa de no distribuir gas natural en otros mercados que no fuera el territorio nacional español; y la obligación de consumir carbón nacional.

El Ministerio de Industria, con fecha 13 de diciembre, reitera a la Comisión Europea que las nuevas condiciones impuestas al grupo alemán E.ON para autorizar su OPA sobre Endesa se ajustan a la normativa comunitaria, por entender que las citadas condiciones no limitan los derechos y libertades reconocidos en el Derecho comunitario y recuerda a la Comisión Europea que la OPA de E.ON ha sido autorizada de acuerdo con la normativa energética y bursátil y que el grupo alemán E.ON ha aceptado las nuevas condiciones, quedando la oferta de compra sometida a un régimen económico y jurídico compatible con las exigencias del Derecho comunitario.

El 20 de diciembre, la Comisión Europea reiteró, en su comunicación al Gobierno español, la retirada inmediata de las condiciones impuestas en noviembre a la OPA de E.ON sobre Endesa. En concreto la Comisión acusa al Gobierno español de violar el art. 21 de la legislación sobre fusiones que otorga a la Comisión Europea la competencia exclusiva en el caso de concentraciones de dimensión comunitaria como es el caso de la eléctrica española y la compañía alemana. La Comisión Europea detalla las condiciones que considera ilegales:

- Que Endesa conserve su marca durante cinco años.
- Que las compañías del grupo que tengan activos eléctricos fuera de la península los mantengan dentro de Endesa durante un periodo de cinco años.
- Que las plantas eléctricas de Endesa que utilicen carbón de origen nacional sigan utilizando esa fuente de energía tal como lo contemplan los planes para la minería española.

- Que E.ON no adopte decisiones estratégicas que conciernan a Endesa y que afecten a la seguridad del suministro, que sean contrarias a la legislación española.

La Comisión Europea sostiene que estas condiciones son incompatibles con la libre circulación de capitales, con la libertad de establecimiento y con la libre circulación de mercancías.

La Comisión no considera ilegales, sin embargo, las condiciones modificadas que imponen que la compra de acciones de Endesa debe quedar sometida a las normas españolas y que Endesa deba cumplir las obligaciones contraídas con la gestión de las centrales nucleares. Según la Comisión, estas medidas no imponen obligaciones distintas de las que ya contempla la legislación española.

El 24 de enero de 2007, la Comisión Europea decide denunciar a España ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, con sede en Luxemburgo, al considerar desproporcionados los poderes conferidos a la CNE, ya que a juicio de la Comisión *pueden restringir indebidamente la libre circulación de capitales y el derecho de establecimiento. La autorización previa a las adquisiciones que debe otorgar la CNE, según el decreto-ley, excede de lo necesario para garantizar el suministro energético y puede resultar disuasorio para las inversiones procedentes de otros Estados.*

El Gobierno español justifica dichos poderes con el fin de cubrir un vacío legal en el funcionamiento de la CNE. Hasta el 24 de febrero de 2006, la CNE sólo podía analizar operaciones entre empresas energéticas españolas, quedando fuera de su vigilancia las planteadas por empresas de otro sector o de otro país. A partir de dicha fecha el organismo regulador dispone de la potestad de revisar todas las operaciones del sector, con independencia de la nacionalidad o actividad principal del inversor.

Por otro lado, la Comisión Europea inició un expediente contra las limitaciones impuestas a E.ON, ya que la Comisión considera que la OPA sobre Endesa es de dimensión comunitaria y las autoridades españolas no pueden establecer condiciones. Pese a que el Gobierno español redujo el dictamen de la CNE, la Comisión todavía considera que se trata de limitaciones ilegales.

8.17. A LA TERCERA VA LA VENCIDA: ACCIONA Y ENEL SE HACEN CON EL CONTROL EFECTIVO DE ENDESA.

El 23 de marzo de 2007, las empresas Enel Energy Europe⁵⁴⁵, S.r.l., y Acciona⁵⁴⁶, S.A., que ya contaban, respectivamente, con el 24,9 y el 21,3 por ciento de las acciones de Endesa, deciden lanzar una OPA sobre Endesa si fracasaba la OPA de E.ON. Poco tiempo después, el 2 de abril, E.ON llega a un acuerdo con Enel y Acciona para retirar su OPA sobre Endesa a cambio de adquirir activos de la compañía eléctrica Endesa en Francia, Polonia, Turquía, Italia y España⁵⁴⁷. La operación prevista se centra básicamente en el sector de la electricidad⁵⁴⁸. Las actividades de las partes se solapan en una medida muy limitada en los mercados eléctricos de Portugal, Alemania y Grecia. No obstante, teniendo en cuenta la venta a E.ON de una parte de las actividades de Endesa, los únicos mercados afectados por la transacción prevista serían los de generación y el suministro mayorista y minorista de electricidad en España. En el marco de este acuerdo las tres empresas deciden retirar todas las demandas presentadas en distintas instancias, tanto administrativas como judiciales relativas a Endesa.

Así pues, con la retirada de la oferta de E.ON⁵⁴⁹, Acciona y Enel, los dos máximos accionistas de Endesa con el 46 por cien de su capital social, formulan su oferta pública de adquisición de acciones sobre el 100 por cien de dicha empresa, a un precio mínimo de 41,30 euros por acción en efectivo, más los intereses devengados (tasa EURIBOR 3 meses⁵⁵⁰), con ajuste por dividendos, lo que suponía valorar Endesa en 43.378 millones de euros. Acciona y Enel presentaron ante la CNMV⁵⁵¹ los avales bancarios que respaldan su oferta. Dicha

⁵⁴⁵ Enel es una empresa eléctrica italiana que se dedica a la generación, distribución y suministro de electricidad, principalmente en Italia, donde es el principal proveedor tanto a usuarios domésticos como industriales, y también en España, Bulgaria, Rumanía, Eslovaquia, Rusia, Francia, así como en Norteamérica y Sudamérica. Entre sus actividades figura también la compraventa de gas natural para generación de electricidad nacional y transacciones de gas en Italia.

⁵⁴⁶ Acciona es un grupo de empresas con sede principal en España, cuyas principales líneas de negocio son el desarrollo y la gestión de infraestructuras y proyectos inmobiliarios, la prestación de servicios de transporte, urbanos y medioambientales, y el desarrollo y la explotación de energías renovables.

⁵⁴⁷ En España, E.ON se hará con el control de Viesgo, filial de Enel, y con tres centrales de Endesa que suman 1.475 megavatios de potencia: la de Los Barrios (Cádiz) central térmica de carbón importado, de 567,5 MW, la de Foix, central térmica de fuel-oil, de 520 MW y la de Besós 3, central de ciclo combinado, de 387,8 MW, ambas en Barcelona.

⁵⁴⁸ Se comprometieron, en concreto, a vender a E.ON activos equivalentes al 20 por ciento de la capacidad de generación de la compañía española Endesa. E.ON se convertirá con esta operación en la segunda eléctrica de Francia y el tercer operador de Italia. La alemana se hará con todos los activos europeos de Endesa, excepto los que tiene la compañía en Grecia. En el mercado español, la venta de algunas centrales de Endesa, la cesión por 10 años de derechos sobre una capacidad de 450 MW de energía eléctrica de origen nuclear y el traspaso de Viesgo, filial española de Enel, permitirán a E.ON alcanzar una cuota superior al 7 por ciento en la generación de electricidad. Esta operación de ventas de activos, que se empezará a negociar a finales de 2007 y se espera concluya a mediados de 2008, supone una cuantía de 10.000 millones de euros, es decir, una cuarta parte de la valoración total alcanzada en la oferta de adquisición de acciones sobre Endesa, ofrecida por Acciona y Enel.

⁵⁴⁹ Para E.ON resultaba imposible alcanzar el 50 por ciento del accionariado de Endesa, ya que sus rivales Acciona, Enel, junto con Caja Madrid y SEPI sumaban el 59 por ciento del accionariado de Endesa.

⁵⁵⁰ Desde el 26 de marzo de 2007, cuando se anunció la OPA, hasta el 31 de mayo de 2007.

⁵⁵¹ La autorización preceptiva, ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, para lanzar la OPA sobre Endesa fue presentada por Acciona y Enel el 11 de abril de 2007.

oferta deberá ser aprobada por las autoridades de la competencia tanto europeas como españolas.

Además, Accionan y Enel subrayan que la eficacia de la oferta estará sujeta al cumplimiento íntegro o renuncia a todas y cada una de las siguientes condiciones⁵⁵²:

- a) La obtención de aceptaciones de la oferta comprensiva de acciones de Endesa que, unidas a las que ostenten los oferentes, directa o indirectamente, representen más del 50 por ciento de las acciones en que se divide el capital social de Endesa.
- b) Que con anterioridad a la finalización del periodo de aceptación de la oferta la Junta General de Accionistas de Endesa adopte los acuerdos necesarios para modificar los artículos 32, 37, 38 y 42 de los Estatutos sociales de Endesa.
- c) Los oferentes notificarán la operación de concentración resultante de la oferta a la Comisión Europea de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento (CE) 139/2004, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas, además de presentar las notificaciones que procedan ante autoridades de competencia de países terceros.
- d) La oferta está sujeta, legalmente, a la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes. A tal fin, los oferentes procederán a presentar las correspondientes solicitudes de autorización y notificaciones ante la CNE y ante la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como ante otras autoridades regulatorias de países terceros.
- e) Dado que las acciones de Endesa están admitidas a negociación en la Bolsa de Valores de *New York* bajo la forma de *American Depositary Shares* (ADSs) y en la Bolsa *Off Shore* de Santiago de Chile, los oferentes cumplirán con cuantas formalidades sean legalmente exigibles para la realización o extensión de la oferta a estas jurisdicciones.

La CNE, el 4 de julio de 2007, otorga la autorización solicitada por Acciona y Enel para la adquisición de acciones de Endesa, sujeta al cumplimiento de doce condiciones:

1. Acciona y Enel mantendrán Endesa como empresa autónoma, con plena responsabilidad operativa en el cumplimiento de su plan de negocio, y sociedad cabecera de su grupo, manteniendo su marca, así como su domicilio social, su órgano de administración y su centro efectivo de dirección y decisión en España.
2. Aportarán a la CNE informe detallado describiendo y, en su caso, justificando posibles operaciones o políticas financieras que impliquen alteraciones significativas en la situación patrimonial, así como operaciones entre Endesa y

⁵⁵² Hecho Relevante número 78974 por medio del cual se comunicó la presentación de la oferta de adquisición de acciones de Endesa a la CNMV el 11 de abril de 2007.

empresas controladas o participadas (con una participación directa o indirecta igual o superior al 20 por ciento) por Acciona o por Enel, tales como transferencias de recursos, bienes, derechos y/o contratos, que puedan afectar negativamente a la gestión autónoma de Endesa, o a su solvencia operativa o financiera. La política de dividendos de Endesa debe entenderse como afectada por esta condición. El primer informe se presentará antes de 90 días contados desde la toma de control de Endesa.

3. Acciona y Enel asumirán y realizarán, a través del control que ejercen sobre Endesa todas las inversiones en actividades reguladas de gas y electricidad, tanto de transporte como de distribución, así como las inversiones comprometidas por Endesa en activos estratégicos de ambos sectores⁵⁵³ contempladas en: (1) los últimos planes de inversión anunciados por esta compañía para el periodo 2007-2011 relacionados en esta Resolución, (2) en el documento de Planificación de los sectores de gas y de electricidad. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2012, aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como en (3) el Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura de la CNE. Asimismo, Acciona y Enel cumplirán los plazos de realización de las infraestructuras previstos. Los recursos generados por Endesa atenderán con carácter prioritario a la financiación y ejecución de los planes anteriores. Durante el periodo 2007-2012, las sociedades de Endesa que desarrollen actividades reguladas o cuenten con activos estratégicos en España sólo podrán repartir dividendos cuando los recursos generados por ellas sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión, como el servicio de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros. Para el sector eléctrico, el plan de inversiones distinguirá entre instalaciones de alta y baja tensión. En las inversiones en alta tensión, el plan incluirá detalle de instalaciones concretas y precisará los activos que sean financiados por la propia empresa y aquellos cuya financiación recaiga sobre los usuarios. Acciona y Enel remitirán anualmente a la CNE, con anterioridad al 1 de abril de cada año, información sobre las inversiones efectivamente realizadas, desglosadas por Comunidades Autónomas, dando cuenta del grado de cumplimiento de los compromisos de inversión.
4. Dadas las especiales características que presentan los activos nucleares en relación con la seguridad pública, Acciona y Enel, en el ejercicio de su control sobre Endesa, tendrán las siguientes obligaciones:
 - a) Asumir y mantener las obligaciones reglamentarias vigentes sobre energía nuclear y, en concreto, el cumplimiento de todos aquellos códigos y acuerdos con el resto de los socios en la gestión de centrales nucleares en relación con la seguridad y el aprovisionamiento de uranio.
 - b) Mantener una unidad orgánica de Endesa claramente identificada y auditable que tenga asignada la responsabilidad de esta empresa en lo que se refiera a la definición de políticas, al seguimiento y toma de decisiones relativas a la gestión de los activos nucleares, tanto en la central de Ascó I,

⁵⁵³ Según están definidos en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, de la Ley 34/1998.

como en las otras centrales de titularidad compartida con otras empresas. Esta unidad orgánica se configurará de tal forma que se asegure como mínimo el nivel actual de solvencia técnica y profesional de Endesa en materia nuclear.

- c) Promover que Endesa realice un informe anual que recoja en detalle las actividades del último año de Endesa en materia nuclear, los planes de inversión para el siguiente año y las líneas estratégicas al menos para los siguientes cinco años. Este informe incluirá la menos información detallada sobre aspectos como la política estratégica en materia nuclear y de gestión, paradas e incidencias en las plantas de aprovisionamiento, mantenimientos, situación del gobierno corporativo en las sociedades que gobiernan las plantas de propiedad compartida, planes de formación, recursos humanos, investigación, desarrollo, innovación, y cualquier aspecto adicional que afecte a cuestiones de seguridad. Asimismo el informe se elevará al Consejo de Administración de Endesa para su examen y aprobación, y posteriormente se enviará a la CNE.
5. Acciona y Enel durante un periodo de cinco años desde la adquisición de Endesa, asegurarán que el consumo anual agregado de cada central propiedad de Endesa que actualmente consume carbón nacional no sea inferior a las cantidades anuales agregadas previstas para consumo de dichas instalaciones en el Plan Nacional de la Minería del Carbón 2006-2012.
 6. Acciona y Enel preservarán, durante un periodo de cinco años desde la toma de control de Endesa, las actuales sociedades gestoras de los activos de transporte, distribución y generación de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares dentro del grupo Endesa.
 7. En relación a los contratos de aprovisionamiento de combustibles de Endesa se observarán las siguientes obligaciones:
 - a) El centro de gestión y operación de todos los contratos de aprovisionamiento de combustibles de Endesa se mantendrán con gestión autónoma e independiente como parte integrante de la estructura de Endesa.
 - b) Se mantendrá la titularidad de Endesa sobre los contratos actuales y futuros para cubrir la demanda de combustibles, aun cuando dichos contratos puedan negociarse de forma conjunta con otros contratos dentro de una cartera mayor. Además, salvo casos debidamente justificados, los contratos de Endesa: (1) si la negociación se hiciera conjuntamente con la de otros contratos propios de las empresas solicitantes o de sus participadas, no incluirán estipulaciones desfavorables en relación con la estructura y condiciones negociadas para los otros contratos de dicha cartera, sin perjuicio de posibles adaptaciones al funcionamiento de los mercados de destino; (2) no establecerán cláusulas que prevean circunstancias particulares para el caso de cambio de control de las partes; y (3) contemplarán, preferentemente, una relación directa contractual y de

suministro con el proveedor, ajeno a las compañías solicitantes, con el que se negocie el contrato.

- c) Acciona y Enel deberán garantizar el aprovisionamiento de gas natural al mercado español, al menos, con las cantidades anuales previstas por Endesa en sus planes 2007-2011. La presente obligación se entiende sin perjuicio de la posible adaptación, debidamente justificada, de los planes de Endesa.
 - d) Acciona y Enel promoverán que Endesa elabore un informe anual sobre sus políticas de aprovisionamiento, con especial referencia a los aspectos relacionados con la seguridad de suministro y los aspectos mencionados en el punto b anterior. Dicho informe se elevará al Consejo de Administración de Endesa para su examen y aprobación. Asimismo, será remitido a la CNE. A su vez, Enel y Acciona elaborarán para cada una de ellas, y remitirán a la CNE, un informe equivalente de carácter complementario al anterior que atienda especialmente al tratamiento relativo que se dispense a Endesa respecto al resto de compras de aprovisionamiento de las solicitantes. Los primeros informes se presentarán antes de 120 días contados desde la toma de control de Endesa. Esta Comisión, cuando lo considere necesario, podrá requerirles aclaraciones o información adicional.
8. Con carácter anual, y, en todo caso, a petición de la CNE, Enel presentará un informe detallado ante esta Comisión explicando su estrategia corporativa a corto, medio y largo plazo en aspectos que afecten al interés general o a la seguridad pública españoles. Tendrán la consideración de aspectos de la estrategia corporativa de Enel –tanto en Endesa como en la sociedad *holding* cuya constitución se prevé en el Acuerdo sobre acciones de Endesa, suscrito con fecha de 26 de marzo de 2007 entre Enel y Acciona- que afectan a dichos intereses aquellos relativos a los activos estratégicos, actividades reguladas y otras actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, definidas en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. El primer informe se presentará antes de 90 días contados desde la toma de control de Endesa.
9. Dentro de los diez días siguientes a la celebración de las Juntas de Accionistas o sesiones del Consejo de Administración de Endesa, Enel informará a esta Comisión acerca de los puntos del orden del día tratados, los acuerdos adoptados, así como sobre el sentido y la motivación del voto de sus representantes en relación con aquellos puntos del orden del día que tuvieran por objeto asuntos que afecten, en los términos ya señalados, al interés general o a la seguridad pública españoles. Con base en la información recibida, la CNE podrá, en el plazo de un mes desde la celebración de la Junta de Accionistas o sesión del Consejo de Administración, y previa audiencia de Enel y Endesa, ordenar motivadamente la revocación de cualquier acuerdo para cuya aprobación haya sido necesario el apoyo de los representantes de Enel en cualquier fase del proceso de adopción del mismo, cuando estime que el mismo pueda tener un impacto negativo sobre el interés general o la

seguridad pública españoles, de acuerdo con los criterios previstos en la función en cuyo ejercicio se adopta la presente Resolución y con la finalidad de prevenir los riesgos adicionales puestos de manifiesto en el cuerpo de la misma, derivados del control y de los poderes especiales que ostenta el Gobierno de la República Italiana en el seno de Enel.

10. La CNE podrá proceder a la revocación de la presente autorización, incluida la revocación parcial consistente en una modificación de las condiciones, previa la tramitación del correspondiente procedimiento administrativo, en los siguientes casos:
- En supuestos de especial gravedad para el interés general o la seguridad pública españoles derivados de los riesgos inherentes a la operación objeto de la presente autorización.
 - En el caso de incumplimiento reiterado de la condición 9 anterior.
 - Si se afectasen de forma sustancial las características de Endesa señaladas en la condición 1 anterior, o se alterasen la estructura de control de Endesa, en relación con la cual se han valorado los riesgos de la operación.
 - Si se alterase de forma sustancial, mediante negocios jurídicos sobre cualesquiera activos de Endesa, la configuración esencial de ésta.

Enel y Acciona deberán facilitar a la CNE la información que permita valorar a la CNE la posible concurrencia de los dos últimos supuestos revocatorios anteriormente expuestos.

En los casos de revocación, hincado el procedimiento, la CNE podrá acordar la suspensión provisional del ejercicio de los derechos de voto correspondientes a las acciones de Endesa que hubieran sido adquiridas como consecuencia de las operaciones de adquisición objeto de la presente autorización por la sociedad o sociedades de que se trate.

En los supuestos de revocación total de la autorización, ésta comportará la obligación de transmitir las acciones de Endesa que hubieran sido adquiridas como consecuencia de las operaciones de adquisición objeto de la presente autorización, en un plazo de seis meses, para lo cual deberán obtenerse las autorizaciones que resulten preceptivas. Durante ese tiempo, y hasta que se culmine la transmisión de las acciones de Endesa, subsistirá la suspensión de los derechos de voto de las acciones de la compañía que estén pendientes de transmisión. En todo caso, el órgano de administración de Endesa limitará su actuación a la gestión ordinaria de la compañía, absteniéndose de realizar o concertar cualquier operación que no sea propia de la actividad ordinaria de la empresa.

11. Las condiciones 8 y 9 serán revisadas o, en su caso, quedarán sin efecto, cuando se verifique que se han suprimido las limitaciones de acceso al capital social de Enel, así como los poderes especiales de intervención que actualmente

ostenta el Gobierno de la República Italiana en el seno de dicha sociedad, y el Estado italiano carezca de la posibilidad de ejercer por cualquier otro medio el control efectivo de su gestión.

12. La CNE podrá dirigirse al Gobierno, a fin de que éste, de conformidad con lo establecido en el art. 10 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el art. 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y con el objeto de garantizar el suministro energético en las situaciones de emergencia relativas a la escasez o riesgo cierto en la prestación del mismo, así como en el supuesto de desabastecimiento de alguna o algunas fuentes de energía primaria, adopte las medidas descritas en las citadas disposiciones.

En síntesis, dichas condiciones se establecen para garantizar las inversiones comprometidas para cubrir necesidades energéticas en el futuro, el suministro, la gestión de los contratos de aprovisionamiento, la imagen de marca de la sociedad, la sede social en España, y la gestión del parque nuclear.

Además, la CNE exige su autorización previa en “cualquier otro negocio jurídico, derivado o no del acuerdo suscrito entre Enel y Acciona”, por recaer sobre acciones o activos de Endesa que “deberá ser sometido a un nuevo procedimiento de autorización”. Igualmente, en el supuesto de traspaso de activos eólicos de Endesa a Acciona, según los acuerdos suscritos entre ésta última empresa y Enel, y la venta de activos de Endesa al grupo E.ON, como la eléctrica Viesgo, cabe suponer que estarían sujetos a autorización de la CNE.

Por último, la presencia del Estado italiano en el accionariado de Enel (31 por ciento) fuerza a la CNE a obligar a dicha empresa a presentar un informe detallado sobre sus actividades relacionadas con el interés general español, y la posibilidad de que la CNE revoque decisiones adoptadas, en consejo o en junta, para “prevenir los riesgos adicionales” relacionados con “los poderes especiales que ostenta el Gobierno de la República italiana” en dicha empresa⁵⁵⁴. Este derecho de veto se podrá ejercer hasta un mes después de la celebración de cualquier junta de accionistas o consejo de administración de Endesa en el que se hayan adoptado acuerdos con el apoyo de Enel. La CNE establece que el derecho de veto quedará sin efecto cuando Enel deje de ser controlada por el Gobierno italiano.

La Comisión Europea, el 5 de julio, aprobaba con arreglo al Reglamento comunitario de concentraciones⁵⁵⁵, la adquisición del control exclusivo, mediante oferta pública de adquisición de Endesa por parte de Enel y Acciona. Tras examinar la operación propuesta, la Comisión llega a la conclusión de que no obstaculizará la competencia efectiva en el Espacio Económico Europeo (EEE) o en una parte sustancial de él. Advirtiendo que analizará cuidadosamente si las doce condiciones establecidas por la CNE vulneran la legislación comunitaria.

⁵⁵⁴ La resolución de la CNE se apoya en el concepto de reciprocidad entre Estados, dado el poder del Gobierno italiano en Enel. La CNE considera que la Comisión Europea aceptará su acuerdo ya que el riesgo para el suministro energético de un país es uno de los pocos argumentos admitidos por Bruselas que justificarían la anulación de una decisión empresarial por un regulador público.

⁵⁵⁵ Resolución de 5 de julio de 2007.

Finalmente, el 25 de julio, la CNMV autorizaba dicha oferta de adquisición dirigida al 100 por cien de las acciones que componen el capital social de Endesa, admitidas a negociación en las Bolsas de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia e integradas en el Sistema de Interconexión Bursátil y admitidas a negociación, asimismo, en la Bolsa de *New York* bajo la forma de ADSs, con una equivalencia de un ADS por cada acción ordinaria, y en la Bolsa *Off Shore* (Registro de Valores Extranjeros) de Santiago de Chile.

De la oferta se excluyen 487.116.120 acciones, equivalentes al 46,01 por ciento del capital social de Endesa que han sido inmovilizadas por sus respectivos titulares y, en consecuencia, la oferta se extiende de modo efectivo a la adquisición de 571.635.997 acciones, representativas del 53,99 por ciento del capital social de Endesa. Una vez realizado el ajuste por dividendos en un importe bruto de 1,14 euros por acción, satisfechos por Endesa con fecha 2 de julio de 2007, la contraprestación en dinero ofrecida es de 40,16 euros por cada acción.

Con fecha 3 de agosto de 2007, Acciona y Enel interponen recurso de alzada contra determinadas condiciones impuestas por el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE, de fecha 4 de julio de 2007, por el que se concedía a Acciona y Enel autorización para la adquisición de las acciones de Endesa.

La Comisión Europea, el 21 de septiembre de 2007, comunicó al Gobierno español que tan sólo una de las doce condiciones impuestas por la CNE está justificada, la que hace referencia al requisito de garantizar el suministro de energía en casos de emergencia y que las once restantes condiciones podrían no ser compatibles con el derecho comunitario respecto de la "libre circulación de capitales, el libre establecimiento y la libre circulación de mercancías" Según la Comisión Europea, en las fusiones de competencia comunitaria, los Estados miembros no pueden aplicar su legislación nacional y sólo pueden intervenir en defensa de los intereses de la competencia y con medidas que sean necesarias y proporcionadas y siempre compatibles con el derecho comunitario. La CNE tendría que haber notificado previamente a la Comisión Europea dichas condiciones.

La Junta de accionistas de Endesa, el 24 de septiembre de 2007, aprobaba, con el respaldo del 89,3 por ciento de los accionistas con derecho a voto la retirada de los blindajes que hasta el momento impedían a un solo accionista ejercer derechos de voto superiores al 10 por ciento (art. 32), con lo que Enel y Acciona ven cumplidas una de las principales condiciones de su oferta de adquisición de Endesa, y tras esta decisión podrán ejercer un poder de voto equivalente al 46,01 por ciento, que representa su participación conjunta en la sociedad. Igualmente la Junta de accionistas decide levantar los blindajes estatutarios para eliminar las distinciones entre tipos de miembros del Consejo de Administración de Endesa (arts. 37 y 38) e incompatibilidades de los miembros del Consejo⁵⁵⁶ (art. 42).

⁵⁵⁶ El actual Consejo de Endesa está formado por once miembros, entre ellos los dos designados por los opantes, Fernando D'Ornellas y Borja Prado. En el Consejo también está presente el presidente de Caja Madrid, Miguel Blesa, cuya entidad accedió a vender su 9,3 por ciento de participación en Endesa. La sociedad estatal SEPI también vendió su participación del 2,95 por ciento.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el 19 de octubre de 2007, visto el recurso de alzada interpuesto conjuntamente por Acciona y Enel contra la resolución de la CNE, de 4 de julio de 2007, por la que se autorizaba la toma de participación en el capital social de Endesa, resuelve estimar parcialmente el recurso de alzada interpuesto, modificando el primer párrafo autorizador al que añade:... *y para la ejecución de los mecanismos de control conjunto consistentes en la aportación de acciones a la sociedad holding, en los términos del <<Acuerdo sobre Acciones de Endesa>>*.

Además, modifica también las condiciones que en número de siete, quedan redactadas en los siguientes términos:

1. Acciona y Enel mantendrán Endesa como empresa autónoma, con plena responsabilidad operativa en el cumplimiento de su plan de negocio, y sociedad cabecera de su grupo, manteniendo su marca, así como su domicilio social, su órgano de administración y su centro efectivo de dirección y decisión en España.
2. Los solicitantes deberán mantener a Endesa debidamente capitalizada. A estos efectos, el Grupo Endesa deberá cumplir con un ratio de servicio de la deuda expresado a través de la deuda financiera neta/EBITDA menor que 5,25, durante un periodo de tres años desde la toma de control de Endesa. Los solicitantes deberán informar a la CNE, con carácter trimestral, sobre la evolución del citado ratio.
3. Acciona y Enel asumirán y realizarán, a través del control que ejercen sobre Endesa todas las inversiones en actividades reguladas de gas y electricidad, tanto de transporte como de distribución contempladas en: (1) los últimos planes de inversión anunciados por esta compañía para el periodo 2007-2011 relacionados en esta Resolución, (2) en el documento de Planificación de los sectores de gas y de electricidad. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2012, aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como en (3) el Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura de la CNE.

La presente obligación se entiende sin perjuicio de la posible adaptación, debidamente justificada de los planes de inversión de Endesa a las condiciones regulatorias en los términos normativamente previstos.

Durante el periodo 2007-2011, las sociedades de Endesa que desarrollen actividades reguladas solo podrán repartir dividendos cuando los recursos generados por ellas (definidos como flujos de caja o suma de beneficio neto del ejercicio y amortizaciones) sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión, como la suma de la amortización de la deuda financiera prevista del ejercicio correspondiente.

4. Dadas las especiales características que presentan los activos nucleares en relación con la seguridad pública, Acciona y Enel, en el ejercicio de su control sobre Endesa, deberán asumir y mantener las obligaciones y reglamentaciones vigentes sobre energía nuclear y, en concreto, el cumplimiento de todos

aquellos códigos y acuerdos con el resto de los socios en la gestión de centrales nucleares en relación con la seguridad y el aprovisionamiento de uranio. A tales efectos Acciona y Enel informarán anualmente a la CNE de cualquier incidencia que haya afectado a la producción.

5. Acciona y Enel durante un periodo de cinco años desde la adquisición de Endesa, asegurarán que el consumo anual agregado de cada central propiedad de Endesa que actualmente consume carbón nacional no sea inferior a las cantidades anuales agregadas previstas para consumo de dichas instalaciones en el Plan Nacional de la Minería del Carbón 2006-2012, en la medida en que se mantengan las actuales condiciones y circunstancias.
6. Acciona y Enel preservarán, durante un periodo de cinco años desde la toma de control de Endesa, las actuales sociedades gestoras de los activos de transporte, distribución y generación de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares dentro del grupo Endesa.
7. La CNE podrá dirigirse al Gobierno, a fin de que éste, de conformidad con lo establecido en el art. 10 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el art. 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y con el objeto de garantizar el suministro energético en las situaciones de emergencia relativas a la escasez o riesgo cierto en la prestación del mismo, así como en el supuesto de desabastecimiento de alguna o algunas fuentes de energía primaria, adopte las medidas descritas en las citadas disposiciones.

Esta forma de proceder del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, rebajando las condiciones impuestas por la CNE a Acciona y Enel, contradice la independencia que ha de disfrutar el organismo regulador energético español, en la normal realización de las funciones que la ley le ha conferido, como garante último de la liberalización del sector eléctrico, de la seguridad y garantía de suministro y del correcto comportamiento competitivo de los operadores eléctricos⁵⁵⁷.

Acciona y Enel prevén hacerse con el control efectivo de Endesa a finales del presente ejercicio de 2007, una vez que el 1 de octubre de 2007 concluyera, definitivamente, el plazo de aceptación de la OPA, con un 92 por ciento del capital social de Endesa en poder de ambas compañías, y se aborde su liquidación, así como el resto de trámites de la operación. El nuevo presidente de Endesa será, conforme al pacto suscrito, designado por Acciona y el consejero delegado nombrado por Enel. Cuando Manuel Pizarro se hizo cargo de Endesa en 2002, el valor de una acción de Endesa era de 8,9 euros, cerrada la operación de adquisición, con los nuevos propietarios Acciona y Enel, ésta llegó a alcanzar casi el quíntuplo de aquélla.

⁵⁵⁷ Reacuérdesse que sucedió igualmente con las condiciones que la CNE impuso a la OPA del grupo alemán E.ON. Y volvió a suceder con las objeciones que el regulador español impuso a la entrada de la empresa estatal argelina Sonatrach en el mercado del gas nacional.

8.18. CONSIDERACIONES FINALES.

El éxito del proyecto de la CECA que se inició tras la firma del Tratado de París en 1951, e integró bajo una Alta Autoridad⁵⁵⁸ supranacional los sectores del carbón y el acero, dos sectores básicos en el proceso de reconstrucción de las economías de los países europeos, tras la Segunda Guerra Mundial, animó a sus fundadores (Alemania, Francia, Italia y el Benelux) a ampliar la cooperación e integración económica a los restantes sectores económicos con la creación de la Comunidad Económica Europea (Tratado de Roma, 1957). Se hacía así realidad las palabras de *Robert Schuman*⁵⁵⁹, el mayor visionario europeo y mentor, junto a *Jean Monnet*, del proyecto de mayor envergadura emprendido durante todo el siglo XX: *Europa no se hará de golpe, ni en una obra de conjunto, se hará por medio de realizaciones concretas, que creen, en primer lugar, una solidaridad de hecho.*

Con anterioridad, *Aristide Briand*, primer ministro francés, había pronunciado un célebre discurso ante la Asamblea de la Sociedad de Naciones (Ginebra), el 5 de septiembre de 1929, en la que defendió la idea de una federación de naciones europeas basada en la solidaridad y en la búsqueda de la prosperidad económica y la cooperación política y social: *Pienso que entre los pueblos que están geográficamente agrupados como los pueblos de Europa, debe existir una suerte de vínculo federal; estos pueblos deben en todo momento tener la posibilidad de entrar en contacto, de discutir sus intereses, de adoptar resoluciones comunes, de establecer entre ellos un lazo de solidaridad, que les permita, en los momentos que se estimen oportunos, hacer frente a las circunstancias graves, si es que éstas surgen. (...) Evidentemente, la asociación tendrá efecto sobre todo en el dominio económico: esa es la cuestión que más presiona...*

Tras un largo paréntesis, dominado por las tensiones monetarias y cambiarias y por el encarecimiento de la energía y las materias primas, el proyecto de integración europeo reemprende su andadura hacia el objetivo de creación de un Mercado Único⁵⁶⁰ (1993) en el que existiría la total libertad de circulación no sólo para los bienes y servicios, sino para los capitales y los factores productivos.

⁵⁵⁸ El Tratado constitutivo de la CECA se firmó entre seis Estados el 18 de abril de 1951 en París y entró en vigor el 23 de julio de 1952⁵⁵⁸. *Jean Monnet*⁵⁵⁸ fue nombrado presidente de la Alta Autoridad de la CECA.

⁵⁵⁹ El proceso de integración europea, que nació de forma inmediata con la CECA, se desencadenó gracias a la histórica Declaración *Schuman*⁵⁵⁹, presentada por el Ministro de Asuntos Exteriores francés, *Robert Schuman*, el 9 de mayo de 1950⁵⁵⁹, pero concebida y elaborada por *Jean Monnet*, comisario del Plan de Modernización y Equipamiento. Monnet y sus colaboradores más próximos: *Étienne Hirsch*, *Paul Reuter* y *Pierre Uri*, redactaron durante los últimos días de abril de 1950 un documento de unas páginas con la exposición de motivos y la parte dispositiva de una propuesta llamada a conmovir todos los esquemas de la diplomacia clásica. En lugar de proceder a las tradicionales consultas con los servicios ministeriales competentes, *Monnet* se encargó de rodear este trabajo de la máxima discreción, con el fin de impedir las inevitables objeciones o contrapropuestas que le habrían privado de su carácter revolucionario y de las ventajas de la sorpresa. *Robert Schuman* asumió el proyecto en nombre de su gobierno.

⁵⁶⁰ El impulso definitivo a la libre circulación de los factores productivos habría de llegar, con posterioridad, en 1987, tras la firma del Acta Única por los Estados miembros que conduciría al establecimiento, el 31 de diciembre de 1992, de un mercado interior unificado.

Sin esa solidaridad de hecho hubiera resultado impensable que la Unión Europea sea hoy una realidad organizada de integración supranacional con 27 Estados miembros y una moneda única, y será difícil avanzar en el proceso hacia un mercado único de la energía en la Unión Europea, o si se nos permite, hacia una CECA de la energía. Pero, además, también considero importante resaltar de la declaración de Schuman la expresión: *...se hará por medio de realizaciones concretas.*

Cuadro 8.48

DECLARACIÓN SCHUMAN

9 de Mayo de 1950

“Señores, no es cuestión de vanas palabras, sino de un acto, atrevido y constructivo. Francia actúa y las consecuencias de su acción pueden ser inmensas. Así lo esperamos. Francia actúa por la paz (...) y asocia a Alemania. Europa nace de esto, una Europa sólidamente unida y fuertemente estructurada. Una Europa donde el nivel de vida se elevará gracias a la agrupación de producciones y la ampliación de mercados que provocarán el abaratamiento de los precios. (...) Europa no se hará de golpe, ni en una obra de conjunto, se hará por medio de realizaciones concretas, que creen, en primer lugar, una solidaridad de hecho. El Gobierno francés propone que se someta el conjunto de la producción franco-alemana de carbón y acero bajo una autoridad común, en una organización abierta a la participación de otros países de Europa. La puesta en común de la producción del carbón y del acero asegurará inmediatamente el establecimiento de bases comunes de desarrollo económico, primera etapa de la Federación Europea (...).”

Fuente: Elaboración propia.

La producción de energía eléctrica no sólo se basa en el abastecimiento de un recurso o *input* fundamental al resto de los sectores productivos, sino que también constituye por sí misma una fuente de actividad productiva que dinamiza la del resto de los sectores, con importante volumen de inversión, innovación tecnológica y empleo, es decir, genera, además, importantes efectos positivos de arrastre para el resto de la economía nacional y ha de serlo por extensión para el resto de la economía comunitaria.

La gran mayoría de los Estados miembros no ha respetado la fecha establecida del 1 de julio de 2004 para la transposición de las directivas en sus legislaciones nacionales⁵⁶¹, y en muchos de ellos todavía es insuficiente la aplicación de la normativa sobre separación de redes y de las condiciones de acceso a las mismas para garantizar el desarrollo de la competencia en el sector de la electricidad. La Comisión Europea en referencia a los grandes grupos energéticos europeos: E.ON, EDF, GDF, ENI, etc., insiste en que estas

⁵⁶¹ Actualmente, España y otros 15 países, entre ellos Alemania y Francia, tienen pendiente la transposición de la normativa comunitaria del gas y de la electricidad de 2003.

compañías deben dividirse verticalmente de manera que las actividades de transporte sean realizadas por empresas completamente independientes de las de generación y comercialización de electricidad. La fórmula jurídica de esta separación, en el tiempo de realización de este trabajo de investigación, todavía no se ha definido, de manera que se impida a los grandes monopolios que controlen las redes de distribución y con ello obstaculicen o dificulten la entrada de nuevos operadores en el mercado energético.

La propia Comisión Europea denuncia el todavía limitado grado de integración física entre los mercados energéticos nacionales que constituye uno de los principales obstáculos en la construcción del mercado único europeo de la energía.

Entre las razones que explican el escaso flujo de comercio transfronterizo la Comisión señala en su Informe COM (2005) 568, sobre el progreso en la creación del mercado interior de la electricidad y el gas, que *se debe a la existencia de obstáculos para el acceso, al uso inadecuado de las infraestructuras existentes y a la insuficiente y escasa capacidad de interconexión entre muchos Estados miembros, que produce congestión.*

Esta limitada capacidad de intercambio de electricidad dificulta la integración de los mercados nacionales, contribuyendo a mantener mercados nacionales independientes, al tiempo que repercute en los precios de la energía, evidenciado una correlación entre el insuficiente grado de interconexión y las diferencias de precios en el mercado interior.

Entre los Estados que tienen limitados niveles de interconexión eléctrica se encuentran España, Italia, Portugal, Reino Unido, Irlanda, Polonia y los Estados Bálticos. Si se mide el grado de interconexión como el ratio de la capacidad de importación sobre la capacidad instalada, España registra un 4 por ciento, Italia y Portugal un 8 por ciento y Reino Unido un 3 por ciento. Porcentajes muy alejados del grado de interconexión que presentan los países que forman parte del *Nordpool* y los países situados en Centro Europa.

El profesor Pérez Arriaga, en el Libro Blanco⁵⁶² sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, afirma que la actual capacidad de la interconexión con Francia es insignificante en relación con el volumen agregado de los mercados eléctricos español y portugués. En términos prácticos puede afirmarse que España y Portugal no forman parte del mercado interior de la electricidad y que sus reglas referentes al comercio internacional les son indiferentes.

Además, añade, Pérez Arriaga, que la situación sobre la capacidad de la interconexión con Francia se torna en un asunto esencialmente político. Tanto desde el lado español, donde por ejemplo existen actualmente dificultades para la construcción de un refuerzo en Cataluña, como por el lado francés, donde en los años noventa el Gobierno de *Alain Juppé* llegó a prohibir la construcción de la

⁵⁶² Pérez Arriaga, José Ignacio (2005), *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, (págs 107 y 108)

línea de interconexión Aragón-Cazaril, que había superado todos los trámites legales y administrativos.

El 5 de junio de 2005, la Comisión Europea realizaba una comunicación anual, COM (2004) 863 final, relativa al grado de integración existente en el mercado interior de la electricidad y del gas y mostraba la relevancia de la interconexión en relación con la estructura del mercado señalando que: *La capacidad de importación española (2,2 GW) con respecto a la capacidad instalada de generación (56 GW) es solamente del 4 por ciento, el segundo porcentaje más bajo de los 25 países, solamente por detrás del Reino Unido. En este caso el porcentaje aún empeora al considerar el MIBEL⁵⁶³, pues aumenta la capacidad instalada de producción y se reduce la capacidad de interconexión con los Estados miembros de la Unión Europea a la de la interconexión con Francia solamente⁵⁶⁴.*

La comisaria de la Competencia, Neelie Kroes, ha declarado que detecta deficiencias que impiden una política energética común y que impiden a los usuarios obtener los beneficios de un auténtico proceso de liberalización, tanto para que empresas y ciudadanos dispongan de un servicio eléctrico en las mejores condiciones de calidad, continuidad y seguridad, a un coste competitivo, de acuerdo con criterios de eficiencia energética y de una manera respetuosa con el medioambiente: excesiva concentración en la mayoría de los mercados nacionales y, como consecuencia, mínima integración entre los respectivos países; falta de voluntad que impide la entrada de competidores; opacidad en la información que vicia los sistemas de fijación de precios; y una vinculación forzosamente larga en el tiempo entre los consumidores y los proveedores.

La Comisión Europea está intentó proponer al Consejo Europeo, de 8 y 9 marzo de 2007, que se imponga obligatoriamente en la Unión Europea la separación forzosa de las actividades de generación y distribución de energía en una misma empresa, mientras que algunos países como Alemania y Francia se niegan a la segregación de sus campeones nacionales con el argumento de que no podrían competir con los gigantes norteamericanos o la empresa rusa Gazprom, si bien, en otros países como España, las empresas energéticas han renunciado al control de las redes de transporte de gas y electricidad, función que vienen realizando Enagás y REE en sus sectores respectivos, como empresas de transmisión independientes, favoreciendo que nuevos suministradores accedan al mercado en igualdad de condiciones.

Bien al contrario, E.ON y RWE en Alemania, y EDF y GDF en Francia, y ENI en Italia, como propietarias de las redes de transporte fijan las condiciones en que estas instalaciones pueden ser utilizadas por terceros que desean acceder al sector. En la práctica, las condiciones ofrecidas de un canon por el uso de la red no resultan rentables y, por consiguiente, la competencia no es posible.

⁵⁶³ Mercado Ibérico de Electricidad entre España y Portugal. La implantación de este mercado ibérico todavía no se ha producido y no existe experiencia práctica sobre el funcionamiento del mismo.

⁵⁶⁴ Y al tiempo, no se incrementa en ningún sentido el número de agentes dado que EDP ya está presente en el mercado español a través de Hidrocantábrico.

El Gobierno francés hizo público, el 12 de enero de 2007, su rechazo al Plan de la Comisión Europea de impulsar la liberalización de los mercados energéticos. Rechazó la posibilidad de segregar las actividades de las dos compañías de titularidad pública: *Électricité de France* (EDF) y *Gaz de France* (GDF), que controlan casi todos los activos de generación, transporte y distribución de electricidad y gas en el mercado francés, respectivamente.

En Alemania los precios han crecido significativamente desde 2001, situándose, junto con Italia e Irlanda entre los más elevados de la Unión Europea. En su Informe sobre la Implantación del Mercado Interior del Gas y la Electricidad de 2004, la Comisión Europea calificó las tarifas alemanas de red para pequeños y medianos consumidores como *out of line*, lo que significa *una tarifa significativamente por encima de los 40 euros MWh para un pequeño usuario conectado a un bajo nivel de tensión*. Las tarifas medias de red en Alemania para pequeños consumidores comerciales y consumidores domésticos ascendieron a 55 euros MWh y 62 euros MWh, respectivamente. Ese mismo informe recoge para los mismos sectores en España valores de 36 euros MWh y 35 euros MWh, respectivamente.

En España, REE y Enagás poseen casi toda la infraestructura de transporte de electricidad y gas. Los operadores de esos mercados (Endesa, Iberdrola y Gas Natural, etc.) tienen limitada su presencia en el accionariado de esas empresas.

La operación, hoy fracasada, de compra de Endesa por la compañía alemana E.ON puede y debe ser valorada también desde la perspectiva de una política energética nacional que considere como objetivos esenciales la seguridad en el suministro y la eficiencia en la prestación del mismo, sin que por ello se minimice el logro de un funcionamiento competitivo en el mercado energético europeo. Se trata de un sector estratégico para cualquier economía nacional y, en consecuencia, alguna actuación, en salvaguarda de los intereses nacionales, compete desarrollar al Gobierno español.

En concreto, la publicación del Informe sobre el apagón⁵⁶⁵, ocurrido el 4 de noviembre de 2006, originado en Alemania y provocado por E.ON (empresa que en su momento pretendía adquirir Endesa) y que dejó sin suministro a 12 millones de ciudadanos de la Unión Europea, permitió que el Ministro de Economía y Hacienda y Vicepresidente del Gobierno español, Pedro Solbes, que participaba en Bruselas en una reunión de Ministros de Finanzas, defendiera la actuación del Gobierno español en el caso de la OPA del grupo alemán sobre Endesa, al ser preguntado sobre los procedimientos que la Comisión Europea ha abierto contra España por el papel de la CNE en la OPA, respondió que *el apagón es un ejemplo de la importancia de los temas relativos a la seguridad en el aprovisionamiento, lo que debe quedar en manos de los Estados miembros*⁵⁶⁶.

⁵⁶⁵ Informe elaborado por la Unión Europea para la Coordinación del Transporte Eléctrico (UTCE), a petición de la Comisión Europea, que señalaba un responsable claro del apagón.

⁵⁶⁶ Los reguladores y políticos tratan de evitar por todos los medios que ocurran interrupciones prolongadas o sistemáticas del suministro, pues es algo que la opinión pública no tolera en los países de nuestro entorno económico y social.

El citado informe señala que la responsabilidad del apagón recae sobre E.ON Netz, la filial de redes del grupo eléctrico alemán, que no aplicó los sistemas de seguridad y que no tenía los elementos técnicos necesarios para comprobar que la línea de alta tensión que falló era manipulada con seguridad.

El incidente del sistema europeo de interconexión⁵⁶⁷ comenzó cuando operarios de E.ON (“el interruptor de Europa”) desconectaron una línea eléctrica de 380.000 vatios sobre el río Ems, en el norte de Alemania (Baja Sajonia), para facilitar la navegación del barco de pasajeros *Norwegian Pearl*. Al efectuar ese trabajo, se produjo una sobrecarga de la red en cadena que llegó, según *Pierre Bornard*, presidente de la Red francesa de Transporte de Electricidad (RTE), a afectar a media Europa: Alemania (caída del consumo de 6.000 MW), Austria, Bélgica (caída de 800 MW), Croacia, España (caída de 1.500 MW)⁵⁶⁸, Francia (caída de 5.000 MW), Holanda, Italia (caída de 2.000 MW) y Portugal (caída de 500 MW) e incluso a Marruecos. E.ON no informó a los gestores de las redes de otros países europeos sobre su decisión de cortar el suministro, lo que provocó otras consecuencias negativas en cadena.

El abastecimiento eléctrico en Alemania cesó por unas horas en seis Estados federados, lo que afectó a varios millones de usuarios, mientras que en Austria se registraron cortes más breves en 1.800 hogares. La peor parte se la llevó Francia, donde el apagón afectó a 5 millones de personas en al menos 15 regiones. No es éste el primer apagón sucedido en Europa en los últimos años. Francia ya sufrió uno en 1999, y 57 millones de italianos se quedaron a oscuras, en septiembre de 2003, a causa de desperfectos en la red y a la escasez en el suministro

La avería en la interconexión de suministro eléctrico entre Alemania y Francia reveló de nuevo las carencias de las infraestructuras energéticas europeas. Cuando se produce la ruptura del débil sistema de interconexión europeo, en España, que continúa siendo una “isla eléctrica” en el sur de Europa, se agrava, aún más si cabe, su casi total aislamiento⁵⁶⁹ debido a sus importantes carencias en interconexiones.

La expresión “España es una isla energética” se debe a que la red eléctrica española está conectada a la europea por cuatro débiles puntos que apenas equivalen a 1.400 MW de capacidad de suministro comercial, que no cubren ni el 4 por ciento de la demanda nacional. Desde 2001, las autoridades españolas

⁵⁶⁷ Al interrumpirse la interconexión el continente europeo quedó dividido en res islas eléctricas. En dos de ellas, las de la zona oriental, había exceso de generación, mientras que en la del oeste, a la que pertenece España ocurrió lo contrario, sin que pudieran compensarse entre ambas.

⁵⁶⁸ De acuerdo con fuentes de Red Eléctrica de España (REE), la noche del 4 de noviembre (a las 22,10 horas del sábado) se quedaron sin luz poblaciones de Madrid, Cataluña, Castilla-La Mancha y la Comunidad Valenciana. La pérdida de energía afectó al 5 por ciento del consumo en ese momento (1.500 MW), equivalente al consumo de Galicia y el número de afectados rondaría los 800.000 usuarios.

⁵⁶⁹ Como señala Luis Imaz, director de desarrollo de la red de Red Eléctrica de España (REE), como primera medida de seguridad se eliminó el bombeo, es decir, la energía sobrante del propio sistema que se incorpora a la red. La segunda acción que se llevó a cabo fue la desconexión de toda la generación eólica, lo que restó a la red 2.800 MW y una central de ciclo combinado de 480 MW en Arcos de la Frontera. Además, la interrupción de la interconexión con Marruecos como medida preventiva. Pero la falta de energía y la caída de la frecuencia forzaron a REE a adoptar medidas sobre el consumo. De esta forma, se restringen voluntariamente 1.500 MW originando costes de suministro en varias zonas de la península.

intentan aplicar el acuerdo que existe con las autoridades francesas para ampliar la capacidad de la interconexión hasta unos 4.000 MW.

Esa ampliación necesaria de la capacidad de la red que ha sido imposible hasta ahora⁵⁷⁰, es importantísima para la economía española por varias razones: el AVE que unirá Madrid con la frontera francesa necesita suministro eléctrico, requiere de subestaciones cada 60 o 70 kilómetros. Esa alimentación es difícil con el nivel de producción en la zona del Pirineo oriental y con la escasa densidad de mallado. Además, existen riesgos de apagones muy graves en el área de Gerona, que recibe electricidad por una única vía de tendido. Dado el aislamiento del sistema eléctrico español, es evidente también que las autoridades francesas tienen bastante menos urgencia en concluir el proyecto.

El propio comisario europeo de Asuntos Económicos, Joaquín Almunia, se mostró, ante el incidente, partidario de crear un único regulador energético europeo o de fomentar una mayor coordinación a escala europea de los reguladores nacionales, la Agencia de Regulación de los Operadores Europeos, para mejorar el funcionamiento del mercado interior de la energía y eliminar así los obstáculos a la competencia, a la libre circulación de capitales o a las interconexiones. Europa necesita, urgentemente, coordinar las decisiones de los reguladores nacionales, todos con criterios distintos en función de los intereses de cada país, con el fin de lograr articular un mercado energético con cierto grado de transparencia en los precios y con mecanismos de solidaridad en el suministro.

Por lo tanto, la seguridad de suministro, lejos de ser hoy una realidad, es la primera asignatura pendiente en la lista de los desafíos en la construcción del mercado interior de la electricidad. Para poder conseguir esa seguridad en el suministro es necesario atender a tres necesidades que consideramos ineludibles:

- Conseguir una adecuada diversificación tanto de las fuentes de energía que se utilizan para su producción como del origen geográfico de las mismas, a fin de estar cubiertos frente a riesgos de desabastecimiento o de inestabilidad geopolítica⁵⁷¹.
- Disponer de infraestructuras suficientes, tanto desde el punto de vista de la producción como de las redes de transporte y distribución, de electricidad y de gas natural. Deberán existir suficientes líneas de interconexión para reducir los cuellos de botella que dificultan los intercambios internacionales de electricidad.
- Conseguir por el lado de la demanda una utilización responsable de la energía que implique a la sociedad en su conjunto. Nuestra sociedad es consciente de la importancia de la electricidad como fundamento del progreso económico y

⁵⁷⁰ Unas veces el rechazo de los prefectos y ayuntamientos franceses, otras las presiones de los ecologistas o las dificultades del Gobierno tripartito catalán para convencer a alcaldes opuestos a la red eléctrica, y el miedo a decisiones no populares en tiempos electorales han frustrado el proyecto.

⁵⁷¹ Según cálculos de la Comisión Europea, de mantenerse las tendencias actuales, la dependencia energética respecto del exterior de los 27 Estado miembros sería del 62 por ciento en el año 2020, frente al 47 por ciento que se registraba en el año 2000. La Unión Europea tendrá que renovar en los próximos 15 años al 50 por ciento su capacidad en instalaciones de producción de electricidad.

social, pero quizá no lo sea tanto del esfuerzo inversor que hay detrás de cada bombilla, electrodoméstico u ordenador. Los ciudadanos europeos han de ser agentes activos de una utilización óptima y responsable de la energía.

La AIE al considerar que la Unión Europea precisará realizar un esfuerzo inversor de 925.000 millones de euros entre 2000 y 2030 para hacer frente a las infraestructuras necesarias, subraya que *para acometer este ciclo inversor, el tamaño sí importa. Para afrontarlo, hacen falta empresas de dimensión suficiente, con escala europea, capaces de comprometer los recursos que permitan desarrollar estas infraestructuras.*

Si bien la Unión Europea acepta el reto de elevar la capacidad actual de interconexión transfronteriza, sin embargo, las cifras de inversión están muy alejadas de ese objetivo ya que el propio presupuesto comunitario sólo dispone de 1.400 millones de euros para potenciar durante los próximos siete años, desde el 2007 al 2013, las interconexiones consideradas prioritarias, entre ellas, la franco-española.

Retomamos de la Declaración *Schuman* dos palabras que, en mi opinión, ayudan a explicar el largo camino recorrido hasta ahora en el proceso de integración económica: solidaridad y realizaciones concretas. Las claves de Europa han sido hasta ahora Alemania y Francia y lo seguirán siendo en el futuro. Pero ese futuro exige resolver el gran reto energético, que es un reto político y deben resolverlo esos dos grandes países que han construido Europa, con solidaridad y con realizaciones concretas, tal como se construyó, por fases, el actual Sistema Europeo de Bancos Centrales (SEBC), es decir, la Unión Monetaria, y, además, se produjo una postura solidaria con la finalidad de flexibilizar el procedimiento de déficit excesivo del Pacto de Estabilidad y Crecimiento (PEC), para que tanto Alemania como Francia, que desde 2002, venían incumpliendo de forma reiterada las reglas sobre la disciplina fiscal, evitaran ser sancionadas por la Comisión Europea por déficit excesivo.

Ahora es España la que apela a Bruselas para que le otorgue el beneficio de esa solidaridad con la aplicación del "principio de reciprocidad" en la fracasada operación de concentración de E.ON - Endesa, puesto que el Gobierno alemán presidido por el canciller *Gerhard Schröder* en base a motivos de "interés estratégico" para la política energética de la República Federal de Alemania, y para que ésta no pudiera resultar perjudicada, no permitirá que E.ON sea enajenada sin contar, preceptivamente, con la autorización expresa del Ministerio de Economía y Tecnología alemán.

Se produce así la extraña paradoja de que E.ON no pueda ser comprada, pero sí pueda comprar. El Gobierno español pretendía también, estratégicamente, oponerse a la operación en base a intereses estratégicos de política energética nacional y de seguridad en el suministro. ¿Quién incumple el principio de la libre circulación de capitales? Ambos países, tanto España como Alemania. Inculpar de ello sólo a España sería injusto. La permanencia del blindaje de E.ON por el Gobierno alemán, sin que la Comisión lo denuncie, como así lo ha hecho con España ante el Tribunal de la Unión Europea, no es explicable ni admisible. Estas conductas por parte de los Estados miembros obstaculizan y restringen la libertad

de circulación y no ayudan a la construcción del mercado interior de la energía. Por otra parte, la OPA de E.ON sobre Endesa no puede entenderse sólo en términos de "libre circulación de capitales", en un mercado energético europeo que dista mucho de la fluidez e instantaneidad e incluso globalidad de los intercambios que tienen lugar en el mercado financiero. El Tribunal de Luxemburgo tendrá que dirimir sobre cuál es el derecho preeminente, si el de la defensa de la competencia o de la seguridad en el suministro.

Además, el propio Tribunal Supremo español al declarar suspendida cautelarmente la operación de concentración, el 28 de abril de 2006, dictaminó que lo hacía en defensa del interés de los usuarios, el cual debía de prevalecer siempre al de los accionistas. ¿Prevalecerá este criterio en el proceso de construcción del mercado único energético o primarán los intereses accionariales?

Actualmente, en la Unión Europea no existe una política común en materia de seguridad de suministro energético de carácter integral. Construyámosla, pero empecemos por los cimientos. Coordinemos los esfuerzos en un proyecto solidario y por fases, como se hizo en el proceso de la unión monetaria y la incorporación del euro. Creemos un único órgano regulador europeo o, transitoriamente, establezcamos la regulación de manera colegiada, de forma análoga al Consejo de Gobierno del Banco Central Europeo (BCE), para que sea este órgano regulador energético el que dicte la política energética adecuada a cada momento y supervise las conductas competitivas de los distintos agentes.

De momento, son los Estados miembros los principales responsables de definir dicha política a aplicar en sus propios territorios, sin que exista una armonización regulatoria entre ellos, sin que exista una lógica y adecuada interconexión física entre los mercados nacionales y sin que exista un adecuado funcionamiento competitivo en los mercados internos por el elevado grado de concentración y la existencia de precios finales diferentes en ellos. Todos estos son obstáculos que debe afrontar la Unión Europea si se quiere establecer un verdadero mercado único de la energía para 500 millones de usuarios europeos. De momento continúa siendo el ámbito geográfico nacional el mercado relevante y los organismos de competencia nacionales la garantía para los ciudadanos de contar con la posibilidad de que nuestra actividad diaria no sufra interrupción alguna. Existe, pues, una contradicción en el mercado energético europeo actual que no asegura la conexión de unas redes de suministro de un país con las de otro, y sin embargo, no pone trabas de ningún tipo a la adquisición de empresas.

Las empresas energéticas han venido, históricamente, desarrollando sus actividades de producción, importación, transporte y distribución de electricidad sobre bases nacionales, el mercado único energético exige que éstas, en base a razones económicas, sociales y jurídicas, adquieran dimensión comunitaria. Ya concluyó la época del dirigismo, el control del Estado y la economía subvencionada. Tanto a escala nacional como europea, se impone una política favorable a la competencia que ofrezca a las empresas las mejores condiciones para crecer, prosperar, invertir y crear empleo.

Las interconexiones internacionales entre países son inexistentes en muchos casos, como en España, y suponen un obstáculo al desarrollo de un mercado interior de la energía. Tal como señala la AIE es necesario que las empresas adquieran la dimensión suficiente para canalizar sus recursos a aumentar la capacidad de interconexión internacional entre los mercados nacionales, facilitando con los mayores flujos energéticos las prácticas competitivas entre las empresas del sector y la fijación de los precios con sujeción al libre mercado.

Puesto que las interconexiones internacionales son las vías o redes naturales por las que discurren los flujos de exportación e importación de energía entre los Estados miembros de la Unión Europea, es evidente que a España, por su forzado aislamiento, se le ha venido negando o restringiendo durante muchos años uno de los pilares esenciales del mercado único, el de la “libre circulación de mercancías”.

Considero que, el Reglamento (CE) N° 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas, que dispone en los arts. 1 y 21.3 que *las concentraciones de dimensión comunitaria deben ser notificadas a la Comisión Europea y no a las autoridades de competencia de los Estados miembros*, debería haber sido más flexible y haber añadido una cláusula condicional de salvaguarda a favor del Estado miembro, bajo el supuesto de que en tal Estado se produjera o restringiera la libertad de circulación de los flujos de energía hacia el resto del mercado interior europeo, y haber permitido que el organismo regulador del país afectado por dicha concentración entre empresas fuera parte a ser notificada y a ser tenida en cuenta a través de su dictamen sobre la operación.

CAPÍTULO 9
CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Se ha llegado al convencimiento de que la vía de la planificación y la gestión directa es, en el momento presente, un factor distorsionador del crecimiento de la actividad económica. Se trata no sólo de un cambio de política económica sino de un verdadero cambio cultural que se aprecia en las actitudes y convicciones de los individuos, en las que se ha producido una verdadera renovación. Se ha impuesto una concepción política que abre un amplio campo a la libre iniciativa y a la competencia de los mercados, en la que los demandantes buscan la mejor relación entre la calidad y el precio del producto o servicio que necesitan. La respuesta más eficaz resulta de la confrontación entre los oferentes, obligados a buscar aisladamente los medios de alcanzar este equilibrio entre la calidad y el precio con el fin de satisfacer lo mejor posible la demanda. Para que la competencia sea eficaz, el mercado debe estar constituido por oferentes independientes entre sí y sometidos a la presión competitiva.

La eficiencia empresarial, en todos los sectores que hasta ahora se venían desarrollando bajo derechos de exclusiva (monopolio legal), depende de la implantación de un nuevo modelo de regulación que facilite la competencia. Pero los procesos de privatización y liberalización pueden ganar en impopularidad si los consumidores perciben que las empresas explotan su poder de mercado y los mayores beneficios son para los accionistas y no para los consumidores. La privatización y liberalización deben incrementar la eficiencia del sector productivo, mediante un desarrollo sostenido de la inversión.

La experiencia histórica demuestra que por muy bien que se diseñe la regulación, si no se garantiza la independencia y la neutralidad del que ha de aplicarlo, aquélla acaba falseándose, al servicio de intereses a corto plazo de los políticos y de las empresas. Y es, seguramente, un error de éstos no querer renunciar a las facultades de ordenación y fijación de las condiciones económicas y técnicas en que han de desarrollarse los servicios públicos. La regulación del servicio público debe no sólo evitar injustas discriminaciones, sino inducir una más justa distribución de la riqueza.

El conflicto de difícil solución que se plantea en nuestros días es, frente a la protección a corto plazo de los usuarios, el de asegurar a medio y largo plazo el suministro de energía, que requiere de unos niveles de capitalización difícilmente conseguibles con el criterio de precio igual a coste marginal. La decisión requiere tanto de la racionalidad económica como de la firmeza política.

La autoridad política se encuentra en muchas ocasiones demasiado mediatizada por los intereses electorales y de partido, que impiden tomar aquellas decisiones que serían necesarias y convenientes a medio plazo, pero enormemente costosas a corto para el partido gobernante. Además, las decisiones adoptadas en estos campos, como la autorización de nuevas redes, localización y características de las centrales de generación, régimen económico, plan de inversiones, etc., son en gran medida irreversibles y se proyectan más allá de la duración normal de los Gobiernos, que cuando se han metido a regular han resultado ser muy generosos con los monopolios. Todo lo cual hace

aconsejable que la decisión recaiga en una autoridad administrativa verdaderamente autónoma, neutral, con preparación y conocimientos técnicos, independencia política y legitimación democrática. Los órganos independientes no son garantía de una regulación⁵⁷² mejor, sino de una regulación más desinteresada.

En la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997 se hacen explícitas las razones de la reforma legislativa, considerándose que para alcanzar los objetivos de asegurar el suministro eléctrico, garantizar su calidad y conseguir que se realice al menor coste no es necesaria la intervención pública⁵⁷³ más allá que la que implica el propio marco regulador de la Ley 54/1997⁵⁷⁴. En conformidad con este principio, se juzga que no es necesario que el Gobierno esté presente en las actividades que componen el sector y se limita el alcance de la planificación eléctrica, que será indicativa en todos los casos, salvo cuando se refiera al desarrollo y a la ampliación de la red de transporte a alta tensión. La Ley 54/1997 define los límites de la actuación pública⁵⁷⁵ y acota las actividades que constituyen el servicio eléctrico, señalando el ámbito en el que tendrán que actuar las empresas que las desarrollen y establece las normas a las que deberán someterse. Los elementos básicos del modelo de introducción de la competencia en el sector eléctrico establecidos por la Ley 54/1997 son los siguientes:

- Separación jurídica de las actividades reguladas⁵⁷⁶ y las abiertas a la competencia.
- Libertad de entrada a las actividades que se pueden ejercer libremente: la comercialización y la producción.
- Libre elección de combustibles y tecnologías para la generación.

⁵⁷² Ben W. Lewis, “Emphasis and Misemphasis i Regulatory Policy” en Sheperd, W., Ed., “*Utilities Regulation. New Ideas and Theories*”, New York, 1969, pág. 214 y ss., señala que la regulación para tener efectos positivos tiene que ir acompañada de una Administración competente y eficaz que la aplique. Exige equipos técnicos, abundante información que es costoso recoger y analizar, requiere de la elaboración de estándares y ratios capaces de medir las variables en las que hay que basar las decisiones, estándares de costes con virtualidad normativa y no simple reflejo de los costes históricos y contables de las empresas. Se trata de determinar, no lo que el servicio cuesta, sino lo que debería costar. Todo ello no se improvisa, y sin ello las regulaciones no funcionan.

⁵⁷³ Hasta los años setenta, existió un amplio consenso sobre los beneficios de la intervención del Estado, pues se consideraba que se lograrían mayores tasas de crecimiento económico y se conseguiría una mayor estabilidad política y social. La crisis que acarreó la subida del precio del petróleo desencadenó una recesión que generó un entorno propicio a las corrientes liberalizadoras y contra la excesiva presencia de lo público en la esfera económica, que perseguían la eliminación de los obstáculos que imposibilitaban el desarrollo de la competencia (desregulación), limitado por las restricciones que imponía la intervención del Estado.

⁵⁷⁴ Aunque se constata que las actividades implicadas en el suministro de electricidad presentan ciertas peculiaridades que hacen inevitable el establecimiento de un marco regulador que las contemple: tendencia al monopolio, necesidad de coordinación entre las distintas actividades, producto no almacenable, intensidad en el uso del capital.

⁵⁷⁵ Se limita exclusivamente al establecimiento del marco regulador de ordenación del funcionamiento del sector eléctrico, a la planificación pública de las actividades relacionadas con la expansión de la red de alta tensión y sólo puede estar presente en el accionariado de Red Eléctrica de España, compañía que se encarga de la operación técnica del sistema y de la gestión de la red de transporte

⁵⁷⁶ A dichas actividades pertenecen la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución, que continúan realizándose en régimen de monopolio.

- Planificación vinculante de las redes de transporte de electricidad.
- Organización de la competencia en generación mediante un mercado instantáneo.
- Retribución de la generación por el precio de la central más cara programada para cubrir la demanda.
- Acceso regulado de terceros a las redes.
- Fijación de unos estándares de calidad y fiabilidad, condiciones de acceso transparentes y predecibles.
- Apertura gradual de la comercialización, a partir del 1 de enero de 2003.
- Tarifa integral y peajes de acceso únicos en todo el territorio nacional.
- Operador del Sistema y Operador del mercado independientes.
- Doble autoridad reguladora: Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CNE.
- Establecimiento de un sistema de ayudas de transición a la competencia (CTCs).
- Una multitud de externalidades que se repercuten al consumidor.

Ahora bien, tal y como señalaba al comienzo, algunos de dichos elementos introducidos por la Ley 54/1997 para elevar el grado de competencia en el sector eléctrico español pueden dificultar la consecución de ese objetivo. En nuestra opinión, para la existencia de un nivel aceptable y satisfactorio de competencia es necesario:

1º. Acentuar aún más el grado de segregación entre la gestión de las redes y las actividades en competencia a través de la desagregación accionarial de los negocios de red⁵⁷⁷ y los de competencia. No es suficiente con la separación contable y jurídica de las actividades de distribución, comercialización y generación, la desagregación ha de ser aún más radical y comprender en su ámbito la desagregación accionarial. Se ha de garantizar la separación entre los negocios que realizan actividades competitivas y actividades de red. La separación entre los negocios de distribución, generación y suministro de energía eléctrica es condición necesaria para garantizar la competencia en el mercado mayorista. Además, no debería autorizarse participación alguna de las empresas eléctricas privadas en el capital⁵⁷⁸ de REE, propietaria mayoritaria de la red de transporte y a cuyo cargo está la operación de sistema y el operador de mercado. Ni tampoco de REE en el capital de las compañías eléctricas. Con ello se

⁵⁷⁷ Transporte y distribución.

⁵⁷⁸ La regulación actual fija ésta en un máximo del 10 por ciento del capital total para las empresas eléctricas.

aliviarían las preocupaciones acerca de la posible discriminación en el acceso a la red de las empresas generadoras de electricidad.

2º. En la distribución se producen condiciones similares a las que nos permiten considerar el transporte como un monopolio natural. Si bien, las compañías distribuidoras⁵⁷⁹ al ejercer su poder de mercado sobre un ámbito territorial más reducido ha posibilitado la existencia de varias empresas que actúan como monopolistas en el área geográfica asignada. En España operan varias compañías de distribución, cada una de ellas realiza esta actividad en la zona geográfica por la que se extienden sus redes de baja y media tensión y, al mismo tiempo, se encargan de suministrar electricidad a los consumidores que no pueden elegir un proveedor alternativo y pagan la electricidad al precio que aparece en las tarifas establecidas por el Gobierno.

3º. Como la Ley 54/1997 establece que cualquier agente puede emplear las redes de transporte y distribución⁵⁸⁰, pagando por ello el importe que se determina por medio de unas tarifas establecidas por el Gobierno (peaje), cabe la posibilidad de que sea una empresa distinta de las compañías distribuidoras⁵⁸¹ la que se encargue de adquirir la electricidad a las empresas generadoras y prestar el servicio de suministro, que engloba todas las operaciones relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales, como la contratación del suministro, el asesoramiento al cliente, la facturación y el cobro. De este modo, el suministro se convertiría en una actividad potencialmente competitiva.

La entrada de suministradores independientes de las compañías tradicionales va a depender, en gran medida, de que se amplíen las posibilidades de negociación⁵⁸² en el mercado mayorista⁵⁸³, eje del sector eléctrico, y de que exista verdadera competencia en el mismo. Los agentes que operan en dicho mercado tienen acceso a toda la información que se genera en el mismo, así que les resulta fácil conocer las pautas que siguen las ofertas remitidas por los restantes productores. Por tanto, la estructura del mercado y la forma de organizar los intercambios pueden favorecer la colusión⁵⁸⁴ y el éxito del proceso

⁵⁷⁹ Realizan la transmisión de electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de un transformador que reduce el voltaje hasta los niveles requeridos por el usuario, normalmente 220 voltios.

⁵⁸⁰ Desde el 1 de enero de 1998 los propietarios de las redes están obligados a facilitar el uso de las mismas en condiciones no discriminatorias, cobrando a cambio unos peajes que son fijados anualmente por el Gobierno, que establece unas tarifas únicas a nivel nacional.

⁵⁸¹ Tradicionalmente han sido las compañías distribuidoras las que se han encargado de suministrar la electricidad a los consumidores.

⁵⁸² Cualquier medida que pueda incentivar el interés por la competencia entre los agentes que operan en el mismo debe ser prioritaria.

⁵⁸³ En la actualidad el número de empresas que operan en el mercado mayorista español es muy reducido, y como la construcción de plantas de generación requiere largos periodos de tiempo, tendrán que pasar muchos años hasta que los nuevos productores dispongan de unas instalaciones que les permitan competir, en igualdad de condiciones, con las compañías ya ubicadas en el mercado, que cuentan con el beneficio de la experiencia y poseen un parque de generación diversificado.

⁵⁸⁴ La puesta en marcha de estrategias colusorias se ve facilitada por el hecho de que las compañías de generación que existen en España son el resultado de la unión de sociedades que tienen un origen muy antiguo, que se conocen bien y que ya han llegado a acuerdos en el pasado para resolver muchas de las discrepancias que han existido entre ellas. Además, todas han formado parte de una sociedad que crearon para defender sus intereses, Unidad Eléctrica S.A. (UNESA), y aún comparten la propiedad de algunas centrales que construyeron conjuntamente para repartirse el coste de las inversiones. En algunos casos, la

de liberalización, entre otros, vendrá condicionado o a depender del grado de competencia que pueda llegar a existir en dicho mercado, donde las negociaciones se repiten con frecuencia y tan sólo participan unos pocos agentes, con lo que no es difícil la coordinación estratégica entre ellos para conseguir aumentar los precios muy por encima del coste marginal para dificultar la entrada de posibles rivales.

Además, existen otros factores que pueden limitar la entrada de nuevas empresas en el ámbito de la comercialización, como la decisión del Gobierno de reconocer a las compañías distribuidoras costes de gestión comercial por los servicios prestados a consumidores cualificados, o la privilegiada situación en que se encuentran los proveedores tradicionales, que no sólo se benefician de su posición de partida, sino que también disfrutan de las ventajas que otorga la posesión de las redes de media y baja tensión.

4°. El acceso por parte de terceros a las redes de transporte y distribución es regulado por el Ministerio competente y existe entrada libre en la generación de electricidad solo sujeta a un procedimiento de autorización. Formalmente el requisito de obtener una autorización para construir nuevas plantas no parece del todo desafiante con relación a otros países de la OCDE. En la práctica, los nuevos participantes se han quejado de que existen barreras de entrada significativas, tales como las derivadas de obtener permisos para la localización y de aseguramiento de acceso al gas.

5°. En la actualidad al existir una relación o vínculo entre las empresas generadoras y sus compañías de distribución y suministro, se puede dificultar el desarrollo de la competencia y evitar que la demanda desarrolle un papel más activo. La comercialización independiente, ajena a los grupos eléctricos con generación y distribución es irrelevante. La cuota de fidelización por los comercializadores del mismo grupo empresarial al que pertenece el distribuidor de la zona es del 83 por ciento. Éstas compañías van a seguir adquiriendo la mayoría de la electricidad, facilitando con ello la coordinación entre los agentes que componen la oferta y la demanda y generando incentivos para desarrollar estrategias conjuntas⁵⁸⁵ con el fin de acomodar la evolución de los precios a sus intereses, ya que la demanda de electricidad de un consumidor es bastante inelástica porque se trata de un bien del que resulta difícil prescindir y para el que no existen sustitutos. Sólo en el caso de que aparezcan un buen número de empresas comercializadoras, que puedan suministrar electricidad a un gran número de consumidores cabría la posibilidad de que la demanda a la que se enfrentan los productores que operan en el mercado sea más sensible ante

propiedad de estas instalaciones se instrumenta a través de sociedades conjuntas como Nuclenor, participada por Endesa e Iberdrola al 50 por ciento. La existencia de centrales pertenecientes a varias compañías obliga a llegar a un acuerdo sobre los criterios que han de guiar su explotación, y ello no hace más que acrecentar la probabilidad de que esas empresas decidan coordinarse para poner en práctica estrategias cooperativas.

⁵⁸⁵ El Ministerio de Economía confirmó que existió un pacto entre las compañías Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa durante varios días de noviembre de 2001 para retirar parte de su producción de forma concertada, lo que provocó una subida de los precios de la electricidad de hasta un 60 por ciento. En la operación de retirada de oferta habrían participado entre doce y diecisiete centrales de generación de las tres compañías, si bien, en el caso de Fenosa fue sólo en una parte muy pequeña. La CNE indicó que durante los días 19, 20 y 21 de noviembre se habían registrado precios en el mercado diario de electricidad “excepcionalmente elevados”, dando lugar a precios medios diarios que el lunes 19 superaron los 6 céntimos de euro por kWh.

variaciones en los precios. En un mercado en el que las negociaciones se repiten de forma reiterada y sólo participan unos pocos agentes, es fácil que éstos acaben coordinando sus estrategias⁵⁸⁶ para conseguir mayores precios.

6º. Otro factor que limita la competencia es la escasa capacidad de las interconexiones internacionales que impide que las empresas de otros países⁵⁸⁷ puedan exportar cantidades importantes al mercado español, reforzándole poder de mercado de las empresas generadoras españolas. Nuestro país es una especie de isla energética, que a través de sus fronteras sólo intercambia pequeños porcentajes de sus necesidades eléctricas. La escasa interconexión internacional convierte al mercado peninsular español en el mercado relevante a efectos de competencia e impide la competencia de las importaciones, reduciendo la capacidad excedentaria que facilitaría el objetivo de la minimización de los costes. El eslabón más débil del sistema eléctrico sigue siendo la capacidad de interconexión, particularmente con Francia, que limita la capacidad de importación y exportación de electricidad hacia el resto de Europa, como la EDF francesa que podría convertirse en un rival agresivo, facilitando la aparición de presiones competitivas. El Gobierno español ha realizado varios intentos para aumentar esta capacidad, pero hasta el momento no ha tenido éxito.

Las interconexiones internacionales representan un elemento importante para aumentar la seguridad del suministro eléctrico, podrían permitir a los consumidores prescindir del producto que se vende en el mercado nacional y su sustitución por el proporcionado por una oferta intracomunitaria⁵⁸⁸ más eficiente, impidiendo con ello el que se pueda incrementar el precio. Esto constituiría de por sí una importante amenaza para un mercado nacional con fuerte integración horizontal en generación, en el que tanto Endesa e Iberdrola presentan una

⁵⁸⁶ Además, Endesa e Iberdrola han acordado una alianza estratégica con las empresas que controlan el sector del gas, que se encuentra inmerso en un proceso de liberalización mucho más lento. De este modo, evitan que dichas compañías se conviertan en rivales y se aseguren la adquisición de gas en unas condiciones económicas que pueden ser inaccesibles para el resto de productores. El sector del gas está inmerso en un proceso de liberalización que tiene cierta similitud con el del sector eléctrico. La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos aprobó la separación jurídica de la comercialización y ha impuesto la elaboración de contabilidades distintas para las actividades que aún estarán verticalmente integradas, ha establecido un calendario que determina los plazos que se han de cumplir para que los consumidores puedan elegir un suministrador alternativo, y se ha dispuesto que las empresas propietarias de las redes han de ponerlas a disposición de cualquier comercializador o consumidor cualificado que desee utilizarlas. Sin embargo, se ha descartado la creación de un mercado mayorista similar al que funciona en el sector eléctrico y se ha prohibido, durante diez años, la instalación de tuberías de distribución en aquellas zonas donde ya existe una infraestructura de este tipo (en la industria del gas, puede ser rentable duplicar las redes). En este contexto, la primacía de Gas Natural puede convertirse en un serio obstáculo para el desarrollo de la competencia.

⁵⁸⁷ Estas compañías pueden vender en nuestro mercado mayorista la electricidad procedente de sus instalaciones ubicadas fuera de España. Para ello, sólo necesitan una autorización que les permita operar como “agente externo” y el acceso a las redes de transporte que deban emplear para trasladar su energía hasta el sistema eléctrico español.

⁵⁸⁸ La Unión Europea se encuentra en proceso de acelerar la liberalización de los mercados de la electricidad por vía de la nueva Directiva de la Electricidad (2003/54/CE) que adquiere importancia trascendental para el funcionamiento del mercado interior. La nueva Directiva de la Electricidad establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad. También establece varios criterios mínimos comunes para las funciones reguladoras necesarias para las políticas de funcionamiento de los mercados.

estructura empresarial bastante concentrada⁵⁸⁹, generando casi el 80 por ciento de la electricidad negociada. De momento, las aportaciones de electricidad a través de las interconexiones internacionales tienen muy poco peso en comparación con las que proceden del parque de generación perteneciente a los productores españoles.

Las interconexiones internacionales son un elemento esencial para los intercambios de energía que permitan una mayor competencia en los sistemas interconectados. La capacidad comercial de las conexiones internacionales es mínima. La capacidad de interconexión internacional susceptible de ser utilizada para comerciar en España es del 4 por ciento de la potencia instalada⁵⁹⁰. Además, el papel que pueden desempeñar las empresas extranjeras en el mercado de producción puede quedar reducido como consecuencia de la entrada de Iberdrola en el capital de Electricidade de Portugal (EDP), que genera más del 80 por ciento de la electricidad que se consume en el país vecino. La existencia de participaciones cruzadas puede limitar el efecto que podría tener la creación del mercado eléctrico peninsular. Además, la participación accionarial de las generadoras eléctricas en REE puede desincentivar el interés en aumentar la interconexión con el resto de Europa, y en no facilitar la conexión a nuevas centrales que pudiera disminuir su poder de mercado.

7º. Continúan existiendo deficiencias estructurales en el sector eléctrico español como un alto grado de concentración horizontal y una desintegración vertical insuficiente que impiden que el mercado opere de manera efectiva. La industria está concentrada principalmente en dos grandes empresas (Endesa e Iberdrola) que controlan cerca del 80 por ciento del mercado. Además, existen centrales cuya propiedad está compartida, dándose la paradoja de que sus propietarios son, al mismo tiempo, socios y rivales. Si se aplicaran las guías que está utilizando el regulador inglés, la capacidad conjunta Endesa e Iberdrola no debería superar el 20 por ciento del mercado español y, sin embargo, en estos momentos controlan el 80 por ciento del mercado. Existe pues un excesivo grado de concentración horizontal en el mercado de generación por parte de las principales empresas eléctricas.

La concentración horizontal es alta y esto otorga a las compañías un poder sustancial para controlar los precios. La reducción del poder de mercado⁵⁹¹ en la

⁵⁸⁹ El índice de Herfindahl nos indica la existencia de una estructura empresarial bastante concentrada, en la que tres compañías (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa) se reparten más del 90 por ciento del mercado, pudiendo determinar la amplitud del margen entre el precio y los costes.

⁵⁹⁰ Cifra similar a la del Reino Unido, y muy por debajo del 30 por ciento de Portugal, del 11 por ciento de Alemania, del 12 por ciento de Francia y del 25 por ciento de Bélgica.

⁵⁹¹ En un mercado competitivo se supone que sus integrantes son tomadores o aceptantes de precio, lo que significa que no tienen habilidad para manipular el precio al que venden su producto. Cualquier empresa aceptante de precio estaría dispuesta a producir y vender sus productos siempre que el precio de mercado esté sobre el coste de producirlos. En el margen esa empresa aceptaría una oferta cuyo precio sea igual al coste marginal de la última unidad producida. El ejercicio de poder de mercado se entiende como la capacidad de manipular los precios de mercado. Esto se puede hacer ya sea produciendo menos de lo que podría estar dispuesto en un mercado competitivo, forzando con esto a subir los precios, o bien ofertando su producto a un precio mayor que el coste de oportunidad de la última unidad producida.

Hay dos factores que determinan cuán rentable puede ser para una empresa el ejercicio de poder de mercado: el grado de sensibilidad de la demanda ante cambios en los precios y el grado de sensibilidad de otros productores a cambios en los precios (elasticidad de la oferta): Si hay menos producción en el mercado

industria eléctrica española es difícil, aunque podría ser mitigado por la competencia que representan las importaciones o por nuevos partícipes en el mercado español. De las más de doce empresas que existían en 1990, sólo son cuatro las compañías que cubren la mayoría del mercado. Las fusiones habidas reflejan las dificultades financieras soportadas por algunas empresas en los años ochenta. Esta concentración excesiva del mercado español desaparecería en un mercado europeo de electricidad. El problema es que el mercado europeo sigue fragmentado debido a la carencia de infraestructuras adecuadas de transporte para interconectar los sistemas y a la falta de voluntad política por parte de algunos países europeos para otorgar un acceso eficaz a sus mercados. El enfoque más bien descentralizado adoptado por la Unión Europea para solucionar estos problemas está demostrando ser excesivamente lento para generar verdadera competencia en el mercado eléctrico.

España tiene también problemas de estructura empresarial por su excesiva integración vertical. La integración vertical, combinada con un alto grado de concentración horizontal, sigue siendo uno de los problemas más importantes del mercado eléctrico español. La estructura vertical de la industria sigue siendo también un obstáculo para elevar el grado de competencia en el sector. La integración vertical de la generación con la distribución y el suministro al consumidor crea oportunidades para que las empresas tengan un comportamiento anticompetitivo.

La regulación española del sector eléctrico no exige separación de propiedad entre los negocios en competencia, generación y comercialización, y los negocios de red, transporte y distribución, dando lugar a problemas de información asimétrica, ya que las nuevas comercializadoras, al no tener distribución, no tienen la misma información que las comercializadoras que forman parte de un grupo integrado.

Por otro lado, al ser las compañías de gas⁵⁹² potenciales entrantes en electricidad y viceversa se produciría la existencia de integración vertical de la electricidad y del gas que puede amenazar el acceso a las fuentes de gas por otros generadores, reducir el número de competidores potenciales en los mercados de gas y de la electricidad y exacerbar el poder de mercado en algunos mercados locales. Endesa e igualmente Iberdrola acordaron alianzas estratégicas con las empresas que controlan el sector del gas, evitando que estas últimas se conviertan en rivales y asegurándose condiciones económicas que dificulten la

la demanda debe disminuir para ajustarse; por lo que el precio por ese producto debe subir; que es lo que busca la empresa que restringe su producción: Si la elasticidad de la demanda es alta, el aumento necesario en el precio para que la demanda baje es pequeño, por lo que la empresa no va a ganar más vendiendo menos a un precio ligeramente mayor. Por otra parte, si una empresa ofrece su producto a un precio superior a su coste de oportunidad, puede que su oferta sea o no sea aceptada. En el caso de que sea aceptada, de haber una alta elasticidad de la oferta, rápidamente habrá otros productores dispuestos a producir a un precio inferior al de la empresa que ejerce poder de mercado, pero que todavía, pero que todavía podría ser atractivo para dichos productores, por lo que al final la empresa que ejerció poder de mercado dejaría de vender parte de sus productos, con la consiguiente pérdida.

Estos dos factores hacen que los mercados eléctricos sean muy susceptibles al ejercicio de poder de mercado en situaciones en que la demanda y la oferta están equilibradas, ya que en ese caso la elasticidad de la oferta es casi nula, y la demanda en el corto plazo es casi completamente inelástica.

⁵⁹² En abril de 2003 la compañía dominante de gas, Gas Natural, inició una compra agresiva de la segunda compañía más grande de electricidad. La compra fue cuestionada por el regulador y fracasó.

inaccesibilidad a los restantes generadores. La convergencia de los mercados de electricidad y gas requiere que las políticas y regulaciones⁵⁹³ cubran ambos mercados de forma simultánea. Tradicionalmente, las políticas y las regulaciones se han fijado de manera independiente para cada industria y no existen, en la actualidad, criterios establecidos con claridad.

8°. Al ser la demanda⁵⁹⁴ de energía eléctrica relativamente inelástica, hasta una pequeña compañía puede ser capaz de provocar un incremento de los precios si reduce su producción cuando el consumo es muy alto y ninguna otra empresa puede reemplazarla. Algunas empresas generadoras, cuando las restantes puedan no ser capaces de aportar más electricidad, pueden exigir por su producción un precio muy superior al coste marginal, haciendo con ello un uso de su poder de mercado. En particular, la rigidez de precio le resta al mercado la posibilidad de defenderse ante un generador que suba artificialmente los precios. En un mercado competitivo donde existe elasticidad de la demanda ante variaciones en los precios, si un productor sube los precios de un bien, la demanda tiende a ajustarse a ese nuevo precio disminuyendo su consumo, con lo que se neutraliza el efecto buscado por el productor que ejerce poder de mercado. Cualquier medida que incremente la competencia en la comercialización puede contribuir a lograr fortalecer el papel de la demanda en el mercado mayorista.

9°. En el mercado eléctrico, a diferencia de todo mercado libre, los precios no actúan como auténticas señales⁵⁹⁵ para facilitar el equilibrio entre oferta y demanda. La naturaleza de la electricidad hace que la elasticidad de corto plazo sea muy baja, por lo que un ajuste instantáneo es difícil de alcanzar. Sin embargo, el hecho de que los precios no cumplan su papel en los mercados eléctricos responde más a la forma en que estos se han desregulado que a la naturaleza misma de la electricidad. Al desregular el mercado eléctrico se ha establecido competencia en la generación y se ha mantenido a los clientes regulados con tarifas fijadas por la autoridad, a modo de protección de las fluctuaciones de precios en el mercado mayorista. Sin embargo, no cabe esperar que en dicho mercado se obtengan resultados competitivos si se mantiene a los consumidores finales aislados de los costes reales del sistema. Si no existe reacción de la demanda ante incrementos en los costes de generación, no es posible que se alcance un equilibrio eficiente entre oferta y demanda. Los consumidores no ven el coste real de la energía, lo que explica que su comportamiento de consumo no esté de acuerdo al nivel de escasez del recurso y que sea necesario realizar cortes forzosos de suministro para mantener la seguridad del sistema.

⁵⁹³ El sector del gas se encuentra inmerso en un proceso de liberalización mucho más lento.

⁵⁹⁴ Las empresas generadoras producen un bien homogéneo y no almacenable, y cada una se esfuerza por maximizar su beneficio, decidiendo la cantidad a producir de forma casi simultánea todas las empresas. Conocen con aproximación (*ex ante*) cuál es la demanda eléctrica en las distintas fracciones horarias, pudiendo con ello restringir la oferta con el objeto de incrementar el precio del kWh. Cada empresa elige la cantidad que produce considerando como dada la cantidad producida por sus competidores. Esta situación induciría a que los precios no sean en la mayor parte de los casos iguales al coste marginal y no cabe esperar una situación de eficiencia paretiana. Puede demostrarse que la diferencia entre el precio y el coste marginal es directamente proporcional a la parte del mercado que detenta la empresa.

⁵⁹⁵ Cuando la oferta excede a la demanda, los precios tienden a la baja, fomentando un mayor nivel de consumo. Cuando la oferta y la demanda están ajustadas, los precios suben, haciendo de esta manera que la demanda disminuya. Este simple concepto es útil para todo mercado competitivo, resultando que la oferta y la demanda se ajusten automáticamente según las variantes condiciones del mercado.

10°. El reconocimiento a las empresas eléctricas tradicionales de unos CTCs, por una cuantía considerable (8 millones de euros) que compensa a las compañías por la disminución prevista en los precios de la electricidad, supone más un apoyo hacia los planes de la Administración de reforma del sector eléctrico español hacia la liberalización e introducción de competencia en líneas parecidas a las reformas de los sectores eléctricos de Inglaterra, Gales y California. Son fruto de un acuerdo entre el Gobierno y las empresas generadoras para la recuperación de los costes de las inversiones realizadas durante la vigencia del marco regulador anterior, una compensación por los costes incurridos en el pasado derivados de sus obligaciones de servicio público. Es decir, una fórmula atractiva por parte del Gobierno de la nación de involucrar a las compañías interesadas y atraerse los apoyos de los accionistas de las grandes empresas del sector eléctrico hacia las reformas liberalizadoras en un marco regulatorio competitivo.

Los CTCs suponen un peaje al proceso de liberalización del sector eléctrico. Un precio o tasa a percibir por las empresas eléctricas de generación por abandonar su tradicional estructura monopolística. Son resultado del predominio en nuestro país, durante muchas décadas, de las actividades de no mercado frente a las actividades propias de mercado.

Los CTCs han provocado quejas de las empresas porque, por un lado, casi todos los activos de generación son anteriores a la entrada en vigor del MLE y, por otro, porque los pagos son realizados con el remanente que queda después de cubrir otros costes, por lo que son inciertos y existe el riesgo de que se paguen unas compensaciones excesivas con las que se podrían financiar inversiones que pudieran constituir barreras de entrada. El pago de compensaciones pone en manos de las compañías receptoras unos ingresos que pueden ser utilizados para levantar barreras que obstaculicen la entrada de nuevos productores, o para competir en el mercado por medio de plantas obsoletas que habrían sido casi de inmediato amortizadas si no se hubiera establecido el sistema de compensación en cuestión. A diferencia de la moratoria nuclear no se ha producido un desmantelamiento de las plantas, ni siquiera se ha aprovechado la oportunidad de la reestructuración del sector.

El sistema de pagos por diferencias de los CTCs actúa como mecanismo de control de precios, es decir, limita los precios de generación. Pero, a medida que vaya desapareciendo este mecanismo implícito de control de los precios, los problemas se harán patentes si no se consigue una estructura empresarial que permita la competencia, tal como han hecho los ingleses.

Además, los CTCs han supuesto una transferencia de renta de los consumidores a las empresas generadoras que recuerda la apropiación monopolística del excedente del consumidor por parte del oferente privilegiado del mercado, con la consecuencia de pérdida neta en el bienestar social y de la eficiencia económica. Su reflejo en la tarifa encarece ésta en paralelo a una situación originada por la existencia de cierto poder monopolista en el mercado.

11°. Existe un organismo regulador independiente, la CNE, que asesora al Gobierno en asuntos regulatorios pero sin autoridad regulatoria final que queda a cargo del Ministerio de Economía, por lo que la regulación podría ser calificada a todas luces de imperfecta o cuestionable para la competencia al darse la presencia de doble regulador. Las decisiones regulatorias no son tomadas por una entidad totalmente independiente, con lo que las actuaciones de ésta puedan responder más a criterios políticos de corto plazo que a criterios técnicos y económicos.

La CNE quedó relegada a un segundo plano por el MINER en la negociación del Protocolo del Sector Eléctrico de 1996 y posteriormente en la elaboración de la Ley 54/1997 y siempre lo ha estado en la ordenación económica a través de las tarifas y se ha enterado por los medios de comunicación de los procesos de fusión. Además esa relegación a un segundo plano se ha visto acentuada con motivo de las OPAS giradas sobre Endesa. Es posible que las medidas correctas desde el punto de vista técnico y económico sean contradictorias con los intereses políticos de corto plazo de los gobernantes, por lo que no es esperable que la CNE, como institución dependiente del Gobierno tome las medidas correctas de largo plazo en una situación de crisis energética.

La desregulación de los mercados eléctricos es un proceso dinámico, que requiere instituciones independientes y flexibles, capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones del mercado. Para ello, la independencia de las instituciones a cargo de la política energética del Gobierno es fundamental. La autoridad reguladora debe disfrutar de suficiente independencia de los Gobiernos nacionales o autonómicos en el día a día. Esto permite garantizar la bondad⁵⁹⁶ y la estabilidad de la regulación y evitar situaciones en que se modifiquen de modo constante las decisiones de la

⁵⁹⁶ Varios grupos operativos establecidos para estudiar las buenas prácticas reguladoras han informado acerca de las características de los marcos reguladores que parecen funcionar bien, entre ellas se encuentran las siguientes:

- Claridad: Las buenas prácticas en la regulación requieren que los objetivos, funciones y exigencias sean claras y comprensibles.
- Proporcionalidad: Existe cuando se percibe que tiene lugar la intervención o las sanciones reguladoras, cuando son necesarias, de forma abierta y transparente, y sólo hasta el punto en que sean necesarias para resolver una cuestión concreta.
- Coherencia: Ocurre cuando las acciones y decisiones reguladoras son previsibles, uniformes, no discriminatorias y racionales, confieren estabilidad y evitan la incertidumbre para las partes interesadas.
- Transparencia: Se refiere a la calidad clara y comprensible de los reglamentos, de tal modo que el proceso sea abierto y accesible.
- Independencia: La autoridad reguladora ha de ser independiente de los intereses de cada una de las partes, hasta el punto en que las decisiones o acciones reguladoras no se vean influidas indebidamente para beneficio de ninguna parte en particular. Además, la autoridad reguladora debe operar dentro de su marco de competencias y objetivos independientemente del Gobierno y libre de interferencias políticas en el día a día.
- Responsabilidad: Sin perjuicio del requisito de independencia, se reconoce que, dentro de un marco regulador satisfactorio, la autoridad reguladora asume la responsabilidad de sus acciones y rendimiento.
- Eficacia y eficiencia: Los procesos reguladores también deben ser eficientes y oportunos. La eficacia es mayor cuando la autoridad reguladora goza de acceso a toda la información pertinente y a los conocimientos especializados adecuados para garantizar que todas las decisiones reguladoras son adecuadas, pertinentes y bien enfocadas.
- Flexibilidad: Un marco regulador ha de adaptarse a las condiciones predominantes en un mercado concreto o a la situación de la infraestructura y evolucionar en función de los cambios del entorno.

autoridad. El Ministerio de Economía sigue ocupando un lugar preferente en la política energética, pero la autoridad reguladora ha de erigirse en protagonista al garantizar el acceso a la red y aprobar las tarifas. Su contribución para la promoción de la transparencia y no discriminación es muy positiva y eficaz. La estabilidad en la regulación es clave para una competencia saludable y un suministro fiable de electricidad que garantice unos equipos adecuados instalados y disponibles para satisfacer la demanda en distintas situaciones, es decir, para la seguridad del suministro.

Para que un mercado opere de forma correcta se requieren instituciones que funcionen de manera profesional e independiente. La operación de un sistema eléctrico requiere del concurso y del consenso de todos sus agentes, por lo que se necesita que la institución que lo gobierna sea capaz de imponer criterios comunes o al menos de hacer cumplir los reglamentos que los rigen.

En última instancia, el Gobierno debe ser garante del éxito de los objetivos⁵⁹⁷ y estrategias a largo plazo de la autoridad reguladora, y de la coherencia de los requisitos de regulación con la política energética. Es necesario que la estructura de regulación confiera independencia a la autoridad reguladora, que ésta pueda funcionar en la práctica de forma independiente y eficaz y, al mismo tiempo, mantener un equilibrio entre la independencia de operación y gestión y la rendición de cuentas sobre su rendimiento anual y sobre su contribución al rendimiento global del sector, así como sobre la protección de los intereses del consumidor. En ocasiones se incide demasiado en la promoción de la competencia, sin que se preste atención suficiente a garantizar la protección de los intereses del consumidor o sin la suficiente atención a los aspectos sociales, tales como la necesidad de mantener la infraestructura en zonas que precisan de ayudas regionales y a garantizar la seguridad del suministro y la sostenibilidad. Los niveles de ingresos permitidos a las empresas condicionarán el grado de inversión en nuevas infraestructuras o en la mejora de las actuales. Sólo si la tasa de retorno propicia unos buenos niveles de inversión podrá garantizarse una mejora en los niveles de servicio y la seguridad del suministro.

El apagón de Barcelona, de 23 de julio de 2007, es una prueba evidente que, en los últimos años, la inversión en redes de transporte vienen siendo insuficiente e inferior a la inversión en generación. El intenso crecimiento económico que registra España se ha traducido en un elevado consumo, que ha obligado a las empresas de generación a realizar un gran esfuerzo inversor. De la capacidad productiva (potencia instalada) existente el 31 de diciembre de 2006 (55.152 MW) casi el 42 por ciento son inversiones en plantas de generación instaladas en el último quinquenio 2002-2006: 7.820 MW de parques eólicos y 15.446 MW de ciclos combinados de gas. Sin embargo, en el mismo quinquenio se han tendido menos de 1.500 kilómetros de líneas de 400 y 220 kW (muy alta

⁵⁹⁷Por lo general, la autoridad reguladora tiene varios objetivos o funciones:

- Mantener las tarifas bajas sin perjuicio de una rentabilidad suficiente para fomentar la inversión y la seguridad del suministro a largo plazo.
- Fomentar la competencia sin discriminación y en interés de los consumidores.
- Garantizar el servicio universal pero sin incurrir en altos costes y con los incentivos económicos de ubicación apropiados.
- Fomentar las fuentes de energía renovables evitando las distorsiones del mercado.

tensión) que representan un 4,4 por ciento de las líneas existentes al finalizar 2006.

Este profundo desequilibrio inversor provoca dificultades en la alimentación de la nueva alta velocidad ferroviaria y de la cuenca mediterránea, con elevada densidad de población. Más preocupantes aún son las insuficiencias de la red de transporte en núcleos con varias centrales generadoras. En concreto, la red de muy alta tensión existente en Cartagena y en Arcos de la Frontera, en cada uno de estos municipios hay una potencia de 3.200 MW, no es capaz de evacuar la electricidad producida si todas las centrales funcionan al mismo tiempo, teniendo que funcionar por turnos. Como resultado de esto se registran tres efectos. Por un lado, no se aprovecha toda la potencia instalada, lo que es muy grave, ya que en la Península no existe el exceso de capacidad productiva para garantizar el suministro en determinadas condiciones de demanda y de disponibilidad de las instalaciones de generación. Además, la competencia queda afectada negativamente, ya que, mientras algunas de estas centrales pertenecen a compañías con escasa o nula potencia adicional, otras son de compañías que cuentan con un amplio parque generador y, por ello, se ven menos afectadas. Por último, las carencias de la red de transporte aumentan el nivel de restricciones técnicas encareciendo con ello la electricidad. Las redes son una pieza fundamental para el funcionamiento del sector eléctrico, ya que su insuficiente desarrollo impide el aprovechamiento óptimo de las plantas de generación y dificulta que generadores y comercializadores compitan.

12º. Las restricciones reflejan dos problemas que afectan tanto a la oferta como a la demanda. En cuanto a la oferta, porque no existe en la Ley 54/1997 un mecanismo por el que las empresas garanticen el suministro al no existir, a diferencia del marco regulatorio anterior, la decisión de inversión impuesta por el planificador a las empresas. La actual regulación sólo se ocupa de abonar una cantidad importante y no estable⁵⁹⁸ por concepto de garantía de potencia pero no garantiza con ello la existencia de una potencia suficiente para atender la demanda. Esta cantidad se les abona a las empresas para mantener en funcionamiento las centrales con independencia de que se necesiten o no y no constituye un incentivo a invertir. En los últimos años se ha ido estrechando la diferencia entre la potencia y la demanda de energía en nuestro país. Es necesario contar con una oferta excedentaria suficiente.

El tiempo medio de interrupción⁵⁹⁹ del suministro, que había disminuido en la década de los noventa, ha aumentado más de un 36 por ciento entre 1998 y 2006, debido a la congestión de las redes y a la reducción del índice de cobertura de la demanda. El margen de cobertura ha pasado, en los últimos cinco años, de 1,30 a 1,10. El consumo de energía eléctrica ha crecido un 6,1 por ciento anual entre 1996 y 2006, frente al 3,2 por ciento del periodo 1979-1995. La demanda de potencia en las horas punta ha crecido aún más rápidamente que la demanda de energía en los últimos cinco años, un 44 por ciento frente al 30 por ciento anterior, lo que pone en evidencia un uso cada vez más ineficiente de la infraestructura.

⁵⁹⁸ Se ha modificado en varias ocasiones en los últimos años.

⁵⁹⁹ Medido por el TIEPI.

En los últimos años, mientras la demanda de potencia ha ido creciendo, la oferta, sin embargo, no lo ha hecho en la misma proporción, provocando que el margen de cobertura haya finalmente disminuido a niveles preocupantes y situado a mínimos los márgenes de seguridad. Nuestro país necesita incrementar la capacidad eléctrica para atender unas necesidades de demanda crecientes. El 70 por ciento del consumo de electricidad permanece en régimen de tarifas. Hasta 2002, tan sólo el 30 por ciento de los consumidores cualificados ha acudido al mercado.

En cuanto a la demanda, no existe ninguna medida que favorezca el ahorro energético en el sector, dando lugar a que la demanda de energía eléctrica haya crecido muy por encima del Producto Interior Bruto (PIB). Lo único que, desde el punto de vista de la demanda, ha servido para paliar los problemas de falta de suministro ha sido la denominada interrumpibilidad. Desde el desastre en Cataluña, tanto en 2001 como en julio de 2007, incluido el verano de 2003, no se había producido en España un apagón de gravedad considerable, pero desde las distintas empresas eléctricas⁶⁰⁰ se advierte al Gobierno de la posibilidad de cortes de suministro en ciertas regiones⁶⁰¹ de España debido al creciente consumo. A finales de 2002, el Servicio de Defensa de la Competencia tuvo que establecer un expediente a las empresas Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa, por retirar parte de su producción concertada buscando un alza de los precios, es decir, por realizar prácticas contrarias a la competencia.

Con fecha siete de octubre de 2003, la AIE alertó a los Gobiernos europeos de la urgente necesidad de inversión a medio plazo en los sectores de gas y electricidad para poder cubrir la creciente demanda de energía de los consumidores y, así, evitar cualquier problema en el suministro de energía, referido éste tanto a la continuidad del suministro, calidad del producto y atención y relación con el cliente.

13º. Las congestiones en la red de transporte, restringen el mercado relevante a la zona o región que ha quedado aislada y deja reducido el número de operadores, por lo que es necesario y urgente que se emprenda un desarrollo lo más adecuado de la red de transporte y que el sistema de tarifas de acceso no sea discriminatorio y su fijación se realice con la máxima transparencia en beneficio de todos los agentes del mercado.

14º. La existencia de la obligación de adquirir, por parte de las empresas generadoras de electricidad, ciertas cantidades de carbón nacional⁶⁰² mediante contratos a medio y largo plazo representa un obstáculo al desarrollo de la

⁶⁰⁰ En Cinco Días, del 6 de octubre de 2003, se detallan las declaraciones del presidente de REE, Pedro Mielgo, acerca de los problemas de equilibrio entre producción de energía y crecimiento de la demanda.

⁶⁰¹ La isla de Mallorca, tanto su capital, Palma, como en las zonas rurales y periféricas, quedó totalmente bloqueada por un apagón el 21 de julio de 2003, que se prolongó durante varias horas, desde la tarde hasta bien entrada la madrugada. La polémica surgida en torno a las causas y los responsables de dicho apagón fue uno de los motivos que forjó una preocupación generalizada entre los ciudadanos sobre el sistema de suministro eléctrico en la isla de la que es responsable Gesa-Endesa y el propio Gobierno Balear que acusó al anterior Gobierno de paralizar un buen número de licencias de instalación del tendido de nuevas líneas eléctricas, necesarias para establecer una mayor capacidad de generación eléctrica.

⁶⁰² Tradicionalmente se ha utilizado el precio de la electricidad para financiar los costes de políticas energéticas y sociales ajenas al sector eléctrico, tales como las políticas de apoyo al carbón nacional.

competencia en generación que contradice la libertad de acceso a las fuentes de energía primaria. En España, la transición a la competencia se ha visto obstaculizada por la decisión de la Administración de apoyar el empleo de carbón nacional en la generación eléctrica, lo que impone costes no económicos a las empresas que usen dicho carbón.

15°. Durante los últimos años de vigencia del nuevo marco regulatorio, se ha observado una mínima entrada de nuevos operadores en generación y comercialización, al contrario, por ejemplo, de los países nórdicos e Inglaterra, en los que se ha observado que la liberalización ha facilitado una entrada importante de nuevos productores en generación y de nuevos comercializadores. Es preciso aumentar el grado suficiente de contestabilidad del mercado eléctrico que facilite la posibilidad de que entren nuevos operadores y ejerzan una presión competitiva sobre las empresas que actualmente dominan el mercado para obligarlas a adoptar un comportamiento competitivo para defender su posición.

16°. Todavía está pendiente el desarrollo normativo de la Ley 54/1997 que afecta al sector, en torno al modelo de negocio hacia el que se encamina: empresas multienergías, política a seguir en el mercado eléctrico nacional, generación diversificada, cogeneración, energías renovables y ciclos combinados, internacionalización y diversificación selectiva, metodologías para la fijación de tarifas y peajes o el término de garantía de potencia, etc. Además está aún pendiente de conocer la configuración del escenario europeo, empresarial y regulatorio, a corto y a medio plazo, así como el papel del Estado en el sector energético: en su regulación, supervisión, gestión, garantía, y planificación.

17°. En el momento de las negociaciones entre el Gobierno y las empresas eléctricas para la firma del Protocolo Eléctrico se debería de haber obligado a las empresas generadoras receptoras de los CTCs a una reestructuración de su parque de generación, en la que se hubiera tenido en cuenta la venta de una parte de dicho parque, que hubiera facilitado la reducción de la concentración horizontal y la entrada inmediata en el sector de nuevos competidores o haber aprovechado el momento de la privatización de la central pública Endesa para conseguir dicha reducción en la concentración horizontal.

18°. El descenso de las tarifas, en los últimos años, ha sido debido más a la decisión administrativa que a la introducción de competencia en el mercado, cuyo precio no ha dejado de subir. Este descenso de las tarifas durante el periodo de transición a la competencia ha sido posible merced a dos factores:

- La reducción de los tipos de interés que ha incidido de forma positiva en la evolución de los costes financieros de las empresas.
- El crecimiento de la demanda por encima del crecimiento de la capacidad de generación, de la red de transporte y de la red de distribución.

Desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, el Gobierno en lugar de calcular la tarifa del modo en que la propia ley la contempla, respetando el principio de buena regulación, según el cual las tarifas deben recoger los incrementos de costes, se limita a fijarla de antemano e incluso con

carácter de urgencia⁶⁰³, estableciendo el valor máximo que este precio podría alcanzar en el mercado mayorista. Con tal finalidad fue modificada la Ley 54/1997 por el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, para permitir al Gobierno incurrir de forma explícita, consciente y ex-ante en déficits tarifarios. Cuando, el verdadero precio del mercado supera el precio prefijado por el Gobierno se produce dicho déficit, como así ha ocurrido en los años 2000, 2001, 2002, 2005 y 2006, puesto que la recaudación de la tarifa no lograba alcanzar a sufragar el precio del mercado que hay que pagar a las empresas.

Por otra parte, a partir de 2007, las CC. AA. podrán cobrar un recargo, “el céntimo eléctrico”, en el recibo de la luz, con el fin de aumentar las inversiones en la red de distribución, mejorar la calidad del servicio y evitar apagones, similar, pues, al céntimo sanitario que algunas Comunidades Autónomas aplican a los carburantes para financiar la sanidad. Este hecho podría significar la desaparición de la tarifa única eléctrica, según la establecía el artículo 17 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

En España, todos los consumidores pagan la electricidad por debajo del precio de mercado como consecuencia de la regulación vigente. Cuanto más se consume menos se paga en clara contradicción con los objetivos de eficiencia y ahorro energético que el Gobierno pretende conseguir.

La normativa hasta ahora vigente establecía una metodología para determinar cada año la tarifa de referencia, fijando unos límites a la evolución de las tarifas integral y de acceso, para que su aumento no excediera del 2 por ciento anual entre enero de 2003 y diciembre de 2010.

Esta limitación impuesta a la evolución de las tarifas por la normativa vigente marca el grado de intervencionismo de la propia Administración que contradice el espíritu de liberalización de la Ley 54/1997, al controlar el Gobierno de esta forma el precio de la electricidad, sin perjudicar el contexto económico de las empresas generadoras, que tienen asegurada la rentabilidad suficiente en la cuenta de resultados merced al compromiso de una decisión administrativa de devolución del déficit tarifario con cargo al bolsillo del consumidor.

Debe estar claro que esta forma de proceder en el diseño del cálculo de la tarifa conduce de forma irremediable a la aparición del déficit tarifario y que éste alcance una magnitud desproporcionada y fuera de toda lógica aceptable, dado que preceptiva y reglamentariamente el precio de la energía, de acuerdo a la Ley del Sector Eléctrico de 1997 debe determinarse en un mercado mayorista en competencia y no con independencia de la realidad del mercado.

Si los consumidores pueden ahora elegir libremente comprar a cualquier suministrador en el mercado eléctrico ¿Por qué una tarifa regulada? El sistema de fijación de la misma se convierte en un obstáculo al libre funcionamiento del mercado propugnado por la propia Ley 54/1997, y al estar por debajo del precio real de mercado los consumidores abandonan éste para refugiarse en la tarifa regulada.

⁶⁰³ Dicho carácter impide que las instituciones que han de emitir un informe puedan elaborarlo de forma adecuada y previa a la decisión gubernativa.

Este modo de proceder en la práctica, fuera de toda conducta competitiva, daña y elimina el libre funcionamiento de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico, como si el equilibrio alcanzado en el mismo no fuera fiable. Si no es fiable, debería obligar a la autoridad reguladora a cuestionarse el anómalo funcionamiento del mercado y proceder a su reparación. El déficit tarifario revela que los ingresos no son suficientes para cubrir todos los costes de la generación de electricidad por parte de las empresas. La Ley del sector eléctrico establece que la tarifa ha de incorporar el precio real de mercado de la energía y éste puede perfectamente subir por diversos motivos.

Un cálculo real de la tarifa nos llevaría a incluir en la misma los costes de generación, distribución, transporte, comercialización, diversificación y seguridad de suministro y los denominados costes permanentes del sistema que comprenden básicamente los costes de OMEL, del Operador del Sistema (REE) y la CNE. Pero, además, un cálculo real de la tarifa, realizado en este momento, nos llevaría a incorporar a la misma otros costes que provienen fundamentalmente de los déficits generados en ejercicios anteriores y del pago de la moratoria nuclear. Estos importes pendientes de incluir en la tarifa de ejercicios futuros superan en la actualidad los 8.000 millones de euros, lo que significa alrededor de un 30 por ciento de los ingresos anuales del sector. Es evidente, que los consumidores se han venido beneficiando en España de una tarifa que no recoge todos los costes que son imprescindibles para poner a disposición del usuario un bien tan necesario.

Además, la Ley 54/1997 dispone en su art. 1.3 que el ejercicio de las actividades eléctricas se realizará según criterios de objetividad, transparencia y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad de suministro. Pues bien, para que se de la eficiencia económica y técnica es condición necesaria que las tarifas reflejen realmente los costes⁶⁰⁴ que las distintas actividades soportan, de ese modo servirán como indicador transmisor de señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y largo plazo, y al mismo tiempo reduzcan las incertidumbres asociadas a la rentabilidad futura de las compañías.

En 2000, 2001, 2002, 2005 y en 2006, las empresas distribuidoras han registrado un voluminoso y creciente déficit tarifario, más de 8.000 millones de euros en total, que se produce principalmente porque las autoridades energéticas no consiguen predecir con exactitud el precio medio determinado en el mercado mayorista de producción, antes de ser transportada hasta su lugar de consumo, o porque las autoridades no consideran políticamente oportuno transmitir a la sociedad unos precios más altos de la electricidad, aunque éstos sean reflejo de unos costes superiores, limitándose, para evitar el descontento que pudiera

⁶⁰⁴ La participación de la electricidad en la energía final total viene aumentando año tras año como consecuencia de la creciente electrificación de los procesos productivos y del equipamiento doméstico. En 2005, el 80 por ciento de la energía primaria fue adquirida en el exterior a unos precios estrechamente relacionados con el crudo petrolífero; más concretamente, en 2005 el 70 por ciento de toda la energía primaria fue petróleo y gas natural. Los precios de la energía final deben recoger con rapidez los mayores costes de las fuentes de energía primaria.

ocasionar en los consumidores, a aplazar a largo plazo la recuperación del déficit en numerosos y reducidos incrementos tarifarios.

Con la actual política de precios los consumidores disponen hoy de una renta disponible adicional, procedente de los futuros consumidores, que destinan a adquirir más electricidad (consumo ineficiente), adquirir otros bienes y a subsidiar, a su vez, a un grupo de grandes empresas industriales que adquieren la electricidad a precios considerablemente inferiores a los que paga el resto de los consumidores. Los subsidios deben ser los menos posibles, justificados⁶⁰⁵, explícitos en su formulación y en su cuantía y no sometidos a vaivenes de modas o presiones. Esta forma de financiación no es neutra, porque al ocultar al consumidor la información relevante, precio *ex-post* muy superior al precio *ex-ante*, evita que reduzca su consumo y porque la cantidad financiada realmente debe ser devuelta por otros consumidores en el futuro.

La intención del Gobierno, a partir del 1 de julio de 2007, es revisar trimestralmente las tarifas con el objetivo de adaptar paulatinamente las mismas a los precios del mercado mayorista. La parte de generación eléctrica de la tarifa, equivalente al 64 por ciento de su coste, se indexará de forma periódica al coste de generación, para eliminar en cuatro años el déficit tarifario. Se contempla que el déficit de tarifa en el primer trimestre de 2007 alcance los 750 millones de euros. Es decir, se reconoce a priori o *ex-ante* que los ingresos recaudados por la tarifa no van a ser suficientes para atender todos los costes previstos. Con ello, los consumidores actuales se benefician por unos importes que tendrán que ser pagados por los consumidores futuros.

Este modelo de funcionamiento en el cálculo tarifario discrimina y penaliza al consumidor futuro frente al consumidor actual, desprovisto de mecanismos de eficiencia energética, y de consumo responsable ante la inexistencia de señales de precio adecuadas al mercado. De esta forma el consumidor futuro pagará la factura que corresponda a su propio consumo y una parte importante del precio de un consumo realizado por el consumidor actual, desprovisto de los incentivos adecuados (subidas de precios) hacia el ahorro energético. Además, el efecto de no enviar las señales de precio adecuadas al mercado puede conducir a tener que realizar mayores inversiones en activos de generación para atender las puntas de demanda, mayores costes por los impactos medioambientales de emisiones de gases de efecto invernadero y desde un punto de vista macroeconómico exponernos a una mayor dependencia exterior en la adquisición de energías primarias fósiles.

Además, los continuados y reiterados déficits durante sucesivos ejercicios deberían interpretarse como la existencia de un problema de tipo estructural en el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español y propiciar su resolución con la suficiencia de ingresos necesaria en la actividad eléctrica regulada. La introducción del mecanismo de reconocimiento del déficit *ex-ante* incentivará conductas poco eficientes, distorsionando el marco de competencia al discriminar la actividad de comercialización que no percibe resuperación alguna y trasladará al futuro el problema de la recuperación de dicho déficit, cuya titularización se permite legalmente, y no evita la subida de la tarifa al consumidor final, la cual a

⁶⁰⁵ Por existencia de costes y beneficios sociales, difíciles de internalizar.

buen seguro será muy superior a la que hubiera correspondido en conformidad a los costes reales incurridos.

Así pues, en el actual modelo de regulación tarifaria el reconocimiento de un déficit ex-ante puede resultar un incentivo para el funcionamiento ineficiente del sistema eléctrico y no reflejar los costes reales que pudieran producirse, distorsionando la capacidad de competir de los diversos agentes y más concretamente de los comercializadores.

Esta forma de proceder, en nuestra opinión, no resuelve el problema de la existencia del déficit tarifario sino que lo aplaza *sine die*, buscando una fórmula que trascienda de lo impopular que socialmente resultaría la medida de aplicar de golpe la subida, incorporando en la tarifa eléctrica los costes reales totales en que se incurren en las diversas actividades eléctricas. Es una oportunidad perdida de introducir en el sistema eléctrico español las ventajas de la eficiencia y racionalidad económica frente a un entorno de subida en los precios de las materias primas sin que se propicie la necesaria asunción de responsabilidad en la toma de las decisiones de los distintos agentes en un mercado liberalizado y competitivo, a las señales que en el mismo se producen, y que conduzcan una mejora en la asignación de los recursos tanto en la generación, transporte, distribución, comercialización, como en el consumo de un bien escaso y necesario como es la energía eléctrica.

19°. Los precios de la electricidad tampoco recogen la totalidad de los costes de los impactos medioambientales que llevan asociados. Los precios, por tanto, no informan del verdadero coste social de las actividades energéticas, por lo que pueden darse asignaciones ineficientes de recursos, ya que el coste medioambiental no se repercute sobre los agentes que contaminan, sino sobre la sociedad en su conjunto. Para conseguir esta asignación eficiente, es preciso internalizar los costes ambientales en el precio de la energía. Así los mercados energéticos asignarán de modo más eficiente los recursos con el fin de que el desarrollo sea sostenible. Las emisiones de partículas procedentes de las centrales de generación tienen un alcance local, mientras que sus emisiones de CO₂ lo tienen global. Los impactos ambientales más importantes de las actividades energéticas son los siguientes:

- Las centrales térmicas son responsables del 90 por ciento de las emisiones de contaminantes atmosféricos SO₂ y NO_x procedentes de las grandes instalaciones de combustión, que son los principales causantes de lluvias ácidas. El 10 por ciento restante es responsabilidad del sector del refino.
- Las centrales nucleares son las responsables del 95 por ciento de los residuos radiactivos de media y alta actividad.
- Los productos petrolíferos utilizados en el transporte y en la industria, son responsables del 60 por ciento de las emisiones de CO₂ de nuestro país, gas considerado como el principal causante del denominado efecto invernadero.

La internalización de los costes medioambientales es una tarea que ha de hacer frente a la dificultad que ofrece la existencia de incertidumbres en la

cuantificación de los costes medioambientales y la escasa experiencia en la aplicación de mecanismos regulatorios de internalización.

En resumen, en el sector eléctrico español se hallan presentes un conjunto de dificultades que impiden un nivel satisfactorio de competencia que van desde la falta de desagregación accionarial entre la gestión de las redes y las actividades en competencia. Las propias características tanto técnicas como económicas del sector implican que un mínimo poder de mercado tenga efectos bastante negativos sobre la competencia: imposibilidad de mantenimiento de stocks de energía eléctrica al no ser posible su almacenamiento; la demanda de energía es bastante predecible y altamente inelástica al precio; la conexión internacional es insuficiente y el desarrollo de la red debe evitar las congestiones o restricciones en el sistema eléctrico; elevadas barreras de entrada y salida del mercado, ya que la existencia de las primeras se producen por necesidad de cuantiosas inversiones en los activos fijos y las innumerables licencias exigidas, además de las dificultades de conexiones con la red. La existencia de costes hundidos o varados no facilita a las empresas eléctricas su salida del sector. En España los costes varados tienen su origen en el MLE que garantizaba la recuperación del valor estándar de los activos fijos y aseguraba el cobro de una rentabilidad que se calculaba a partir de una tasa aplicada sobre esos valores, que eran determinados por la Administración e incluían, entre otros elementos, el coste de adquisición, las inversiones adicionales, el complemento por intercambio de activos y, en algunos casos, parte de los costes financieros generados por la construcción de las centrales. Para evitar bruscos incrementos de las tarifas, el valor estándar se recuperaba a través de un procedimiento que difería el cobro de una parte de los ingresos correspondientes a los primeros años del periodo que seguía a la entrada en funcionamiento de las instalaciones. La anterior regulación prolongaba temporalmente más allá de lo económicamente prudente el plazo de recuperación de los activos de generación eléctrica. La no agilización de la retribución de las inversiones de manera suficiente ha facilitado la generación de costes varados.

¿Cómo, habiendo disfrutado las compañías eléctricas de una situación de casi monopolio, con precios de energía más elevados, no se ha conseguido un mayor ritmo de amortización de los activos fijos de generación?

Los CTCs pecan de ser un mecanismo de protección de las antiguas tecnologías, ya obsoletas, prolongando su vida útil más allá de lo que pudiera considerarse razonable para garantizar un suministro fiable y de calidad para el consumidor y una barrera de entrada para las nuevas tecnologías o una ralentización en el ritmo de implantación de las innovaciones tecnológicas.

¿Por qué no se ha decidido financiar los CTCs bajo el instrumento de la ampliación total o parcial del capital de las compañías eléctricas, por la cuantía de los mismos y así corresponsabilizar al accionista de dichos costes de transición a la competencia?

La competencia efectiva exige de un modelo regulatorio que favorezca la transparencia, consistencia y predictibilidad, que reduzca el poder de mercado, introduzca mejoras en la calidad y la seguridad de suministro, que ha de ser fiable

y respetuoso con el medioambiente, internalizando los costes. El modelo regulatorio ha de favorecer la inversión, la diversidad de energías primarias y tecnológicas y atender las necesidades de todos los consumidores⁶⁰⁶ y al mismo tiempo posibilitar un suministro de energía a precios mínimos equiparables con los de la Unión Europea. Las propias características actuales del parque generador y de la red de transporte y distribución hacen difícil el objetivo de precios mínimos por la obligación de adquirir carbón nacional a un precio superior al vigente en los mercados internacionales y el error nuclear. A esto hay que añadir la insuficiente construcción de centrales eléctricas, basadas en una sola línea tecnológica; insuficientes economías de escala en los aprovisionamientos y elevada dependencia de fuentes primarias de energía importadas. Por último, es necesario el mantenimiento en nuestro país de empresas sólidas y solventes en el sector eléctrico pero que no se realice, como en el pasado, a costa del propio consumidor.

Los comportamientos anticompetitivos se ven favorecidos cuando hay opacidad en los mercados o cuando la sustituibilidad del producto no puede ser inmediata, ya que esta opacidad o falta de transparencia impone en el mercado costes de información elevados a los compradores. Es cierto que el beneficio capturado por estos comportamientos anticompetitivos es siempre transitorio, pero no es menos cierto que estas conductas hay que evitarlas para permitir el correcto funcionamiento del mercado, de modo que pueda desplegar todo su potencial óptimo-benefactor de quienes desean maximizar sus beneficios satisfaciendo las necesidades que los demás expresan de forma solvente.

⁶⁰⁶ Servicio universal.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ, Eloy (1997), *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación*. Ed. Civitas, Madrid.

ÁLVAREZ, Manuel (1997), "Los costes de transición a la competencia. El paso de precios regulados a precios libres. Perspectiva jurídica", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa, Madrid.

ANDREU, Agustí (1997), "Producción en régimen especial: cogeneración y energías renovables", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa, Madrid.

ARANCETA, Jesús (1989), "El Marco Legal y Estable para el sector eléctrico". *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 239-258.

ARIÑO ORTÍZ, Gaspar, LÓPEZ DE CASTRO, Lucía, y DE QUINTO ROMERO, Javier, "Estructura empresarial y organización de la competencia en el sector eléctrico español". *Programa de Estudios de Regulación Económica (PERE)*, 1996.

ARIÑO, ORTÍZ, Gaspar (1997), "El mercado eléctrico y los costes de transición a la competencia". *Economía Industrial*, nº 316, págs. 93-108.

ARIÑO ORTÍZ, Gaspar y LÓPEZ DE CASTRO, Lucía (1998), *El sistema eléctrico español, regulación y competencia*. Ed. Montecorvo.

ARRAIZA, José María (1994), "Nuevas inversiones en el sector eléctrico español en la perspectiva del año 2000", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Ed. Civitas, págs. 73-100, Madrid.

BEATO, Paulina (1985), "Nueva organización de la explotación del sistema eléctrico en España". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 37-44.

BEATO, Paulina (1986a), "Red Eléctrica. Una empresa para la explotación del sistema eléctrico". *Economistas*, nº 17, págs. 128-129.

BEATO, Paulina (1986b), "Optimización de la generación de energía eléctrica". *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 75-78.

BEATO, Paulina y GIL, Vicente (1984), "El desarrollo del parque de generación de energía eléctrica". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 113-125.

BECERRIL, Carmen (1997), "Modificaciones en el transporte de electricidad: las funciones del operador del sistema", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa, Madrid.

BEN W. LEWIS, "Emphasis and Misemphasis i Regulatory Policy", en Sheperd, W., Ed., *Utilities Regulation. New Ideas and Theories*, New York, 1969, pág. 214 y ss.

CABELLOS, Mariano (1997), "Régimen económico de la energía eléctrica: fijación de precios y tarifas", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa, Madrid.

CALERO PÉREZ, Pedro, CICYT SEC 97-1455 y JC y L Sa 68/96, *Los costes de Transición a la Competencia en la reestructuración del sector eléctrico: los costes varados*. Departamento de Economía Aplicada, Facultad de Derecho, Universidad de Salamanca.

CALERO PÉREZ, Pedro y SÁNCHEZ MACÍAS, José Ignacio (1998), *Tarifas óptimas y subsidios cruzados en los peajes por el uso de las redes eléctricas*, Departamento de Economía Aplicada, Facultad de Derecho, Universidad de Salamanca.

CALVO, Ramón (1984), "Las tarifas eléctricas, pasado, presente y futuro". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 149-162.

CAPEL, H., *La electricidad en Cataluña, una historia por hacer. Conclusiones*. Barcelona, Fecsa, 1994, Vol. III (págs. 165 – 216).

CNSE (1995a): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre Propuesta de modificación del modelo retributivo del sistema integrado y de otros factores con incidencia en la tarifa eléctrica*. Referencia: P 003/95, Madrid.

CNSE (1996a): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre Propuesta de revisión de tarifas de 1997*. Referencia: I 027/96, Madrid.

CNSE (1996b): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establece la tarifa para 1997*. Referencia: I 028/96, Madrid.

CNSE (1996c): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre Asignación de los costes en la tarifa eléctrica en España*. Referencia: IE 002/96, Madrid.

CNSE (1996d): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre Las consecuencias que las diferentes formas de venta de las participaciones del Estado en las empresas eléctricas pueden tener en el precio de la energía eléctrica en España en los próximos años*. Referencia: P 005/96, Madrid.

CNSE, (1997): *Documento nº 5 sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico: Actividades del Sector Eléctrico*. (IE 010/97), septiembre 1997.

CNSE (1997a): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre el Proyecto de Real Decreto de Organización y regulación del mercado de producción de electricidad*. Referencia: I 019/97, Madrid.

CNSE (1997b): *Informe sobre el Proyecto de Orden Ministerial por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto de organización y regulación del mercado de producción de energía eléctrica*. Referencia: I 021/97, Madrid.

CNSE (1997c): *Informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*. Referencia: I 020/97, Madrid.

CNSE (1997d): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 1: Introducción*. Referencia: IE 004/97, Madrid.

CNSE (1997e): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 2: Aspectos esenciales para que haya competencia en el sector eléctrico*. Referencia: IE 005/97, Madrid.

CNSE (1997f): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 3: La transición a la competencia y las empresas eléctricas*. Referencia: IE 006/97. Madrid.

CNSE (1997g): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 4: El organismo regulador*. Referencia: IE 007/97. Madrid.

CNSE (1997h): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 5: Actividades del Sector Eléctrico*. Referencia: IE 010/97. Madrid.

CNSE (1997i): *Documento sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 6: Otras mejoras técnicas*. Referencia. IE 011/97. Madrid.

CNSE (1997j): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación de Sistema Eléctrico Nacional*. Referencia: i 26/96. Madrid.

CNSE (1997k): *Informe de la Comisión Nacional el Sector Eléctrico sobre el Anteproyecto de Ley por el que se liberalizan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica*. Referencia: I 008/97. Madrid.

CNSE (1998a): *Informe sobre las Reglas de Funcionamiento del Marco de Producción Eléctrica*. Referencia: I 013/98. Madrid.

CNSE (1998b): *Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999*. Referencia. I 046/98. Madrid.

CNSE (1998c): *Información básica del sector eléctrico*. Referencia: PA 002/98. Madrid.

CNSE (1998d): *Informe en el que se recomienda al gobierno que no acepte la solicitud de las empresas eléctricas de que el Estado les conceda derechos para*

la titulización de los Costes de Transición a la Competencia que no estén contemplados en la legislación vigente. Referencia: IE 003/98. Madrid.

CNSE (1998e): Informe precipitado sobre la enmienda relativa a la disposición adicional a incluir en el proyecto de ley de medidas fiscales, administrativas y de orden social para 1999. Referencia: I 042/98. Madrid.

CNSE (1998f): Sobre la modificación de la Ley 54/97 por la que se conceden derechos a cinco empresas eléctricas por valor de 1,3 billones de pesetas no determinados en la legislación vigente. Referencia: I 044/98. Madrid.

CNSE (1998g): Propuesta de Real Decreto por el que se regula la separación de actividades prevista en la Disposición Transitoria 5ª de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Referencia: P 003/98. Madrid.

CNSE (1998h): Propuesta de liberalización del sector eléctrico. Referencia: IE 002/98. Madrid.

CNSE (1998i): Informe sobre el borrador de Orden Ministerial sobre garantía de potencia. Referencia: I 034/98. Madrid.

CNSE (1998j): Resolución por la que se deniega la petición presentada por Endesa de levantar la condición impuesta en la Resolución de 23 de octubre de 1996 (R 008/96). Referencia: R 014/98. Madrid.

CNSE (1998k): Visión global del cambio de regulación. Referencia: DT 003/98.

CNSE (1999a): Informe sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la retribución de la actividad de distribución. Madrid.

CNSE (1999b): Informe sobre las compras de energía al régimen especial en el sistema peninsular. Referencia: IAP COMPRAS RE. Madrid.

CNSE (1999c): Informe sobre los resultados de la liquidación 13 de 1998. Referencia: IAP LIQUIDACIONES. Madrid.

CNSE (1999d): Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la separación jurídica de las actividades eléctricas. Madrid.

CNE (2001): Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas. Informe enviado por la CNE, el 19 de julio de 2001 al Ministerio de Economía y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

CNE (2002a): Informe sobre el Modelo de Organización del Mercado Ibérico de Electricidad. Referencia: 53/2002.

CNE (2002b): Informe sobre descripción de la situación sobre el Mercado Ibérico de Electricidad. Puntos de convergencia y cuestiones abiertas.

CNE (2002c): *Informe 7/2002 sobre el documento Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Documento propuesta. 16 de julio de 2002.

CNE (2002d): *Informe 16/2002 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997*.

CNE (2002e): *Informe 18/2002 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2003*.

CNE (2003): *Informe sobre el consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2000. Clasificación de los consumidores según actividad económica, bandas de precios y características del suministro*.

COMEESA (1998): *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*. Madrid.

COMEESA (1999): *Evolución del mercado de producción eléctrica*. Madrid.

COSTAS, Antón (1995), "Desregulación y privatización en la economía europea actual: motivaciones, resultados y enseñanzas". *Economistas*, nº 63, págs. 54-63.

CUENCA, José Luis (1996), "Antecedentes, situación actual y perspectiva del sector eléctrico español". *Cuadernos de Información Económica*, nº 116, págs. 111-123.

CUERDO, Miguel (1997), "La política energética española: de la planificación al mercado (con arreglo al protocolo)". *Economistas*, nº 74.

DE ISUSI, Celedonio José (1998), "Aproximación a la estructura financiera del sector eléctrico". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 103-106.

DE LA DEHESA, Guillermo (1993), "Las privatizaciones en España". *Moneda y Crédito*, nº 196, págs. 131-141.

DÍAS-CANEJA, Fernando (1995), "Regulación administrativa del sector eléctrico". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 117-130.

ENDESA (1999), "Avance de los resultados del ejercicio 1998". Madrid.

ESPEJO MARÍN, C. (2001), "El proyecto de fusión de Endesa e Iberdrola y su desistimiento. Apuntes sobre el sector eléctrico en España", *Nimbus*, núms., 7-8 (págs. 51- 65).

ESPITIA, Manuel (1985), "Resultados económicos-financieros del sector eléctrico, 1962-1983". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 91-109.

FABRA UTRAY, Jorge (1986), "Sector Eléctrico: coste de generación y restricciones sociales". *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 65-73.

FABRA UTRAY, Jorge (1989), "La explotación del sistema eléctrico nacional en 1988". *Información Comercial Española*, nº 670-671, junio-julio, págs. 97-105.

FABRA UTRAY, Jorge (1990), "La explotación del Sistema Eléctrico Español" *Economistas*, nº 41, págs. 172-175.

FABRA UTRAY, Jorge (2000), "Hacia un mercado único de la energía", en J.L. García Delgado (coord.), *XIV Jornadas de Alicante sobre Economía Española*, págs. 179-201. Biblioteca Civitas Economía y Empresa. Colección Economía.

FABRA UTRAY, Jorge y BARTOLOMÉ, Juan Ignacio (1985), "Sector Eléctrico, reflexiones sobre aspectos conocidos". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 23-35.

FERNÁNDEZ, Amador (1994), "Condicionantes financieros del sector eléctrico", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Madrid. Ed. Civitas, págs. 239-250.

FERNÁNDEZ, Claro (1997) "Energía eléctrica y medio ambiente", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

FERNÁNDEZ, Luis (1994) "La integración del Mercado Comunitario de la Electricidad. Un balance", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Ed. Civitas, págs. 123-145. Madrid.

FERNÁNDEZ, Luis; ESCANCIANO, Luis y RIESGO, Pedro (1995) "Cambios regulatorios en el sector eléctrico e implicaciones estratégicas y organizativas". *Economía Industrial*, nº 302, págs. 87-97.

FERNÁNDEZ, Manuel (1993): "El sistema eléctrico español: evolución y situación actual". *Información Comercial Española*, nº 723, noviembre, págs. 75-85.

FERNÁNDEZ ORDOÑEZ, Miguel Ángel (1997), "El papel de la Agencia reguladora independiente". *Economía Industrial*, nº 316, págs. 109-116.

FERNÁNDEZ ORDOÑEZ, Miguel Ángel (1998), "Ante el Mercado Común de la Energía", en J. L. García Delgado (coord.), *XIII Jornadas de Alicante sobre Economía Española* (29-31 de Octubre de 1998). Biblioteca Civitas Economía y Empresa. Colección Economía.

FERNÁNDEZ, Alexandre, "Cambio tecnológico y transformaciones empresariales: gas y electricidad en Bilbao y en Burdeos (1880-1920)". Ponencia *VII Congreso de historia económica, Zaragoza* (19-21 de septiembre de 2001):

FLUXÁ, Francisco (1997), "El mercado del sector eléctrico". *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1-2, págs. 343-365.

GANDOLFI, Mónica (1997), "El Protocolo y la Competencia en el Sistema Eléctrico Español". *Economistas*, nº 74, págs. 73-78.

GARCÍA ALONSO, José María (1983) "La energía en la economía española: una visión global". *Papeles de Economía Española* nº 14, págs. 2-13.

GARCÍA ALONSO, José María; IRANZO MARTÍN, Juan (1988), *La energía en la economía mundial y en España*. Ed. AC. 1988.

GARRIDO, José Antonio (1998) "Situación financiera del sector eléctrico español". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 87-89.

GARRIDO, José Antonio (1990), "Regulación o liberalización del sector". *Economistas*, nº 43, págs. 22-25.

GUEREDIAGA, José Ramón (1989), "Aspectos financieros del sector eléctrico". *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 259-271.

HANKE, Steve (1992), "Privatización del sector público". *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1, págs. 137-171.

HUIDOBRO, María Luisa (1988), "El marco estable del sector eléctrico". *Boletín Económico de Información Comercial Española*, nº 2125, marzo, págs. 955-956.

HUIDOBRO, María Luisa (1997), "La liberalización en la generación de energía eléctrica. Mercado de producción y sistema de ofertas, en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

INSUNZA, Eduardo (1989), "El mercado interior de la energía eléctrica. Obstáculos para su implantación". *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 213-225.

IRANZO MARTÍN, Juan (1984), "El sector energético español: realidades y posibilidades". *Papeles de Economía Española*, nº 21. Madrid.

JOSKOW, Paul L. (1985), "Vertical integration and long term contracts: the case of coalburning electric generating plants", *Journal of Law, Economics and Organization*, primavera, nº 1, págs. 33-80.

LAFUENTE, Alberto (1995), "Anotaciones sobre la Política Energética en España". *Economía Industrial*, nº 302.

LANDA, Ángel (1993), "La regulación eléctrica en España: pool y compensaciones". *Información Comercial Española*, nº 723, noviembre, págs. 89-97.

LASHERAS, Miguel Ángel (1996) "Costes asociados a la reestructuración del sistema eléctrico: los costes varados". *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 79-90.

LASHERAS, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*. Ed. Ariel Economía. Barcelona.

LASHERAS, Miguel Ángel (2000), "Barreras de entrada en la liberalización de energía y telecomunicaciones". *Economistas*, nº 84, págs. 229-235. Madrid.

LIBRO BLANCO DE LA COMISIÓN EUROPEA (1996), *Una política energética para la Unión Europea*, Documento COM (95) 682 FINAL.

LIBRO VERDE DE LA COMISIÓN EUROPEA (2006), *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*.

LÓPEZ-IBOR, Vicente (1997), "La creación de un Mercado Interior Eléctrico. La regulación del sector eléctrico español en el contexto europeo", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la Ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

MAESTRE, Fernando (1988) "Análisis de la evolución reciente del sector eléctrico español". *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 97-116.

MAESTRE, Fernando (1990), "Regulación en el sector eléctrico español. El sistema tarifario". *Economistas*, nº 43, págs. 34-44.

MAESTRE, Fernando (1992), "El sector eléctrico español". *Economistas*, nº 52, págs. 306-316.

MARAVALL, Fernando (1988), "Unas notas sobre la situación del sector eléctrico". *Economistas*, nº 29, págs. 141-144.

MAROTO, José Antonio (1999), "El sector eléctrico y << nuestros >> costes de << su >> transición a la competencia". *Cuadernos de Información Económica*, nº 142, enero, págs. 99-102.

MARTÍNEZ, José Luis (1991): "El sector eléctrico en España". *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 4, págs. 313-372.

MELGUIZO, Ángel (1973), "El papel de la empresa pública en la economía española", cap. 34, pág. 325. *Lecciones de Hacienda Pública Española*, vol. II. Universidad Complutense. 1973. Madrid.

MIELGO, Pedro (1997), "Modificaciones en el transporte de electricidad: las funciones del operador del sistema", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA (1998), *Boletín Estadístico de Energía Eléctrica*. Diciembre, nº 7. Madrid.

MIRANDA, Rafael (1990), "Ventajas e inconvenientes de la desregulación en la industria eléctrica". *Economistas*, nº 43, págs. 16-20.

MUÑOZ MACHADO, Santiago (1998), *Servicio público y mercado*. Ed. Civitas. Madrid.

NADAL, Jordi, *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*. Cap. 2, "La industria fabril española en 1900" (págs. 23 a 60). Ed. Ariel. Barcelona 1994.

OCAÑA, Carlos y ROMERO, Arturo (1998), *Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España*. Documento de Trabajo. Referencia: DT 002/98. Madrid. CNSE.

OCDE (1997), "La reforma regulatoria en el sector eléctrico". DAFPE/CLP/WP2(96)9/06/REV3, mayo.

ONTIVEROS, Emilio y VALERO, Francisco José (1985), "El programa financiero del sector eléctrico". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 45-52.

ORTEGA, Isabel (1993), "Modelos de organización de la industria eléctrica". *Información Comercial Española*, nº 723, noviembre, págs. 51-62.

PEÑA, Pedro (1997): "El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: análisis general de la ley", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, "Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica". *Economía Industrial* nº 316. Ministerio de Industria y Energía. Madrid.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, "Visión global del cambio en la regulación", Documento de trabajo Ref.: DT 003/98, de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio., "Visión global del cambio de regulación", pág. 4. Ref.: DT 003/98, Comisión Nacional del Sector Eléctrico.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio y MESEGUER, Claudia (1996): "Mercados competitivos de generación: Formación de Precios y Garantía de Suministro". *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 107-121.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio (2005), *Libro Blanco sobre reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

PÉREZ, Víctor (1988), "La retribución a la empresa eléctrica española". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 63-72.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1999), *Operación del Sistema Eléctrico. Avance del Informe 1998*. Madrid.

REINOSO, Victoriano (1986), "La electricidad en el contexto energético". *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 33-64.

REINOSO, Victoriano (1988), "Las tarifas eléctricas en Europa". *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 43-61.

REINOSO, Victoriano (1990), "La regulación en el sector eléctrico, un proceso a definir". *Economistas*, nº 43, págs. 26-33.

REINOSO, Victoriano (1991), "La electricidad". *Economistas*, nº 47, págs. 282-285.

REINOSO, Victoriano (1997), "Un nuevo modelo para la regulación de la actividad de distribución". *Economía Industrial*, vol. 316, nº 4, págs. 141-147.

RODRIGUEZ ROMERO, Luis (1995), "La LOSEN: una nueva regulación del sistema eléctrico". *Economistas*, nº 64, págs. 496-504.

RODRIGUEZ ROMERO, Luis y CASTRO RODRÍGUEZ, Fidel (1994), "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?". *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española*, noviembre, vol. 57, nº 2, págs. 161-183.

ROJAS, Arturo (1993), "La ley del sector eléctrico, un nuevo modelo". *Economistas*, nº 55, págs. 303-308.

ROJAS, Arturo (1994), "El año de la paz eléctrica". *Economistas*, nº 60, págs. 374-378.

ROJAS, Arturo (1995), "La regulación del sector eléctrico". *Economistas*, nº 63, págs. 80-85.

ROJAS, Arturo (1996), "El sector eléctrico estrena Comisión". *Economistas*, nº 69, págs. 417-424.

SAN PEDRO, José Luis (1986), "Análisis económico y financiero del sector eléctrico". *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 85-93.

SÁNCHEZ, Pilar (1993), *La eficiencia del sector eléctrico español: 1979-1991*. Documento de Trabajo nº 9309. CEMFI. Madrid.

SERRANO, Marina (1997), "El final del servicio público. Del monopolio a la liberalización", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

SERVÉN, Luis (1986), "La Empresa Pública en un Sector Estratégico", Hunosa, documento 86-16, FEDEA.

STELZER, Irvin M. (1989): "Privatización y regulación: A menudo complementarias por necesidad". *Instituto de Estudios Económicos*, nº 1, págs. 117-128.

SUDRIÁ i TRIAY, Carles, *El sector energético: condicionamientos y posibilidades*. Capítulo 5, de España Economía. Ed. Espasa Calpe, Madrid 1993.

SUDRIÁ i TRIAY, Carles, *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*. Cap. 12, “Un factor determinante de la energía”, (págs. 313 a 359). Editorial Ariel. Barcelona 1994.

TAMAMES, R. (1971), “El sector energía”, en *Estructura Económica de España*. (cap. XIII), Biblioteca Universitaria de Economía, Guadiana de Publicaciones, 6ª ed., pp. 253 – 294.

TAMAMES, R. y Rueda, A. (1997), *El sector energía*. “En Estructura Económica de España”. Alianza Editorial y Banco Urquijo, 23ª ed., pp. 266 – 308. Madrid.

TERTSCH, H. (2001), “Valdecaballeros, la nuclear del nunca jamás”. *Diario El País*, 7 de enero, pp. 28-29.

TRIBUNAL ESPAÑOL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, *Remedios políticos que pueden favorecer la libre competencia en los servicios y atajar el daño causado por los monopolios*, T. II, 1993, pág. 225.

TRILLO-FIGUEROA, Jesús (1997), “La ley y su desarrollo reglamentario”, en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

TRILLO-FIGUEROA, Jesús y LÓPEZ-JURADO, Francisco de Borja (1996), *La regulación del sector eléctrico*. Ed. Civitas. Madrid.

TRINCADO, Julián (1988), “Algunos temas relevantes para el futuro del sector eléctrico”. *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 33-35.

UNDA, J. I. (2002), “El déficit tarifario”, Comisión Nacional de la Energía (CNE), Madrid.

UNESA (1996), *La tarifa eléctrica*. Madrid. Unidad Eléctrica, S. A.

UNESA (1997), *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995*. Madrid. Unidad Eléctrica, S. A.

UNESA (1998a), *La tarifa eléctrica en 1998*. Madrid. Unidad Eléctrica, S. A.

UNESA (1998b), *Memoria Estadística Eléctrica, 1997*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

UNESA (1998c), *Acuerdo Miner-Sector Eléctrico*. Madrid. Unidad Eléctrica, S. A.

UNESA (1999a), *Los costes de transición a la competencia*. Madrid. Unidad Eléctrica S.A.

UNESA (2000), *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

VERGÉS, Jesús (1997), “Los grandes consumidores de energía. Perspectivas y calidad de suministro”, en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Instituto de Empresa. Madrid.

VILA, Miguel (1986), “Flujos internos entre las empresas del sector eléctrico”. *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 99-107.

ZUTURUZA, Emilio (1988), “La estructura financiera de la empresa eléctrica ante el Mercado Único Europeo”. *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 91-95.

ANEXO LEGISLATIVO

ANEXO LEGISLATIVO

➤ NORMATIVA ESPAÑOLA

- ❖ Real Decreto Ley de 12 de abril de 1924, sobre el carácter de servicio público del suministro eléctrico.
- ❖ Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
- ❖ Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.
- ❖ Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.
- ❖ Real Decreto Ley 1197/1991, de 26 de julio, sobre Régimen de las Ofertas Públicas de Adquisición de Valores.
- ❖ Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Común (LRJ-PAC).
- ❖ Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sobre la ordenación del sistema eléctrico nacional (LOSEN).
- ❖ Orden Ministerial de 12 de enero de 1995, por la que se establecen las tarifas eléctricas⁶⁰⁷.
- ❖ Ley 5/1995, de 23 de marzo, de Régimen jurídico de enajenación de Participaciones Públicas en determinadas empresas (vigente hasta el 27 de mayo de 2006).
- ❖ Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, por el que se dicta determinadas normas en desarrollo de la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.
- ❖ Real Decreto 208/1996, de 9 de febrero, por el que se regulan los servicios de información administrativa y atención al ciudadano.
- ❖ “Protocolo Eléctrico”⁶⁰⁸, de 11 de diciembre de 1996, para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional”. Es uno de los referentes básicos de la Ley del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre de 1997, es decir, de la norma que recoge los fundamentos el nuevo sistema eléctrico.
- ❖ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

⁶⁰⁷ El Anexo de la Orden de 12 de enero de 1995 define la Estructura General Tarifaria. Algunos de sus puntos han sido modificados, posteriormente, por la legislación.

⁶⁰⁸ Suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas.

- ❖ Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.
- ❖ Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema, de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y de los costes de transición a la competencia (CTCs).
- ❖ Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica⁶⁰⁹.
- ❖ Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ❖ Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ❖ Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, sobre Plan Contable Empresas del Sector Eléctrico.
- ❖ Resolución de 30 de junio de 1998, Anexo II: aprueba el contrato de adhesión a las Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.
- ❖ Orden Ministerial de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- ❖ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
- ❖ Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ❖ Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- ❖ Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- ❖ Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.

⁶⁰⁹ Modificado ampliamente por el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril.

- ❖ Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.
- ❖ Ley 48/1998, de 30 de diciembre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y las telecomunicaciones, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español las Directivas Europeas 93/98/CEE (BOE 21/01/1999).
- ❖ Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.
- ❖ Resolución de 15 de febrero de 1999 de la Secretaría de Estado de Industria y Energía por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.
- ❖ Orden Ministerial de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las instrucciones técnicas.
- ❖ Circular 1/99, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), mediante la que se comunica la cuenta abierta, en régimen de depósito por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico a los efectos de la recaudación e ingreso de la cuota con destino específico "Costes de Transición a la Competencia", (BOE 19-03-1999)
- ❖ Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia
- ❖ Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE).
- ❖ Ley 55/1999, de 29 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- ❖ Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000.
- ❖ Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, sobre Medidas urgentes de Intensificación de la competencia en Mercados de Bienes y Servicios.
- ❖ Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, sobre la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.
- ❖ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- ❖ Real Decreto 3487/2000, de 29 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

- ❖ Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- ❖ Real Decreto Ley 2/2001, de 2 de febrero, que modifica la Disposición Transitoria Sexta. Elimina la cuota del 4,5 %.
- ❖ Orden Ministerial de 28 de marzo de 2001, desarrolla la disposición final del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo.
- ❖ Resolución de la DGPEM, de 13 de marzo de 2001, establece prioridad de cobro de la prima del carbón 1º semestre de 2000.
- ❖ Resolución de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y proroga la vigencia del contrato de adhesión a dichas reglas⁶¹⁰.
- ❖ Resolución de 11 de mayo de 2001, de la DGPEM, relativa a la recepción y tratamiento en el concentrador principal de medidas eléctricas del operador del sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año.
- ❖ Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica la Disposición Transitoria Sexta. Imputación contable de las pérdidas.
- ❖ Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.
- ❖ Orden Ministerial de 7 de septiembre de 2001, nuevos porcentajes provisionales de cobro de los CTCs.
- ❖ Orden Ministerial de 10 de octubre de 2001, Plan de financiación extraordinaria de Elcogás.
- ❖ Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- ❖ Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social⁶¹¹.
- ❖ Real Decreto 1438/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.
- ❖ Resolución de 14 de enero de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2001 y el importe pendiente de compensación, a 31 de diciembre de 2001, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la

⁶¹⁰ Modificación de las Reglas establecidas en la Resolución de 30 de junio de 1998.

⁶¹¹ Modificaciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), sustituida por la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- ❖ Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.
- ❖ Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el R.D. 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- ❖ Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica.
- ❖ Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- ❖ Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- ❖ Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.
- ❖ Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- ❖ Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.
- ❖ Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la DGPEM, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicable para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.
- ❖ Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la DGPEM, por la que se aprueba el procedimiento transitorio de cálculo para la aplicación de la

tarifa de acceso vigente, a partir de los datos de media suministrados por los equipos existentes para los puntos de medida tipo 4.

- ❖ Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la DGPM, por la que se establece el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador.
- ❖ Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social⁶¹².
- ❖ Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.
- ❖ Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.
- ❖ Real Decreto Ley 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- ❖ Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.
- ❖ Real Decreto Ley 4/2006, de 28 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de la Energía (CNE).
- ❖ Diario de Sesiones, Congreso de los Diputados, número 163, de 23 de marzo de 2006, pág. 8121.
- ❖ Ley 13/2006, de 26 de mayo, por la que se deroga el régimen de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas establecido por la Ley 5/1995, de 23 de marzo, y sus disposiciones de desarrollo y ejecución.
- ❖ Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- ❖ Real Decreto Ley 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.
- ❖ Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

⁶¹² El art. 92 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, modifica el art. 34.1 y la Disposición Transitoria Novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y el art. 94 establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia en el periodo 2003 – 2010.

➤ **NORMATIVA COMUNITARIA**

- ❖ Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁶¹³.
- ❖ D/290553, de 25 de julio de 2001, Ayuda de Estado NN 49/99. España Régimen Transitorio del mercado de la electricidad. Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTCs).
- ❖ Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español, de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Se establece que los CTCs no son una excepción a los Capítulos IV, VI o VII de la Directiva.
- ❖ Final Report European Comisión. Assessing the Assumptions Underlying Cost of Transition to Competition in Spain. Oxera.
- ❖ Diario Oficial de las Comunidades Europeas. Donde aparece el recurso interpuesto el 4 de octubre de 1999 contra la Comisión de las Comunidades Europeas del Reino de España.
- ❖ Recurso de anulación interpuesto en aplicación del artículo 230 del tratado constitutivo de la Comunidad Europea. Reino de España contra Comisión de las Comunidades Europeas.
- ❖ Opinion of Advocate General Francis Jacobs delivered on 26 october 2000. Case C – 379/98 Preussen Elektra Ag v Schlesweg AG in presence of Windpark Reussenköge III GmbH and Land Schleswig-Holstein.
- ❖ D/290553, de 25 de julio de 2001, Ayuda de Estado NN 49/99. España, Régimen Transitorio del mercado de la electricidad. Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTCs).
- ❖ Comunicación de la Comisión relativa a la Metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a los CTCs.
- ❖ Directiva 2001/77/CE, de 27 de septiembre de 2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

⁶¹³ Derogada a partir del 1 de julio de 2004, sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos de incorporación de dicha Directiva a su Derecho interno y para la aplicación de la misma. Las referencias a la Directiva 2003/54/EC y deberán ser leídas de acuerdo con la tabla de correspondencias que figuran en el Anexo B.

- ❖ Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996.
- ❖ Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.
- ❖ Reglamento CE nº 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.
- ❖ Decisión de la Comisión, de 11 de noviembre, por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas.
- ❖ Reglamento CE nº 139/2004, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas de dimensión comunitaria.
- ❖ Directiva 2004/25/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, sobre las ofertas públicas de adquisición.
- ❖ Informe COM (2004) 863 final, relativo al grado de integración existente en el mercado interior de la electricidad y del gas.
- ❖ Directiva 2004/67/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de abril de 2004, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural.
- ❖ Reglamento CE nº 1775/2005, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte y de gas natural.
- ❖ Informe COM (2005) 568, sobre el progreso en la creación del mercado interior de la electricidad y el gas.
- ❖ Directiva 2005/89/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad de abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructuras.
- ❖ Decisión de la Comisión, de 9 de noviembre de 2006, por la que se modifica el anexo del Reglamento (CE) nº 1228/2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad.

