

2. La producción y la oferta eléctricas

En virtud de la Ley del Sector Eléctrico y de sus disposiciones de desarrollo a comienzos de 1998, se puso en marcha el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, en el que se establece el precio para la generación de esa energía y la explotación de las centrales eléctricas por medio de las ofertas económicas presentadas por los agentes.

Así, además de exponer los aspectos más relevantes del cuarto ejercicio de ese mercado, en esta sección se ofrece una revisión de las actividades realizadas por las empresas eléctricas y se analiza la situación de las mismas, en lo que se refiere a la estructura de propiedad, la retribución y los principales resultados.

2.1. El mercado de producción de energía eléctrica

2.1.1 Organización del mercado

El mercado de producción es gestionado por dos Operadores: el Operador del Mercado (la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. – OMEL), que es el responsable de la gestión económica del mercado, y el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, que es el responsable de la gestión técnica.

Los vendedores en el mercado son los productores de electricidad (empresas generadoras) y los agentes externos (importaciones de electricidad); los compradores en el mercado son las empresas distribuidoras (suministro a tarifas), los comercializadores (venta a consumidores cualificados), los agentes externos (exportaciones de electricidad) y los propios consumidores cualificados.

Los productores, agentes externos, consumidores cualificados y, desde la publicación del Real

Decreto-Ley 6/2000, también los comercializadores, pueden optar por acudir al mercado organizado, presentando ofertas económicas, o firmar y ejecutar contratos bilaterales físicos.

El mercado organizado se estructura en un conjunto de sesiones celebradas el día anterior del suministro de energía eléctrica, en las que se determinan los diferentes componentes del precio final de generación y la programación de los grupos generadores.

La secuencia de operaciones del mercado de producción es la siguiente:

- Se cierra la presentación de ofertas al mercado diario a las 10h. Se publican los resultados del mercado, precios y programas horarios a las 11h.
- El Operador del Sistema analiza el programa resultante del mercado diario y de los contratos bilaterales físicos para garantizar la fiabilidad y la seguridad del suministro. En caso de existir restricciones técnicas, modifica, en colaboración con el Operador del Mercado, el programa de producción, publicando los resultados de esta gestión de restricciones técnicas a las 14h.
- Red Eléctrica convoca y resuelve la subasta de banda de regulación secundaria a subir y a bajar, cuyo resultado se publica a las 16h.
- A continuación, OMEL convoca las distintas sesiones del mercado intradiario (cinco a finales de 1998 y seis a partir de 1999), donde los agentes pueden negociar ajustes a sus programas de producción y consumo.
- El equilibrio entre la generación y la demanda en el momento del suministro se sostiene mediante la utilización de servicios complementarios.

2.1.2 Resultados del mercado en el año 2001

En el mercado de producción se ha negociado una energía neta de 183.446 GWh, que representa el 89% de la demanda, en barras de central, de energía eléctrica en la Península. El precio medio final del mercado ha sido de 3,859 c€/kWh. El precio del mercado diario ha representado del orden del 82%

del precio final, la garantía de potencia alrededor del 12% y la solución a las restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y otros procesos de operación técnica, el 6%.

En el cuadro 2.1.1 se presenta información mensual de precios y energías negociados en el mercado.

Cuadro 2.1.1. Sistema peninsular. Mercado eléctrico. Resumen 2001

Mercado de Producción	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Precio final (c€/ kWh)	3, 001	2, 820	2, 588	2, 681	3, 324	4, 332	4, 268	3, 752	4, 421	4, 652	4, 306	5, 746	3, 859
Mercado diario	2, 184	2, 045	1, 825	2, 084	2, 731	3, 685	3, 603	2, 991	3, 791	4, 047	3, 646	4, 892	3, 159
Mercado intradiario	-0, 003	-0, 006	-0, 005	-0, 003	-0, 006	-0, 016	-0, 015	-0, 007	-0, 012	0, 001	0, 000	-0, 016	-0, 007
Otros mercados	0, 350	0, 298	0, 298	0, 120	0, 128	0, 215	0, 235	0, 314	0, 206	0, 145	0, 201	0, 445	0, 250
Restricciones técnicas	0, 193	0, 156	0, 124	0, 068	0, 073	0, 144	0, 162	0, 212	0, 102	0, 046	0, 092	0, 013	0, 116
Banda de regulación	0, 101	0, 097	0, 123	0, 022	0, 014	0, 025	0, 034	0, 042	0, 048	0, 045	0, 031	0, 088	0, 057
Energía de operación	0, 056	0, 045	0, 042	0, 030	0, 041	0, 046	0, 039	0, 060	0, 056	0, 054	0, 078	0, 344	0, 078
Garantía de potencia	0, 454	0, 459	0, 454	0, 460	0, 466	0, 464	0, 461	0, 458	0, 455	0, 458	0, 462	0, 458	0, 459
Energía (GWh)	16. 419	14. 508	15. 218	13. 231	14. 482	15. 258	15. 960	15. 467	14. 897	14. 998	15. 769	17. 239	183. 446
Mercado diario	16.342	14.209	14.856	12.924	13.970	14.726	15.318	14.670	14.206	14.511	15.173	16. 459	177.363
Mercado intradiario	402	426	525	301	367	444	506	611	570	334	361	184	5. 032
Operación técnica	-325	-127	-163	5	145	88	136	186	121	153	235	597	1. 052

Fuente: REE

2.1.3 Participación en el mercado

Durante el año 2001, el consumo de energía en el mercado libre se ha incrementado en un 21% respecto al año 2000, alcanzando el 34% del total

de energía demandada. Así mismo, el suministro a tarifa ha disminuido en un 3% respecto al año anterior, correspondiendo dichas compras a un valor del 66% del total, según se muestra en el cuadro 2.1.2.

Cuadro 2.1.2- Energía neta (GWh)

Producción		Consumo	
Empresas eléctricas:	175.947	Distribuidores y exportaciones REE:	116.339
Contratos Red Eléctrica (Importaciones):	4.265	Comercializadores, consumidores cualificados, y agentes externos	62.362
Agentes externos (venta)	2.524	Bombeo	4.141

Nota: Sin consideración de la contratación bilateral
Fuente: REE

2.1.4 Hechos destacables durante el año 2001

Durante el año 2001, en lo referente a modificación de la normativa, hay que destacar la Resolución de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica (modificación de las Reglas establecidas en la Resolución de 30 de junio de 1998) con la finalidad de adaptarlas al nuevo marco legislativo introducido por el Real Decreto-Ley 6/2000, especialmente en lo referente a nuevas modalidades de contratación (contratos bilaterales entre comercializadores y otros agentes) y a la publicidad de la información del mercado.

También hay que destacar la firma, el día 14 de noviembre de 2001, de un Protocolo de Colaboración entre las administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad. Dicho mercado entrará en funcionamiento el día 1 de enero de 2003 y estará basado en principios de libre competencia, transparencia, objetividad y eficiencia, de forma que resulte beneficioso para los consumidores, en última instancia. La creación del Mercado Ibérico de Electricidad conlleva una serie de actuaciones que podrán, a lo largo del año 2002 y sucesivos, modificar el panorama del sector eléctrico español descrito en este documento.

2.2. La oferta eléctrica

Se incluye bajo este epígrafe una panorámica global de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional, distinguiendo tres grupos principales: Generación, Transporte y Operación del Sistema, Distribución y Comercialización.

2.2.1. Actividades de la oferta eléctrica

Como se ha indicado, el 1 de enero de 1998 comenzó a

funcionar el mercado de producción de energía eléctrica; por tanto, la cobertura de la demanda de energía eléctrica se ha basado en las decisiones económicas de los agentes. Durante 2001, la oferta eléctrica ha continuado fundamentalmente en manos de las empresas eléctricas tradicionales, y varios agentes externos: Electrabel, EDF, EnBW, ENRON, REN y ONE, que han efectuado operaciones de compra/venta en el mercado peninsular. El Ministerio de Economía concedió la autorización de agente externo a Sonelgaz, Electricitäts Gesellschaft Laufenburg AG y EDP Energía, durante este año.

Respecto a los contratos bilaterales físicos, durante el año 2001 se han ejecutado contratos por un volumen de 1.155 GWh de venta.

En los sistemas extrapeninsulares de Baleares y Canarias, las empresas Gesa y Unelco, respectivamente, realizan integradamente las actividades de generación, transporte y distribución.

En Ceuta y Melilla, Endesa es la empresa encargada de la generación de electricidad, y las distribuidoras locales de su distribución.

2.2.2. Generación

La generación de energía eléctrica es una de las actividades más importantes del Sistema Eléctrico Nacional, dado que representa en torno al 65% de los costes de la electricidad. En este apartado se presenta la información básica sobre esta actividad en su conjunto, analizando la composición del parque generador y el origen primario de la electricidad generada y se ofrece información sobre la generación en los Sistemas Extrapeninsulares.

Estructura de la potencia instalada y de la generación por tecnologías

La potencia instalada, como parámetro que mide los medios de generación de los que dispone el sector eléctrico, no ha experimentado cambios importantes en los últimos años, como puede comprobarse en el gráfico 2.2.2, a excepción de la potencia correspondiente a los autogeneradores, que se ha incrementado notablemente y a repotenciaciones realizadas en grupos ya existentes. Así mismo y mediante pruebas de potencias netas en grupos, han

aflorado nuevos valores de potencias en los mismos, siendo ésta la razón del grueso de la tabla de altas de equipo generador.

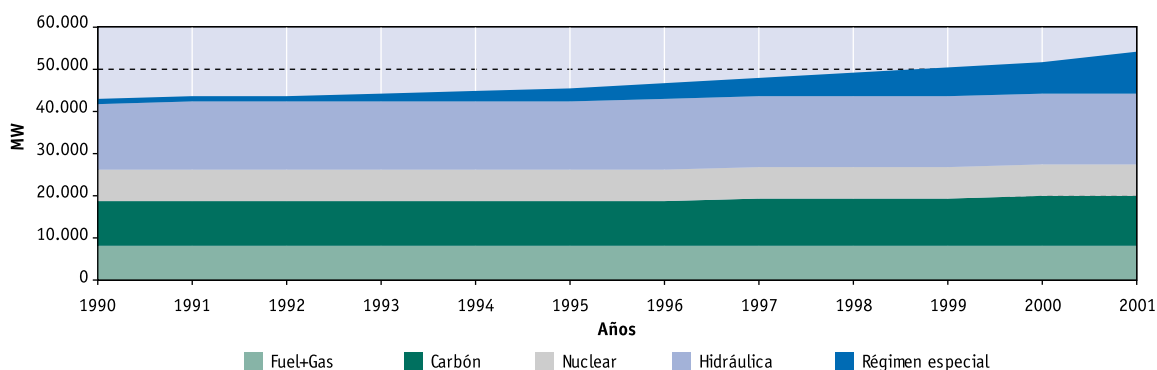
El parque generador correspondiente al régimen ordinario se ha incrementado en 2001 en 103 MW, quedando una capacidad instalada a 31 de diciembre de 44.181 MW.

Durante el año 2001 no se registraron bajas en el equipo generador. Las altas pueden comprobarse en el cuadro 2.2.1.

Cuadro 2.2.1 Altas en el equipo generador

Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas			
Vandellós 2	Nuclear	Mar-2001	5,0
Ascó 2	Nuclear	Jun-2001	12,0
Litoral 1	Carbón	May-2001	15,0
Lada 4	Carbón	May-2001	8,0
Aldeávila 2	Hidráulica	Ene-2001	7,0
Saucelle1	Hidráulica	Feb-2001	2,0
Saucelle 2	Hidráulica	Feb-2001	3,5
Saucelle 3	Hidráulica	Feb-2001	1,9
Tambre 1	Hidráulica	May-2001	0,1
Tambre 2	Hidráulica	May-2001	2,5
Aguayo 1	Hidráulica	May-2001	5,6
Aguayo 2	Hidráulica	May-2001	4,8
Aguayo 3	Hidráulica	May-2001	6,1
Aguayo 4	Hidráulica	May-2001	6,2
Salas	Hidráulica	May-2001	5,1
Castrejón 1	Hidráulica	May-2001	0,9
Castrejón 2	Hidráulica	May-2001	1,6
Castrejón 3	Hidráulica	May-2001	1,2
Castrejón 4	Hidráulica	May-2001	0,3
Bárcena 1	Hidráulica	Ago-2001	1,3
Bárcena 2	Hidráulica	Ago-2001	2,2
San Isidro 1	Hidráulica	Nov-2001	3,6
San Isidro 2	Hidráulica	Nov-2001	3,7
San Isidro 3	Hidráulica	Nov-2001	1,3
San Isidro 4	Hidráulica	Nov-2001	1,2

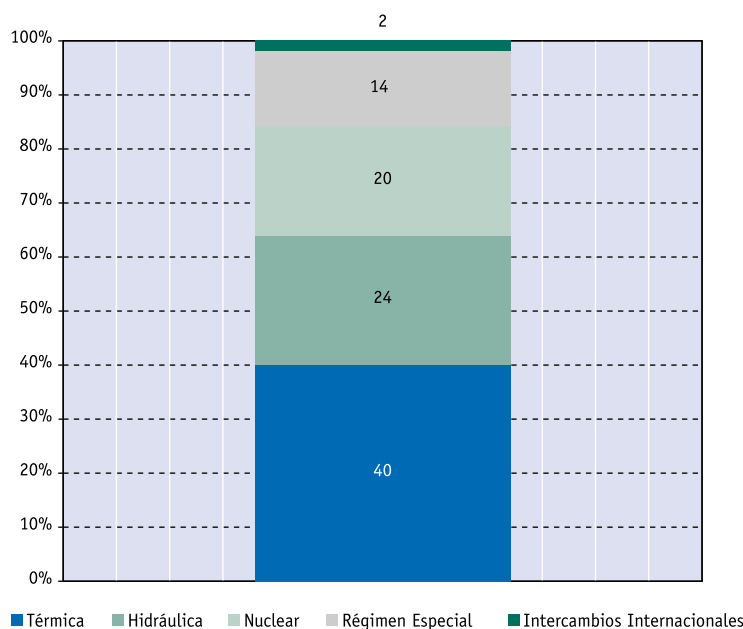
Fuente: Red Eléctrica

Gráfico 2.2.1 Evolución de la estructura de la potencia instalada (Sistema peninsular)

Fuente: Red Eléctrica

El gráfico 2.2.2 recoge cómo se realizó la cobertura de la demanda el día de mayor demanda de potencia de 2001 en el sistema eléctrico peninsular. Esa máxima demanda de potencia se produjo el día 17 de diciembre, a las 19 horas, con una potencia horaria de 34.930 MW (máximo histórico), valor un 5,1%

superior al anterior máximo registrado en enero de 2000. La cobertura de esta demanda de potencia se llevó a cabo con un 40% de producción térmica clásica, un 20% de nuclear, un 24% de hidráulica, un 14% de régimen especial y un 2% de saldo importador de intercambios internacionales.

Gráfico 2.2.2 Gestión de oferta eléctrica el día de mayor demanda de potencia. Estructura por tipos de central

Fuente: Red Eléctrica

Por lo que se refiere al conjunto de la producción anual, la demanda de energía eléctrica peninsular en el año

2001, que fue de 205.630 GWh en barras de central, se cubrió según se refleja en el cuadro 2.2.2.

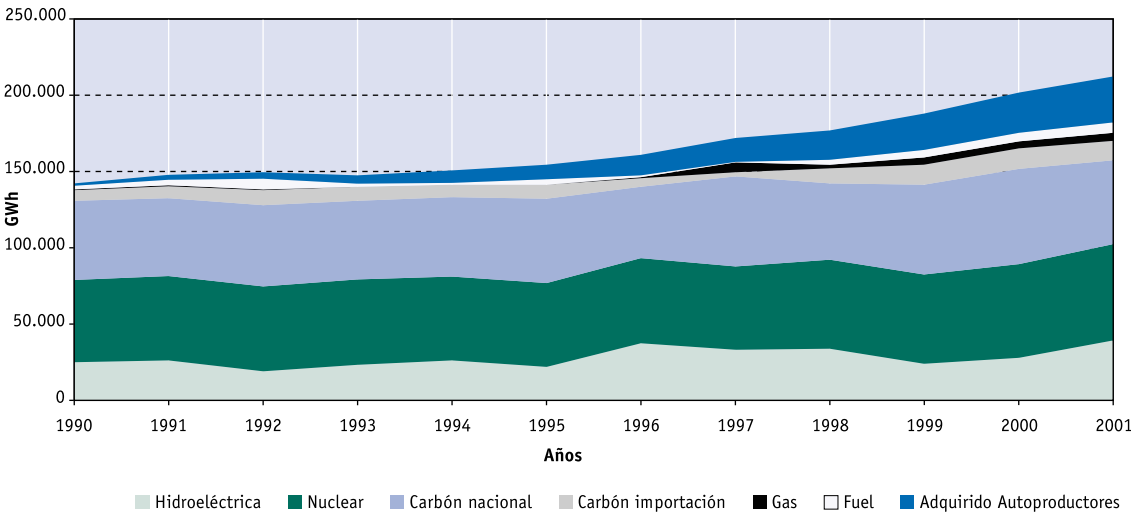
Cuadro 2.2.2. Balance de energía eléctrica peninsular en GWh. Años 2000 y 2001

	2001	2000	% Δ 2001/00
Hidroeléctrica	39.374	27.842	41,4%
Nuclear	63.705	62.206	2,4%
Carbón nacional	55.365	62.769	-11,8%
Carbón importado	12.714	13.605	-6,5%
Fuel	6.973	5.869	18,8%
Gas	5.427	4.380	23,9%
Adquirido Autoprodutores	30.374	26.526	14,1%
Intercambios internacionales	+3.450	+4.441	-22,3%
Consumos en generación	-7.613	-7.827	-2,7%
Consumos en bombeo	-4.141	-4.907	-15,6%
TOTAL	205.630	194.905	5,5%

Fuente: Red Eléctrica

En el gráfico 2.2.3 se refleja la evolución de la generación en el periodo comprendido entre 1990 y 2001. Durante el mismo, se ha mantenido estable la mezcla de generación propia de las empresas eléctricas y ha experimentado un importante crecimiento la energía de los autoprodutores. Por lo que se refiere al último año, en 2001 se ha producido un incremento de la producción hidráulica (41,4%), de la producción con fuel (18,8%) y de la producción con gas (23,9%), y una disminución de la producción con carbón (-10,9%), aunque las producciones con fuel y gas son de bajo valor en términos absolutos. El extraordinario aumento de la producción hidráulica se debe a la existencia de un elevado producible hidráulico en el primer trimestre del año. La energía adquirida a los autoprodutores ha experimentado de nuevo un crecimiento (14,1%), continuando así la evolución favorable iniciada hace algunos años.

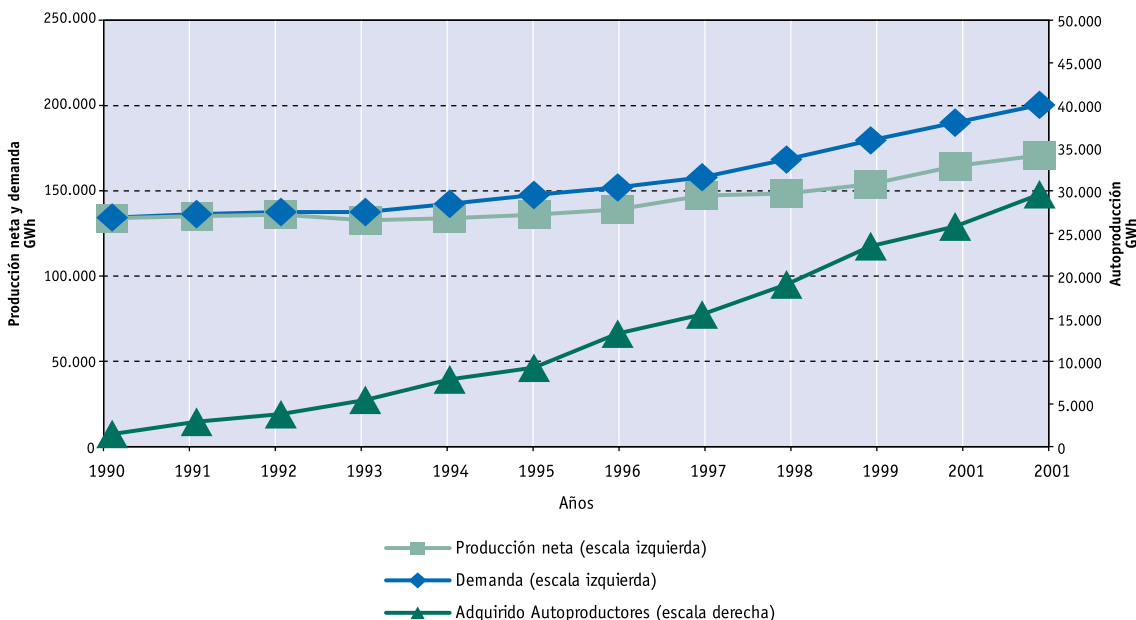
Gráfico 2.2.3 Evolución de la explotación de la oferta



Una clara muestra de la importancia obtenida por la energía adquirida por las empresas eléctricas a los autoprodutores es la diferencia cada vez menor entre la

demanda en barras de central y la producción llevada a cabo por las empresas eléctricas, como puede observarse en el gráfico 2.2.4.

Gráfico 2.2.4. Evolución de la demanda (b.c.), la producción neta y la autoproducción



Fuente: Red Eléctrica

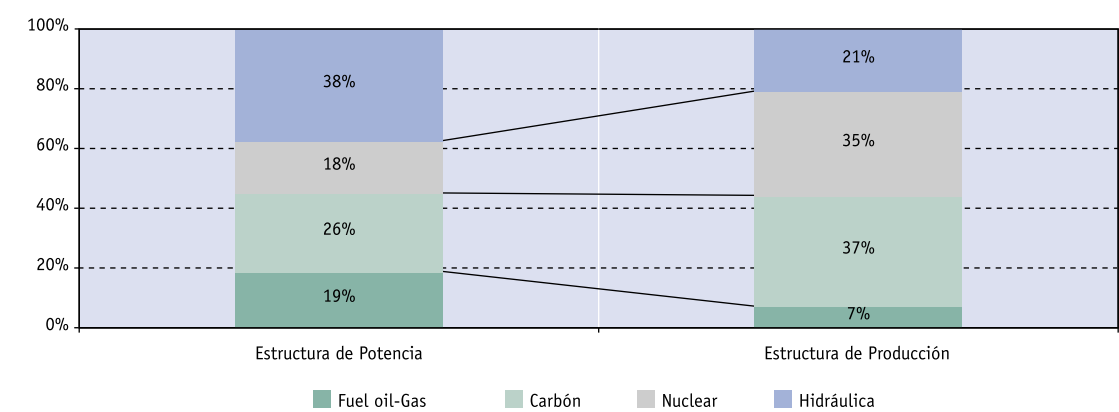
Esta diferencia es debida, fundamentalmente, a la autoproducción vertida a la red y, en menor medida, a los intercambios internacionales, ya que mientras que la generación de los autoprodutores aumenta cada año, el saldo internacional oscila de unos años a otros, habiendo sido en el año 1997 de 3.073 GWh (exportador), en el año 1998 de 3.402 GWh (importador), en 1999 de 5.719 GWh (importador), en 2000 de 4.441 GWh (importador) y en el 2001 de 3.450 GWh (importador). La creciente importancia de los autoprodutores se constata observando que la energía vertida por los mismos a la red ha pasado en la década de los noventa desde 367 GWh en 1990 a 30.374 GWh en 2001.

Una de las características de la generación en el Sistema Eléctrico Nacional es la asimetría entre la potencia instalada y la contribución a la generación de electricidad. En el gráfico 2.2.5 se comparan las estructuras de potencia instalada y de generación

correspondientes a 2001. Como puede observarse, los medios de producción de los que dispone el sector eléctrico se utilizan de forma muy diferente según el tipo de central. Así, el 19% de la potencia instalada (en centrales de fuel-oil/gas) sólo contribuyó en 2001 al 6,8% de la producción total bruta. Las centrales nucleares, sin embargo, con una potencia instalada menor (18%), produjeron el 34,7% de la energía en 2001.

Por su parte, la contribución de las centrales hidráulicas a la producción de 2001, fue del 21,5%, dato sensiblemente superior al de 2000 (15,8%). La potencia instalada en centrales hidráulicas representa el 38% del total, lo cual indica claramente la importancia del producible hidroeléctrico anual, y la importante diferencia que puede haber en la cobertura del sistema dependiendo del tipo de año, húmedo o seco, que haya habido. Por último, las centrales de carbón (26% de la potencia instalada) generaron el 37,1% de la energía en 2001.

Gráfico 2.2.5. Comparación entre las estructuras de potencia y producción (Sistema peninsular)



Fuente: Red Eléctrica

Sistemas extrapeninsulares

En este apartado se ofrece una visión general de la generación eléctrica en las islas Islas Baleares, las Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

La potencia total instalada en el conjunto de los

sistemas extrapeninsulares a 31 de diciembre de 2001, es de 3.241 MW.

La demanda en barras de central en la globalidad del sistema extrapeninsular, ha sido de 11.581 (GWh), lo que supone un crecimiento del 7,3% respecto a la demanda de 2000.

Cuadro 2.2.3.

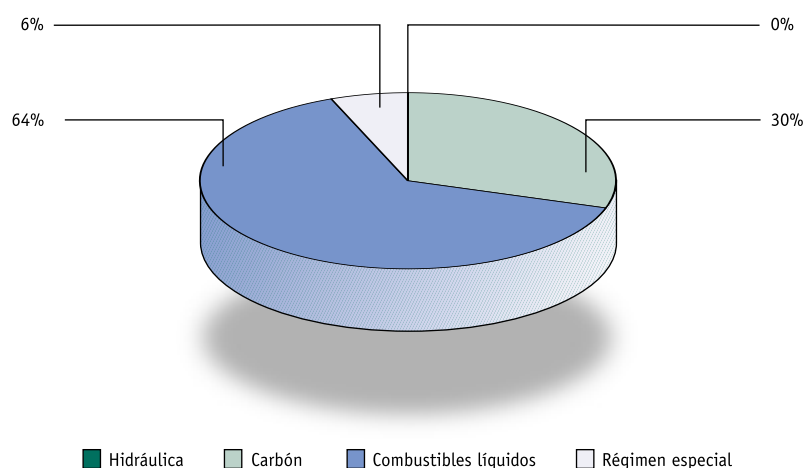
	Potencia MW	Demanda (GWh) 2000	Demanda (GWh) 2001	% Var. 01/00
Generación hidroeléctrica	1	2	2	0%
Generación con carbón	510	3.472	3.673	6%
Generación con combustibles líquidos	2.516	7.377	7.945	8%
Consumos generación		-742	-781	5%
Adquirido al régimen especial	214	685	742	8%
Total	3.241	10.794	11.581	7%

Fuente: Red Eléctrica

Esta demanda ha sido cubierta principalmente por la generación con combustibles líquidos (64%) y, en menor medida, por la generación con carbón (30%).

En el gráfico 2.2.6 se muestra la cobertura de la demanda por las distintas fuentes, excluyéndose el consumo en generación.

Gráfico 2.2.6.



Fuente: Red Eléctrica y CNE

Régimen especial

El régimen especial trata de incentivar la generación eléctrica a partir de cogeneración y de las energías renovables. Las ventas de energía en régimen especial han supuesto un 15% sobre la demanda bruta peninsular durante el año 2001, frente al 14% que representaron en el año 2000. El ritmo de crecimiento de este régimen se ha mantenido casi estable con respecto al año anterior, con un crecimiento anual del 13%, frente al 10% de 2000. Las precipitaciones habidas durante el primer semestre del año han influido en dicho crecimiento.

En cuanto a los sistemas extrapeninsulares de Baleares y Canarias, las ventas de energía en régimen especial han supuesto un 7% sobre la demanda bruta. El crecimiento ha sido del 10%.

El cuadro 2.2.4 muestra, con los datos obtenidos hasta 31 de mayo de 2002 de la declaración de las empresas distribuidoras, la energía vertida a la red por las instalaciones de régimen especial durante el ejercicio 2001, según la tecnología utilizada, y la variación sufrida en relación con el ejercicio anterior.

Cuadro 2.2.4.

	ENERGIA (GWh)		Δ % 01/00
	2000	2001	
COGENERACIÓN	16.976,0	16.641,0	-2%
CARBON	103,0	89,0	-14%
FUEL-OIL	3.629,0	2.830,0	-22%
GAS NATURAL	11.656,0	12.161,0	4%
GAS REFINERIA	508,0	707,0	39%
GAS-OIL	860,0	654,0	-24%
PROPANO	6,0	10,0	67%
CALOR RESIDUAL	214,0	190,0	-11%
RENOVABLES	8.890,0	12.142,0	37%
SOLAR	1,0	2,0	100%
AEROGENERADOR	4.700,0	6.925,0	47%
HIDRAULICA	3.923,0	4.391,0	12%
BIOMASA PRIMARIA	54,0	82,0	52%
BIOMASA SECUNDARIA	120,0	619,0	416%
BIOGAS	92,0	123,0	34%
RESIDUOS	1.325,0	1.690,0	28%
R.S.U.	541,0	506,0	-6%
R.INDUSTRIALES	660,0	854,0	29%
GAS RESIDUAL	124,0	330,0	166%
TRAT.RESIDUOS	274,0	570,0	108%
TOTAL PENINSULAR	26.782,0	30.295,0	13%
TOTAL EXTRAPENINSULAR	683,0	748,0	10%
TOTAL NACIONAL	27.465,0	31.043,0	13%

Fuente: CNE

La característica principal de la producción en régimen especial a lo largo de este año es la continuidad en la estabilización de la energía procedente de instalaciones de cogeneración, motivada por el alto precio del gas natural y de los derivados del petróleo, a pesar de un incremento de un 7% en la potencia instalada de este tipo de plantas. A 31 de diciembre de 2001, la potencia total de instalaciones de cogeneración en España es de 5.347 MW. Las ventas de energía eléctrica derivadas de la cogeneración han supuesto el 8% de la demanda nacional bruta en el año 2001. Si se estima para estas plantas un autoconsumo medio del 35%, la producción de la cogeneración supondría el 11% de la producción nacional total, frente al objetivo de coseguir que la cogeneración represente el 18% de la generación en la totalidad de la Unión Europea.

Como contrapartida a la situación anterior, se puede observar un aumento de la producción a partir de energía eólica del 47%, mientras que la energía hidroeléctrica ha experimentado un incremento del 12%, frente al 4% del año 2000. Todo ello permite que el grado de crecimiento de las energías renovables sea del

37% y que éstas hayan alcanzado el 5,6% de la demanda eléctrica bruta (24% incluyendo la gran hidráulica), existiendo el objetivo comunitario de conseguir en España una participación de las energías renovables del 29,4% en la cobertura de la demanda de electricidad en el año 2010. La potencia eólica instalada a 31 de diciembre de 2001 es de 3.295 MW.

En el cuadro 2.2.5 puede observarse la potencia instalada en España, clasificada según la tecnología utilizada y en función de la Comunidad Autónoma en la que se encuentra localizada. La Comunidad con mayor potencia instalada es Cataluña, que se centra principalmente en la cogeneración, aunque es también la Comunidad con mayor potencia en las áreas de residuos y de tratamiento de residuos. La situación de Galicia es también destacable, ya que es la Comunidad con mayor potencia eólica e hidráulica instalada. En cuanto a la energía solar, es Castilla La Mancha la que reúne mayor potencia (debido a la planta solar fotovoltaica situada en Toledo), pese a que es en Navarra donde mayor número de instalaciones de este tipo se han creado.

Cuadro 2.2.5 Potencia instalada en régimen especial nacional (MW)

COMUNIDAD	COGENERACIÓN		SOLAR		EÓLICA		HIDRÁULICA		BIOMASA		RESIDUOS		TRAT. RESIDUOS		Suma	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001
ANDALUCÍA	592	556			144	152	82	88	55	105	31	68	15		904	984
ARAGON	438	443			236	434	247	247		21	10	10	28	28	960	1.183
ASTURIAS	54	54			24		70	70	7	7	50	50			182	207
BALEARES	3	3											34	34	37	37
CANARIAS	65	71			104	111									169	182
CANTABRIA	239	293					61	61	2	2					302	356
CASTILLA LA MANCHA	347	364	1	1	298	443	54	58	1	10			10	10	712	886
CASTILLA LEÓN	339	422			228	383	147	161		1	17	17	5	24	735	1.008
CATALUÑA	1.140	1.155			59	72	207	229	2	6	54	54	54	81	1.517	1.598
COMUNIDAD VALENCIANA	558	572			3	3	11	11	3	6	41	48			615	640
EXTREMADURA	9	9					13	13	1	1					23	23
GALICIA	479	572			639	942	272	286	32	32		50			1.422	1.882
LA RIOJA	48	48			24	74	14	15			1	1			87	138
MADRID	127	200					46	46			40	40			214	287
MURCIA	124	124			10	10	8	8	2	2	10	10			154	154
NAVARRA	150	153			457	621	113	114	2	2					722	890
PAÍS VASCO	290	307			24	24	50	51	3	16	25	25	15		392	437
Total	5.002	5.347	1	2	2.228	3.295	1.395	1.459	112	211	313	407	98	173	9.149	10.892

Fuente: CNE

El precio medio de venta de energía del régimen especial se sitúa en el año 2001 en 6,287 c€/kWh (5,995 c€/kWh en 2000). Se ha incrementado este precio respecto al del año 2000 debido fundamentalmente al aumento del precio de mercado, que se sitúa en 3,859 c€/kWh en 2001, y a la reducción de la producción de las instalaciones que estaban recibiendo precios más bajos.

Consumo y existencias de carbón

En este apartado se hace, en primer lugar, un análisis de la producción neta en las centrales térmicas de carbón peninsulares, ya sea carbón importado o autóctono.

Cuadro 2.2.6

	ENERGIA b.c. 2000 (GWh)	ENERGIA b.c. 2001 (GWh)	Var % 01/00
Hulla + Antracita	23.007	21.105	-8%
Lignito Negro	5.209	3.963	-24%
Lignito Pardo	6.255	6.401	2%
Total Nacional	34.471	31.470	-9%
Carbón de importación	35.384	30.941	-13%
Combustible de apoyo	3.326	3.487	5%
TOTAL	73.182	65.898	-10%

Fuente: CNE y REE (producción neta de centrales con consumo exclusivo de carbón de importación).

Durante el año 2001, la electricidad producida mediante la utilización de carbón autóctono se ha reducido respecto al ejercicio anterior, como consecuencia de la elevada hidroafluencia y del Plan de la Minería, con la salvedad de la generación a través de lignito pardo, debido principalmente al incremento de la demanda.

En el cuadro 2.2.7 se observa que las variaciones en el consumo de carbón de las centrales que consumen carbón autóctono, están en línea con las variaciones en la producción de las centrales. Destaca el incremento del consumo de lignito pardo, debido principalmente al

Cuadro 2.2.7.

	Consumo 2000 (kt)	Consumo 2001 (kt)	Var.% 00/99	Prima C.A. (m€)
Hulla + Antracita	11.744	10.593	-10%	118.991
Lignito Negro	4.323	3.264	-25%	12.194
Lignito Pardo	8.402	8.771	4%	42.475
Total Nacional	24.470	22.628	-8%	173.660
Carbón de importación	9.790	8.111	-17%	
TOTAL	34.260	30.739	-10%	173.660

Fuente: CNE

aumento de la producción de la central Meirama con este combustible, 2.102 GWh, frente a los 1.955 GWh del año 2000.

Stocks de carbón autóctono

De la información proporcionada por las empresas propietarias de centrales térmicas de carbón autóctono, se obtienen los excedentes de este combustible a final de cada año.

Cuadro 2.2.8.

	Stoks de C.A. a 31/12/00 (kt)	Stoks de C.A. a 31/12/01 (kt)
Hulla + Antracita	2.651	2.338
Lignito Negro	2.532	2.663
Lignito Pardo	352	299
Total	5.536	5.301

Fuente: CNE

2.2.3. Transporte y operación del sistema

La unión de los centros de producción con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo mediante la red de transporte que, en general, incluye aquellas instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV y las interconexiones internacionales. En la Península, este transporte se realiza en su mayor parte por Red Eléctrica, en tanto que en los sis-

temas extrapeninsulares lo realizan las empresas Gesa, en Baleares, y Unelco, en Canarias, pertenecientes ambas al Grupo Endesa.

Dentro del transporte peninsular, hay que distinguir entre las redes de 400 kV y de 220 kV. Dentro de las primeras, Red Eléctrica es propietaria a finales de 2001 de 14.856 km., lo que supone el 97,7 por ciento del total de circuitos a 400 kV, en tanto que las restantes empresas transportistas propietarias a esa tensión no tienen más que 344 km., es decir, el 2,3 por ciento.

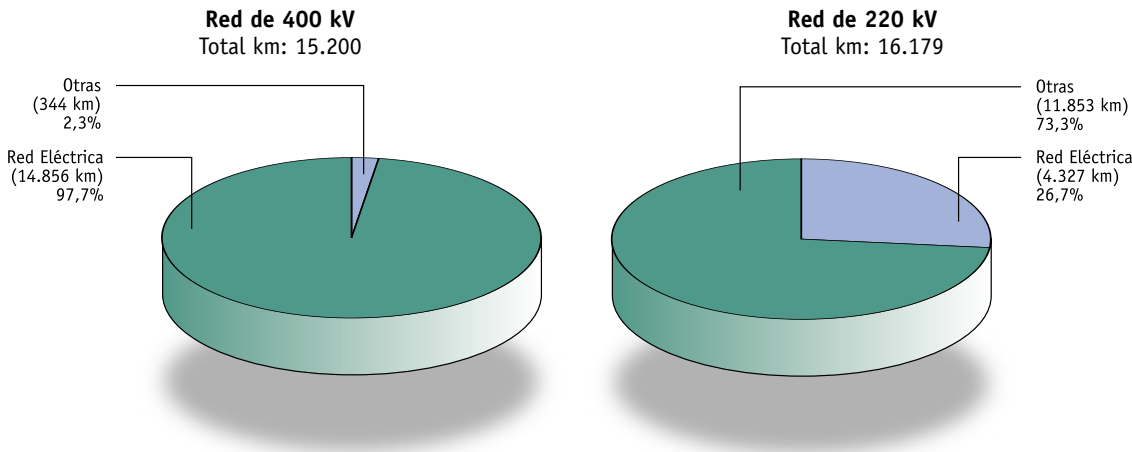
Lo contrario sucede en el caso de las líneas a 220 kV; en efecto, aquí Red Eléctrica es poseedora únicamente de 4.327 km., el 26,7 por ciento del total, frente a los 11.853 km. propiedad de otras empresas (el 73,3 por ciento). Si en este tipo de red se contemplan también los sistemas extrapeninsulares (Baleares y Canarias), resulta

una propiedad de otras empresas de 12.100 km., el 73,7 por ciento del total de 16.427 km. (gráfico 2.2.7.)

Debido al notable crecimiento de la demanda y a la construcción de nuevas instalaciones de generación, en este último año se ha producido un gran esfuerzo inversor, con un crecimiento medio anual del 1,4 por ciento, algo inferior al del año pasado. Esta aceleración del ritmo de inversión en la red de transporte es debida a la carencia de capacidad en determinados puntos del sistema peninsular, derivada, como se ha mencionado anteriormente, del crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

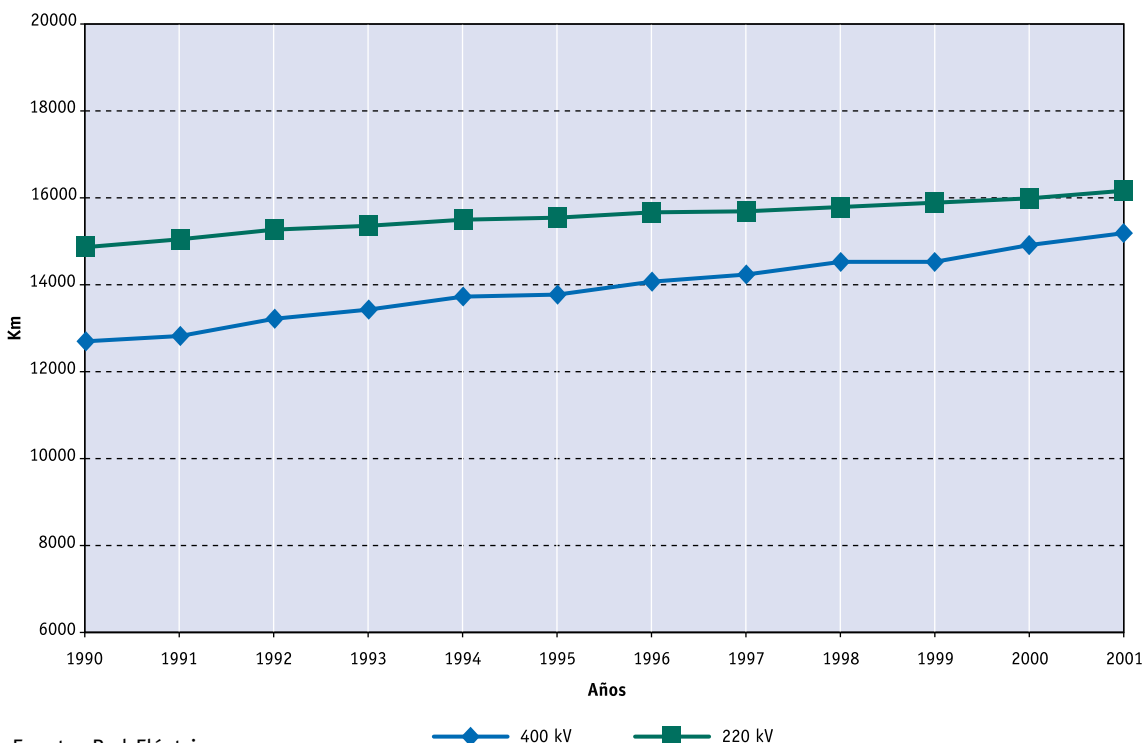
En el gráfico 2.2.8 se puede observar, en el último año, un impulso importante de las instalaciones de 400 KV frente a las de 220KV, que respecto al año anterior no han sufrido muchas modificaciones (ver gráfico 2.2.8).

Gráfico 2.2.7. Propiedad de la Red de Transporte. Año 2001 (Sistema Peninsular)



Fuente: Red Eléctrica

Gráfico 2.2.8 Evolución de la red de transporte de 400 y 220 kV (Sistema peninsular)



Por otra parte, la capacidad de transformación total del sistema asciende en 2001 a 47.112 MVA en las instalaciones de 400 kV. De esa cifra, 19.613 MVA pertenecen a Red Eléctrica y 27.499 MVA a otras compañías (41,6 y 58,4 por ciento, respectivamente).

Durante el año 2001 han continuado las mejoras de la infraestructura eléctrica de las diferentes zonas geográficas, lo cual incrementa notablemente la capacidad de transporte y evacuación de la energía eléctrica. Ésto ha sido necesario para poder afrontar el incremento de generación previsto, procedente de los futuros ciclos combinados y parques eólicos, así como el consumo previsto para el tren de alta velocidad.

A finales de 2001, fue publicado por la CNE el Informe Marco, que daba respuesta a un requerimiento realizado a esta Comisión por el Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía.

La finalidad principal del Informe Marco, desde el punto de vista eléctrico, es la de disponer de un sistema eléctrico, que permita garantizar el suministro necesario para atender la demanda con seguridad y calidad dentro del entorno liberalizado, y conocer las necesidades que tiene el sector eléctrico para garantizar la cobertura de la demanda, y proponer, en su caso, medidas que, siendo eficientes, cubran el riesgo de desabastecimiento de estos sistemas.

En el capítulo 7 del citado informe, se incluye en el análisis de la cobertura, las restricciones derivadas de la red de transporte y los refuerzos precisos para atender la demanda. El resultado es una cobertura de la demanda en la que se tienen en cuenta las posibles restricciones de las que puede ser origen la red de transporte, así como los refuerzos de red cuya realización es preciso acometer, de manera inmediata, para lograr una cierta garantía de suministro.

En el capítulo 8 se describen los costes que suponen los nuevos refuerzos de red, conforme a la estimación realizada por los agentes.

2.2.4. Distribución y comercialización

Distribución

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, del Sector Eléctrico, liberaliza 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 es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. No obstante, la retribución de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red.

En su artículo 16.3., la Ley 54/1997 establece que “la retribución de la actividad de distribución se establecerá

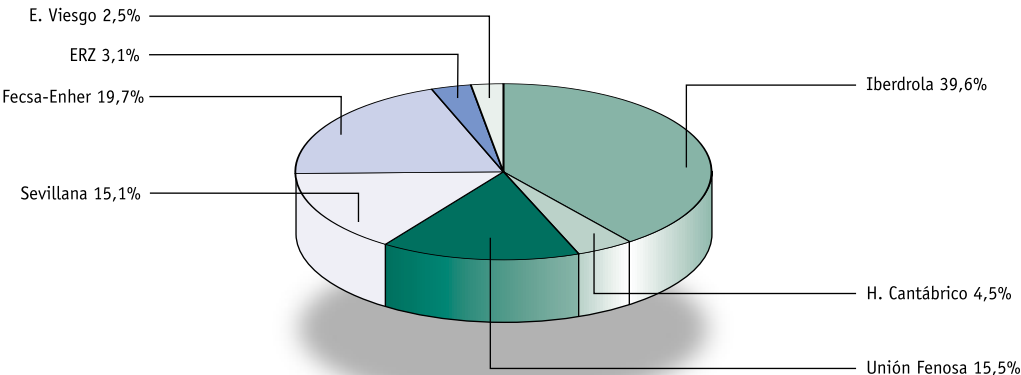
reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad”.

Las actividades reguladas destinadas al suministro de energía eléctrica son retribuidas económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes. En un futuro, la distribución será retribuida únicamente vía peajes.

Durante este año, dio comienzo el debate sobre los principios que deben basar el futuro esquema retributivo de la actividad de distribución eléctrica, con el objeto de adecuar la actividad a lo establecido en la Ley 54/97 y completar el esquema normativo para la actividad.

Asimismo, en el año 2001 se produjo la reorganización societaria del grupo Endesa, que ha tenido como consecuencia la integración de la actividad de distribución de sus filiales en una sola empresa distribuidora, Endesa Distribución y la venta el 13 de septiembre de Viesgo al grupo italiano Enel, lo que introduce un nuevo agente en la actividad de distribución.

Gráfico 2.2.9. Energía eléctrica distribuida peninsular. Año 2001: 205.414 GWh



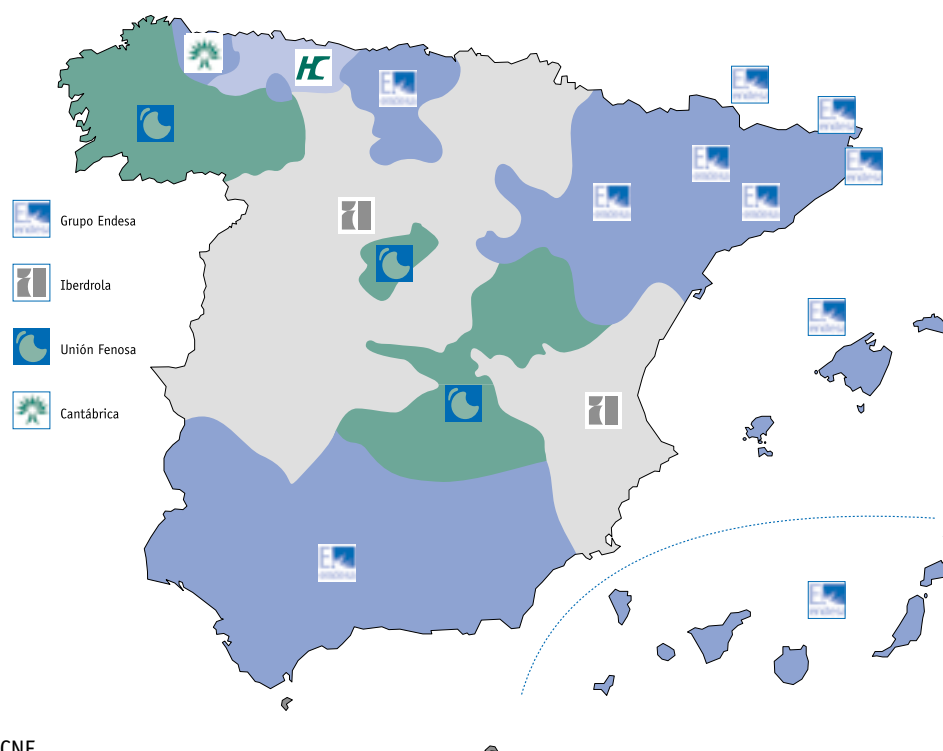
Fuente: Red Eléctrica y CNE

La principal empresa distribuidora en España en el 2001 es Iberdrola, con el 39,6% de la distribución, seguida de Fecsa-Enher, como se puede observar en el gráfico 2.2.9. No obstante, al considerar conjuntamente las empresas del Grupo Endesa, sin contar a Viesgo, resulta una cuota de mercado del 37,9 %, con lo que resulta que los dos principales grupos eléctricos del país distribuyen el 77,5 % de la energía.

El gráfico 2.2.10 ofrece una fotografía del reparto del

mercado español por las principales empresas distribuidoras, incluidas las Islas Baleares y las Canarias. En el mismo se aprecia con claridad el predominio de los dos grandes grupos, Iberdrola y Endesa, el primero en la zona Centro, Norte y Levante, fundamentalmente, y el segundo en la zona Sur y Noreste, asimismo aparece como ya ha sido comentado un nuevo agente en la zona de Asturias. Por último, a pesar de que no se refleja en los gráficos, proliferan un gran número de pequeñas empresas distribuidoras, alrededor de 300.

Gráfico 2.2.10. Mercado de la electricidad en España



Fuente: CNE

Por lo que se refiere a la remuneración de esta actividad, para el ejercicio de 2001 se ha actualizado la correspondiente a 2000 mediante el IPC-1 y el incremento de mercado previsto afectado por un factor de eficiencia.

En el conjunto de los costes del sector, el coste reconocido a las empresas de distribución representó en 2001 el 20,39% del total, esto es 2.648 M (440.560 millones de pesetas).

En el Real Decreto 2819/1998, se define la actividad de distribución, delimitando las redes de distribución y definiendo los elementos constitutivos de su retribución (instalaciones reales, red de referencia, energía circulada incentivos a la calidad de servicio y reducción de pérdidas, otros costes y costes de gestión comercial).

La Orden Ministerial de 14 de Junio de 1999 establece el régimen retributivo de todas las empresas distribuidoras de electricidad, es decir, será de aplicación tanto para las empresas distribuidoras que estaban acogidas al Real Decreto 1538/1987, como para las que no lo estaban, e incluso para las nuevas empresas distribuidoras que puedan establecerse.

El Real Decreto 3490/2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, en su Artículo 8 establece que el importe global acreditado a la actividad de distribución de los sujetos o agrupaciones de sujetos para el año 2000 y para el año 2001, se asignará a cada uno de ellos de acuerdo con los porcentajes que se establecen para el año 1999 en el anexo de la Orden de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. A su vez, determina que el Ministerio de Economía durante el año 2001 revisará

los criterios de retribución a la distribución que fueron establecidos por la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999.

Para los distribuidores sujetos a la disposición transitoria undécima de la Ley 4/1997 se establece que pueden solicitar la aplicación del nuevo régimen económico, que éste será obligatorio para los crecimientos superiores al vegetativo y que podrán solicitar compensación por la pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes. Los nuevos distribuidores deben solicitar la inclusión en el nuevo régimen económico.

Comercialización

De acuerdo con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la comercialización de energía 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 al mercado organizado, o bien a través de la nueva figura del comercializador. Asimismo, los consumidores cualificados podrán comprar la energía a los generadores por medio de contratos bilaterales.

El gráfico 2.2.11 muestra el reparto de las pólizas suscritas por los clientes a tarifa entre las principales empresas suministradoras. Iberdrola y las empresas del Grupo Endesa (en la península), suministran electricidad al 83% de los abonados.

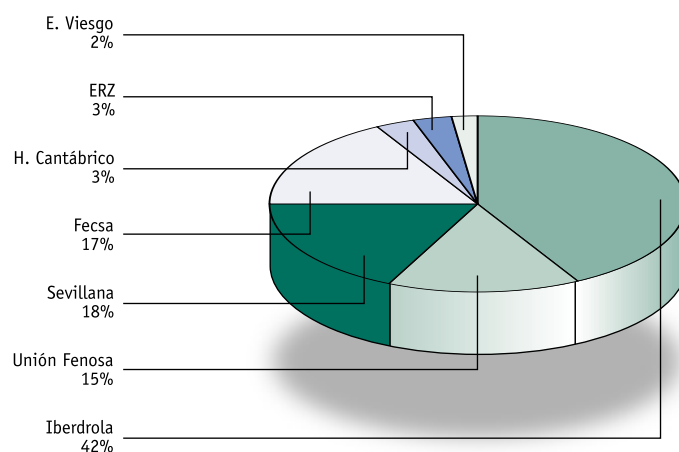
La actividad de comercialización a tarifa tiene un coste reconocido que depende, fundamentalmente, del número de clientes. En el gráfico 2.2.12 se presenta la evolución de los costes reconocidos de comercialización en el periodo 1988-2001.

Según el mismo, los costes de comercialización han disminuido notablemente en los últimos años, lo cual es debido en su mayor parte, al trasvase de fondos que se realizó desde esta actividad a la actividad de distribución.

Estos costes de comercialización tienen poco peso en el total del sector. Así, en el año 2001 estos costes fueron de 41.738 Millones de pesetas, lo que representa alrededor del 1,93% de la facturación a tarifa.

Gráfico 2.2.11. Número de pólizas por subsistemas año 2001.

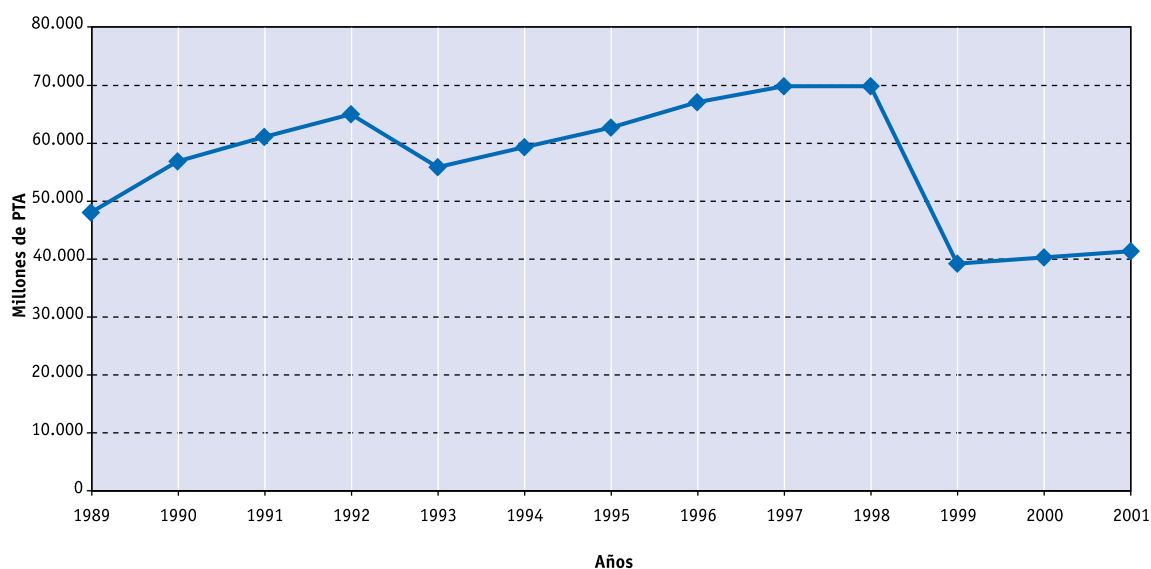
Total pólizas: 21.763.629



Fuente: CNE

Gráfico 2.2.12. Evolución de los gastos de comercialización.

MPT



Fuente: Expedientes de tarifas del ME