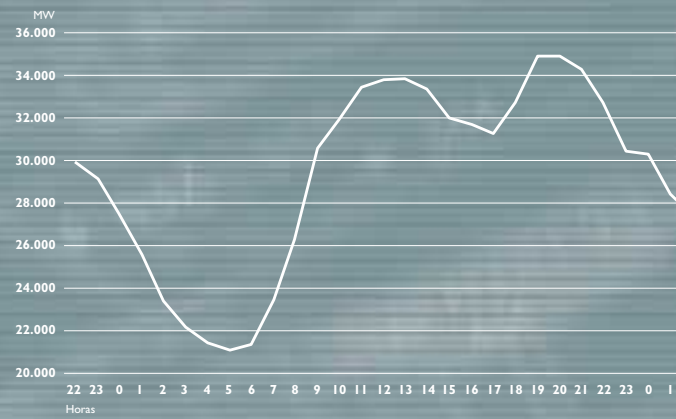




EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

informe 2001



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Índice general



1. El Sector Eléctrico Español en 2001	5
2. Demanda de energía eléctrica	13
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	13
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	13
Gráficos y cuadros	15
3. Cobertura de la demanda	19
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	21
4. Régimen ordinario	25
4.1 Equipo generador; altas y bajas	25
4.2 Utilización y disponibilidad	25
4.3 Producción hidráulica	26
4.4 Producción de centrales térmicas	27
4.4.1 Producción de centrales de carbón	
4.4.2 Producción de centrales térmicas de fuel y mixtas	
4.4.3 Producción de centrales nucleares	
Gráficos y cuadros	29
5. Régimen especial	41
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	41
5.2 Previsiones de desarrollo de la generación en régimen especial	42
5.3 Coste de la energía adquirida al régimen especial	42
Gráficos y cuadros	45
6. Operación del sistema	47
6.1 El mercado de producción en 2001	47

6.2 Los mercados de operación en 2001	49
6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento	
6.2.2 Servicios complementarios	
6.2.3 Gestión de desvíos	
6.2.4 Solución de restricciones técnicas en tiempo real	
Gráficos y cuadros	55
7. Red de transporte	67
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	67
7.2 Calidad de servicio de la red transporte	68
7.3 Carga de la red transporte	69
Gráficos y cuadros	70
8. Intercambios internacionales	81
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	81
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	81
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	82
8.4 Intercambios de Apoyo	83
8.5 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	83
Gráficos y cuadros	85
Anexos	91
La energía eléctrica por Comunidades Autónomas	91
Comparación internacional	101
Glosario de Términos	109



El Sector Eléctrico Español en 2001

El aspecto más destacado del comportamiento del Sector Eléctrico Español durante el año 2001 ha sido de nuevo la evolución de la demanda de energía eléctrica, que ha mantenido el fuerte crecimiento de años anteriores.

Este incremento se produce en un contexto europeo de ralentización del ritmo de desarrollo económico, con un crecimiento del Producto Interior Bruto del 1,5% en los países de la zona euro, mientras que en España el crecimiento del PIB alcanza el 2,8%, confirmando la solidez que ha mostrado la economía española durante estos últimos años.

Durante el año 2001 ha seguido su curso el desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, con la publicación de nuevas disposiciones, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, y determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. En esta disposición se aclara el marco aplicable a los costes de transición al régimen de mercado competitivo para los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- 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

en el que se diseña una nueva estructura de tarifas de acceso a la red que se adapta a la entrada en vigor de los dos últimos umbrales de liberalización del suministro, que permiten la libre elección de suministrador a todos los consumidores conectados en una tensión superior a 1 kV, desde el 1 de julio de 2000, y a todos los clientes en baja tensión, a partir de 1 de enero de 2003.

Durante el año 2001 el Gobierno ha dado un importante paso en el proceso de integración del Sector Eléctrico Español con otros mercados, con la firma en el mes de noviembre del Protocolo de colaboración entre las administraciones portuguesa y española para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad.

Este Protocolo, fruto de las conversaciones iniciadas entre ambos Gobiernos en el año 1998, constituye un avance para la creación del Mercado Interior de la energía en la Unión Europea. La fecha prevista inicialmente para la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad es el próximo 1 de enero de 2003.

Desde el punto de vista empresarial, en el año 2001 se han producido dos operaciones destacadas:

- Adquisición de VIESGO, anteriormente propiedad del Grupo ENDESA, por parte del grupo eléctrico italiano ENEL.



- La toma de participaciones significativas en el capital de HIDROCANTÁBRICO por parte del grupo eléctrico francés EDF, a través de EnBW, y del grupo eléctrico portugués EDP.

En relación con esta operación, el pasado mes de octubre el Consejo de Ministros aprobó la autorización para el ejercicio de los derechos políticos de estas participaciones condicionada, en el caso de EDF, al compromiso de ampliación de la interconexión España-Francia, y en el caso de EDP, al compromiso para la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad.

Otro hecho relevante desde el punto de vista empresarial ocurrido durante el año ha sido la quiebra del grupo eléctrico estadounidense ENRON, que ha originado el cese provisional el pasado mes de diciembre de las actividades que sus sociedades filiales realizaban en el mercado eléctrico español.

Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

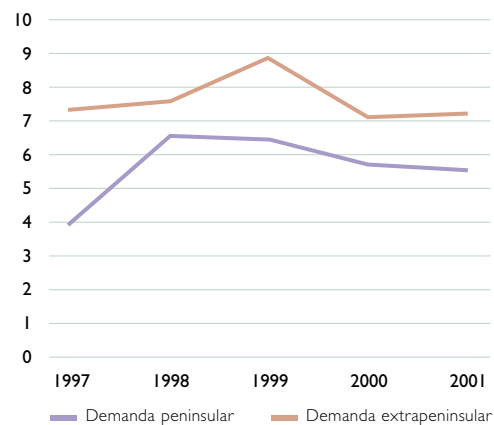
	PIB	Δ Demanda (por act. económica)	Δ Demanda
1997	3,9	5,5	3,9
1998	4,3	6,1	6,6
1999	4,0	6,2	6,5
2000	4,1	6,5	5,8
2001	2,8	5,2	5,5
1997-2001	20,9	32,6	31,6

La demanda eléctrica nacional se ha incrementado un 5,6%, manteniendo la línea de fuertes crecimientos de los últimos cinco años, en los que ha registrado un incremento acumulado del 32%.

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ascendió a 205.630 GWh, lo que supone un

incremento del 5,5% respecto a 2000. Este crecimiento es 0,3 puntos inferior al registrado el año anterior, aunque teniendo en cuenta el efecto del día adicional por ser bisiesto, el crecimiento es similar al de 2000.

Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica nacional en b.c. (%)



La laboralidad y las temperaturas registradas han supuesto un incremento conjunto sobre la demanda del 0,2%, con lo que, una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido del 5,2%, ligeramente menor que los registrados durante los últimos tres años.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– ha superado ampliamente al del sistema peninsular, alcanzando este año el 7,3%, 0,2 puntos más que en 2000.

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el año 2001 se han establecido nuevos máximos, todos ellos en el mes de diciembre. Así, el nuevo máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 18.962 GWh registrados en

diciembre, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el día 19 de diciembre con 710 GWh y los récords históricos tanto de demanda de energía horaria como de punta de potencia se alcanzaron el día 17 del mismo mes entre las 18 y las 19 horas con 34.930 MW y 35.490 MW respectivamente, valores que podrían haber sido superiores si RED ELÉCTRICA no hubiera tenido que adoptar medidas excepcionales para garantizar la seguridad del suministro durante este período de máxima demanda.

La potencia total instalada de las centrales del sistema peninsular, pertenecientes al régimen ordinario, ascendía al finalizar el año a 44.181 MW, valor que se ha incrementado en 102 MW respecto a la potencia del año anterior, debido a las ampliaciones de potencia realizadas durante el año, que han afectado a 4 grupos térmicos, 2 de ellos nucleares, y a 21 grupos hidráulicos.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han incrementado su producción neta en un 4,8%. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado en un 14,1%, cuatro puntos por encima del crecimiento que se registró en 2000, y han cubierto el 14,8% de la demanda, un punto más que el año anterior.

En cuanto a los intercambios internacionales el saldo importador se ha reducido en un 22,3% respecto al año anterior y ha cubierto el 1,7% de la demanda, 0,6 puntos menos que en 2000.

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2001 se puede calificar como ligeramente húmedo en su conjunto pero irregular, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 32.921

GWh, un 13% mayor que el valor histórico medio y un 25% por encima del registrado en 2000. Los excelentes producidos registrados tanto en los dos últimos meses de 2000 como en el primer trimestre de 2001 han permitido una elevada producción hidroeléctrica durante el año 2001, concentrada especialmente durante los primeros cuatro meses del año, en los que se generó casi el 60% de la producción hidroeléctrica anual.

La alta generación hidroeléctrica durante la primera parte del año, unida a la notable caída a partir del mes de marzo de los producidos hidráulicos mensuales, la mayoría muy por debajo de su valor histórico medio, han conducido a un progresivo descenso de las reservas hidráulicas peninsulares, finalizando el año con un 36% de su capacidad máxima, 23 puntos menor que el que existía al finalizar 2000.

Los aspectos más destacables de la producción del régimen ordinario han sido los siguientes:

- La producción hidroeléctrica ascendió a 39.374 GWh, un 41,4% más que en 2000, cifra que representa el 21,5% de la generación total del régimen ordinario, casi seis puntos más que el año anterior.
- La producción nuclear fue de 63.705 GWh, un 2,4% más que el año anterior, y ha aportado el 34,7% de la producción del régimen ordinario, medio punto menos que en 2000.
- Los grupos de carbón generaron 68.080 GWh, un 10,9% menos que en 2000, lo que representa una participación en la estructura de producción del régimen ordinario del 37,1%, 6 puntos menos que el año anterior.



Balance de potencia a 31-12-2001. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistema extrapeninsular	Total nacional
Hidráulica	16.586	1	16.587
Nuclear	7.816	-	7.816
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/gas*	8.214	2.516	10.730
Total régimen ordinario	44.181	3.027	47.208
Total régimen especial	9.970	214	10.184
Total	54.151	3.241	57.392

*Incluye GICC (Elcogás)

- La generación de los grupos de fuel/gas ascendió a 12.400 GWh, un 21,0% más que el año anterior; cifra que supone el 6,8% de la producción del régimen ordinario, un punto más que en 2000.

Durante el año 2001 no ha habido una variación significativa de los consumidores cualificados, que se han mantenido en el entorno de 60.000, con un consumo del orden del 53% de la demanda, habiéndose apreciado incluso, durante los dos últimos meses del año, el regreso de consumidores cualificados a la tarifa regulada, debido en gran medida a la evolución del precio del mercado eléctrico.

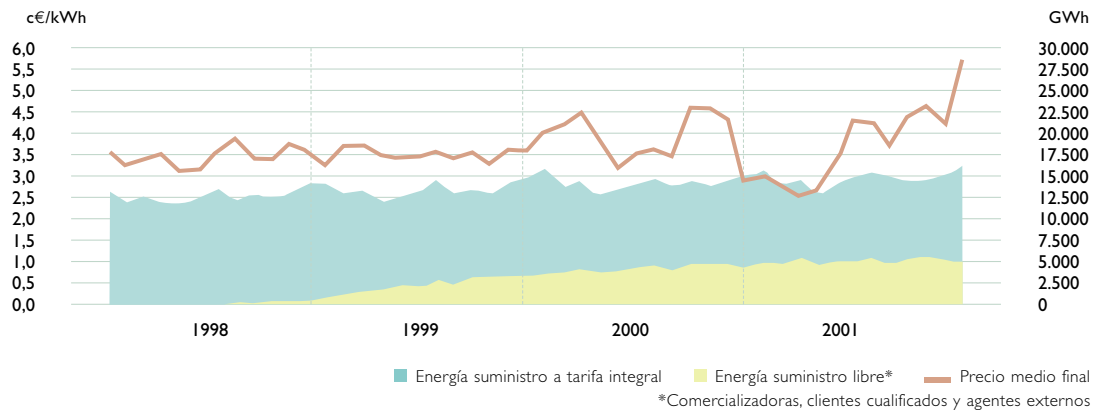
El volumen de adquisiciones de energía en el mercado de producción destinada al suministro libre ha ascendido a 62.362 GWh, sin considerar contratos bilaterales, un 22,8% más que en 2000. Esta energía representa el 34% del total de energía contratada en el mercado de producción, dato que indica que aproximadamente el 65% de la demanda liberalizada ha ejercido su posibilidad de elección.

El coste de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido muy similar al de 2000, alcanzando un precio medio final de 3,859 c€/kWh, un 1,2% inferior al del año anterior. Sin

Balance de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeninsular		Total nacional	
	GWh	%2001/2000	GWh	%2001/2000	GWh	%2001/2000
Hidráulica	39.374	41,4	2	0,0	39.376	41,4
Nuclear	63.705	2,4	-	-	63.705	2,4
Carbón	68.080	-10,9	3.673	5,8	71.753	-10,1
Fuel/gas	12.400	21,0	7.945	7,7	20.345	15,4
Producción (b.a.)	183.559	3,9	11.620	7,1	195.179	4,1
- Consumos en generación	7.613	-2,7	781	5,3	8.394	-2,0
- Consumos bombeo	4.141	-15,6	-	-	4.141	-15,6
Producción (b.c.)	171.805	4,8	10.839	7,2	182.644	4,9
+ Intercambios internacionales	3.450	-22,3	-	-	3.450	-22,3
+ Régimen especial	30.374	14,1	742	8,3	31.116	14,0
Demanda (b.c.)	205.630	5,5	11.581	7,3	217.211	5,6

Evolución de la energía mensual y precios del mercado de producción. 1998-2001



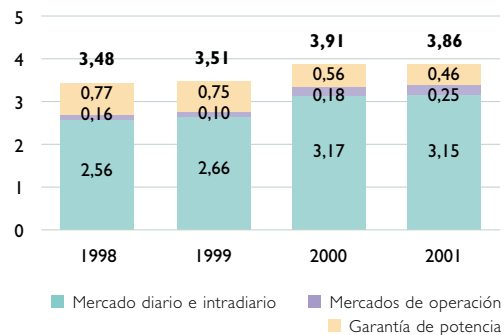
embargo, en términos mensuales los precios han tenido un comportamiento dispar. Así, durante los primeros cuatro meses del año el aumento de la producción hidroeléctrica condujo a precios cercanos a los 3 c€/kWh, que se sitúan entre los más bajos desde la creación del mercado eléctrico, mientras que a partir de mayo los precios iniciaron una escalada que culminó en el mes de diciembre, en que se alcanzó un precio de 5,746 c€/kWh, el más alto desde que existe el mercado de producción.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario ha representado el 81,6% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 11,9% y el coste resultante de los mercados de operación ha alcanzado el 6,5%.

En relación con la operación del sistema, hay que destacar que el día 17 de diciembre RED ELÉCTRICA, ante la previsión de un elevado consumo eléctrico durante el período de punta, tuvo que adoptar medidas excepcionales de operación para garantizar el funcionamiento seguro del sistema. Estas medidas, se concretaron en la aplicación de interrumpibilidad, en los

contratos con este tipo de cláusula, y en la solicitud de moderación del consumo, así como en un deslastre parcial de cargas en las zonas de Madrid y Levante.

Precios horarios finales en el mercado de producción (c€/kWh)



La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de mercados de operación ascendió a 10.973 GWh, volumen que representa un 6,0% de la demanda total del mercado de producción y que supera en un 11,0% al de 2000. El coste de estos mercados ha supuesto unos 457,65 millones de euros, cifra que representa una incidencia unitaria sobre el precio total del mercado de producción de 0,249 c€/kWh.



El incremento de los precios de los mercados de operación es consecuencia, por un lado, del aumento del coste de la banda de regulación secundaria y, por otro, del mayor coste de la energía de operación utilizada, debido a las altas demandas registradas durante el mes de diciembre por la ola de frío que afectó a la península.

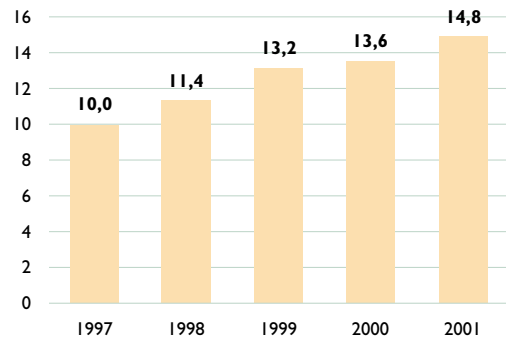
La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 14,8% de la demanda en barras de central, un punto más que en 2000. Las adquisiciones totales han ascendido a 30.374 GWh, un 14,1% más que el año anterior; crecimiento que supera en cuatro puntos al registrado en 2000.

Respecto al origen de estas adquisiciones, las energías no renovables mantienen el papel predominante de años anteriores y han aportado el 56% del total de energía del régimen especial. Por su parte, la energía adquirida procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables se ha incrementado en un 37,8% y ha aportado el 44 % de la energía del régimen especial, casi ocho puntos más que en 2000.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 6,27 c€/kWh, un 4,2% superior al del año anterior. Este incremento de precio tiene su origen fundamentalmente en el aumento del peso relativo de las energías procedentes de centrales que utilizan fuentes renovables, cuyo precio unitario es mayor.

El volumen total de intercambios internacionales programados ascendió a 11.512 GWh, un 10,8% menos que el año anterior; como consecuencia de la reducción del volumen de operaciones realizadas por los agentes externos en el mercado de producción, que este año han sido 2.324 GWh, un 42,7% menos que en 2000.

Aportación del régimen especial a la demanda peninsular en b.c. (%)

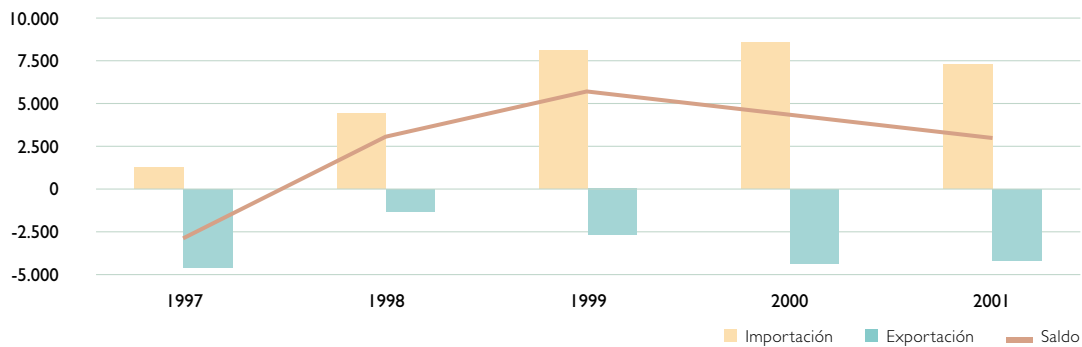


El 64,6% del volumen total de intercambios programados ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo neto importador de los intercambios internacionales de 3.450 GWh. Este saldo es inferior en un 22,3% al registrado en 2000 debido, por una parte, al cambio de signo del conjunto de intercambios realizados por los agentes, cuyo saldo ha sido exportador en 328 GWh frente al saldo importador de 309 GWh registrado el año anterior y, por otro lado, a la reducción en 408 GWh del saldo importador de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA.

Los contratos a largo plazo suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 han registrado un saldo importador de 3.682 GWh, un 11% inferior al del año anterior debido a la menor utilización que ha tenido el contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA.

La utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones internacionales ha sido, en general, inferior a la del año anterior. Los valores más elevados se han registrado en la interconexión con Francia, en sentido importador; con una utilización media del 71,9%, veintidós puntos menos que en

Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)



2000, y con Marruecos, en sentido exportador; con un promedio de utilización del 54,4%, inferior al registrado el año anterior, que alcanzó el 75,1%.

Durante el año la red de transporte se ha incrementado en un total de 455 km, de los cuales 279 corresponden a circuitos de 400 kV y 176 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 1.350 MVA.

Es significativo resaltar que desde el año 1995, la red de transporte española ha crecido más que

ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este periodo un total de 1.814 km.

En relación a la red de transporte, es importante destacar la alta calidad de servicio que ofrece, evaluada en función de la elevada disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 97,5%, ligeramente inferior a la registrada en 2000, debido al incre-

Evolución del sistema de transporte y transformación

		1997	1998	1999	2000	2001
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	13.984	14.278	14.278	14.658	14.856
	Otras empresas	260	260	260	260	341
	Total	14.244	14.538	14.538	14.918	15.197
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.276	4.280	4.280	4.280	4.327
	Otras empresas	11.425	11.521	11.620	11.723	11.852
	Total	15.702	15.801	15.900	16.003	16.179
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)*	RED ELÉCTRICA	16.988	16.988	17.913	19.613	19.613
	Otras empresas	25.699	25.699	26.149	26.149	27.499
	Total	42.687	42.687	44.062	45.762	47.112

*AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV



mento de las indisponibilidades necesarias por la construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora, así como por trabajos realizados a petición de terceros.

Durante el año 2001 se registraron 29 cortes de mercado en la red de transporte peninsular; trece más que en el año anterior, que han supuesto un valor de energía no suministrada de 6.990 MWh.

Interrupción del suministro en la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
1997	37	741	778	0,12	2,41	2,53
1998	130	75	204	0,40	0,23	0,62
1999	0	676	676	0,00	1,93	1,93
2000	1	778	779	0,00	2,10	2,11
2001	107	6.883	6.990	0,27	17,59	17,87

Glosario de Términos

Agentes externos: productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

Banda de regulación: 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.

Capacidad de intercambio comercial: es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Capacidad térmica de la línea: máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

Comercializadores: 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 de 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

Consumidores cualificados: son aquellos que son suministrados en alta tensión (1 kV). A partir del 1 de enero del año 2003 tendrán la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

Consumos en bombeo: energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos en generación: energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales: contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualifi-



cado 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.

Control de tensión: servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Demanda b.c. (barras de central): energía inyectada en 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 detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Desvíos de regulación: son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Energías renovables: son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Garantía de potencia: es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

Generación con bombeo en ciclo cerrado: producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

Gestión de desvíos: 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.

Intercambios de apoyo: son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos: comprenden todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados: son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de

transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Mercado de producción: 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.

Mercado diario: es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario: tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercados de operación: tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

Potencia instalada: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producción b.a. (bornes de alternador): producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

Producción b.c. (barras de central): energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

Producibile hidráulico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF): es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

Red de Transporte: conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV 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.

Régimen especial: instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía pro-



ducida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

Régimen ordinario: instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50MW que pertenecen al régimen especial.

Regulación secundaria: 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 sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema 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.

Regulación terciaria: 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 oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación 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 2 horas.

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 período inferior a un año. Los de régimen **hiperanal**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones en tiempo real: se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o a demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad que se efectúa sobre el PBF.

Restricciones técnicas PBF: con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos (unidades físicas) y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas. En caso de que se identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando (redespachando) los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable.

Servicios complementarios: 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).

Tasa de disponibilidad de la red de transporte: indica el porcentaje de tiempo medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado

disponible para el servicio, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (Tiempo de interrupción medio): tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema peninsular:

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en los centros de transformación en media tensión.