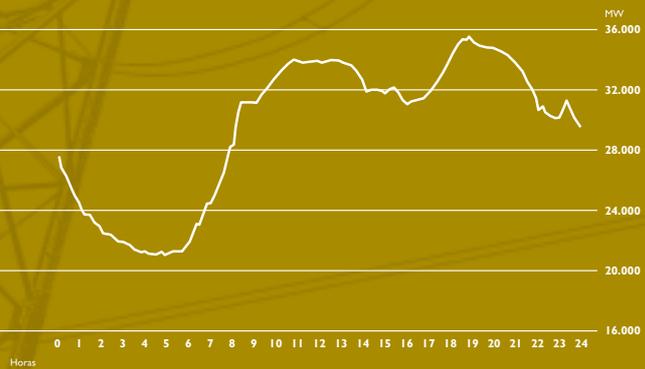




Informe 2002

El Sistema Eléctrico Español



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Informe 2002

El Sistema Eléctrico Español

Índice general



El Sector Eléctrico Español 2002	5
Sistema Peninsular	
1. Demanda de energía eléctrica	17
2. Cobertura de la demanda	23
3. Régimen ordinario	29
4. Régimen especial	41
5. Operación del sistema	45
6. Red de transporte	59
7. Intercambios internacionales	67
Sistemas Extrapeninsulares	73
El Sistema Eléctrico por C.C. A.A.	79
Comparación Internacional	91
Glosario de términos	101





El Sector Eléctrico Español en 2002

El aspecto más destacado del comportamiento del Sector Eléctrico en 2002 ha sido la evolución de la demanda de energía eléctrica, que ha mantenido por cuarto año consecutivo un crecimiento por encima de la media registrada en los países de la Europa occidental pertenecientes a la UCTE.

Este crecimiento se produce en un contexto europeo de ralentización del ritmo de desarrollo económico, con un crecimiento del Producto Interior Bruto en los países de la zona euro del 1,3%, mientras que en España el crecimiento del PIB alcanzó el 2,0%.

Durante el año 2002 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 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 producida”.

- “Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, 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, 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”. Esta disposición establece una metodología de cálculo objetiva y transparente para fijar la tarifa media o de referencia de cada año, y modifica el Real Decreto 2017/1997 para, por una parte, adaptarlo a la nueva metodología de cálculo de la tarifa y, por otra, incluir en el procedimiento de liquidación de costes regulados los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales.

Además, durante el año 2002 se ha completado la liberalización total del suministro eléctrico que se estableció en el Real Decreto-Ley 6/2000 con la aprobación a finales de diciembre de un conjunto de disposiciones que tienen por objeto regular los mecanismos necesarios para que pueda ser efectivo el ejercicio de la libre elección de suministrador de energía eléctrica por parte de todos los consumidores a partir del 1 de enero de 2003.

Desde el punto de vista empresarial, en el año 2002 se ha producido un cambio importante en la configuración del sistema, por las operaciones de compra de instalaciones de transporte realizadas por RED ELÉCTRICA.

Por una parte, alcanzó sendos acuerdos con ENDESA y con UNIÓN FENOSA, para la adquisición de sus respectivas redes de transporte.

Además, llegó a un acuerdo para la toma de participación del 25% de REDALTA, sociedad a través

de la cual se instrumenta la compra de activos de IBERDROLA, que contempla una opción de compra a favor de RED ELÉCTRICA entre el 5º y el 7º año sobre las acciones de REDALTA.

Estos acuerdos suponen un avance importante de cara a la implantación en España del modelo de TSO (Transmission System Operator), predominante en los países de nuestro entorno económico, en el que la titularidad y la gestión de la red de transporte, así como la responsabilidad de la operación técnica del sistema recae en una única entidad.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ascendió a 210.278 GWh, lo que supone un incremento

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

	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
1998	4,3	6,1	6,6
1999	4,2	6,1	6,5
2000	4,2	6,5	5,8
2001	2,7	4,8	5,4
2002	2,0	3,4	2,3
1998-2002	13,7	22,1	21,5

Componentes de la variación de la demanda peninsular en b.c. (%)

	Δ01/00	Δ02/01
Demanda en b.c.	5,4	2,3
Componentes ⁽¹⁾		
Efecto temperatura ⁽²⁾	0,5	-1,0
Efecto laboralidad	0,1	-0,1
Efecto actividad económica y otros	4,8	3,4

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

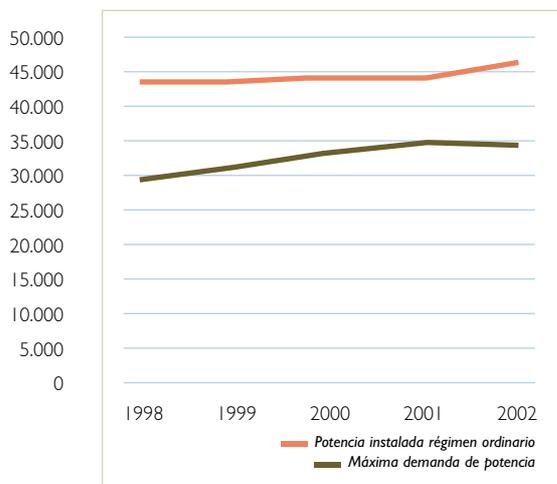
del 2,3% respecto a 2001, que descontados los efectos de laboralidad y temperatura alcanza el 3,4%.

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 al del sistema peninsular, alcanzando este año el 3,3%, con 11.969 GWh demandados.

Como resultado, en el total nacional la demanda se incremento un 2,4% en el ejercicio del año 2002.

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el año 2002 se ha establecido un nuevo máximo histórico

Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



de demanda mensual de 19.310 GWh, registrado en el mes de enero. El máximo valor de energía diaria se alcanzó el día 9 de enero con 681 GWh y el máximo de potencia media horaria se produjo ese mismo día entre las 19 y 20 horas con 34.336 MW, ambos inferiores a los máximos históricos registrados el año anterior.

Hay que destacar que la demanda mensual de julio ha superado por primera vez, a la del mes de diciembre, si bien hay que tener en cuenta que durante este último mes se registraron temperaturas más suaves de las habituales para este periodo.

Cobertura de la demanda

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2002, era de 58.469 MW, de los cuales 46.255 MW correspondían al régimen ordinario y 12.214 MW al régimen especial.

Durante el año 2002 entraron en servicio seis grupos de ciclo combinado con una potencia conjunta de 2.794 MW y se dieron de baja equipos de fuel por 720 MW. Por su parte, la potencia correspondiente al régimen especial se incrementó respecto al año anterior en 1.663 MW.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han disminuido su producción neta en un 0,6%, aportando el 81,2% de la demanda. En contraste las adquisiciones

Balance de potencia a 31-12-2002. Sistema eléctrico nacional (MW)

	<u>Sistema peninsular</u>	<u>Sistemas extrapeninsulares</u>	<u>Total nacional</u>
Hidráulica	16.586	1	16.587
Nuclear	7.816	-	7.816
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/Gas (*)	10.288	2.563	12.851
Total régimen ordinario	46.255	3.074	49.329
Total régimen especial	12.214	224	12.438
Total	58.469	3.298	61.767

(*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

Balance de energía eléctrica nacional

	<u>Sistema Peninsular</u>		<u>Sistemas Extrapeninsulares</u>		<u>Total nacional</u>	
	GWh	%2002/2001	GWh	%2002/2001	GWh	%2002/2001
Hidráulica	22.559	-42,8	1	-61,6	22.560	-42,8
Nuclear	63.016	-1,1	-	-	63.016	-1,1
Carbón	78.768	15,7	3.542	-3,6	82.310	14,7
Fuel/Gas	21.782	75,7	8.504	7,0	30.286	48,9
Producción (b.a.)	186.125	1,4	12.047	3,7	198.172	1,5
- Consumos en generación	8.346	10,1	809	3,6	9.155	9,4
- Consumos bombeo	6.957	68,4	-	-	6.957	68,4
Producción (b.c.)	170.822	-0,6	11.238	3,7	182.060	-0,4
+ Intercambios internacionales	5.329	54,1	-	-	5.329	54,1
+ Régimen especial	34.127	13,3	731	-1,4	34.858	12,9
Demanda (b.c.)	210.278	2,3	11.969	3,3	222.247	2,4

procedentes del régimen especial se han incrementado en un 13,3% y el saldo de los intercambios internacionales ha aumentado un 54,1%, cubriendo respectivamente el 16,2% y el 2,5% de la demanda.

Régimen ordinario

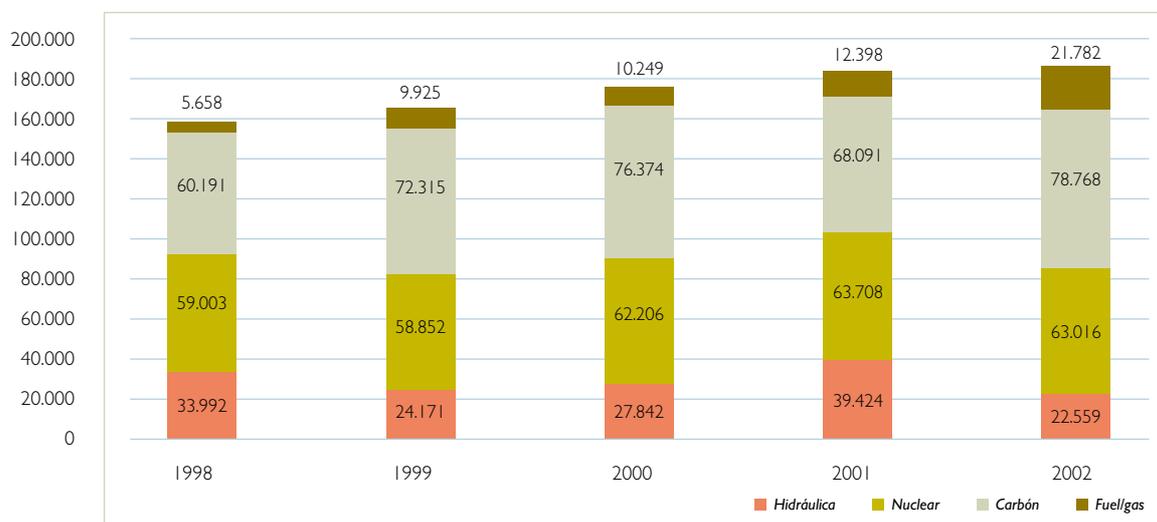
Los aspectos más destacables de la producción del régimen ordinario han sido los siguientes:

- La producción hidroeléctrica ascendió a 22.559 GWh, un 42,8% menos que en 2001, cifra que representa el

12,1% de la generación total del régimen ordinario, más de nueve puntos inferior a la del año anterior:

- La producción nuclear fue de 63.016 GWh, un 1,1% menos que el año anterior; y ha aportado el 33,9% de la producción del régimen ordinario, casi un punto menos que en 2001.
- Los grupos de carbón generaron 78.768 GWh, un 15,7% más que en 2001, lo que representa una participación en la estructura de producción del

Estructura de la producción en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)



régimen ordinario del 42,3%, más de cinco puntos superior a la del año anterior:

- La generación de los grupos de fuel/gas ascendió a 21.782 GWh, un 75,7% más que el año anterior; cifra que supone el 11,7% de la producción del régimen ordinario, cinco puntos más que en 2001. Hay que tener en cuenta que este año han entrado en funcionamiento las centrales de ciclo combinado, que han aportado el 24,4% de la producción de estos grupos.

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2002 ha sido predominantemente seco, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 20.994 GWh, un 73% del valor histórico medio y un 36% inferior al registrado en 2001. Hay que destacar que el 42,2% de estas aportaciones se ha concentrado en los dos últimos meses del año.

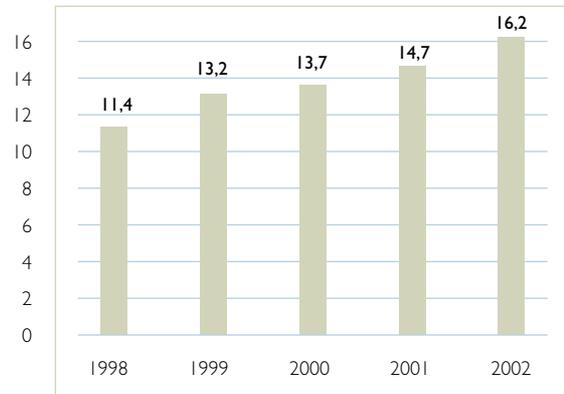
A pesar de que el nivel de reservas de los embalses peninsulares se ha situado en el conjunto del año por debajo de sus valores habituales, la elevada hidraulicidad registrada en los meses de noviembre y diciembre ha mejorado la situación, alcanzando dichas reservas a finales de año un 60% de su capacidad máxima, veinticuatro puntos más que a finales de 2001.

Régimen especial

La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 16,2% de la demanda en barras de central, un punto y medio más que en 2001. Las adquisiciones totales han ascendido a 34.127 GWh, un 13,3% más que el año anterior; crecimiento similar al registrado en 2001.

Respecto al origen de estas adquisiciones, las energías no renovables mantienen el papel predominante de años anteriores y han aportado el 55% del total de energía del régimen especial. Por su parte, la energía adquirida procedente de centrales que utilizan fuentes

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

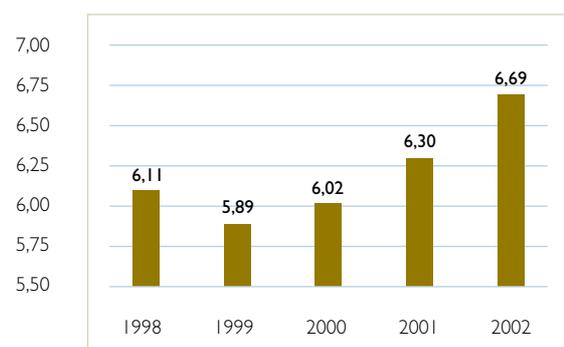


de energía renovables se ha incrementado en un 17,8% y ha aportado el 45% de la energía del régimen especial, casi dos puntos más que en 2001.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 6,69 c€/kWh, un 6,2% 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.

Desde el mes de septiembre, los productores en régimen especial tienen la posibilidad de participar en el mercado organizado de producción, siendo obligatoria,

Coste medio de la energía adquirida al régimen especial (c€/kWh)



Datos provisionales Fuente: CNE

desde el mes de diciembre, la participación para aquellos con más de 50 MW de potencia instalada. Esta participación ha supuesto el 2,65% de la energía total aportada por el régimen especial.

Operación del sistema

Durante el año 2002 la energía contratada en el mercado de producción (excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 181.420 GWh, un 3% más que en el año anterior. De este total, el 34% corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 62% restante al suministro a tarifa.

En el quinto año de funcionamiento del mercado eléctrico, el precio medio final de adquisición de la energía ha sido de 4,571 c€/kWh, un 18,4% superior al registrado en 2001. En el primer mes del año el precio se elevó a 7,171 c€/kWh, el valor máximo desde la creación del mercado eléctrico, para luego mantenerse entre los 4 y 5,4 c€/kWh hasta octubre y posteriormente descender hasta los 2,935 c€/kWh en el mes de diciembre.

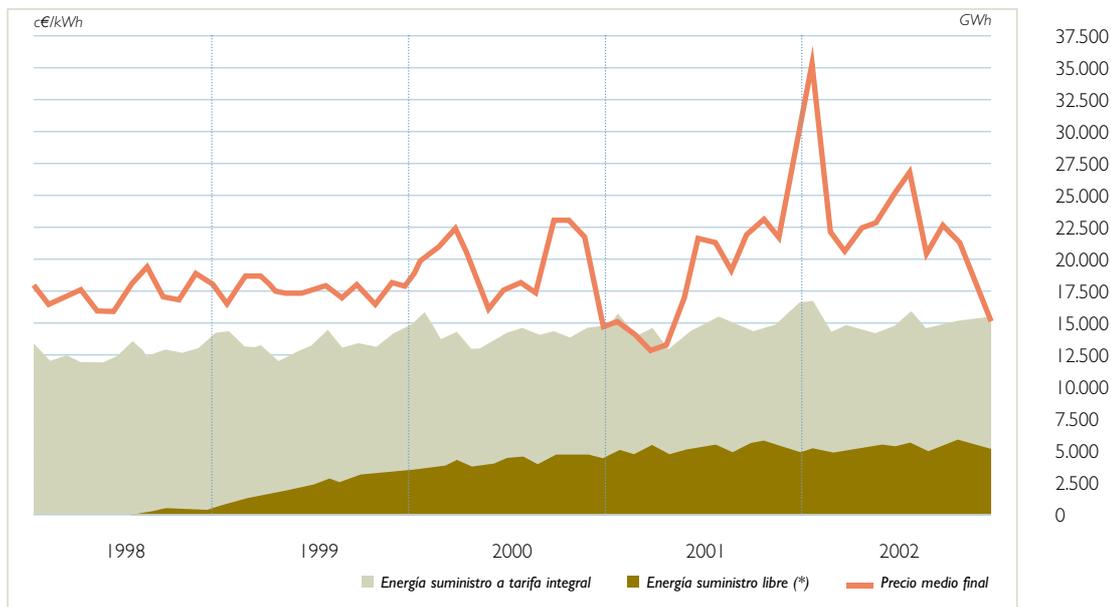
El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 84,9% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 9,9% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales ha supuesto el 5,2% restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 184.602 GWh, lo que supone el 97,7% de la energía total adquirida, con un precio medio de 3,891 c€/kWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario aumentó en un 4% y el precio lo hizo en un 23%.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 12.651 GWh de la que un 25% ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario ha sido 3,604 c€/kWh, un 7,4% inferior al del mercado diario.

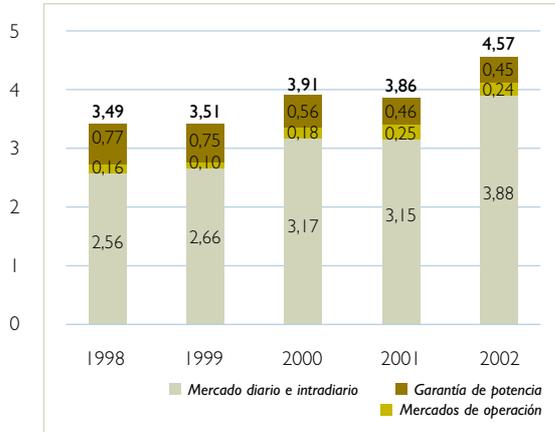
La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía ha representado una disminución de 0,009 c€/kWh.

Evolución de la energía mensual y precios del mercado de producción. 1998-2002



(*) Comercializadoras, clientes cualificados y agentes externos

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



La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de los mercados de operación ascendió a 10.629 GWh, un 3,2% inferior a la del año 2001 y representa un 5,6% de la energía total adquirida en el mercado de producción. La repercusión de estos mercados sobre el precio final de la energía es de 0,243 c€/kWh, lo que representa un 5,3% del precio total.

La energía programada por solución de restricciones técnicas, tras la casación del mercado diario, fue de 2.409 GWh, un 38% menos que en el año 2001, con una repercusión de 0,059 c€/kWh frente a los 0,116 c€/kWh del año anterior.

En año 2002, la banda media de regulación ha ascendido a 1.128 MW, con una repercusión media en el precio final de 0,107 c€/kWh. En el mismo periodo del año anterior la repercusión del coste de la banda es considerablemente inferior, de 0,057 c€/kWh.

La gestión de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, así como la energía de resolución de restricciones técnicas en tiempo real y la energía asignada por gestión de desvíos suponen una repercusión de 0,077 c€/kWh sobre el precio final de la energía, valor similar al del año 2001.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2002 asciende a 1.853 GWh, la energía de regulación terciaria asciende a 3.508 GWh, la energía de gestión de desvíos a 1.901 GWh y la de restricciones en tiempo real a 958 GWh.

Intercambios Internacionales

El volumen total de los intercambios internacionales programados en el año 2002 ascendió a 13.896 GWh, lo que representa un incremento de un 20% respecto al año anterior. Este crecimiento se ha debido fundamentalmente al fuerte aumento de las exportaciones a Portugal y de las importaciones desde Francia, con incrementos de un 119% y un 35%, respectivamente, con relación a 2001.

El volumen total de los programas de importación ha sido de 9.598 GWh, ejecutándose el 92% de los mismos (8.806 GWh) a través de la interconexión con

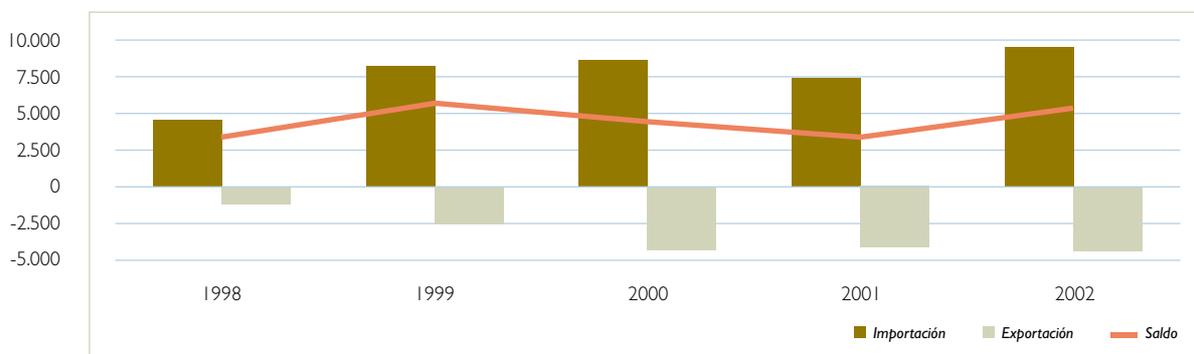
Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.392	91,2
Suministro de RED ELÉCTRICA a ONE	-689	87,4
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	-	-

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2002
Contratos de RED ELÉCTRICA	3.703
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	1.597
Comercializadoras	-260
Productores	2.645
Agentes externos	-788
Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español	-3
Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español	3
Total	5.300

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



Francia, y el resto a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos (719 GWh y 73 GWh, respectivamente). El contrato entre RED ELÉCTRICA y Electricité de France, suscrito con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, ha tenido una utilización media del 91% a lo largo del año 2002, lo que representa un total de 4.392 GWh.

El volumen total de los programas de exportación ha sido de 4.298 GWh. De este total, el 60% y el 32% se han realizado a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos y el resto a través de las interconexiones con Andorra y Francia (290 GWh y 24 GWh, respectivamente). Las exportaciones asociadas al contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE, suscrito con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, han sido de 689 GWh, lo que supone un porcentaje de utilización medio a lo largo del año del 87%.

El saldo de los programas de intercambio internacional fue importador por un valor total de 5.300 GWh, lo que representa un incremento de un 58% respecto al año anterior:

En la utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones internacionales, los valores más elevados se han registrado en la interconexión con Francia, en sentido importador; con una utilización media del 96,6%, veinticinco puntos más

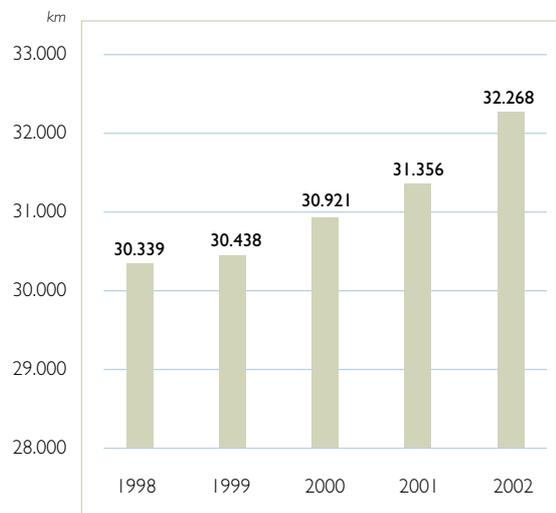
que en 2001, y con Marruecos, en sentido exportador, con un promedio de utilización del 41,5%, inferior al registrado el año anterior, que alcanzó el 54,4%.

Red de transporte

Durante el año 2002 el desarrollo y mejora de la red de transporte ha vuelto a alcanzar niveles de máximos históricos.

A lo largo del año la red de transporte se ha incrementado en un total de 909 km, de los cuales 712 corresponden a circuitos de 400 kV y 197 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 3.750 MVA.

Evolución de la red de transporte (400 y 220 kV)



Evolución del sistema de transporte y transformación (*)

		1998	1999	2000	2001	2002
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	14.278	14.278	14.658	14.839	15.541
	Otras empresas	260	260	260	341	351
	Total	14.538	14.538	14.918	15.180	15.892
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.280	4.280	4.280	4.327	4.335
	Otras empresas	11.521	11.620	11.723	11.852	12.041
	Total	15.801	15.900	16.003	16.179	16.376
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) (**)	RED ELÉCTRICA	16.988	17.913	19.613	20.213	22.463
	Otras empresas	25.699	26.144	26.149	27.499	28.999
	Total	42.687	44.057	45.762	47.712	51.462

(*) Situación a 31-XII-2002 que varía con la adquisición de activos realizada por RED ELÉCTRICA
(**) Transformadores de 400/220 kV y niveles inferiores

Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
1998	130	75	205	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
2002	0	803	803	0,00	2,01	2,01

Este año se han puesto en servicio tres bancos condensadores de 100 MVAR en la red de transporte, localizados en el parque a 400 kV de Moraleja y en los parques a 220 kV de Catadau y San Sebastián de los Reyes.

Es significativo resaltar que desde el año 1995, la red de transporte española se ha incrementado más que ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este periodo un total de 2.744 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 los elementos de la red de transporte ha sido del 97,62%, ligeramente inferior a la registrada en 2001, que fue del 97,98%.

Durante el año 2002 se registraron 25 cortes de mercado en la red de transporte peninsular; cuatro menos que en el año anterior; que ha supuesto un valor de energía no suministrada de 803 MWh.

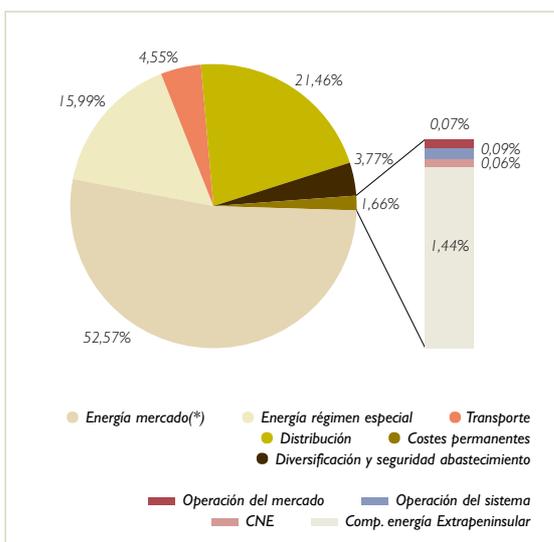
El tiempo de interrupción medio de la red de transporte fue de 2,01 minutos. Dichos valores están dentro de los márgenes que figuran en el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, que fija como máximo en 2.543 MWh la energía no suministrada y en 15 minutos el tiempo de interrupción medio.

Coste del suministro de energía eléctrica

El coste medio del suministro de energía eléctrica en el año 2002 ha sido de 7,18 c€/kWh. Este coste recoge el importe de la energía adquirida por los consumidores cualificados en el mercado de producción, y su cálculo se ha realizado con los datos de la liquidación anual de las actividades reguladas publicada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

La actividad de generación representa el 68,6% de este coste, del que el 52,6% corresponde al coste de generación de la energía en el mercado de producción y el 16,0% al de la energía generada por el régimen especial. Por su parte, los costes de las actividades de transporte y distribución suponen el 4,5% y el 21,5%, respectivamente, y los de diversificación y seguridad de abastecimiento, junto a los costes permanentes del sistema que se recuperan como cuotas sobre la facturación, representan el 5,4% del coste total del suministro.

Componentes del coste de suministro de energía eléctrica



(*) Al coste de generación de energía en el mercado se le ha descontado el importe de los costes de transición a la competencia (CTCs), destinados a financiar el déficit de la liquidación de las actividades reguladas (901,76 millones de euros, que reducen en un 11% el coste de la energía en mercado).



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 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.

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: comprende 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.

Producible 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 producida 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 **hiperannual**, 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 total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, 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:

Información elaborada con datos a 28 de febrero de 2003.

Edita:

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas · Madrid
www.ree.es

Diseño y maquetación:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com

Depósito Legal: M-20106-2003



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas - Madrid
www.ree.es