



2004

El Sistema
Eléctrico
Español



www.ree.es

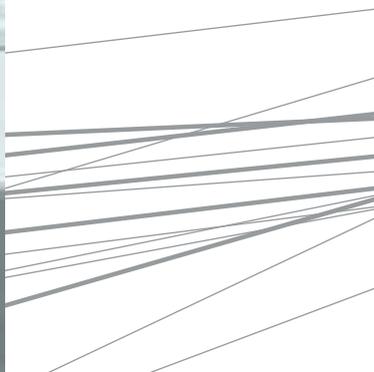
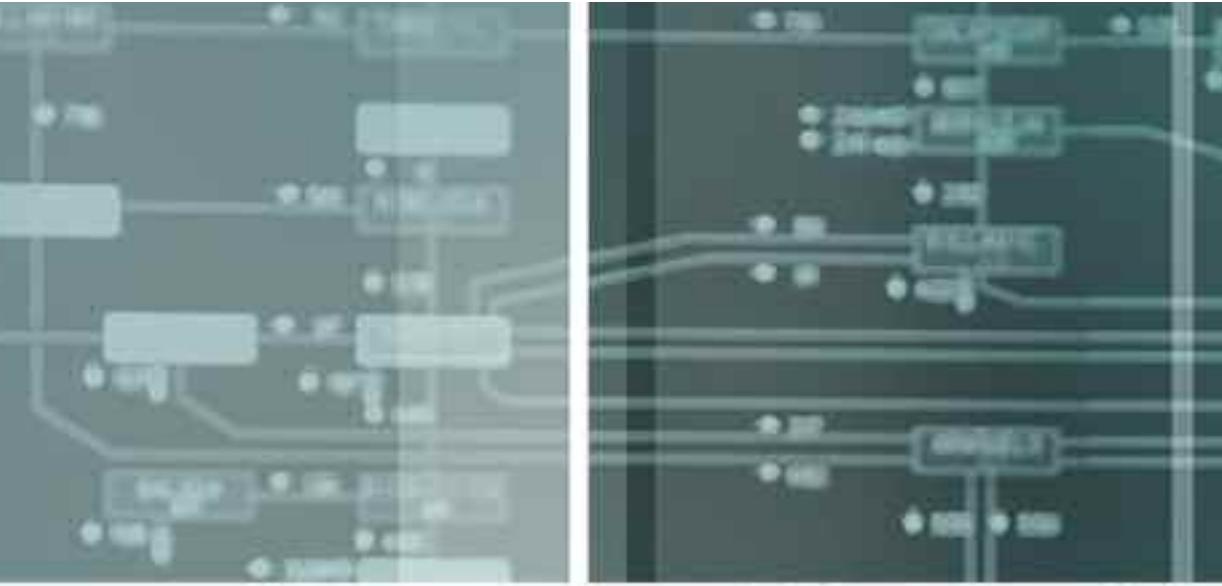


RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



2004

El Sistema
Eléctrico
Español





Índice general

5 El Sistema Eléctrico Español 2004

19 Sistema Peninsular

- 19 1. Demanda de energía eléctrica
- 25 2. Cobertura de la demanda
- 31 3. Régimen ordinario
- 45 4. Régimen especial
- 49 5. Operación del sistema
- 63 6. Red de transporte
- 71 7. Calidad de servicio
- 77 8. Intercambios internacionales

85 Sistemas Extrapeninsulares

91 El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas

107 Comparación Internacional

- 119 Glosario de términos





El Sistema Eléctrico Español en 2004

El aspecto más destacado del comportamiento del sistema eléctrico en el 2004 ha sido el moderado incremento de la demanda eléctrica con relación al elevado crecimiento del año anterior. No obstante, este incremento, como viene ocurriendo en los últimos cinco años, se ha mantenido por encima de la media registrada en los países de la Unión Europea pertenecientes a la UCTE.

A este incremento del consumo de electricidad ha contribuido el repunte del crecimiento del Producto Interior Bruto español, que alcanzó en el 2004 el 3,1%, 0,2 puntos mayor que en 2003, frente al aumento del 2,0% que registró el conjunto de países de la zona euro.

En el ámbito regulatorio, en el año 2004 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 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones y otras reglamentaciones del mercado eléctrico.

Por su parte, durante el año 2004 Red Eléctrica ha comenzado a desempeñar las funciones como operador del sistema eléctrico en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, tal y como establece el Real Decreto 1747/2003.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ha ascendido a 235.411 GWh, lo que supone un incremento del 4,2% respecto a 2003, que descontando los efectos de laboralidad y temperatura se sitúa en el 4,0%.

Continuando la tendencia de 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 5,4%.

Como resultado, la demanda nacional ha crecido un 4,3% durante el año 2004, frente al 6,8% del año anterior.

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

	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2000	4,2	6,3	5,8
2001	3,5	5,3	5,5
2002	2,7	4,0	2,9
2003	2,9	5,5	6,8
2004	3,1	4,0	4,2

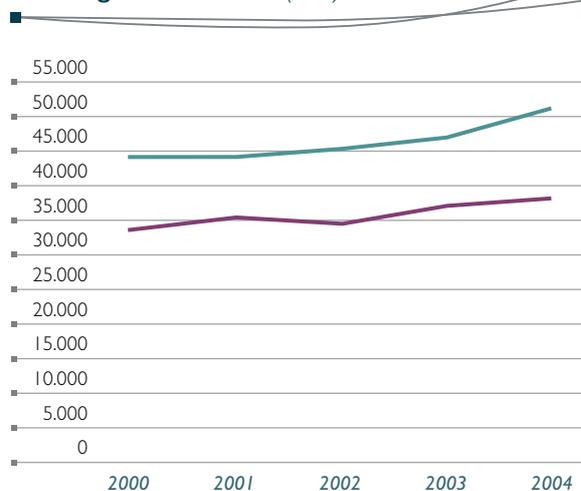
Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

Demanda en b.c.	Δ 2003/2002	Δ 2004/2003
		6,8
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	1,1	-0,1
Efecto laboralidad	0,1	0,4
Efecto actividad económica y otros	5,5	4,0

(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.

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



— Máxima demanda de potencia
— Potencia instalada del régimen ordinario

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, en el 2004 se han registrado nuevos máximos tanto de invierno como de verano.

Así, el máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 20.937 GWh registrados en diciembre, mientras que el máximo valor de energía

Balance de potencia a 31-12-2004. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistemas extrapeninsulares	Total nacional
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.876	-	7.876
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/gas (*)	6.930	3.228	10.158
Ciclo combinado	8.285	-	8.285
Total régimen ordinario	51.313	3.739	55.053
Hidráulica	1.599	1	1.600
Eólica	8.351	156	8.507
Otras renovables	757	34	791
No renovables	6.405	71	6.476
Total régimen especial	17.112	261	17.373
Total	68.425	4.000	72.426

(*) Incluye GICC (Elcogás)

Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema Peninsular		Sistemas Extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%2004/2003	GWh	%2004/2003	GWh	%2004/2003
Hidráulica	29.777	-23,4	0	-100,0	29.777	-23,4
Nuclear	63.606	2,8	-	-	63.606	2,8
Carbón	76.358	5,7	3.738	5,4	80.097	5,7
Fuel/gas (*)	7.697	-4,2	10.215	5,6	17.912	1,2
Ciclo combinado	28.974	93,3	-	-	28.974	93,3
Régimen ordinario	206.412	5,3	13.953	5,6	220.365	5,3
- Consumos en generación	-8.698	6,6	-852	3,3	-9.550	6,3
Regimen especial	45.329	9,5	731	0,2	46.059	9,3
Hidráulica	4.544	-8,0	3	64,9	4.547	-8,0
Eólica	15.584	33,0	332	-2,9	15.916	32,0
Otras renovables	3.320	0,7	147	12,7	3.466	1,2
No renovables	21.881	2,0	249	-2,4	22.130	2,0
Generación neta	243.042	6,0	13.832	5,4	256.874	6,0
- Consumos en bombeo	-4.605	-1,6	-	-	-4.605	-1,6
+ Intercambios internacionales	-3.027	-	-	-	-3.027	-
Demanda (b.c.)	235.411	4,2	13.832	5,4	249.242	4,3

(*) Incluye GICC (Elcogás)

diaria se produjo el 15 de diciembre con 769 GWh. El día 2 de marzo se alcanzó el récord histórico de demanda de potencia media horaria entre las 20 y las 21 horas con 37.724 MW.

Asimismo, se han superado los máximos históricos de verano de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria alcanzados en junio con 36.619 MW y 757 GWh respectivamente.

Cobertura de la demanda

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2004, ha sido de 68.425 MW, de los cuales 51.313 MW proceden al régimen ordinario y 17.112 MW del régimen especial.

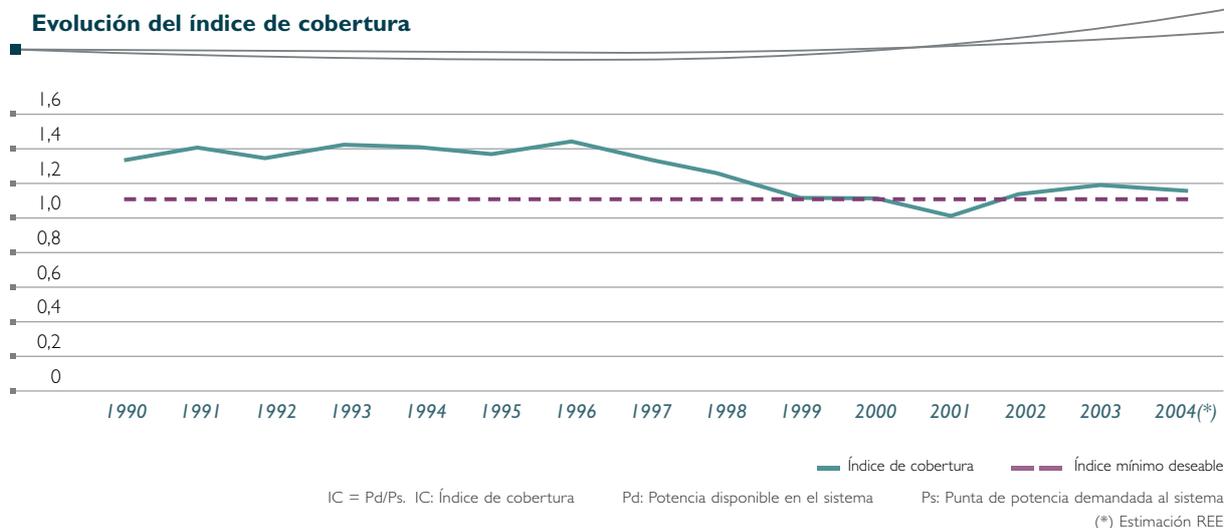
Durante el año 2004 la potencia instalada ha aumentado en 6.351 MW, de los que 3.891 resultan de la entrada en servicio de 10 nuevos grupos de ciclo combinado. Por su parte la potencia

correspondiente al régimen especial se incrementó respecto al año anterior en 2.460 MW, de los cuales el 90% pertenecen a la generación eólica.

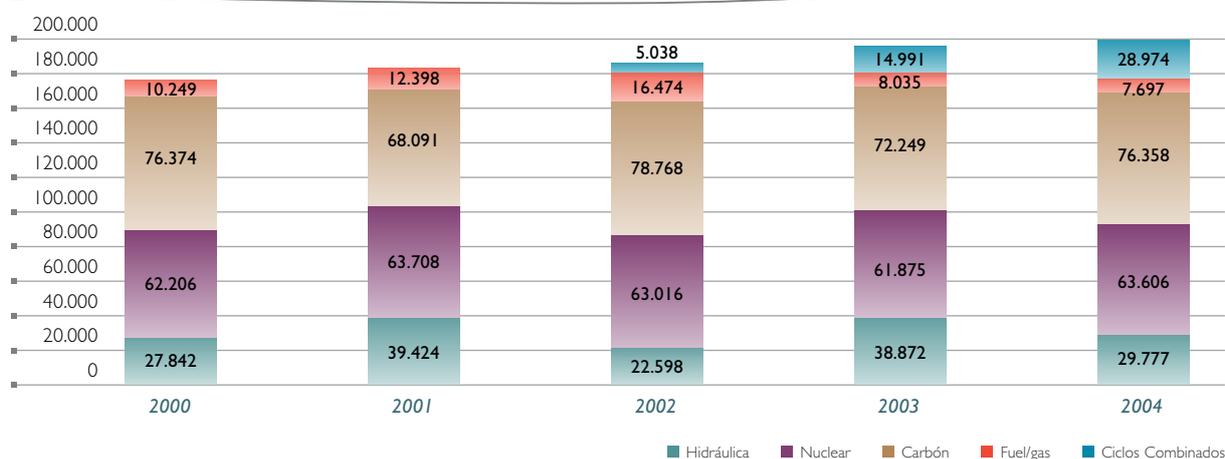
Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aportando el 82,4% de la misma. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado un 13,3%, cubriendo el 18,9% de la demanda. El saldo de intercambios internacionales ha resultado exportador, representando el 1,3% de la energía generada.

Régimen ordinario

La estructura de la producción del sistema peninsular perteneciente al régimen ordinario ha variado sensiblemente respecto a la del año anterior, debido principalmente al descenso de las producciones de las centrales hidroeléctricas y a la incorporación de la generación de los nuevos ciclos combinados.



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



La producción hidroeléctrica ha sido un 23,4% inferior a la de 2003, aportando el 14,4% de la generación total del régimen ordinario, más de cinco puntos porcentuales por debajo del año anterior.

La producción nuclear ha sido de 63.603 GWh, un 2,8% superior a la del año 2003, cifra que representa el 30,8% de la producción de régimen ordinario, casi un punto porcentual menos que en 2003.

Por su parte, los 76.358 GWh generados por los grupos de carbón han aportado a la estructura de producción del régimen ordinario el 37,0%, participación muy similar a la del año anterior.

La entrada en funcionamiento de 10 nuevas centrales de ciclo combinado ha originado un notable aumento de la producción con esta tecnología, un 93,3% más que el año anterior; lo que ha situado su participación en la estructura de producción del régimen ordinario en un 14,0%, más de seis puntos porcentuales superior a 2003.

Desde el punto de vista hidrológico, el 2004 ha sido un año muy seco en su conjunto alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 22.693 GWh, un 21% inferior al valor histórico medio y un 31,7% por debajo del registrado en 2003.

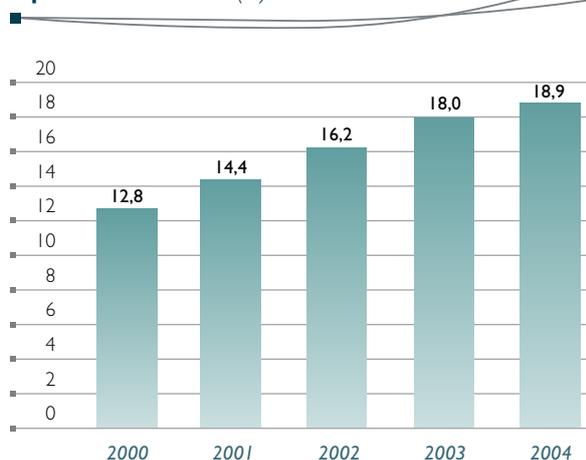
El descenso de la producción hidráulica del 23,4% no ha podido compensar el bajo producible hidráulico registrado, lo que ha originado un descenso de las reservas en los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico de 17,3 puntos porcentuales respecto a las reservas existentes a finales de 2003.

Régimen especial

La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 18,9% de la demanda en barras de central, casi un punto porcentual más que en 2003.

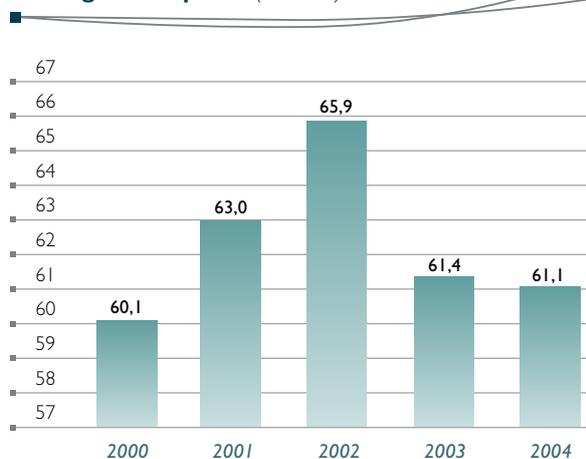
Respecto al origen de estas adquisiciones, las procedentes de energías renovables han

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



aumentado un 17,1% representando el 51,7% del total de energía del régimen especial, 3,5 puntos porcentuales más que en el 2003, superando por primera vez a la aportación de las energías no renovables. Hay que destacar el incremento del 33% de la energía eólica que sitúa en un 66,5% su participación en el total de energías renovables.

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



Datos provisionales
Fuente: CNE

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 61,08 €/MWh, un 3,9% inferior al del año anterior.

Operación del sistema

Durante el año 2004 la energía contratada en el mercado de generación (excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 208.150 GWh, un 5,2% más que en el año anterior. De este total, el 37% corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 63% restante al suministro a tarifa.

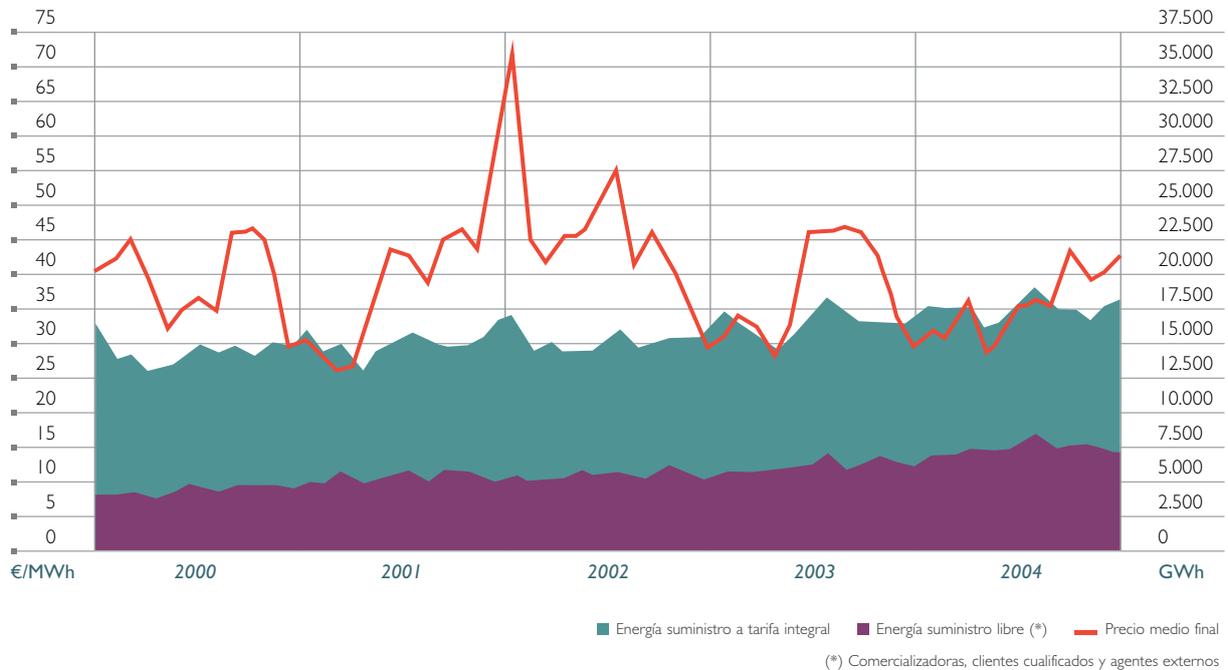
El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 35,65 €/MWh, un 4,3% inferior al del año 2003.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 81,2% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 12,5% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales han supuesto el 6,3%.

En el mercado diario se han gestionado un total de 201.773 GWh, lo que supone el 94,7% de la energía total adquirida, con un precio medio de 28,74 €/MWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario aumentó en un 1,9% y el precio disminuyó un 5,0%.

En el mercado intradiario el volumen de energía negociada ha ascendido a 24.927 GWh de la que un 45,6% ha supuesto un aumento neto de la

Evolución de la energía mensual y precios en el mercado de producción

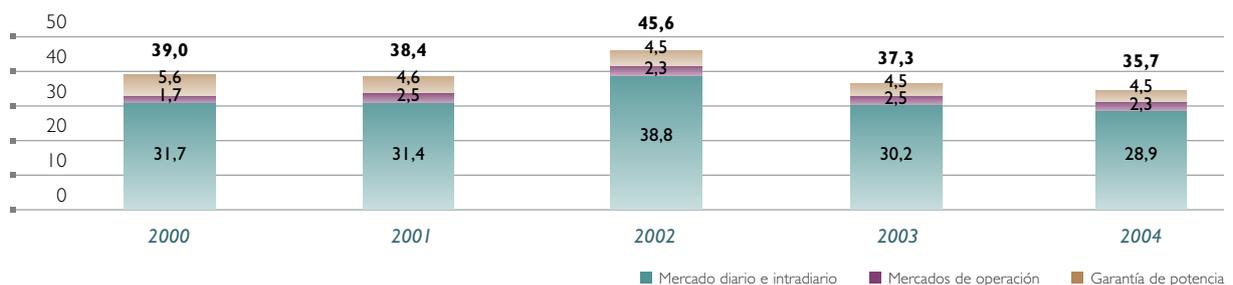


demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario ha sido de 29,99 €/MWh, un 4,3% superior al del mercado diario.

La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía ha representado un incremento de 0,21 €/MWh.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de los mercados de operación ascendió a 14.463 GWh, un 13,7% superior a la del año 2003 y representa un 6,8% de la energía total adquirida en el mercado de producción. La repercusión de estos mercados sobre el precio final de la energía es de 2,18 €/MWh, lo que representa un 6,1% del precio final de la energía.

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



La energía programada por solución de restricciones técnicas tras la casación del mercado diario fue de 5.951 GWh, un 35,0% más que en el año 2003, con una repercusión sobre el precio final de 1,06 €/MWh frente a los 0,97 €/MWh del año anterior.

En año 2004 la potencia media horaria de regulación ha ascendido a 1.207 MW, con una repercusión media en el precio final de 0,61 €/MWh. En el año anterior la repercusión del coste de banda de regulación secundaria fue de 0,78 €/MWh.

La gestión de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, así como la energía de solución de restricciones técnicas en tiempo real y la energía asignada por gestión de desvíos han supuesto una repercusión de 0,52 €/MWh sobre el precio final de la energía, valor inferior en un 5,6% al del año 2003.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2004 ha ascendido a 2.035 GWh, la energía de regulación terciaria a 3.677 GWh, la energía de gestión de desvíos a 1.777 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.022 GWh.

Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados durante el año 2004 han ascendido a un total de 19.385 GWh, valor superior en un 21,1% al registrado durante 2003. Este crecimiento se produce como consecuencia del incremento del 51,6% del volumen de los programas de

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2004
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.530
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-7.786
Comercializadoras	-3.633
Agentes externos	-4.153
Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español	1
Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español	6
Total	-3.251

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

exportación, lo que ha compensado ampliamente la disminución del 5,6% de los programas de importación.

El saldo de los programas de intercambio fue exportador, por un valor de 3.251 GWh, frente a los 1.200 GWh de saldo importador del año anterior.

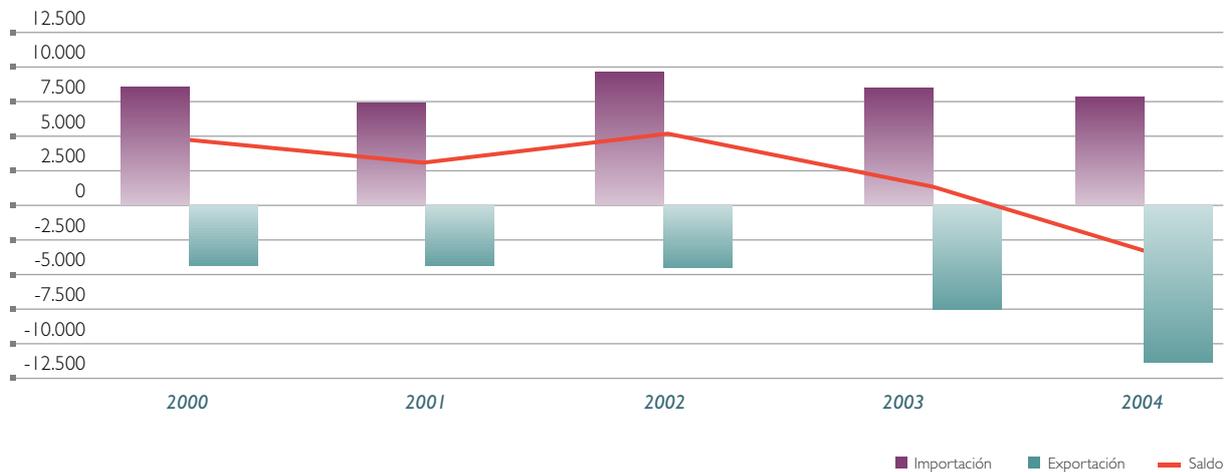
El volumen total de los programas de importación, 8.067 GWh, fue ejecutado en un 87,8% a través de la interconexión con Francia (7.085 GWh). Además, se importaron 976 GWh y 6 GWh a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos, respectivamente.

Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 11.318 GWh, ejecutándose en un 66,9% a través de la interconexión con Portugal

Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.530	94
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	0	-

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



(7.575 GWh), y en un 16,5% y un 14,0% a través de las interconexiones con Francia y Marruecos, respectivamente, a los que se han sumado 294 GWh a través de la interconexión con Andorra.

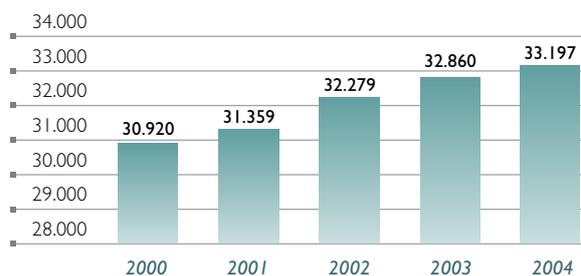
Los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales, que han registrado mayor variación respecto a 2003, han sido los de la interconexión con Francia y Portugal en sentido exportador. En el primer caso, la utilización media ha sido del 55% frente al 62% registrado en el año anterior. En Portugal la utilización tuvo un valor próximo al 71% frente al 50% del 2003.

Red de transporte

Durante el año 2004 la red de transporte se ha incrementado en un total de 337 km, de los cuales 248 corresponden a circuitos de 400 kV y 89 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en

4.050 MVA. También se han puesto en servicio tres reactancias de 150 MVar cada una en los parques de 400 kV de Trillo, Moraleja y San Sebastián de los Reyes.

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



Asimismo, este año se han puesto en funcionamiento cuatro bancos de condensadores de 100 MVar en la red de transporte, localizados dos en el parque de 220 kV de Guillena y uno en los parques de 220 kV de Hoya Morena y Jijóna.

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2000	2001	2002	2003	2004
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	14.658	14.839	15.781	16.306	16.547
	Otras empresas	260	341	285	285	292
	Total	14.918	15.180	16.066	16.591	16.839
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.280	4.327	11.150	11.178	11.208
	Otras empresas	11.723	11.852	5.063	5.091	5.150
	Total	16.003	16.179	16.213	16.269	16.358
Capacidad de transformación (MVA) (*)	RED ELÉCTRICA	19.613	20.213	26.966	31.616	35.666
	Otras empresas	26.149	27.499	16.206	16.206	16.206
	Total	45.762	47.712	43.172	47.822	51.872

(*) Desde el 2002 sólo se consideran transformadores de la Red de Transporte

Calidad de servicio

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 98,26%, superior a la registrada en 2003, que fue del 97,95%.

La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,30%.

Durante el año 2004 se registraron 24 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que ha supuesto un total de energía no suministrada de 1.250 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte ha sido de 2,80 minutos, 1,7 minutos más que en 2003, muy inferior en comparación con el valor de referencia que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que debe ser inferior a 15 minutos.

Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
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
2003	360	106	466	0,85	0,25	1,10
2004	840	409	1.250	1,88	0,92	2,80

(*) En el año 2003 y 2004 Red Eléctrica incluye los activos adquiridos

Costes del suministro de energía eléctrica

El coste medio del suministro de energía eléctrica en el año 2004 ha sido de 72,6 €/MWh. Este coste recoge el importe de la energía adquirida por los suministradores a tarifa, la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de producción y las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos. Su cálculo se ha realizado con los datos de la liquidación anual de las actividades reguladas publicadas por la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

La actividad de generación representa el 64,2% de este coste, del que el 49,2% corresponde al coste de generación de la energía en el mercado de producción y el 15,0% al de la energía generada por el régimen especial. Por su parte, los costes de las actividades de transporte y distribución suponen el 5,0% y el 20,7%, respectivamente. Por su parte, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, junto a los costes de revisión

de la generación extrapeninsular y desajustes de ingresos y a los costes permanentes del sistema que se recuperan como cuotas sobre la facturación, representan el 10,1% del coste total del suministro.

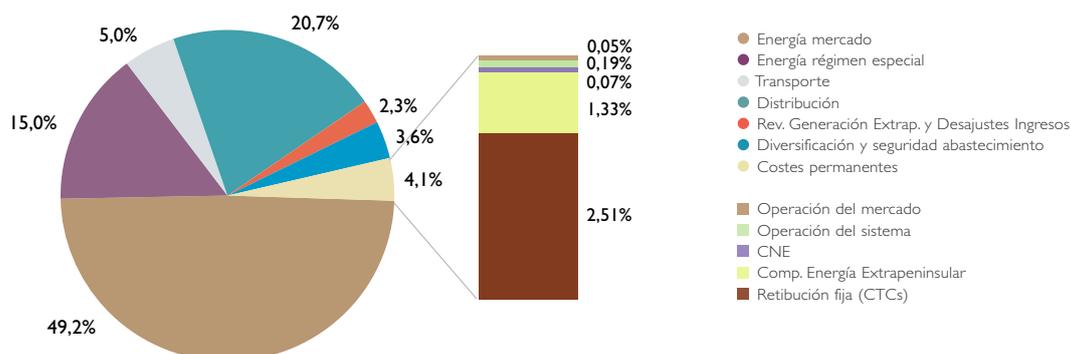
Interconexiones internacionales

Interconexión con Francia

Durante el año 2004 se han realizado los estudios para definir el corredor fronterizo por el que pasará el trazado del nuevo eje de interconexión por el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Bescanó (España) y Baixas (Francia).

Este eje de interconexión forma parte de los refuerzos proyectados a medio y largo plazo que permitirán el incremento de la capacidad de interconexión hasta los estándares establecidos en la cumbre europea de Barcelona, de marzo del 2002, para los países miembros de la Unión Europea. Además, este eje de 400 kV permitirá

Componentes del coste del suministro de energía eléctrica (%)



garantizar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Gerona y alimentará a las subestaciones de tracción del futuro tren de alta velocidad (TAV) entre Barcelona y Perpiñan.

Interconexión con Portugal

El refuerzo de las interconexiones con Portugal llevado a cabo en el 2004 representa un paso decisivo para la futura puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad.

Concretamente durante este año se han puesto en servicio las siguientes instalaciones:

- El segundo circuito de la línea de 400 kV Cartelle – Lindoso.
- El primer circuito de la línea de 400 kV Balboa – Alqueva, que incrementará en un 20% la capacidad de interconexión entre España y Portugal.

Además, se han iniciado los estudios para definir un nuevo eje de interconexión a 400 kV entre ambos países por la zona del Duero. Los estudios finalizarán en 2005, y dentro de éstos se incluye el análisis de los aspectos medioambientales.

Interconexión con Marruecos

Durante el 2004 han seguido su curso los trabajos previstos para el refuerzo de la interconexión con Marruecos mediante la instalación de un segundo circuito del cable submarino entre ambos países. Se espera que la puesta en servicio de esta instalación se produzca a primeros de 2006.





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).

Ciclo combinado: tecnología de generación de energía eléctrica en la que el calor generado en la combustión de turbinas de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una turbina de vapor; incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

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: consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Según el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, a partir del 1 de enero de 2003 tienen 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.

Índice de producible hidráulico: cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

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.

Interrumpibilidad: derecho del transportista de suspender en todo o en parte el servicio que realiza debido a limitaciones que reducen la capacidad de la red, lo que solo se realiza si pelagra la fiabilidad del sistema o existe una situación de emergencia.

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.

Producción neta: producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

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 50 MW 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 hiperanual, 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 30 de junio del 2005

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