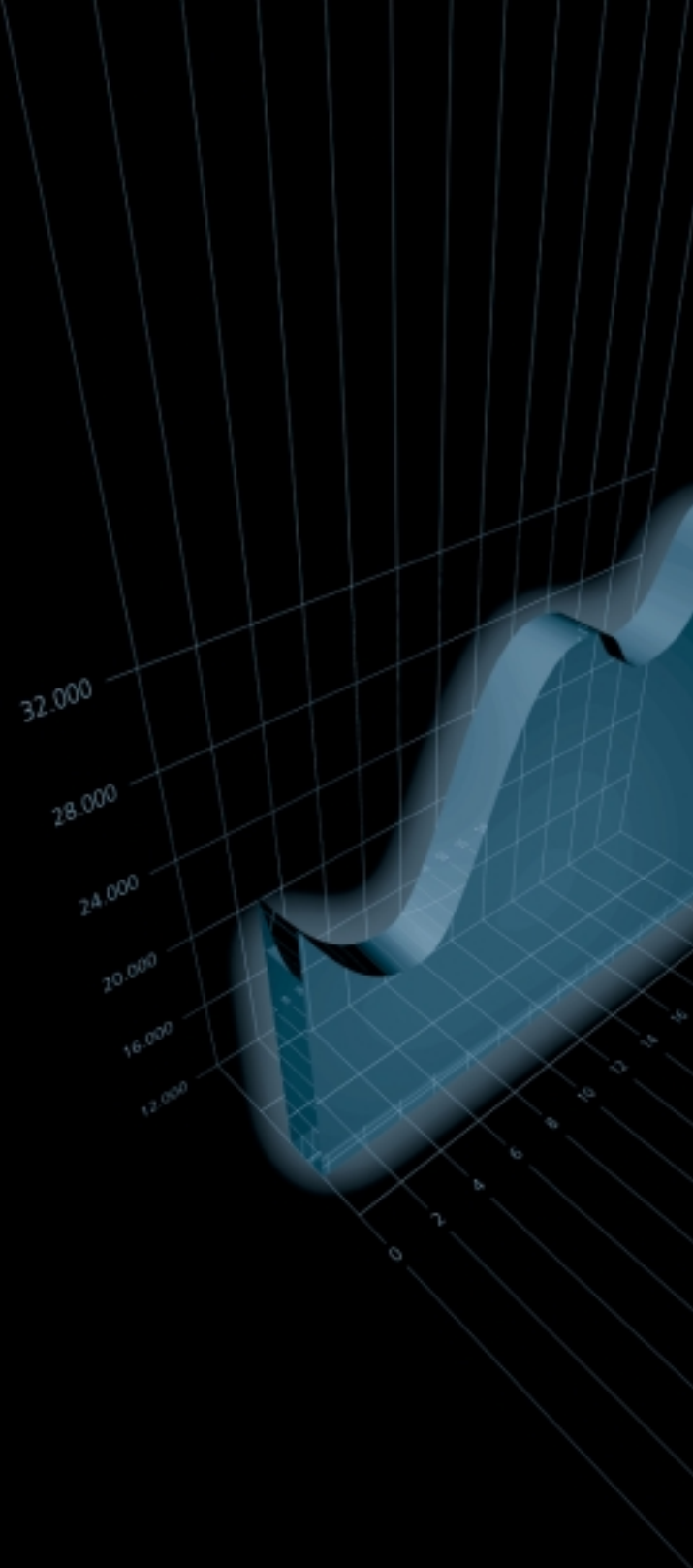
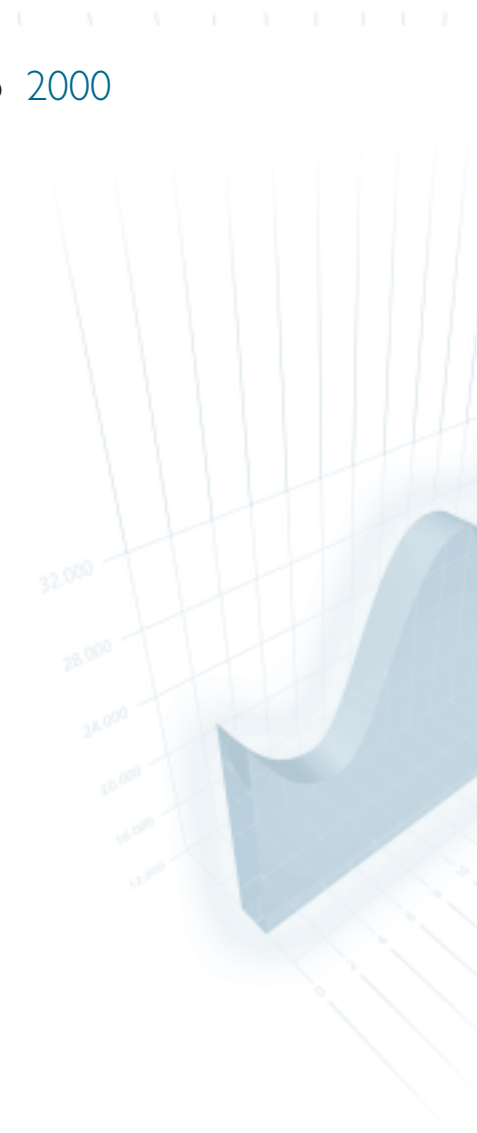


Operación del Sistema Eléctrico ●●● 2000



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Operación del Sistema Eléctrico 2000



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



Índice general



1. El Sector Eléctrico Español en 2000	3
2. Demanda de energía eléctrica	11
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	11
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	12
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	23
4. Régimen ordinario	27
4.1 Equipo generador, altas y bajas	27
4.2 Utilización y disponibilidad de los grupos térmicos	28
4.3 Producción hidráulica	29
4.4 Producción de las centrales térmicas	31
Gráficos y cuadros	35
5. Régimen especial	47
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	47
5.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial	48
Gráficos y cuadros	51
6. Operación del sistema	55
6.1 La operación del sistema y el mercado eléctrico	56
6.1.1 Actuaciones a corto y medio plazo	57
6.1.2 Gestión de los mercados de operación	58
6.1.3 Operación en tiempo real	62
6.1.4 Actuaciones posteriores al tiempo real	63
6.2 El mercado de producción en 2000	64
6.3 Los mercados de operación en 2000	66
6.3.1 Solución de restricciones técnicas	67
6.3.2 Servicios complementarios	68
6.3.3 Gestión de desvíos	72
6.3.4 Solución de emergencias en tiempo real	73
Gráficos y cuadros	75
7. Red de transporte	85
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	85
7.2 Calidad de servicio de la red de transporte	86
7.3 Nivel de carga de la red de transporte	88
7.4 Pérdidas en la red de transporte	88
Gráficos y cuadros	91
8. Intercambios internacionales	99
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	99
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	100
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	101
8.4 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	102
Gráficos y cuadros	107
Anexo	111
Comparación internacional	111

I El Sector Eléctrico Español en 2000



Lo más destacado del comportamiento del Sector Eléctrico Español durante el año 2000 ha sido el fuerte incremento de la demanda de energía eléctrica y las nuevas medidas para impulsar la liberalización de los mercados energéticos.

En el marco de las actuaciones del Gobierno en favor de la liberalización de los mercados y la introducción de competencia habría que destacar, por su efecto sobre el sector eléctrico, la aprobación el 23 de junio del Real Decreto-Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

En lo referente a los mercados energéticos, y en concreto al sector eléctrico, introduce limitaciones al incremento de nueva potencia instalada por parte de aquellos grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa y establece la obligación de que determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes. Además, se facilita la intervención de nuevos operadores en el sistema eléctrico mediante la instrumentación de nuevas formas de contratación de los comercializadores y se sientan las bases para la adquisición de energía a plazo.

Por otra parte, en este Real Decreto-Ley se avanza en la liberalización del suministro eléctrico,

reduciendo los requisitos para acceder a la condición de consumidor cualificado y desarrollando una estructura de tarifas de acceso a las redes. También se contempla la total liberalización del suministro eléctrico a partir del 1 de enero de 2003 y la supresión de las tarifas de suministro de energía eléctrica en alta tensión a partir del 1 de enero de 2007.

Calendario de acceso a la condición de cliente cualificado

Fecha	Requisito
1 de enero de 1998	Consumo anual >15 GWh
1 de enero de 1999	Consumo anual \geq 5 GWh
1 de abril de 1999	Consumo anual \geq 3 GWh
1 de julio de 1999	Consumo anual \geq 2 GWh
1 de octubre de 1999	Consumo anual \geq 1 GWh
1 de julio de 2000	Suministro a tensión > 1000V
1 de enero de 2003	Todos los consumidores

En relación con el marco regulatorio específico del sector eléctrico, durante 2000 se han publicado otras disposiciones que desarrollan la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. En esta disposición se fija el 31 de diciembre de 2000, como fecha límite para que las entidades, que a la entrada en vigor de la



Ley del Sector Eléctrico realizasen actividades de generación y distribución conjuntamente, procedan a la separación jurídica de estos negocios, estableciéndose las formas y criterios para su realización.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Entre los diversos aspectos regulados en este Real Decreto, debe señalarse el procedimiento de autorización de nuevas instalaciones de transporte, así como la asignación a RED ELÉCTRICA de funciones relativas a la planificación, la calidad de servicio, las pérdidas y al acceso y conexión a la red de transporte.

Cabe destacar desde el punto de vista empresarial, los dos proyectos de concentración anuncia-

dos durante 2000, por un lado la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa, S.A., y por otro lado el proyecto de fusión entre Endesa, S.A. e Iberdrola S.A., ambos finalmente no materializados.

Desde el punto de vista del consumo hay que destacar la fortaleza de la demanda de energía eléctrica en España durante 2000, la cual no ha sido ajena al excelente comportamiento de la economía española de los últimos años.

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

	PIB	Δ Demanda (Act. económica)	Δ Demanda
1996	2,4	2,3	3,0
1997	3,9	5,5	3,9
1998	4,3	6,1	6,6
1999	4,0	6,2	6,5
2000	4,1	6,4	5,7
1996-2000	17,4	26,5	24,7

Nuevas disposiciones regulatorias aprobadas en 2000

Norma

Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O.-7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte".

Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

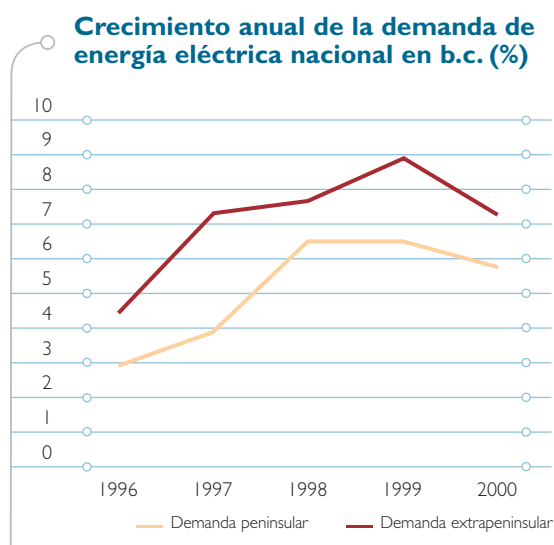
Orden de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece, para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

La buena marcha de la economía ha quedado reflejada en el crecimiento del Producto Interior Bruto, que durante 2000 tuvo un incremento del 4,1%, una décima superior al del año anterior. Este crecimiento puede considerarse muy positivo si se compara con el 3,4% registrado en la zona euro.

La buena situación económica ha influido muy positivamente en el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica a nivel nacional, que fue del 5,8% y que supone un crecimiento acumulado durante los tres últimos años del 20%.

La demanda en barras de central (b.c.) peninsular fue de 194.904 GWh, lo que supone un incremento del 5,7% respecto a 1999 (ligeramente



inferior al nacional). Esta tasa se reduce al 5,4% si se descuenta el día adicional que tuvo 2000 por ser bisiesto, por lo que el crecimiento de la demanda considerando este factor es 1,1 puntos inferior al registrado el año anterior:

La laboralidad y las temperaturas registradas en el año 2000 han tenido una influencia negativa conjunta sobre la demanda del 0,7%, con lo que, una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido del 6,4%, el más alto de los últimos años y 0,6 puntos por encima del registrado en 1999, datos que están en consonancia con el buen contexto económico anteriormente señalado.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– ha superado ampliamente al del sistema peninsular, favorecido por el buen comportamiento económico en general, y en particular del sector turístico, alcanzando en el año 2000 el 7,1%.

En cuanto a las demandas mensual, diaria y horaria del sistema peninsular, durante el año 2000 se han establecido nuevos máximos, todos ellos en el mes de enero. Así, el nuevo máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en 17.847 GWh registrados en enero, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el día 25 de enero con 663 GWh y el récord histórico de demanda de energía horaria se alcanzó ese mismo día entre las 19 y las 20 horas con 33.236 MW.

La potencia instalada total de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario de generación de electricidad ascendía al finalizar el año 2000 a 44.079 MW, valor que incrementa en 417 MW la potencia del año anterior. Esta variación de la capacidad instalada es consecuencia de las ampliaciones de potencia realizadas durante el año, que han afectado a 24 grupos térmicos, 3 de ellos nucleares, así como de la ausencia de bajas en el equipo generador.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, en el año 2000 las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación han incrementado su producción neta en un 6,2% y han aportado la mayor parte de la energía adicional necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial, rompiendo la tendencia de los últimos años, han moderado notablemente su tasa de crecimiento, que se ha situado en 2000 en el 9,3%, con lo que su aportación a la cobertura de la demanda se ha estabilizado respecto al año anterior.

En cuanto a los intercambios internacionales el saldo importador se ha reducido en un 22,4% res-



Balance de potencia a 31-12-2000. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistema extrapeninsular	Total nacional
Hidráulica	16.524	1	16.525
Nuclear	7.799	-	7.799
Carbón	11.542	510	12.052
Fuel/gas (*)	8.214	2.460	10.674
Total régimen ordinario	44.079	2.971	47.050
Total régimen especial	8.318	195	8.513
Total	52.397	3.166	55.563

(*) Incluye GICC (Elcogás)

pecto al año anterior y ha cubierto el 2,3% de la demanda, casi un punto menos que en 1999.

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2000 se puede calificar como ligeramente seco, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 26.238 GWh, un 90% del valor histórico medio. El 40% de estas aportaciones se ha concentrado en los dos últimos meses del año, por lo que el mayor producible recogido en el conjunto del año respecto a 1999 no se ha traducido en un incremento paralelo de la producción hidráulica, que ha crecido en menor proporción. Los elevados producibles registrados en noviembre y diciembre han llenado los embalses peninsulares, que han acabado el año con un nivel de reservas equivalente al 59% de su capacidad máxima, 15 puntos más que al finalizar 1999.

La estructura de producción de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario ha sido en el año 2000 muy similar a la del año anterior, siendo los aspectos más destacables los siguientes:

- La producción hidroeléctrica total ascendió a 27.842 GWh, un 15,2 % más que en 1999, cifra

que representa el 15,8 % de la generación total del régimen ordinario, 1,1 punto más que el año anterior.

- La producción nuclear fue de 62.206 GWh, un 5,7 % más que el año anterior, y ha aportado el 35,2 % de la producción del régimen ordinario, 0,4 puntos menos que en 1999.
- Los grupos de carbón generaron 76.374 GWh, un 5,6 % más que en 1999, lo que representa una participación en la estructura de producción del régimen ordinario del 43,2 %, 0,5 puntos menos que el año anterior.
- La generación de los grupos de fuel/gas ha ascendido a 10.249 GWh, un 3,3 % más que el año anterior, cifra que supone el 5,8 % de la producción del régimen ordinario, 0,2 puntos menos que en 1999.

Durante el año 2000 ha continuado la progresiva salida de la tarifa regulada de consumidores con derecho a elegir suministrador. Este proceso se ha visto impulsado con la entrada en vigor, en julio de 2000, del nuevo umbral de acceso a la condición de cliente cualificado que permite la posibilidad de



Balance de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeninsular		Total nacional	
	GWh	%2000/1999	GWh	%2000/1999	GWh	%2000/1999
Hidráulica	27.842	15,2	2	-8,5	27.844	15,2
Nuclear	62.206	5,7	-	-	62.206	5,7
Carbón	76.374	5,6	3.472	-0,1	79.846	5,3
Fuel/gas	10.249	3,3	7.378	12,1	17.627	6,8
Producción (b.a.)	176.671	6,9	10.851	7,9	187.522	7,0
- Consumos en generación	7.827	8,3	742	3,3	8.569	7,9
- Consumos bombeo	4.907	33,9	-	-	4.907	33,9
Producción (b.c.)	163.937	6,2	10.109	8,2	174.046	6,3
+ Intercambios internacionales	4.440	-22,4	-	-	4.440	-22,4
+ Régimen especial	26.526	9,3	684	-7,3	27.210	8,8
Demanda (b.c.)	194.904	5,7	10.794	7,1	205.698	5,8

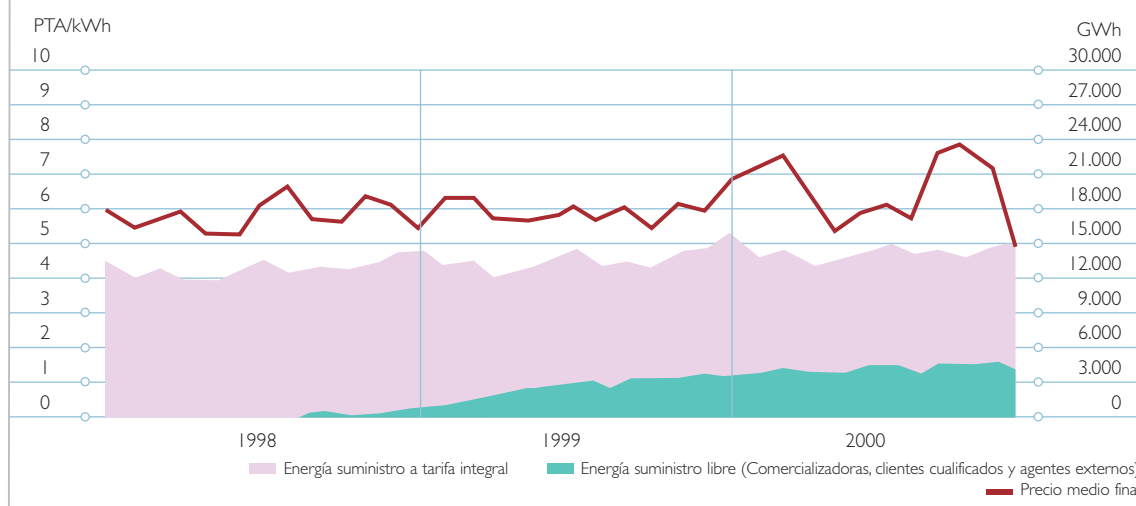
elección a todos los suministros en tensiones superiores a 1 kV. De esta forma, el mercado queda abierto a más de 60.000 consumidores, cuyo consumo anual representa aproximadamente un 53 % de la demanda de energía eléctrica.

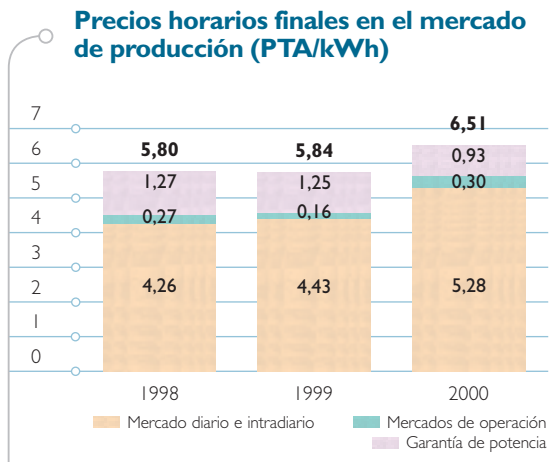
Lo anterior ha dado lugar a un notable incremento del volumen de las adquisiciones de energía en el mercado de producción destinada al suministro libre, que ha ascendido a 50.767 GWh, sin consi-

derar contratos bilaterales, un 71 % más que en 1999. A pesar de este fuerte crecimiento, esta energía representa el 29 % del total de energía contratada en el mercado de producción durante el año 2000, dato que refleja que casi la mitad de la demanda liberalizada no ha ejercido su posibilidad de elección.

El precio de la energía en el mercado eléctrico ha experimentado un fuerte incremento durante

Evolución de la energía mensual y precios del mercado de producción. 1998-2000





2000, alcanzando un precio medio final de 6,51 PTA/kWh, un 11,4 % mayor que en 1999. El precio del mercado diario, principal componente del precio del mercado de producción, ha representado el 81 % del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha aportado el 14 % y el coste resultante de los mercados de operación ha supuesto el 5 %.

En relación con la operación del sistema, hay que destacar la ausencia de incidentes dignos de mención y la total normalidad con que el sector eléctrico español superó el "Efecto 2000", debido a los programas destinados a evitar o minimizar los efectos negativos del tránsito al año 2000, que fueron desarrollados por la Administración, las empresas eléctricas y en especial por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación técnica del sistema.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de mercados de operación ha ascendido en el año 2000 a 9.884 GWh, volumen que representa un 5,6 % de la demanda total del mercado de producción y que supera en un 23,1 % al de 1999. El coste de estos mercados ha supuesto

unos 53.600 MPTA, cifra que representa una incidencia unitaria sobre el precio total del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh.

Este incremento de la incidencia unitaria de los mercados de operación es consecuencia, principalmente, del aumento del coste del proceso de solución de restricciones técnicas, cuya repercusión sobre el precio final del mercado ha pasado de 0,08 PTA/kWh en 1999 a 0,20 PTA/kWh en 2000, debido al incremento de la energía programada por el mayor consumo de potencia reactiva en verano en las zonas andaluza, levante, catalana y centro, y al mayor volumen de energía programado en los meses de invierno, los de mayor demanda.

La energía procedente del régimen especial en 2000 ha cubierto el 13,6 % de la demanda, 0,4 puntos más que en 1999. Las adquisiciones totales han ascendido a 26.526 GWh, un 9,3% más que el año anterior; cifra que, aun siendo elevada, supone una inflexión respecto a años anteriores.

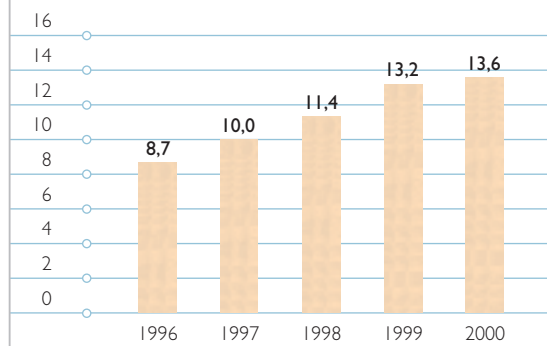
Respecto al origen de estas adquisiciones, las energías no renovables, pese a que no han crecido este año, mantienen el papel predominante de años anteriores y han aportado el 63 % del total de energía del régimen especial.

Por su parte, la energía adquirida procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables se ha incrementado en un 30 % y ha aportado el 37 % de la energía del régimen especial, seis puntos más que en 1999.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial en el año 2000 ha sido 10,0 PTA/kWh.



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



Este precio, un 2% superior al del año anterior, es consecuencia fundamentalmente del incremento del precio medio del mercado de producción, al que está directamente vinculado el cálculo del precio de compra de parte de la energía del régimen especial, y al aumento del peso de las energías procedentes de centrales que utilizan fuentes renovables, cuyo precio unitario es mayor.

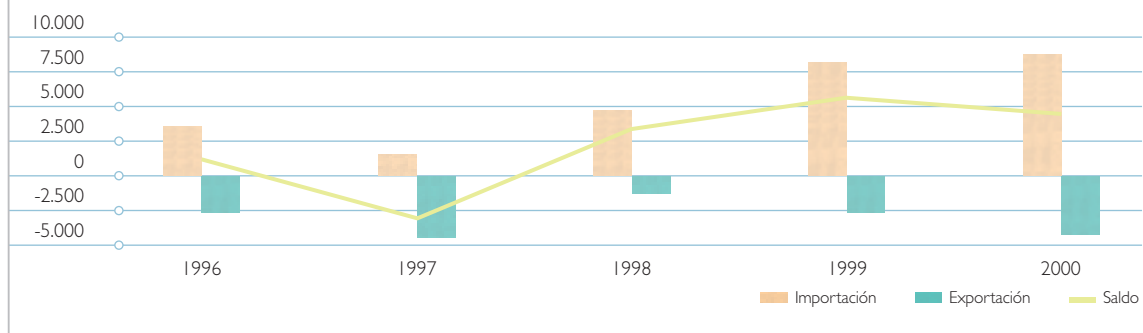
El volumen total de intercambios internacionales ha ascendido en 2000 a 12.911 GWh, un 20,0% más que el año anterior, consecuencia fundamentalmente de los nuevos agentes externos autorizados, la mayor participación de los agentes ya autorizados, y del elevado volumen de contratos

bilaterales físicos ejecutados. El 67% del volumen total de intercambios ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo neto importador de los intercambios internacionales de 4.440 GWh. Este saldo es inferior en un 22,4% al registrado en 1999 debido, por una parte, al incremento del volumen de exportaciones realizadas a través de la participación de los agentes externos en el mercado de producción español y a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos y, por otro lado, a la reducción de las importaciones de energía por parte de los agentes externos.

Los contratos a largo plazo suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 han mantenido su vigencia durante el año 2000. En este sentido, hay que señalar el acuerdo alcanzado por RED ELÉCTRICA y EDF para modificar los contratos de suministro y apoyo y adaptarlos a la desaparición de los índices PIBOR y PIB del mercado francés.

La capacidad de intercambio comercial en la interconexión con Francia, en sentido importador, y con Marruecos, en sentido exportador, ha

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



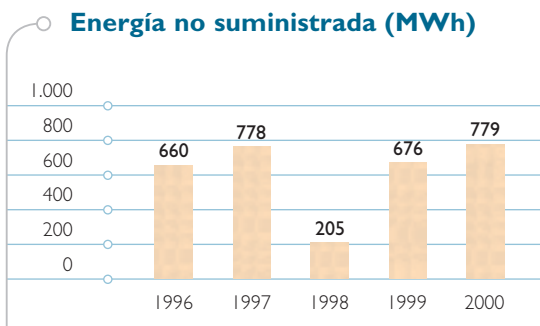


tenido niveles de utilización muy elevados, con unos valores promedio del 93,8% y del 75,1%, respectivamente.

En relación a la red de transporte, es importante destacar la alta calidad de servicio ofrecida por la misma, evaluada en base a la disponibilidad de las instalaciones que la componen y a las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 98,3 %, medio punto mejor que la de 1999, mientras que los descargos en los elementos de la red de transporte han disminuido en un 3,4 %.

Durante el año 2000 se han registrado 16 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, dos más que en el año anterior, que han supuesto un valor de energía no suministrada de 779,3 MWh.



2 Demanda de energía eléctrica



En el conjunto del año 2000, la economía española ha mantenido el elevado ritmo de crecimiento de años anteriores, con tasas de variación del Producto Interior Bruto superiores al 4% en los dos primeros trimestres, si bien a partir de esa fecha y hasta final de año se ha producido una suave ralentización del crecimiento.

Como consecuencia de esta buena situación económica, la demanda de energía eléctrica en 2000 ha mantenido un fuerte crecimiento, aunque ligeramente inferior al registrado en los dos años precedentes debido a las temperaturas más benignas.

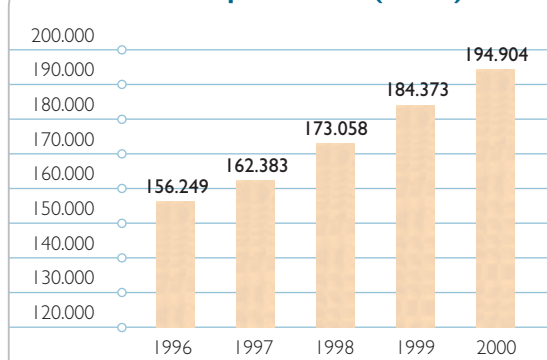
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central durante el año 2000 fue de 194.904 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 5,7% respec-

to al año anterior; ocho décimas inferior al registrado en 1999. El crecimiento es del 5,4% si se corrige el efecto del día adicional que tuvo el año 2000 por tratarse de un año bisiesto.

En correspondencia con la elevada tasa de crecimiento anual, todos los meses han registrado crecimientos positivos respecto al mismo mes del año anterior. La demanda mensual ha mantenido incrementos superiores al 6% durante 8 meses del año, oscilando entre un máximo del 10,4% en enero, debido a la combinación de las bajas temperaturas y la fuerte actividad económica, y un valor mínimo del 1,3% en diciembre, mes en el que junto a temperaturas mucho más suaves que las del año anterior, se hizo sentir con mayor fuerza la desaceleración económica que se ha observado en la parte final del año.

Demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular (GWh)



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



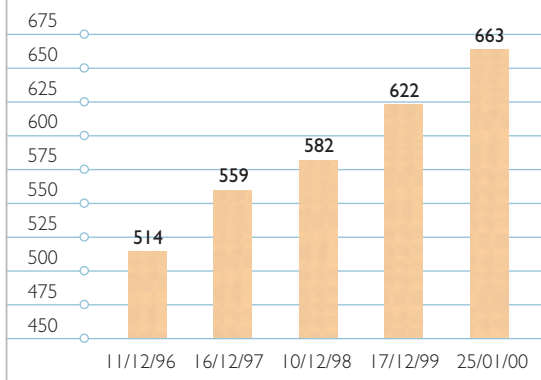
Dado su carácter estacional, la demanda mensual ha mantenido un perfil fluctuante con valores



máximos durante los meses de enero, julio, noviembre y diciembre.

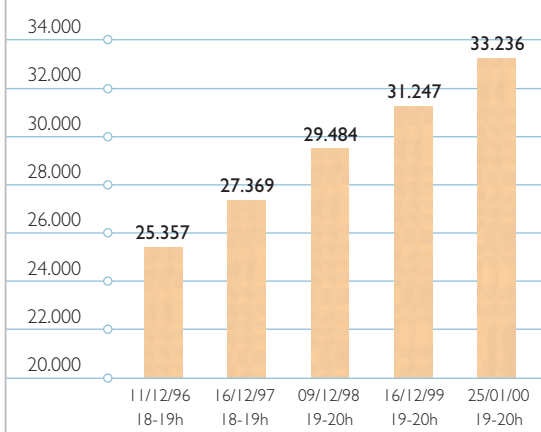
En el mes de enero se alcanzaron en repetidas ocasiones los máximos históricos de demanda de energía diaria y de potencia media horaria, superándose los 650 GWh y los 33.000 MW respectivamente, máximos que sobrepasan los registrados en diciembre de 1999.

Máximas demandas de energía eléctrica diaria (GWh)



Tanto los valores máximos de demanda de energía diaria como de demanda de potencia media horaria se registraron el 25 de enero. La máxima demanda de energía diaria alcanzó los 663 GWh,

Máximas demandas de potencia media horaria (MW)



valor superior en un 6,6% al máximo histórico registrado el año anterior, mientras que la máxima demanda de potencia media horaria fue de 33.236 MW, superior en casi 2.000 MW al máximo histórico de 1999.

2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

El buen comportamiento de la economía española, se ha visto reflejado en un elevado crecimiento de la demanda de energía eléctrica, a pesar de que las temperaturas han influido negativamente sobre su evolución en cerca de un punto.

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

	$\Delta 99/98$	$\Delta 00/99$
Demanda en b.c.	6,5	5,7
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	0,5	-0,8
Efecto laboralidad	-0,2	0,1
Efecto actividad económica y otros	6,2	6,4

(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.

El detalle del crecimiento, desglosado por los principales factores explicativos de la demanda, es el siguiente:

- Efecto temperatura: en el conjunto del año 2000, las temperaturas registradas han afectado negativamente a la evolución de la demanda, restando 0,8 puntos a su crecimiento. Este efecto se ha producido al suavizarse, respecto al año anterior, las temperaturas extremas tanto de los meses fríos, con influencia en el consumo de calefacción eléctrica, como de los meses de calor, con influencia sobre el aire acondicionado.



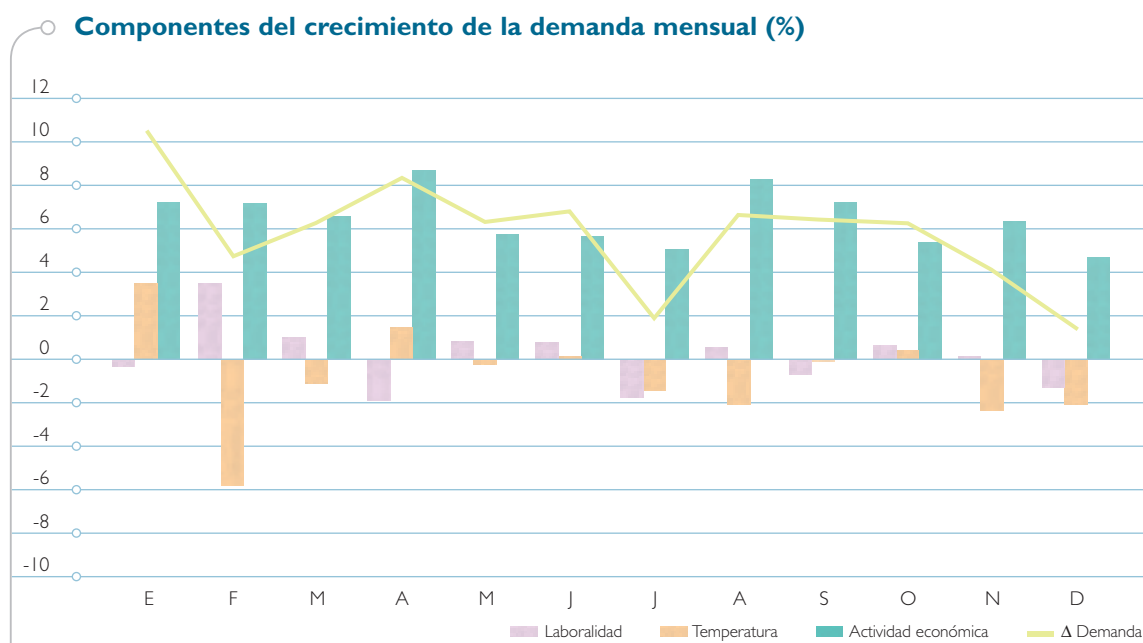
Así, en el mes de febrero la temperatura afectó al crecimiento en un -5,8%, en noviembre un -2,3%, en diciembre y agosto un -2,1%, y en julio un -1,4%. Respecto a los meses en los que la temperatura tuvo un impacto positivo sobre la demanda, destaca enero con un efecto sobre el crecimiento del 3,5%.

- Efecto laboralidad: el efecto laboralidad ha afectado positivamente a la demanda aportando 0,1 puntos a su crecimiento. Este efecto ha sido debido a la incidencia del día adicional correspondiente al año bisiesto, que ha compensado la influencia negativa que ha tenido la distribución de los días festivos en el calendario con respecto al año anterior.
- Efecto actividad económica: el buen comportamiento que ha tenido la economía española influyó positivamente sobre la evolución de la demanda. En el conjunto del año, el crecimiento de la demanda por actividad económica fue

del 6,4%, superior en 0,2 puntos al registrado en 1999.

La distribución del crecimiento de la demanda por actividad económica ha tenido un comportamiento desigual a lo largo de 2000. El año comenzó con unas tasas de crecimiento muy elevadas, registrando un máximo anual del 8,7% en el mes de abril. El crecimiento se ralentizó en los meses siguientes, con un repunte en agosto y septiembre, marcando una tendencia descendente del ritmo de crecimiento en el último trimestre del año.

A pesar de las oscilaciones comentadas, se ha mantenido un nivel de crecimiento de la demanda por actividad económica elevado, con valores superiores al 4,5% en todos los meses, sobrepasándose en siete ocasiones el 6%.

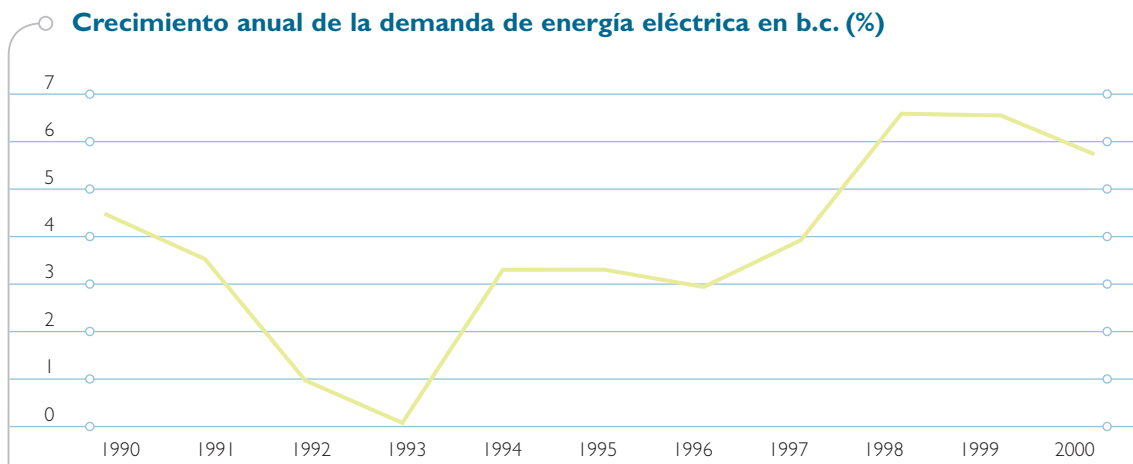




2 Demanda de energía eléctrica

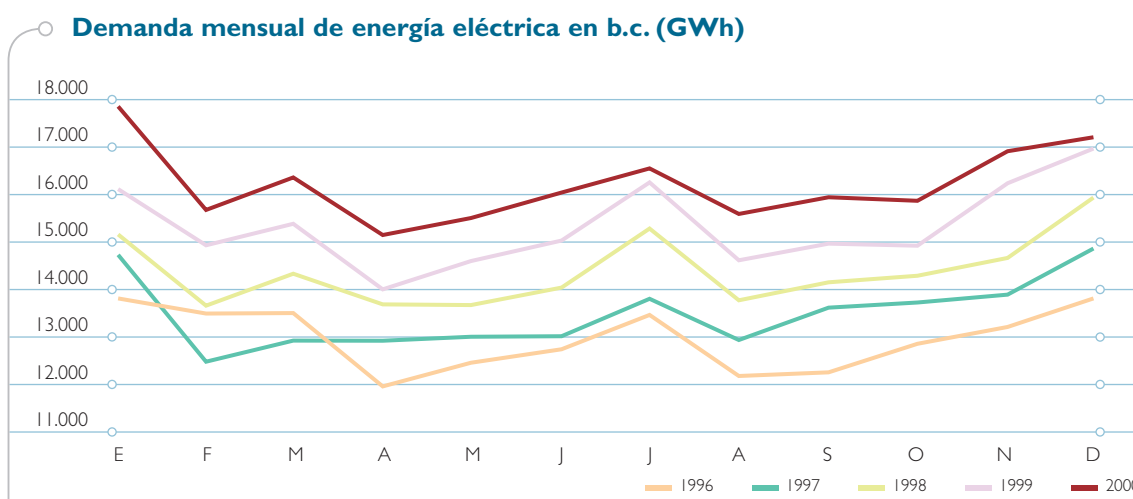


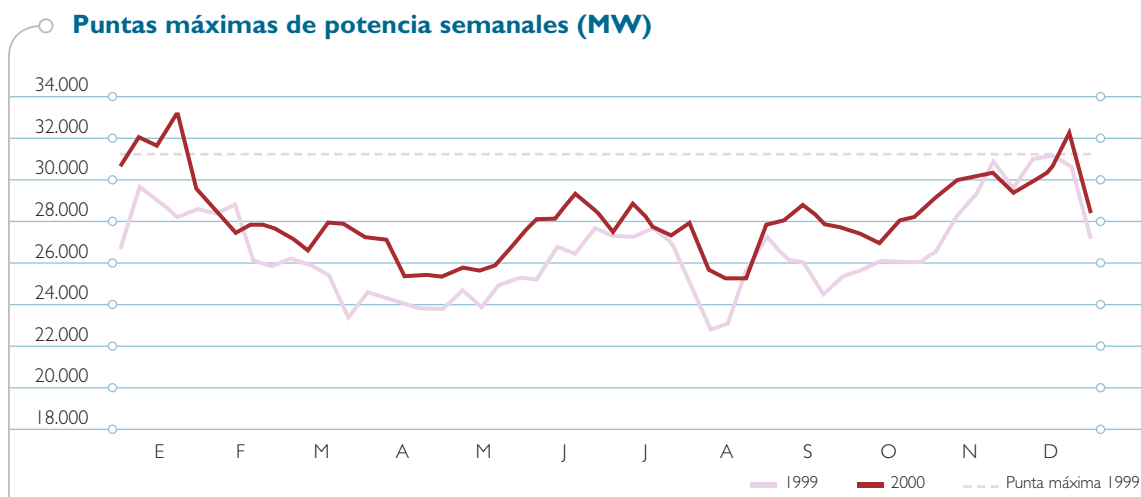
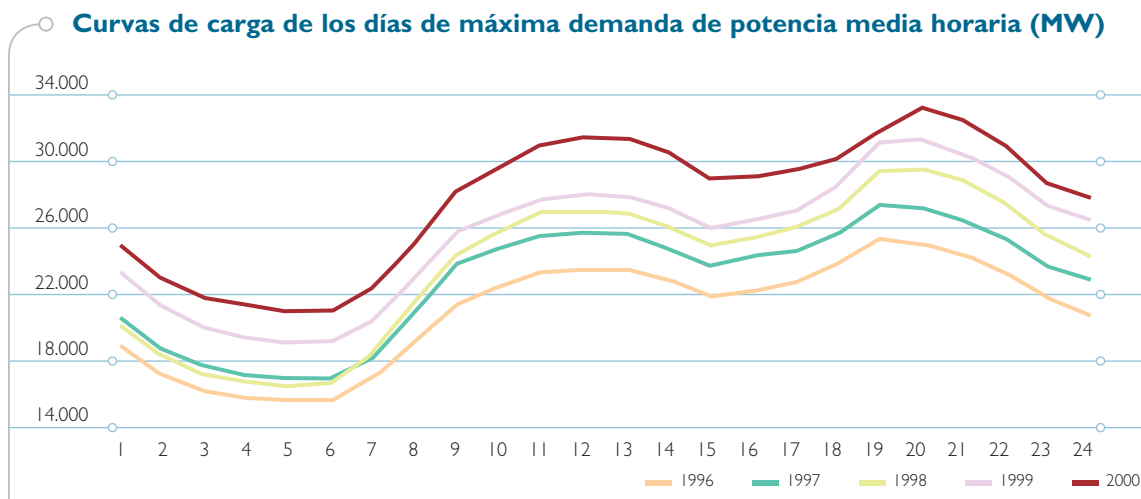
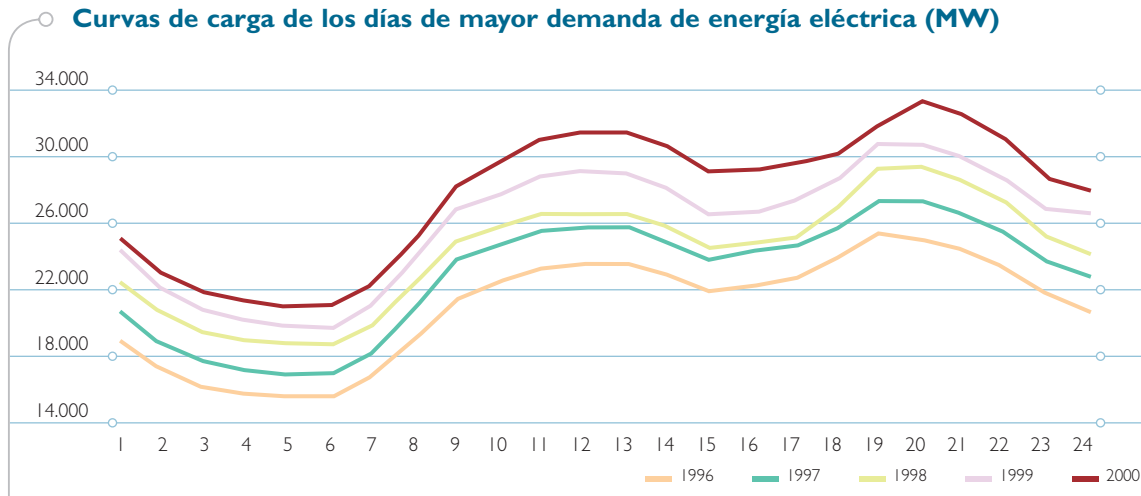
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	16
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	16
Demanda mensual de energía eléctrica en b.c.	16
Curvas de carga de los días de mayor demanda de energía eléctrica	17
Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria	17
Puntas máximas de potencia semanales	17
Monótona de demanda	18
Efecto temperatura sobre la demanda mensual	18

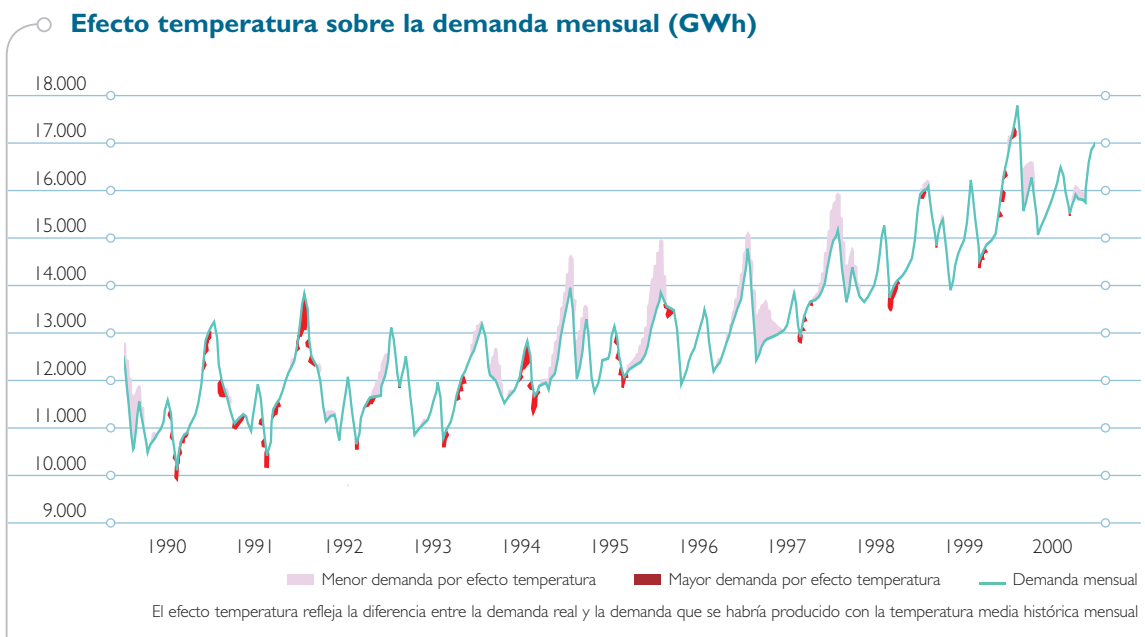
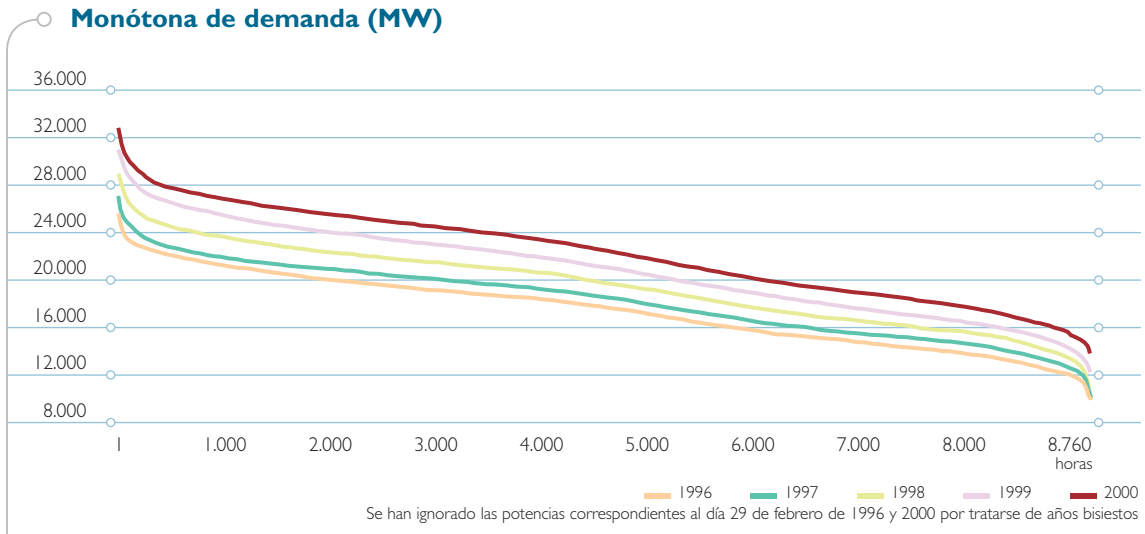


Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	1996		1997		1998		1999		2000	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.851	8,9	14.795	9,1	15.175	8,8	16.168	8,8	17.847	9,2
Febrero	13.528	8,7	12.506	7,7	13.704	7,9	14.970	8,1	15.687	8,0
Marzo	13.540	8,7	12.945	8,0	14.383	8,3	15.405	8,4	16.379	8,4
Abril	11.994	7,7	12.939	8,0	13.715	7,9	14.034	7,6	15.197	7,8
Mayo	12.493	8,0	13.076	8,1	13.716	7,9	14.639	7,9	15.556	8,0
Junio	12.788	8,2	13.055	8,0	14.104	8,1	15.058	8,2	16.082	8,3
Julio	13.523	8,7	13.848	8,5	15.287	8,8	16.261	8,8	16.564	8,5
Agosto	12.236	7,8	12.973	8,0	13.818	8,0	14.648	7,9	15.618	8,0
Septiembre	12.311	7,9	13.643	8,4	14.169	8,2	14.992	8,1	15.953	8,2
Octubre	12.886	8,2	13.756	8,5	14.305	8,3	14.949	8,1	15.884	8,1
Noviembre	13.264	8,5	13.930	8,6	14.690	8,5	16.253	8,8	16.918	8,7
Diciembre	13.831	8,9	14.916	9,2	15.991	9,2	16.997	9,2	17.219	8,8
Total	156.249	100,0	162.383	100,0	173.058	100,0	184.373	100,0	194.904	100,0







3 Cobertura de la demanda



La demanda eléctrica peninsular durante 2000 alcanzó los 194.904 GWh, lo que ha supuesto un aumento de 10.531 GWh, que representa un incremento del 5,7% respecto al año anterior.

El aumento de la demanda final y la reducción en 1.279 GWh del saldo importador de los intercambios internacionales se ha cubierto con un aumento de la producción neta procedente del régimen ordinario de 9.564 GWh y de las adquisiciones al régimen especial de 2.246 GWh.

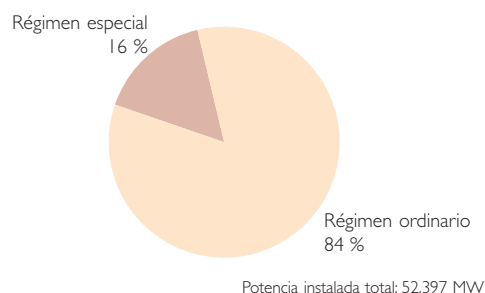
En cuanto a los 33.236 MW de demanda de potencia media horaria para la punta máxima del año 2000, que se produjo el 25 de enero entre las 19 y 20 horas, ésta fue cubierta con 29.441 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario, con 3.609 MW del régimen especial y 186 MW provenientes del saldo importador de las interconexiones internacionales.

3.1 Balance de potencia

La política de diversificación energética desarrollada en el pasado ha permitido disponer en la actualidad de una estructura del parque generador equilibrada por fuentes de energía. Por otro lado, la promoción de las energías renovables y de la eficiencia energética ha supuesto un importante desarrollo del régimen especial.

El parque generador en el sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2000, estaba constituido por 52.397 MW, de los que 44.079 corresponden al régimen ordinario y 8.318 al régimen especial.

Estructura de la potencia instalada

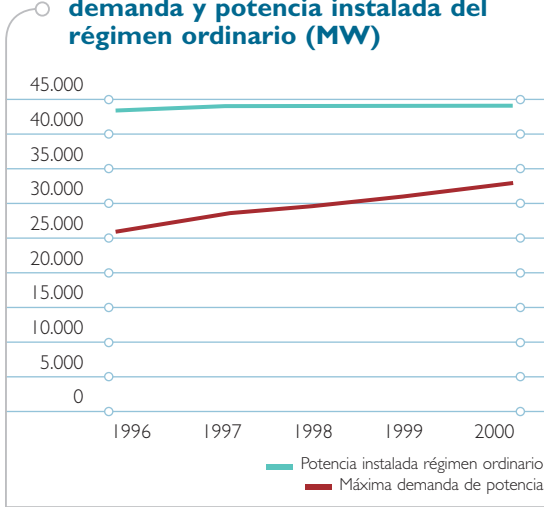


Durante el año 2000 se ha producido un incremento en la capacidad instalada de 1.539 MW. El régimen ordinario ha aumentado en 417 MW correspondientes a diversas ampliaciones de potencia realizadas en los grupos térmicos, en tanto que la capacidad instalada por las centrales pertenecientes al régimen especial se ha incrementado en 1.122 MW.

El dimensionamiento del equipo generador peninsular del régimen ordinario permite por sí mismo la cobertura de las demandas máximas de potencia, si bien continúa disminuyendo la diferencia entre la punta máxima del año y la potencia instalada, como ha venido ocurriendo en los años pre-

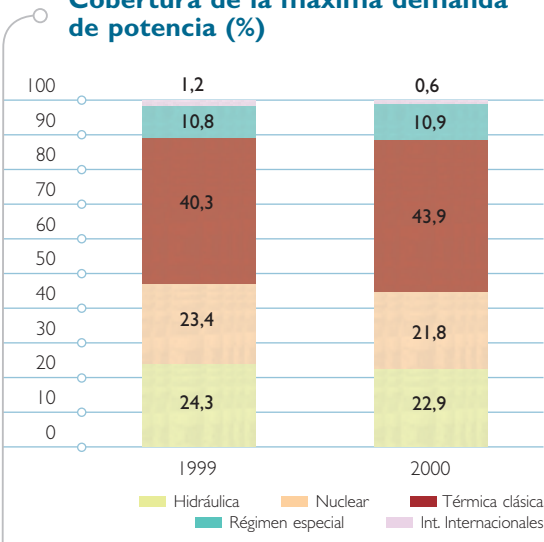


Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



cedentes. En el año 2000 el margen de potencia representa un 32,6%, 7 puntos inferior al del año anterior. Sin embargo es necesario matizar este porcentaje debido a que la capacidad efectiva disminuye por la indisponibilidad de las centrales térmicas y es muy dependiente de la hidraulicidad, por la aleatoriedad de las precipitaciones.

Cobertura de la máxima demanda de potencia (%)



La máxima demanda de potencia del año se cubrió en un 88,6 % con producción neta del equipo generador perteneciente al régimen ordi-

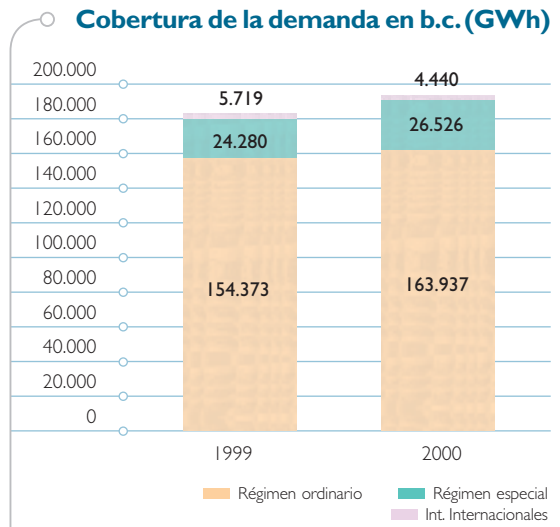
nario, cerca de 2.000 MW más que el año anterior. El resto se cubrió en un 10,9 % por la energía adquirida por el sistema al régimen especial y el 0,6% restante por el saldo importador de los intercambios internacionales.

3.2 Balance de energía

La demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular durante el año 2000 fue de 194.904 GWh, con un crecimiento del 5,7 % respecto al año anterior.

Esta demanda fue cubierta en un 84,1% con la producción de las centrales del régimen ordinario, un 13,6% por la energía adquirida a los productores en régimen especial, y un 2,3% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

Cobertura de la demanda en b.c. (GWh)

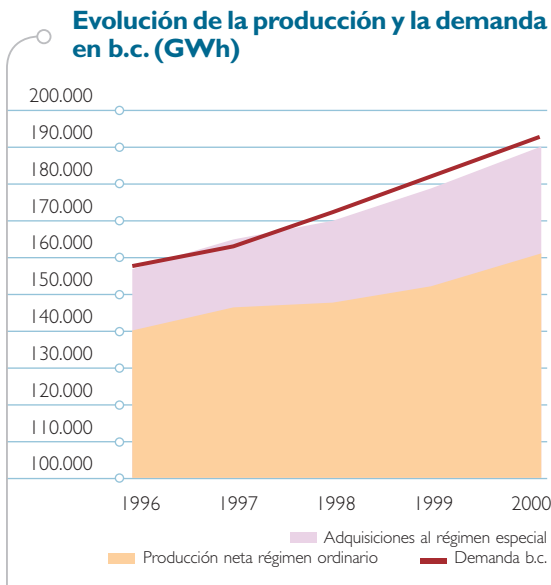


En comparación con 1999 hay que destacar el menor crecimiento de las adquisiciones al régimen especial, que han aumentado un 9,3%, tasa inferior a las registradas en los años precedentes y que está motivada por la menor utilización de la cogeneración como consecuencia de los altos precios del combustible.



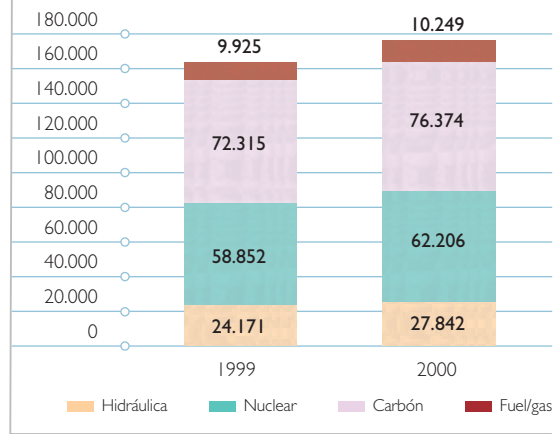
Es también significativo, el aumento del 67,4% de las exportaciones de energía, que junto con el moderado crecimiento de las importaciones, 5,4%, ha permitido una reducción del saldo importador de intercambios internacionales en un 22,4%.

El fuerte crecimiento de la demanda, unido a los aspectos anteriormente señalados, ha propiciado una mayor producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario que ha supuesto un crecimiento respecto a 1999 del 6,2%, tasa superior al incremento registrado por la demanda en contraste con lo sucedido en los años anteriores.



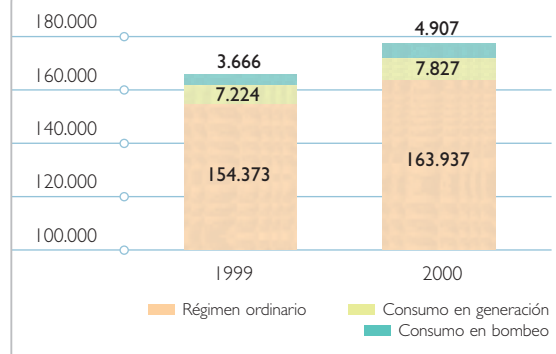
Dentro del régimen ordinario, la generación en bornes de alternador (b.a.) se incrementó en todos los tipos de centrales, destacando el crecimiento experimentado por la producción hidráulica, un 15,2 % respecto a 1999, variación que ha sido debida más a la pronunciada sequía de 1999 que a la producción de 2000, año que ha resultado ligeramente seco.

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



Los consumos en generación han crecido un 8,3% debido a la mayor utilización del equipo térmico convencional, mientras que el aumento en la producción con las centrales de bombeo ha dado lugar a un crecimiento de los consumos de este tipo de centrales del 33,9 %.

Producción en b.a. (GWh)





3 Cobertura de la demanda



Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular	24
Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. 1998-2000	24
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular	25
Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular	25
Curva monótona de carga	26



Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	1996	1997	1998	1999	2000
Hidráulica convencional y mixta	13.879	13.862	13.782	13.854	13.854
Bombeo puro	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670
Hidráulica	16.549	16.532	16.452	16.524	16.524
Nuclear	7.422	7.581	7.632	7.686	7.799
Hulla + antracita	5.960	5.960	5.960	5.974	6.080
Lignito pardo	1.950	1.950	1.950	1.950	2.031
Lignito negro	1.450	1.450	1.450	1.450	1.502
Carbón importado	1.314	1.864	1.864	1.864	1.929
Carbón	10.674	11.224	11.224	11.238	11.542
Fuel/gas (*)	8.214	8.214	8.214	8.214	8.214
Total régimen ordinario	42.859	43.551	43.522	43.662	44.079
Régimen especial	3.812	4.598	5.709	7.196	8.318
Total	46.671	48.149	49.231	50.858	52.397

(*) Incluye GICC (Elcogás)

Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima 1998-2000 (MW)

	1998 9 diciembre 19-20h	1999 16 diciembre 19-20h	2000 25 enero 19-20h
Hidráulica	5.913	7.644	7.807
Hidráulica	4.822	6.488	6.647
Bombeo	1.091	1.156	1.160
Térmica	20.932	20.052	22.347
Nuclear	6.157	7.368	7.411
Carbón	10.195	10.043	10.274
Fuel	2.172	1.230	2.520
Mixtas	2.408	1.411	2.142
Total producción programa	26.845	27.696	30.154
Diferencias por regulación	259	-220	-713
Total régimen ordinario	27.104	27.476	29.441
Saldo físico interconexiones internacionales	-291	382	186
Andorra	-26	-63	-54
Francia	425	800	295
Portugal	-600	0	300
Marruecos	-90	-355	-355
Régimen especial	2.671	3.389	3.609
Demanda (b.c.)	29.484	31.247	33.236

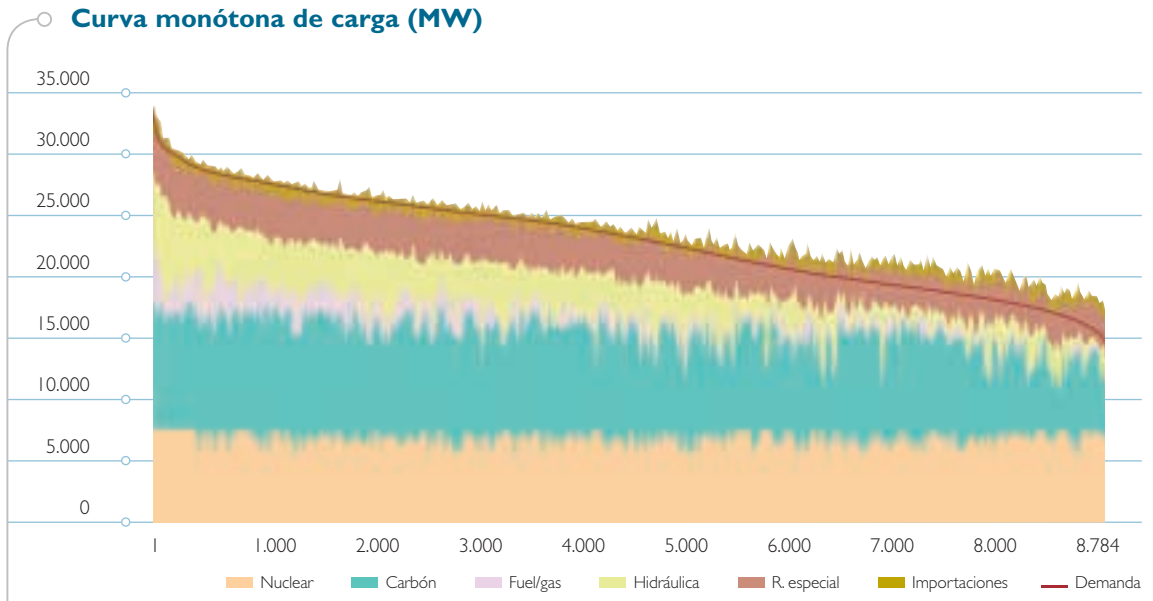


Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

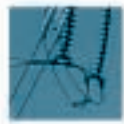
	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
Hidráulica	37.692	33.168	33.992	24.171	27.842	15,2
Nuclear	56.329	55.298	59.003	58.852	62.206	5,7
Carbón	52.395	62.098	60.190	72.315	76.374	5,6
Fuel/gas	2.149	6.843	5.658	9.925	10.249	3,3
Producción (b.a.)	148.565	157.407	158.843	165.263	176.671	6,9
– Consumos en generación	5.511	6.351	6.309	7.224	7.827	8,3
– Consumos bombeo	1.523	1.761	2.588	3.666	4.907	33,9
Producción (b.c.)	141.531	149.295	149.946	154.373	163.937	6,2
+ Intercambios internacionales	1.059	-3.073	3.402	5.719	4.440	-22,4
+ Régimen especial	13.659	16.161	19.710	24.280	26.526	9,3
Demanda (b.c.)	156.249	162.383	173.058	184.373	194.904	5,7

Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.548	1.599	1.567	2.195	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.788	2.487	4.666	27.842
Nuclear	5.685	5.339	5.177	4.667	5.099	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	62.206
Carbón	7.019	6.669	6.819	5.755	5.196	6.219	6.911	6.621	7.060	6.959	6.583	4.563	76.374
Fuel/gas	1.184	533	1.205	761	190	725	961	798	1.538	995	817	542	10.249
Producción (b.a.)	16.436	14.140	14.768	13.378	13.830	14.683	15.228	14.414	14.703	14.359	15.175	15.559	176.671
– Consumos en generación	696	640	686	578	577	650	721	681	682	662	678	576	7.827
– Consumos bombeo	369	313	346	513	618	330	324	246	257	363	452	777	4.907
Producción (b.c.)	15.371	13.187	13.736	12.287	12.635	13.703	14.183	13.487	13.764	13.335	14.045	14.206	163.937
+ Intercambios internacionales	196	416	422	519	683	174	259	208	341	444	516	261	4.440
+ Régimen especial	2.280	2.084	2.221	2.392	2.238	2.205	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	26.526
Demanda (b.c.)	17.847	15.687	16.379	15.197	15.556	16.082	16.564	15.618	15.953	15.884	16.918	17.219	194.904



4 Régimen ordinario



El régimen ordinario comprende las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997 en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio, así como todas aquellas nuevas instalaciones que no se rigen por lo dispuesto en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

La producción del régimen ordinario alcanzó los 176.671 GWh medidos en bornes de alternador (b.a.), con un crecimiento respecto a 1999 del 6,9%. Por su parte, la producción neta, una vez descontados los consumos en generación y bombeo, ha sido de 163.937 GWh lo que supone un crecimiento respecto al año anterior del 6,2%.

La mayor hidraulicidad registrada en el año 2000 respecto al año anterior ha mejorado la producción de los grupos hidroeléctricos, que se ha incrementado un 15,2% respecto a 1999. Por otra parte, el equipo nuclear ha aumentado su generación en un 5,7%, consecuencia de las ampliaciones de potencia en 3 de sus grupos y de la mayor disponibilidad registrada este año. Estas circunstancias han dado lugar a una moderación en el crecimiento de la producción de los grupos térmicos convencionales, que este año ha supuesto un 5,3%.

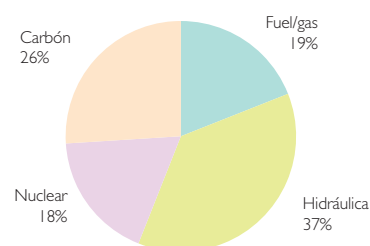
4.1 Equipo generador, altas y bajas

Durante el año 2000 no se han registrado altas ni bajas en el equipo generador del régimen ordinario, si bien 24 grupos térmicos ampliaron su potencia, 21 de ellos convencionales, por un total de 304 MW, y 3 nucleares, por un total de 113 MW.

Estas ampliaciones de potencia han representado un incremento de 417 MW, casi un 1% de la capacidad existente a finales de 1999, y sitúan la potencia instalada en el sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2000, de las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación en 44.079 MW.

En cuanto a la composición del parque, las centrales hidráulicas representan el 37% de la potencia instalada, si bien la capacidad efectiva de esta tecnología es muy dependiente de la hidraulicidad, seguidas por las centrales de carbón, un 26% y las de fuel/gas y nuclear con un 19% y 18% respectivamente.

Potencia instalada por tipo de central





Ampliaciones de potencia en el equipo generador

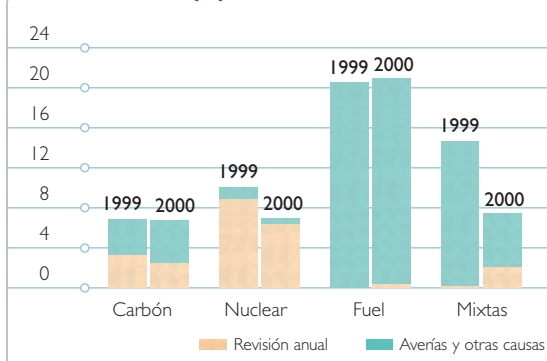
Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Ascó II	Nuclear	enero-2000	39
Vandellós II	Nuclear	enero-2000	25
Aboño 2	Carbón	enero-2000	13
La Robla 2	Carbón	enero-2000	21
Anllares	Carbón	marzo-2000	15
Meirama	Carbón	marzo-2000	13
La Robla I	Carbón	abril-2000	14
Ascó I	Nuclear	junio-2000	49
Narcea 2	Carbón	junio-2000	12
Litoral I	Carbón	junio-2000	12
Litoral 2	Carbón	junio-2000	32
Puente Nuevo	Carbón	julio-2000	12
Puertollano	Carbón	julio-2000	1
Teruel I	Carbón	julio-2000	18
Teruel 2	Carbón	julio-2000	18
Teruel 3	Carbón	julio-2000	16
Los Barrios	Carbón	julio-2000	18
Pasajes	Carbón	julio-2000	3
Guardo I	Carbón	agosto-2000	7
Guardo 2	Carbón	agosto-2000	11
Puentes I	Carbón	agosto-2000	19
Puentes 2	Carbón	agosto-2000	16
Puentes 3	Carbón	agosto-2000	16
Puentes 4	Carbón	agosto-2000	17
Total			417

4.2 Utilización y disponibilidad de los grupos térmicos

Desde la entrada en funcionamiento del nuevo mercado eléctrico, el 1 de enero de 1998, la utilización del equipo generador se desarrolla en un

marco de libre competencia. En este nuevo modelo la decisión de la ejecución de programas de mantenimiento y revisión del equipo de producción está en manos de los agentes propietarios de las centrales, si bien esta actividad se realiza bajo la coordinación de RED ELÉCTRICA, quien debe garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro.

Indisponibilidad de las centrales térmicas (%)



La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos. Durante el año 2000, el conjunto de los grupos de carbón tuvieron una disponibilidad prácticamente igual a la de 1999, mientras que tanto los grupos nucleares como los mixtos, aquellos que pueden utilizar indistinta-



mente fuel-oil y gas natural, tuvieron una tasa de disponibilidad superior al registrado en el año anterior. Por el contrario, los grupos de fuel-oil tuvieron una disponibilidad ligeramente inferior a la registrada en 1999.

La disponibilidad del equipo de carbón en el año 2000 fue del 93,2%, mientras que el factor de utilización se situó en el 81,7%, casi tres puntos más que en 1999. Por tipo de central, los grupos de carbón importado y hulla-antracita registraron una disponibilidad del 90,2% y 93,7% respectivamente, 3,5 y 1,8 puntos menos que en 1999, mientras que la disponibilidad de los grupos de lignito negro aumentó en más de 12 puntos respec-

La disponibilidad conjunta de las centrales de fuel y mixtas fue del 85%, lo que supone un incremento respecto a 1999 de 2,9 puntos, mientras que el factor de utilización fue el 16,7%, valor prácticamente igual al del año anterior. Los grupos mixtos alcanzaron una disponibilidad del 92,7%, 7,3 puntos más que en 1999 y un factor de utilización del 19,8%, 1,3 puntos por encima del año anterior, mientras que los grupos de fuel registraron una disponibilidad y un factor de utilización del 79,1% y del 13,8%, respectivamente, valores ambos ligeramente inferiores a los del año anterior.

Los grupos nucleares tuvieron una disponibilidad del 93,1%, 3,1 puntos superior a la del año ante-

Disponibilidad y utilización de las centrales térmicas (%)

	Disponibilidad (%)		Utilización (%)	
	1999	2000	1999	2000
Nuclear	90,0	93,1	97,4	97,8
Carbón	93,2	93,2	78,9	81,7
Hulla+antracita	95,5	93,7	76,5	79,2
Lignito pardo	94,8	94,8	86,0	86,0
Lignito negro	80,9	93,2	71,3	75,0
Carbón importado	93,7	90,2	84,2	90,4
Fuel/mixtas	82,1	85,0	16,8	16,7
Fuel	79,5	79,1	15,4	13,8
Mixtas	85,4	92,7	18,5	19,8
Total térmicas	88,9	90,7	65,3	66,9

to al año anterior, situándose en el 93,2%. Por su parte, las centrales de lignito pardo tuvieron una disponibilidad igual que la de 1999, el 94,8%. Con excepción de los grupos de lignito pardo, todos los tipos de central han incrementado sus factores de utilización respecto al año anterior, destacando el valor alcanzado por los grupos de carbón importado, el 90,4%, 6 puntos más que en 1999.

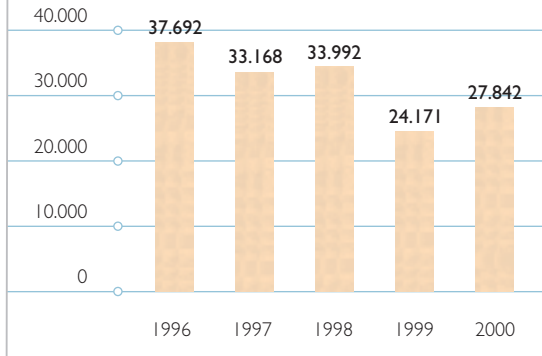
rior, debido al menor número de paradas programadas por revisión anual que se ha producido este año. Por su parte, el factor de utilización ha alcanzado el 97,8%, 0,4 puntos más que en 1999.

4.3 Producción hidráulica

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 25.473



Producción hidroeléctrica en b.a (GWh)



GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado de 2.369 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total del régimen ordinario de 27.842 GWh, un 15,2% mayor que la del año anterior. Esta cifra supone una participación de la generación de origen hidráulico en la producción total en b.a. del régimen ordinario del 15,8%, 1,2 puntos más que en 1999.

El 38,3% de la producción hidroeléctrica peninsular del año 2000, 10.657 GWh, se ha concentrado en 14 centrales con una generación superior a 500 GWh al año.

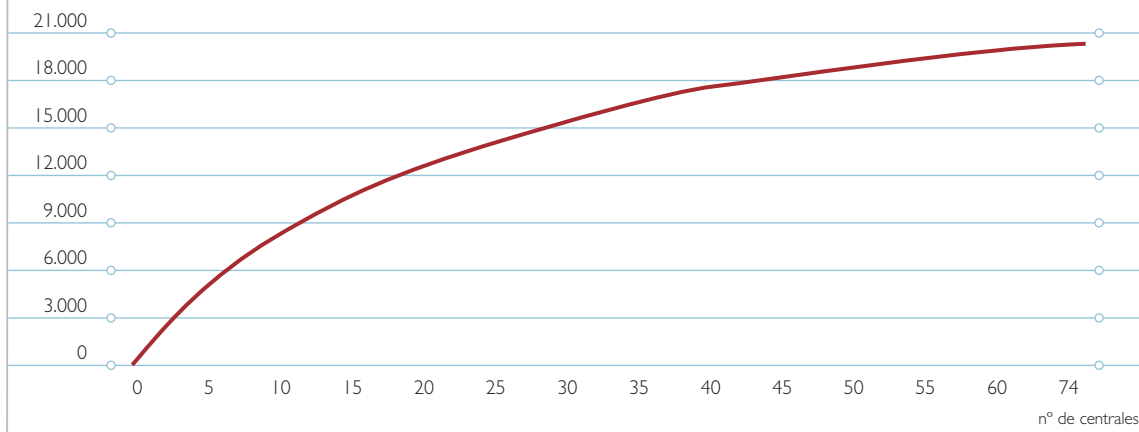
Desde el punto de vista hidrológico, el año ha sido ligeramente seco. El producible hidroeléctrico ha sido 26.238 GWh, un 90% de su valor histórico

Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1996	39.434	1,30	14%
1997	35.726	1,19	22%
1998	27.162	0,91	61%
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%

medio y con una probabilidad de ser superado del 62%. La energía hidroeléctrica producible ha registrado valores muy bajos en la mayor parte de los meses del año. Solamente en los meses de abril, mayo, noviembre y diciembre se registraron producibles superiores a sus valores característicos, destacando el alcanzado en diciembre, 2,17 veces superior a su valor histórico medio, el cuarto índice más alto registrado en un mes de diciembre desde 1920.

Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual superior a 100 GWh (GWh)



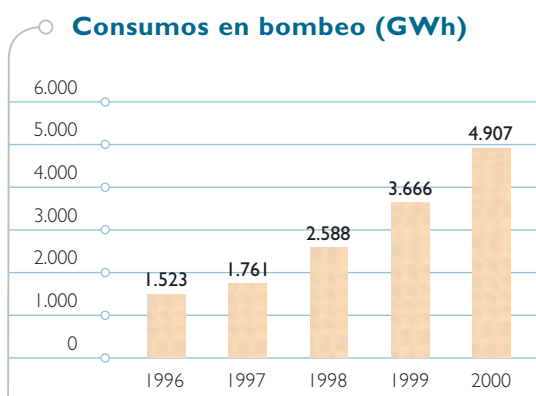


La desigual distribución mensual de la hidráulica en 2000 y la gestión de las reservas realizada ha dado lugar desde el mes de mayo, en el que se alcanzó el máximo volumen de reservas del año con un 61,7%, a una progresiva disminución del nivel de llenado de los embalses, alcanzando en el mes de octubre unas reservas mínimas del 34,5% de la capacidad total. Sin embargo, tras las elevadas precipitaciones registradas en noviembre y diciembre se ha recuperado notablemente el nivel de llenado de los embalses, de forma que las reservas de agua a 31 de diciembre suponían una acumulación equivalente de energía de 10.395 GWh, que representa el 59% de la capacidad máxima de los embalses, 15 puntos por encima del nivel de llenado registrado a finales de 1999.

Los embalses de régimen anual acabaron el año al 72% de su capacidad, con un máximo del 84% en la cuenca Norte y un mínimo del 37% en la cuenca del Guadalquivir, mientras que los de régimen hiperanual finalizaron con un nivel de llenado del 47%, con un máximo del 96% en la cuenca Norte y un mínimo del 17% en la Tajo-Júcar-Segura.

Los consumos en bombeo durante el año 2000 ascendieron a 4.907 GWh, valor que constituye un nuevo máximo histórico y supera en un 33,9%

al registrado en 1999. Este crecimiento refleja el atractivo que supone la utilización del ciclo turbina-bombeo en la producción de energía eléctrica al aprovechar el margen que proporciona la diferencia entre el precio de compra, en horas valle, y el precio de venta, en horas punta.



4.4 Producción de las centrales térmicas

La producción de las centrales térmicas en el año 2000 ha sido 148.829 GWh en b.a., lo que representa un crecimiento del 5,5%. De esta energía, el 41,8% se ha generado en las centrales nucleares, el 51,3% en las de carbón y el 6,9% restante en las de fuel y mixtas.

Producción de las centrales de carbón

Las centrales de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido un total de 76.374 GWh en bornes de alternador, con un incremento res-

Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-1999	Reservas a 31-12-2000	Reservas a 31-12-2000 sobre capacidad
Anuales	8.164	4.124	5.898	72%
Hiperanuales	9.544	3.726	4.497	47%
Conjunto	17.709	7.850	10.395	59%

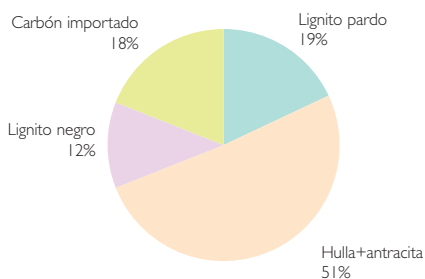


pecto al año 1999 del 5,6%. Esta tasa de crecimiento se sitúa en la línea del incremento de la demanda, si bien es más moderada que la del último año debido al mejor comportamiento de la generación hidroeléctrica y nuclear en 2000.

La producción de las centrales térmicas de carbón ha aportado el 43,2% de la producción total en b.a. del régimen ordinario, 0,6 puntos menos que en 1999.

Por tipo de central, todas han aumentado su producción, destacando el crecimiento de las centrales de lignito negro, un 23,6%. En consonancia con estos crecimientos, la estructura de la producción por tipo de central ha variado ligeramente respecto a 1999. Las centrales de hulla y antracita generaron el 51,7% de la producción total con carbón, 1,1 puntos menos que en 1999, y las centrales de lignito negro han producido el 11,9%, 1,8 puntos más que el año anterior:

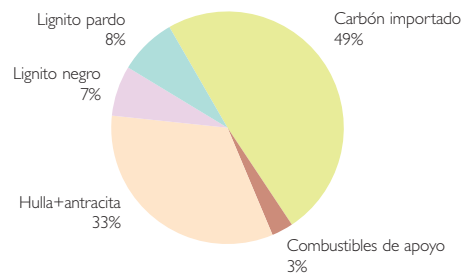
Estructura de la producción por tipo de central (%)



La distribución de la producción por tipo de combustible, es decir sin considerar las mezclas que se emplean en las centrales, revela que el aumento de la generación con carbón durante el 2000 es debido fundamentalmente a la mayor utilización del carbón de importación, cuya producción ha crecido un

12,3%, en tanto que la generación con carbón nacional apenas se ha incrementado en un 0,2%.

Estructura de la producción por tipo de combustible de las centrales de carbón (%)



Estas variaciones han influido en las aportaciones de cada combustible a la producción total con carbón. La generación con carbón nacional ha tenido una participación del 48,4% lo que representa una disminución de 2,6 puntos respecto al año 1999 que ha sido compensada con el aumento en el peso relativo del carbón importado, que ha alcanzado el 48,9% de la producción total con carbón, 2,9 puntos más que el año anterior:

La producción por combustibles se completa con la generación procedente de la utilización de combustibles de apoyo que ha aportado el 2,7% de la producción de las centrales de carbón, 0,3 puntos menos que en 1999.

Producción de las centrales de fuel y mixtas

Durante el año 2000 la producción con los grupos de fuel y mixtos ha supuesto un total de 10.249 GWh en bornes de alternador, con un crecimiento del 3,3% respecto al año anterior. Al igual que para los grupos de carbón, esta moderada tasa de crecimiento es inferior a la que se



registró en 1999 debido al incremento experimentado en el año 2000 por la generación hidroeléctrica y nuclear.

La distribución de este crecimiento ha sido distinta según el tipo de central considerada. Así, la producción de las centrales de fuel ascendió a 4.446 GWh, un 10,5% menos que el año anterior, mientras que las centrales mixtas generaron 5.803 GWh, un 17,0% más que en 1999.

La energía producida con las centrales de fuel y mixtas representó el 5,8% de la producción bruta del régimen ordinario en 2000, aportación inferior en 0,2 puntos a la del año anterior.

Producción de las centrales nucleares

La producción de los grupos nucleares ha ascendido a 62.206 GWh, un 5,7% más que el año anterior, y ha cubierto el 35,2% de la producción bruta del régimen ordinario, 0,4 puntos por debajo de su contribución en 1999.

Esta mayor generación nuclear tiene su origen, por un lado, en los incrementos de potencia de los grupos de Ascó 1 y 2 y Vandellós 2 que se han producido este año, por un total de 113 MW, y por otro, en la mejora de la disponibilidad global del equipo nuclear consecuencia del menor número de paradas programadas para recarga y revisión que se ha registrado en 2000.



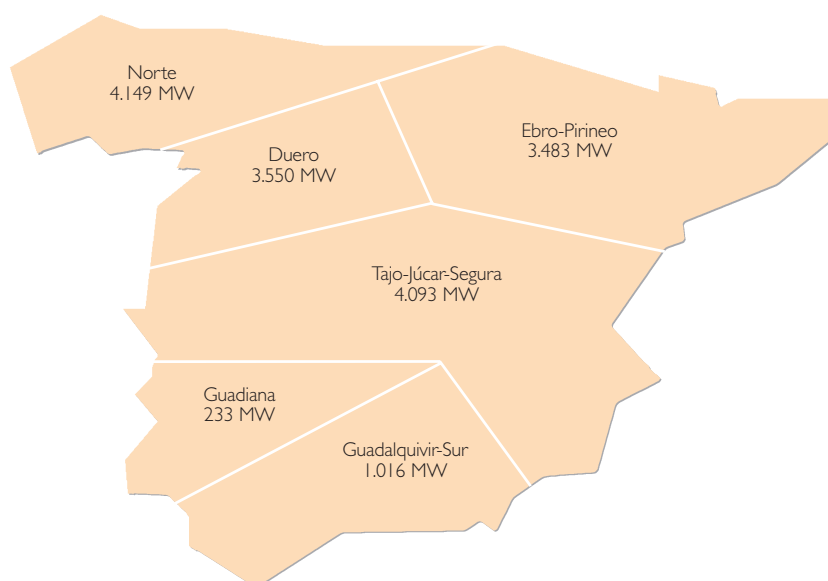
4 Régimen ordinario



Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares	36
Producción hidroeléctrica por cuencas	36
Energía producible hidráulica diaria durante 2000 comparada con el producible medio histórico	37
Energía producible mensual 1998-2000. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real	37
Potencia y generación hidroeléctrica de las 50 centrales con mayor producción anual	38
Energía producible hidroeléctrica mensual	39
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes	39
Valores extremos de las reservas	40
Reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas	40
Reservas hidroeléctricas. Evolución 1998-2000	40
Producción en b.a. de las centrales de carbón	41
Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón	41
Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible	43
Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas	43
Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos	44
Producción en b.a. de los grupos nucleares	45
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares	46
Factor de carga y producción de los grupos nucleares	46



Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares

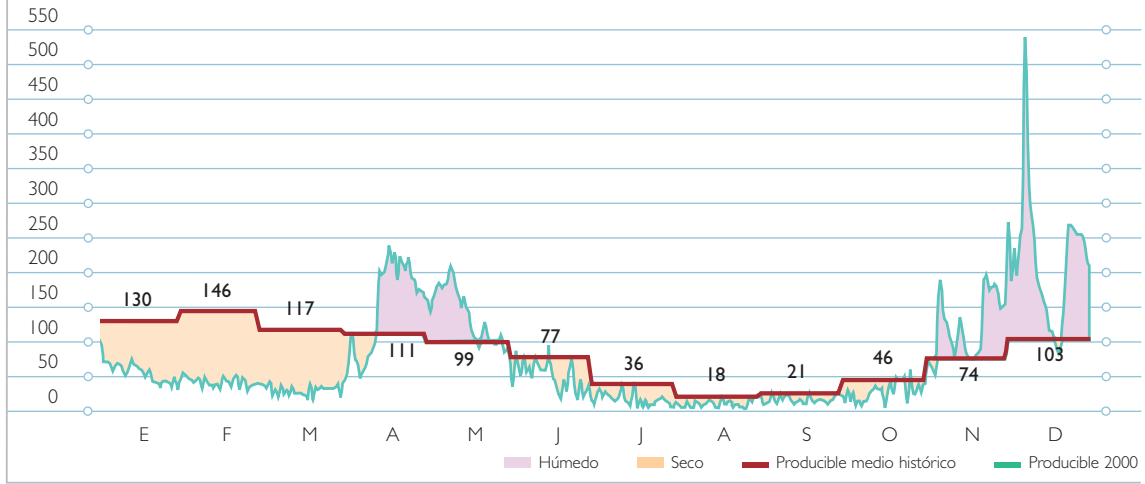


Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

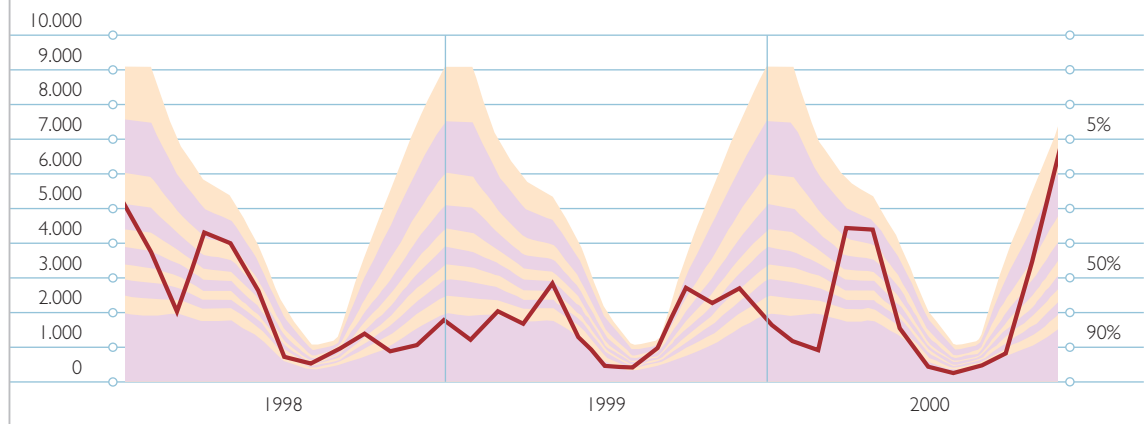
Cuenca	Potencia MW	Producción			Producible		
		1999	2000	Δ%	1999	2000	Δ%
Norte	4.149	8.603	9.976	16,0	8.203	9.284	13,2
Duero	3.550	5.289	6.884	30,2	3.924	7.062	80,0
Tajo-Júcar-Segura	4.093	2.799	3.752	34,0	1.226	3.292	168,5
Guadiana	233	213	92	-56,8	10	71	610,0
Guadalquivir-Sur	1.016	927	912	-1,6	283	411	45,2
Ebro-Pirineo	3.483	6.339	6.226	-1,8	6.254	6.118	-2,2
Total	16.524	24.171	27.842	15,2	19.901	26.238	31,8



Energía producible hidráulica diaria durante 2000 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible mensual 1998-2000. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real (GWh)





Potencia y generación hidroeléctrica de las 50 centrales con mayor producción anual

Central	Potencia MW	Producción GWh	Central	Potencia MW	Producción GWh
Aldeadávila I	718	1.902	Eume	54	236
San Esteban	265	857	Cornatel	122	210
J.María Oriol	934	856	Torrejón	130	205
Belesar	225	790	Velle	80	204
Villarino	810	787	Valdecañas	225	195
Saucelle	240	782	Miranda	65	191
La Muela	628	664	Pont Montañana	45	185
Mequinenza	324	615	Las Conchas	49	185
Los Peares	159	595	Mediano	66	182
Castro	110	593	Silvón	63	171
Puente Bibey	285	570	Guistolas-PNovo	38	168
Villalcampo	110	570	Canelles	108	164
Ribarroja	263	564	Montefurado	38	161
Cedillo	473	514	Portodemouros	76	158
Ricobayo	133	456	Guillena	210	158
Frieira	130	454	Tanes	133	158
Aguayo	339	422	Biescas II	62	152
Aldeadávila II	421	421	Lafortunada (Cinca)	42	152
Castrelo	112	364	Flix	43	139
Estany Gento-Sallent	451	347	San Pedro	32	139
Salime	126	332	Moralets	221	138
Tambre	70	324	Camarasa	60	137
Tajo de la Encantada	360	298	Soutelo	206	136
Conso	228	291	Albarellos	59	134
Saucelle II	285	243	San Agustín	65	133
Total				10.491	18.799
Total hidráulica				16.524	27.842



Energía producible hidroeléctrica mensual

	1999				2000			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.771	1.771	0,45	0,45	1.738	1.738	0,44	0,44
Febrero	1.163	2.934	0,28	0,36	1.086	2.824	0,27	0,35
Marzo	2.038	4.972	0,56	0,42	978	3.802	0,27	0,33
Abril	1.644	6.615	0,51	0,44	4.342	8.144	1,35	0,55
Mayo	2.831	9.446	0,94	0,53	4.222	12.366	1,43	0,69
Junio	1.325	10.771	0,58	0,53	1.482	13.848	0,66	0,69
Julio	408	11.179	0,38	0,52	443	14.291	0,44	0,68
Agosto	302	11.481	0,55	0,52	216	14.507	0,42	0,67
Septiembre	967	12.448	1,46	0,55	374	14.881	0,59	0,67
Octubre	2.666	15.114	1,84	0,63	852	15.733	0,60	0,66
Noviembre	2.112	17.226	0,94	0,66	3.539	19.272	1,59	0,74
Diciembre	2.676	19.901	0,83	0,68	6.966	26.238	2,17	0,90

Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes

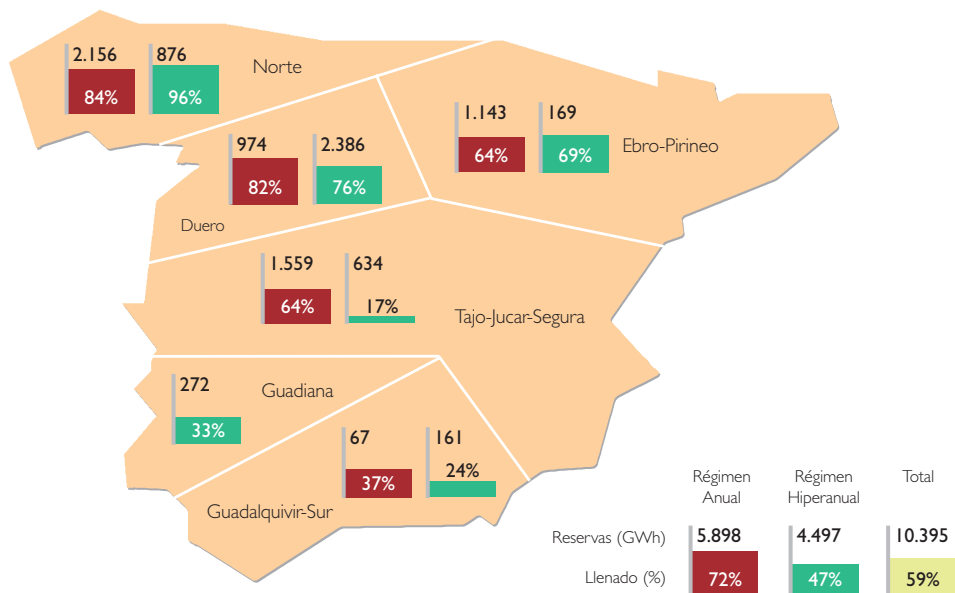
	1999						2000					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.751	46	5.529	58	9.280	52	3.629	44	3.723	39	7.352	42
Febrero	3.850	47	5.653	59	9.503	54	3.574	44	3.600	38	7.174	41
Marzo	4.324	53	5.620	59	9.944	56	3.335	41	3.426	36	6.761	38
Abril	4.502	55	5.391	56	9.893	56	5.415	66	4.000	42	9.415	53
Mayo	5.148	63	5.081	53	10.229	58	6.197	76	4.736	50	10.933	62
Junio	4.673	57	4.550	48	9.223	52	5.818	71	4.631	49	10.449	59
Julio	3.924	48	3.971	42	7.894	45	5.049	62	4.375	46	9.424	53
Agosto	3.441	42	3.577	37	7.018	40	4.213	52	3.912	41	8.125	46
Septiembre	3.452	42	3.234	34	6.686	38	3.417	42	3.427	36	6.844	39
Octubre	4.373	54	3.554	37	7.928	45	2.975	36	3.136	33	6.111	35
Noviembre	4.073	50	3.596	38	7.670	43	4.141	51	3.406	36	7.547	43
Diciembre	4.124	51	3.726	39	7.850	44	5.898	72	4.497	47	10.395	59



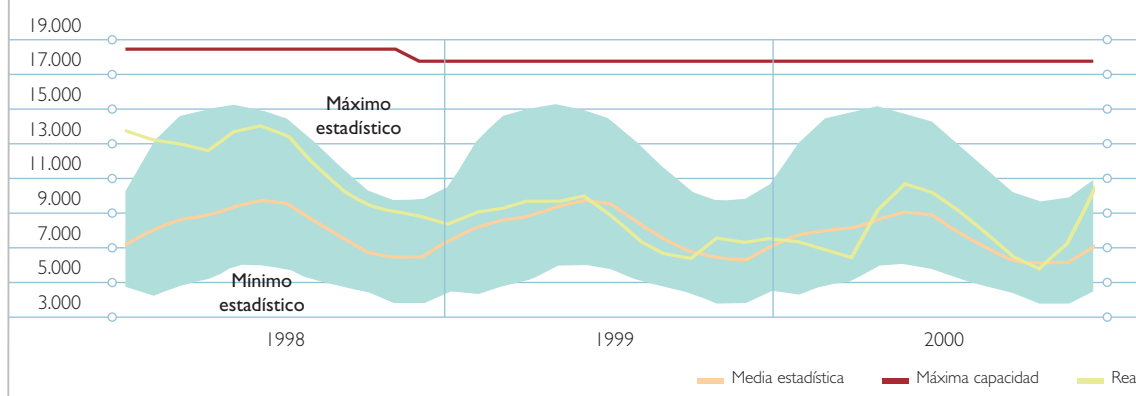
Valores extremos de las reservas

		2000			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.197	mayo	75,9	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	4.736	mayo	49,6	abril de 1979	91,1
	Conjunto	10.933	mayo	61,7	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	2.975	octubre	36,4	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.136	octubre	32,9	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	6.111	octubre	34,5	octubre de 1995	23,6

Reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



Reservas hidroeléctricas. Evolución 1998-2000 (GWh)





Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	6.712	9,3	7.217	9,4	7,5
Lada	505	3.062	4,2	3.376	4,4	10,2
Soto de Ribera	671	4.383	6,1	4.603	6,0	5,
Narcea	595	3.819	5,3	3.855	5,0	0,9
Anllares	365	2.449	3,4	2.500	3,3	2,1
Compostilla	1.312	7.887	10,9	7.574	9,9	-4,0
La Robla	655	3.981	5,5	3.915	5,1	-1,7
Guardo	516	2.640	3,7	3.232	4,2	22,4
Puertollano	221	1.266	1,8	1.076	1,4	-15,0
Puente Nuevo	324	1.983	2,7	2.102	2,8	6,0
Total hulla+antracita	6.080	38.182	52,8	39.450	51,7	3,3
Los Barrios	568	3.762	5,2	4.310	5,6	14,6
Litoral	1.144	7.685	10,6	7.783	10,2	1,3
Pasajes	217	1.436	2,0	1.512	2,0	5,3
Total carbón importado	1.929	12.882	17,8	13.605	17,8	5,6
Serchs	160	686	0,9	767	1,0	11,8
Escatrón	80	343	0,5	243	0,3	-29,2
Teruel	1.102	5.375	7,4	794	1,0	-85,2
Escucha	160	924	1,3	7.253	9,5	685,3
Total lignito negro	1.502	7.327	10,1	9.057	11,9	23,6
Puentes	1.468	10.693	14,8	10.537	13,8	-1,5
Meirama	563	3.232	4,5	3.725	4,9	15,3
Total lignito pardo	2.031	13.924	19,3	14.262	18,7	2,4
Total	11.542	72.315	100,0	76.374	100,0	5,6

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Aboño 1	360	2.553	7.610	91,0	93,2	9,0	2,2	88,8
Aboño 2	556	4.664	8.703	96,4	96,4	0,0	0,9	99,1
Aboño total	916	7.217	8.273	94,4	95,2	3,5	1,4	95,1
Lada 3	155	929	6.526	74,6	91,8	0,0	8,5	91,5
Lada 4	350	2.447	7.542	84,6	92,7	2,0	3,9	94,1
Lada total	505	3.376	7.230	81,6	92,5	1,4	5,3	93,3
Soto 1	67	289	5.141	48,8	83,2	0,0	0,3	99,7
Soto 2	254	1.674	7.611	80,2	86,6	6,3	0,1	93,6
Soto 3	350	2.640	8.191	87,0	92,1	0,0	1,2	98,8
Soto total	671	4.603	7.667	80,5	89,4	2,4	0,7	96,9
Narcea 1	65	293	6.595	51,4	68,4	0,0	0,2	99,8
Narcea 2	166	898	7.028	63,6	79,2	0,0	0,3	99,7

(Sigue)



Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón (Continuación)

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Narcea 3	364	2.664	8.053	85,3	90,9	0,0	2,3	97,7
Narcea total	595	3.855	7.608	75,5	85,8	0,0	1,5	98,5
Anllares	365	2.500	7.837	81,5	88,0	3,2	0,5	96,3
Compostilla 1	141	677	5.400	56,3	88,9	0,0	2,9	97,1
Compostilla 2	141	614	4.834	57,8	90,1	0,0	14,3	85,7
Compostilla 3	330	1.641	5.451	78,6	91,2	13,5	14,4	72,1
Compostilla 4	350	2.232	7.111	76,2	89,7	0,0	4,7	95,3
Compostilla 5	350	2.410	7.767	79,0	88,7	0,0	0,8	99,2
Compostilla total	1.312	7.574	6.440	73,3	89,6	3,4	7,0	89,6
La Robla 1	284	1.622	6.993	71,6	82,9	0,0	8,1	91,9
La Robla 2	371	2.293	7.291	71,5	84,8	0,0	1,6	98,4
La Robla total	655	3.915	7.162	71,6	83,9	0,0	4,4	95,6
Guardo 1	155	814	5.812	70,8	93,2	8,8	4,5	86,7
Guardo 2	361	2.418	7.201	81,2	94,8	0,0	4,4	95,6
Guardo total	516	3.232	6.784	78,3	94,4	2,6	4,4	93,0
Puertollano	221	1.076	5.991	68,3	81,4	0,0	18,6	81,4
Puente Nuevo	324	2.102	7.692	79,5	85,8	0,0	5,4	94,6
Total hulla+antracita	6.080	39.450	7.273	79,2	89,6	2,1	4,2	93,7
Los Barrios	568	4.310	8.273	92,8	94,7	0,0	5,3	94,7
Litoral 1	562	3.701	7.141	93,1	94,2	14,1	4,6	81,3
Litoral 2	582	4.082	8.019	88,7	92,6	0,0	7,8	92,2
Litoral total	1.144	7.783	7.588	90,7	93,2	7,0	6,2	86,8
Pasajes	217	1.512	7.751	83,3	90,5	0,0	4,1	95,9
Total c.importado	1.929	13.605	7.808	90,4	91,8	4,1	5,7	90,2
Serchs	160	767	5.349	59,8	89,6	0,0	8,7	91,3
Escatrón	80	243	3.803	73,2	79,9	0,0	52,7	47,3
Teruel 1	368	2.485	7.915	80,7	87,4	0,0	2,4	97,6
Teruel 2	368	2.489	8.132	79,6	85,3	0,0	0,9	99,1
Teruel 3	366	2.279	7.397	77,8	86,2	0,0	6,9	93,1
Teruel total	1.102	7.253	7.815	79,4	86,3	0,0	3,4	96,6
Escucha	160	794	5.550	59,7	89,4	2,7	2,6	94,7
Total lignito negro	1.502	9.057	7.098	75,0	86,5	0,3	6,5	93,2
Puentes 1	369	2.846	8.540	91,6	93,2	0,0	1,2	98,8
Puentes 2	366	2.539	7.647	89,8	93,0	6,6	3,3	90,1
Puentes 3	366	2.760	8.386	90,2	92,2	0,0	2,3	97,7
Puentes 4	367	2.392	7.147	89,6	93,5	11,2	3,7	85,1
Puentes total	1.468	10.537	7.931	90,3	87,5	4,4	2,6	93,0
Meirama	563	3.725	7.782	75,9	85,4	0,0	0,4	99,6
Total lignito pardo	2.031	14.262	7.889	86,0	90,8	3,2	2,0	94,8
Total	11.542	76.374	7.448	81,7	89,8	2,4	4,4	93,2

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.

(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).



Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible

	1999		2000		Δ%
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	36.906	51,0	36.980	48,4	0,2
Hulla + antracita	26.617	36,8	25.498	33,4	-4,2
Lignito negro	3.813	5,3	5.272	6,9	38,3
Lignito pardo	6.476	9,0	6.210	8,1	-4,1
Carbón importado	33.249	46,0	37.341	48,9	12,3
Total carbón	70.155	97,0	74.321	97,3	5,9
Combustibles de apoyo	2.160	3,0	2.053	2,7	-5,0
Fuel	887	1,2	670	0,9	-24,5
Gas natural	106	0,1	154	0,2	45,3
Gas siderúrgico	1.167	1,6	1.229	1,6	5,3
Total	72.315	100,0	76.374	100,0	5,6

Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	399	8,0	325	7,3	-18,5
Almería	114	0	0,0	0	0,0	0,0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	0,0
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	0,0
Castellón	1.084	2.417	48,7	1.934	43,5	-20,0
C.Colón 1 y 3	230	65	1,3	57	1,3	-12,9
Escombreras	858	923	18,6	986	22,2	6,8
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	491	9,9	656	14,8	33,6
San Adrián 2	350	68	1,4	128	2,9	88,0
Santurce 2	542	604	12,2	360	8,1	-40,4
Total fuel	4.632	4.967	100,0	4.446	100,0	-10,5
Aceca I	314	539	10,9	596	10,3	10,6
Algeciras	753	983	19,8	1.421	24,5	44,6
Besós	450	351	7,1	403	7,0	14,8
C.Colón 2	148	115	2,3	182	3,1	58,5
San Adrián I y 3	700	401	8,1	463	8,0	15,4
Foix	520	976	19,7	678	11,7	-30,6
Santurce I	377	423	8,5	527	9,1	24,7
GI CC (Elcogás)	320	1.171	23,6	1.533	26,4	31,0
Total mixtas	3.582	4.958	100,0	5.803	100,0	17,0
Total fuel/mixtas	8.214	9.925	-	10.249	-	3,3



Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Aceca 2	314	325	2.232	11,8	46,4	0,0	0,2	99,8
Almería 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería total	114	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II total	344	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Burceña	66	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	1.031	4.056	23,1	46,9	3,2	2,8	94,0
Castellón 2	542	903	3.754	19,8	44,4	0,0	4,3	95,7
Castellón total	1.084	1.934	3.905	21,4	45,7	1,6	3,6	94,9
C.Colón 1	70	22	546	3,6	57,6	0,0	1,0	99,0
C.Colón 3	160	35	592	3,3	37,0	0,0	23,8	76,2
C.Colón total	230	57	578	3,4	42,9	0,0	16,9	83,1
Escombreras 1	70	21	578	3,5	51,9	0,0	1,5	98,5
Escombreras 2	70	22	625	3,6	50,3	0,0	0,5	99,5
Escombreras 3	140	259	2.957	21,8	62,6	0,0	3,4	96,6
Escombreras 4	289	360	2.158	14,6	57,7	0,0	3,1	96,9
Escombreras 5	289	324	2.208	13,3	50,8	0,0	4,0	96,0
Escombreras total	858	986	2.051	13,5	56,0	0,0	3,1	96,9
Málaga 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	111	1.390	12,0	66,5	0,0	11,9	88,1
Sabón 2	350	545	2.583	18,3	60,3	0,0	3,4	96,6
Sabón total	470	656	2.278	16,8	61,3	0,0	5,6	94,4
San Adrián 2	350	128	922	4,5	39,7	0,0	7,5	92,5
Santurce 2	542	360	1.396	7,7	47,6	0,0	1,8	98,2
Total fuel	4.632	4.446	1.938	13,8	49,5	0,4	20,5	79,1
Aceca 1	314	596	3.769	21,6	50,4	0,0	0,1	99,9
Algeciras 1	220	171	1.688	9,3	46,0	0,3	4,6	95,1
Algeciras 2	533	1.250	4.472	27,9	52,4	0,0	4,3	95,7
Algeciras total	753	1.421	3.659	22,5	51,6	0,1	4,4	95,5
Besós 1	150	45	427	3,5	70,3	0,0	2,8	97,2
Besós 2	300	358	2.101	16,0	56,8	0,0	15,2	84,8
Besós total	450	403	1.543	11,5	58,0	0,0	11,1	88,9
C.Colón 2	148	182	2.694	15,7	45,6	0,0	10,6	89,4
San Adrián 1	350	179	1.277	6,4	40,0	0,0	9,4	90,6
San Adrián 3	350	284	1.558	9,3	52,1	0,0	0,4	99,6
San Adrián total	700	463	1.418	7,9	46,7	0,0	4,9	95,1

(Sigue)



Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos (Continuación)

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Foix	520	678	2.597	15,7	50,2	3,0	2,5	94,5
Santurce I	377	527	1.305	16,4	107,1	0,0	2,8	97,2
GICC (Elcogás)	320	1.533	6.297	75,6	76,1	17,3	10,5	72,2
Total mixtos	3.582	5.803	2.759	19,8	58,7	2,0	5,3	92,7
Total fuel/mixtos	8.214	10.249	2.296	16,7	54,3	1,1	13,9	85,0

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.

(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.250	12,3	7.765	12,5	7,1
Almaraz II	983	8.395	14,3	7.683	12,4	-8,5
Ascó I	1.028	8.472	14,4	8.012	12,9	-5,4
Ascó II	1.015	7.511	12,8	8.795	14,1	17,1
Cofrentes	1.025	7.772	13,2	7.715	12,4	-0,7
Garoña	466	3.483	5,9	4.030	6,5	15,7
José Cabrera	160	1.177	2,0	1.168	1,9	-0,8
Trillo I	1.066	7.263	12,3	8.733	14,0	20,2
Vandellós II	1.082	7.529	12,8	8.305	13,4	10,3
Total	7.799	58.852	100,0	62.206	100,0	5,7



Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Almaraz I	974	7.765	8.143	97,7	98,0	6,8	0,2	93,0
Almaraz II	983	7.683	8.172	95,7	95,7	7,0	0,0	93,0
Total Almaraz	1.956	15.447	8.158	96,7	96,8	6,9	0,1	93,0
Ascó I	1.028	8.012	8.059	98,9	98,9	7,3	1,2	91,5
Ascó II	1.015	8.795	8.761	98,9	98,9	0,0	0,3	99,7
Total Ascó	2.043	16.808	8.408	98,9	99,0	3,7	0,7	95,6
Cofrentes	1.025	7.715	7.825	96,5	96,2	11,1	0,1	88,8
Garroña	466	4.030	8.731	99,1	99,1	0,0	0,6	99,4
José Cabrera	160	1.168	7.850	95,6	93,0	9,8	3,3	86,9
Trillo I	1.066	8.733	8.251	98,9	99,3	5,5	0,2	94,3
Vandellós II	1.082	8.305	7.855	97,7	97,7	8,7	1,8	89,5
Total	7.799	62.206	8.178	97,8	97,5	6,3	0,6	93,1

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.

(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Factor de carga y producción de los grupos nucleares

	Almaraz I	Almaraz II	Ascó I	Ascó II	Cofrentes	Garroña	J.Cabrera	Trillo I	Vandellós II	Total
Potencia (MW)	974	983	1.028	1.015	1.025	466	160	1.066	1.082	7.799
Producción (GWh)										
Año 1999	7.250	8.395	8.472	7.511	7.772	3.483	1.177	7.263	7.529	58.852
Año 2000	7.765	7.683	8.012	8.795	7.715	4.030	1.168	8.733	8.305	62.206
Δ%	7,1	-8,5	-5,4	17,1	-0,7	15,7	-0,8	20,2	10,3	5,7
Ciclo Operación (a 31-12-2000)	XV	XIII	XV	XIII	XIII	XXI	XXV	XIII	XII	
Factor de carga (%)										
Año 1999	85	98	99	88	87	85	84	78	81	87
Año 2000	91	89	90	99	86	98	83	93	87	91
Δ%	6,8	-8,7	-8,7	12,3	-1,0	15,4	-1,0	19,9	7,5	4,1

5 Régimen especial



En 2000, el ritmo de crecimiento de la energía procedente del régimen especial se ha atenuado respecto a años anteriores, registrándose un incremento del 9,3 %, 13,9 puntos inferior a 1999. Este hecho ha tenido su origen en el estancamiento de las adquisiciones procedentes de energías no renovables, debido al encarecimiento en los precios del petróleo y del gas. Por su parte, las adquisiciones procedentes de energías renovables han mantenido la progresión ascendente de los últimos años, con un crecimiento del 30,0%.

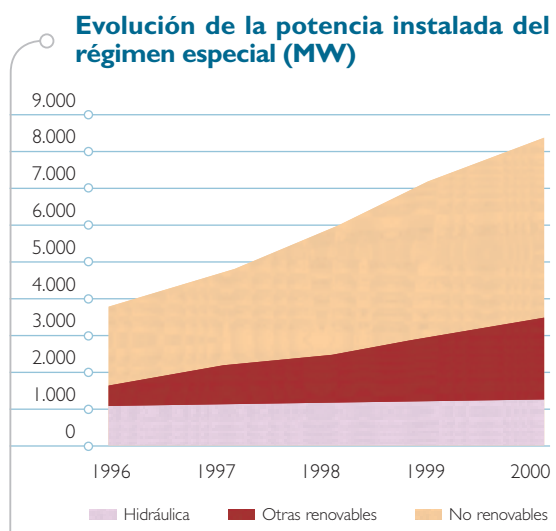
En junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, el cual ha introducido modificaciones en la regulación del régimen especial a través de dos artículos, el primero relativo a la obligación de determinadas instalaciones del régimen especial de realizar ofertas económicas al operador del mercado, y el segundo a la obligación para algunas instalaciones de comunicar sus excedentes previstos en cada período de programación y la aplicación de un mecanismo de penalización de los desvíos entre sus energías previstas y entregadas.

5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

La energía adquirida al régimen especial en el sistema peninsular ha ascendido a 26.526 GWh, con

un crecimiento del 9,3% respecto al año anterior, siendo su contribución a la cobertura de la demanda en b.c. del 13,6 %.

La capacidad instalada a final de año alcanzaba los 8.318 MW lo que supone un 15,9 % del total del sistema eléctrico peninsular, de los cuales 3.518 MW correspondían a energías renovables y 4.800 MW a no renovables, siendo los incrementos de capacidad correspondiente a nuevos productores de 473 MW y 649 MW respectivamente.



Si bien en términos de potencia la nueva capacidad instalada ha supuesto tasas de crecimiento similares para energías renovables y no renovables, ambas situadas en torno al 15,5% respecto a 1999, las diferencias resultan significativas cuando se comparan los crecimientos en términos de energía adquirida:



Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

	Potencia instalada (MW)		Energía adquirida (GWh)	
	2000	%2000/1999	2000	%2000/1999
Renovables	3.518	15,5	9.819	30,0
Hidráulica	1.341	4,0	4.145	10,9
Otras renovables	2.177	24,1	5.674	48,6
No renovables	4.800	15,6	16.707	-0,1
Total	8.318	15,6	26.526	9,3

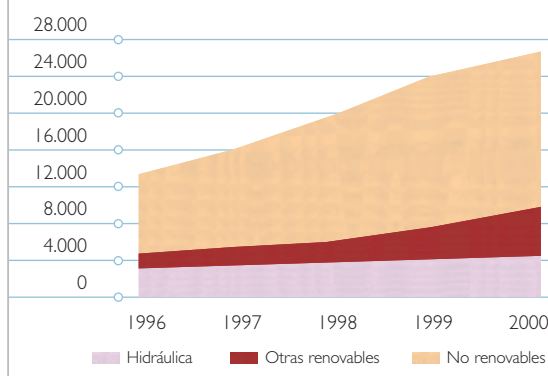
Energías renovables: las adquisiciones procedentes de energías renovables han supuesto un total de 9.819 GWh con un crecimiento del 30,0% respecto a 1999 y una contribución a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. del 5,0%.

- La energía procedente de las centrales hidráulicas ha aportado un total de 4.145 GWh, lo que supone un crecimiento del 10,9%, valor ligeramente superior al incremento medio del régimen especial. La nueva potencia instalada y las elevadas precipitaciones registradas durante la primavera y los dos últimos meses del año han favorecido el crecimiento de esta energía.
- Al igual que en años anteriores, las mayores variaciones del régimen especial se han producido en las instalaciones abastecidas con fuentes de energía renovables no hidráulicas cuyas adquisiciones han alcanzado los 5.674 GWh, con un crecimiento del 48,6% respecto al año anterior. Este crecimiento, se corresponde con un aumento de la capacidad instalada de 422 MW, un 24,1% superior a 1999.

de estas energías, al haber incrementado su producción un 69,8 % respecto a 1999.

Energías no renovables: En contraste con el elevado crecimiento de años anteriores, las adquisiciones procedentes de energías no renovables se han situado en niveles similares a 1999, con unos excedentes totales de 16.707 GWh, hecho que ha determinado la notable disminución del crecimiento del conjunto del régimen especial y que ha venido provocado por las alzas en los precios del petróleo y del gas natural ocurridas durante el año 2000.

Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



La energía de origen eólico, que representa en el conjunto de las energías renovables no hidráulicas, un 86,1% de la capacidad instalada, ha contribuido de forma decisiva al crecimiento

5.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial

En la actualidad coexiste una diferente regulación para los precios de la energía adquirida al régimen



especial, al amparo de las disposiciones de la Ley 54/1997 y sus normas de desarrollo:

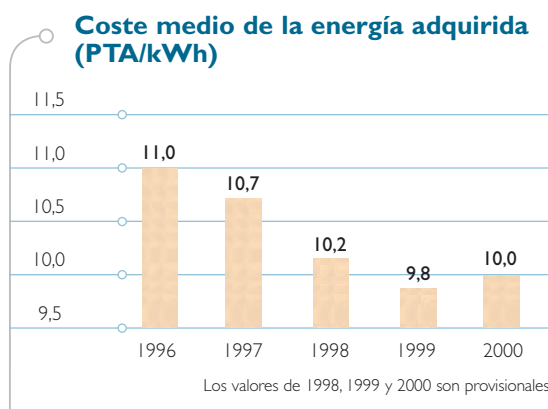
- Por una parte, la Ley había previsto para las instalaciones de producción de energía eléctrica que estuvieran acogidas al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, a la entrada en vigor de la Ley, y para aquellas otras a las que se refería la Disposición Adicional segunda del citado Real Decreto, el mantenimiento de dicho régimen, en tanto subsistiera la retribución de los costes de transición a la competencia.

- Como desarrollo de la Ley, el Real Decreto 2818/1998 estableció un régimen económico para las instalaciones exentas del sistema general de ofertas por el que los precios de la energía adquirida quedaban referenciados a los del mercado de producción complementados con un incentivo, diferente dependiendo del tipo de instalación. Quedaban excluidas de este régimen, aquellas instalaciones que se encontraban acogidas al Real Decreto 2366/1994 y a su disposición adicional segunda.

- La publicación en junio del año 2000 del Real Decreto-Ley 6/2000, supone para las instalaciones de más de 50 MW acogidas al Real Decreto 2366/1994 la obligación de ofertar al mercado de producción, mientras que para las que superen los 5 MW, ya estén acogidas al Real Decreto 2366/1994 o al Real Decreto 2818/1998, se les otorga la capacidad para realizar ofertas. Tanto para las instalaciones obligadas como para las que ejerzan el derecho a ofertar, la retribución será el precio resultante del sistema de casación más 1,5 PTA/kWh en con-

cepto de garantía de potencia, o la cantidad que se determine reglamentariamente.

El coste medio en 2000 de la energía adquirida al régimen especial se situó en 10,0 PTA/kWh, un 2% superior al del año anterior. Este incremento es debido, por una parte, al aumento del peso de las energías renovables, que son las de mayor coste medio, y por otra al efecto que ha tenido la elevación de los precios del mercado de producción sobre las instalaciones del régimen especial que tienen su retribución ligada a estos precios.





5 Régimen especial



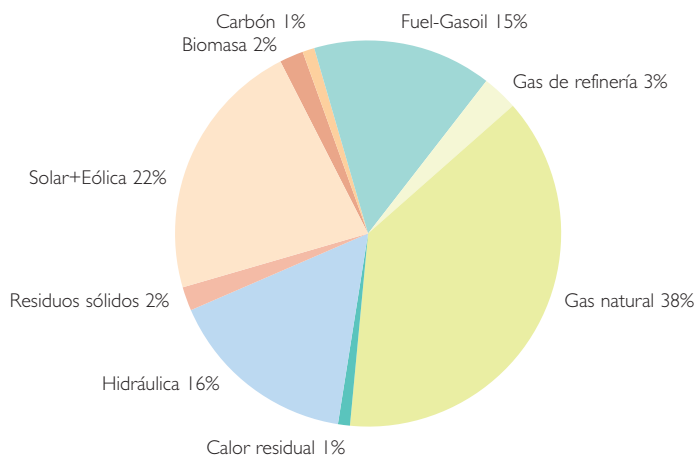
Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible	52
Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible	52
Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible	53
Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible	53



Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
Renovables	1.419	1.731	2.165	3.045	3.518	15,5
Hidráulica	1.026	1.095	1.158	1.290	1.341	4,0
Otras renovables	392	636	1.007	1.755	2.177	24,1
Biomasa	83	84	87	120	127	5,8
Eólica	163	405	759	1.460	1.875	28,4
R.S. Industriales	76	76	88	100	100	0,0
R.S. Urbanos	69	70	71	74	74	0,0
Solar	1	1	1	1	1	12,1
No renovables	2.393	2.867	3.544	4.151	4.800	15,6
Carbón residual	47	47	54	54	54	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	543	748	919	1.114	1.235	10,9
Gas de refinería	209	209	209	209	209	0,0
Gas natural	1.527	1.795	2.293	2.705	3.233	19,5
Total	3.812	4.598	5.709	7.196	8.318	15,6

Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible

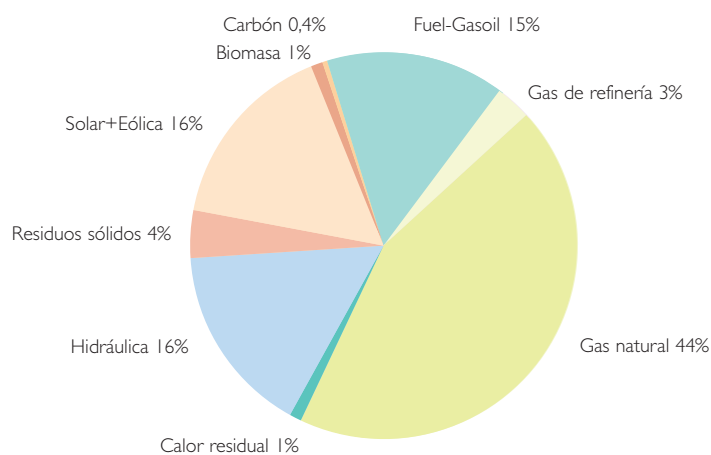




Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
Renovables	4.918	5.061	5.924	7.555	9.819	30,0
Hidráulica	3.544	3.429	3.578	3.738	4.145	10,9
Otras renovables	1.374	1.632	2.346	3.817	5.674	48,6
Biomasa	357	193	214	322	377	17,1
Eólica	304	620	1.237	2.507	4.256	69,8
R.S. Industriales	458	455	534	587	600	2,2
R.S. Urbanos	255	363	360	400	439	9,7
Solar	1	1	1	1	2	11,9
No renovables	8.741	11.100	13.786	16.725	16.707	-0,1
Carbón residual	130	124	144	149	150	0,7
Carbón	40	108	106	93	97	4,3
Fuel-Gasoil	1.596	2.139	3.123	4.116	3.986	-3,2
Gas de refinería	1.010	984	912	844	757	-10,3
Gas natural	5.965	7.745	9.501	11.523	11.717	1,7
Total	13.659	16.161	19.710	24.280	26.526	9,3

Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible



6 Operación del sistema



Durante el año 2000 la operación del sistema se ha desarrollado conforme a los criterios y procedimientos establecidos, no habiéndose registrado ningún incidente digno de mención.

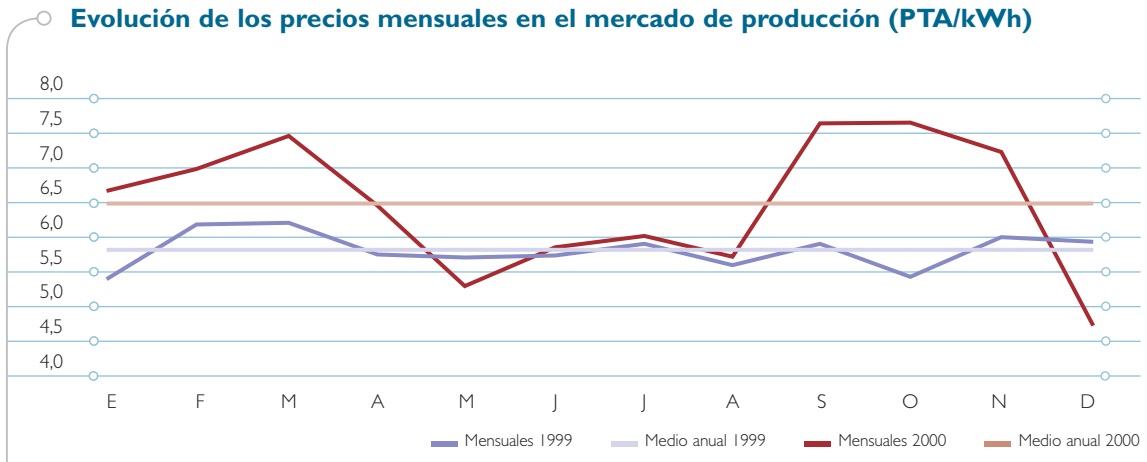
Entre los hechos más relevantes relacionados con la operación del sistema que se han producido se pueden destacar los siguientes:

- RED ELÉCTRICA ha iniciado un procedimiento de intercambio de datos con operadores de sistemas vecinos que permitirá en un futuro mejorar la precisión con que actualmente se hacen los cálculos y previsiones relativos a la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales.
- Mediante Resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 10 de marzo de 2000 fue aprobado el Procedimiento de Operación (P.O.) 7.4. por el que se establece el Servicio Complementario de Control de Tensión. La aplicación de este procedimiento está pendiente de la aprobación de los precios regulados y coeficientes establecidos en la Resolución.
- De acuerdo con el Plan de Reestructuración de los Centros de Control de RED ELÉCTRICA, a lo largo de 2000 se realizaron los trabajos precisos en los sistemas de control y telecomunica-

ciones y se llevó a cabo la formación y dotación del personal necesario para que el 15 de noviembre de 2000 se produjera la transferencia efectiva de funciones del CEORE Norte al CECOEL.

Otros hechos significativos relacionados con la operación en tiempo real del sistema fueron los siguientes:

- Durante el mes de enero de 2000 la operación en tiempo real del sistema hizo frente a cinco máximos históricos de demanda, tanto en términos de energía diaria como de potencia horaria. También en el mes de junio de 2000 se alcanzaron registros históricos en el consumo de energía eléctrica para el periodo estival, llegándose el día 30 de junio a las 12:29 horas a 29.500 MW y a 602 GWh de consumo diario.
- El día 26 de enero debido al elevado consumo de gas que se había registrado en las fechas previas y la consiguiente reducción de las reservas, se interrumpió el suministro de gas a todas las centrales térmicas del sistema español peninsular, causando la indisponibilidad completa del grupo 1 de la central de Algeciras (sin capacidad para quemar fuel-oil) y parcial de la central de Foix entre las 11 y 12 horas. El resto de centrales pasaron a quemar fuel-oil. Sola-



mente se suministró gas para los procesos de arranque y parada. A partir del día 1 de febrero se comenzó a restablecer la alimentación de gas a todas las centrales térmicas, quedando completamente normalizado el suministro el día 5 del mismo mes.

lando entre un máximo de 7,68 PTA/kWh en octubre y un mínimo de 4,88 PTA/kWh en diciembre.

El coste del conjunto de los mercados de operación ha tenido una repercusión sobre el precio final del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh, superior al del año anterior, debido fundamentalmente al crecimiento del coste de resolución de restricciones técnicas.

En relación con el precio de la energía en el mercado eléctrico, éste ha experimentado un fuerte incremento durante 2000, alcanzando un precio medio final de 6,51 PTA/kWh, un 11,4 por ciento mayor que en 1999.

6.1 La operación del sistema y el mercado eléctrico

La finalidad de la operación del sistema es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la coordinación del sistema de produc-

En términos mensuales, los precios medios han mostrado una mayor volatilidad que el año anterior, osci-

Operación del sistema

Año	Mes	Semana	Día D-1	Día D	Día D+1	Mes	Año
Actuaciones a medio y corto plazo							
			Mercados de operación				
				Operación en tiempo real			
					Actuaciones posteriores al mercado		



ción-transporte. Para ello RED ELÉCTRICA, de acuerdo con la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, desarrolla una serie de actuaciones que, en relación con su proximidad a la operación en tiempo real, se clasifican en:

- Actuaciones a medio y corto plazo
- Gestión de los mercados de operación
- Operación en tiempo real
- Actuaciones posteriores al tiempo real

6.1.1 Actuaciones a corto y medio plazo

Las actividades de medio y corto plazo están encaminadas a prever el funcionamiento del sistema y a estrechar el margen de actuación y de deriva del mismo a medida que se aproxima el tiempo real. Con la periodicidad necesaria, RED ELÉCTRICA proporciona a los agentes la información que elabora como consecuencia de estas actuaciones, a fin de facilitarles su participación y el correcto funcionamiento del mercado. Las actuaciones que se realizan son las siguientes:

Previsión de la demanda, su cobertura y análisis de garantía

RED ELÉCTRICA realiza y publica para cada hora una previsión de la demanda global.

RED ELÉCTRICA elabora informes mensuales sobre previsión de cobertura de la demanda del sistema eléctrico, en los que se recoge la previsión de la situación del sistema con un horizonte móvil de un año, identificando los posibles problemas de cobertura global y por zonas, y proponiendo soluciones, incluso para situaciones poco probables.

Confirmación del mantenimiento de los grupos generadores

Aunque las revisiones de los grupos de generación son planificadas por sus propietarios, RED ELÉCTRICA debe analizar su compatibilidad con la continuidad del suministro en energía y en potencia, y proponer, en su caso, los cambios necesarios. Esta información se actualiza mensualmente.

Coordinación del mantenimiento de la red de transporte

El mantenimiento de los elementos que componen la red de transporte corresponde a las empresas propietarias de los mismos. Sin embargo, la importante repercusión que estas tareas tienen sobre la seguridad del sistema obliga a verificar la compatibilidad de los planes de los transportistas y a adecuarlos a las condiciones de demanda, a los planes de revisión de los grupos generadores y a las circunstancias previsibles de operación, tareas asignadas a RED ELÉCTRICA en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 1195/2000.

Con este fin se elabora un Plan Anual de Descargos de la red de transporte que se revisa y actualiza cada dos meses, programándose finalmente los trabajos en un Plan Semanal, cuya realización queda supeditada a la situación real del sistema en el momento en que deben ser ejecutados.

Cálculo de la capacidad de las interconexiones internacionales

La capacidad disponible en las interconexiones internacionales depende de la situación de la red de transporte y de la generación programada a ambos lados de las interconexiones.



RED ELÉCTRICA calcula y publica las previsiones de capacidad de intercambio con horizonte anual y semanal, actualizando esta última diariamente. Además, se tiene en cuenta cualquier modificación importante de la topología de la red o de la estructura de la generación que repercuta sobre la capacidad, haciéndola pública de forma inmediata.

Planes de apoyo a la operación

A lo largo de 2000 se ha continuado la revisión de los planes existentes adaptándolos a las nuevas situaciones y se han abordado otros nuevos. El objeto de estos planes es facilitar la toma de decisiones en la operación en tiempo real.

- Planes de salvaguarda

Se elaboran para hacer frente a situaciones particulares que pueden generar dificultades en la operación en tiempo real. Constituyen guías de orientación para los operadores en las que se identifican los problemas potenciales y se señalan las medidas, tanto preventivas como correctoras, que se deberían aplicar en cada caso.

- Planes de control de tensión de

la red de transporte

Constituyen una herramienta que facilita la toma de decisiones para mantener la tensión en valores adecuados que garanticen las condiciones de calidad y seguridad del sistema ante posibles situaciones de riesgo.

- Planes de reposición del servicio

Ante la eventualidad de pérdidas de suministro de distinto alcance, los planes de reposición

contienen las actuaciones necesarias, así como los medios de reposición que deben ser empleados para devolver al sistema a un estado seguro y estable. Dichos planes se prueban en un sistema informático de simulación donde los operadores ponen en práctica los procedimientos contenidos en los planes, al tiempo que se familiarizan con este tipo de situaciones poco frecuentes.

6.1.2 Gestión de los mercados de operación

El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. La Ley del Sector Eléctrico establece la separación entre la gestión económica y la gestión técnica del sistema eléctrico, responsabilidades encomendadas, respectivamente, al operador del mercado, OMEL, y al operador del sistema, RED ELÉCTRICA.

El proceso completo por el que quedan establecidos los programas finales de generación y demanda es el siguiente:

- Cada día, antes del inicio del mercado diario, RED ELÉCTRICA publica la previsión de demanda peninsular. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al operador del mercado sus ofertas de compra o venta de electricidad para el día siguiente, procediendo éste a la casación de dichas ofertas y a establecer el programa diario base de funcionamiento. Este programa, junto con las transacciones no sujetas al sistema de ofertas, contratos bilaterales y pro-



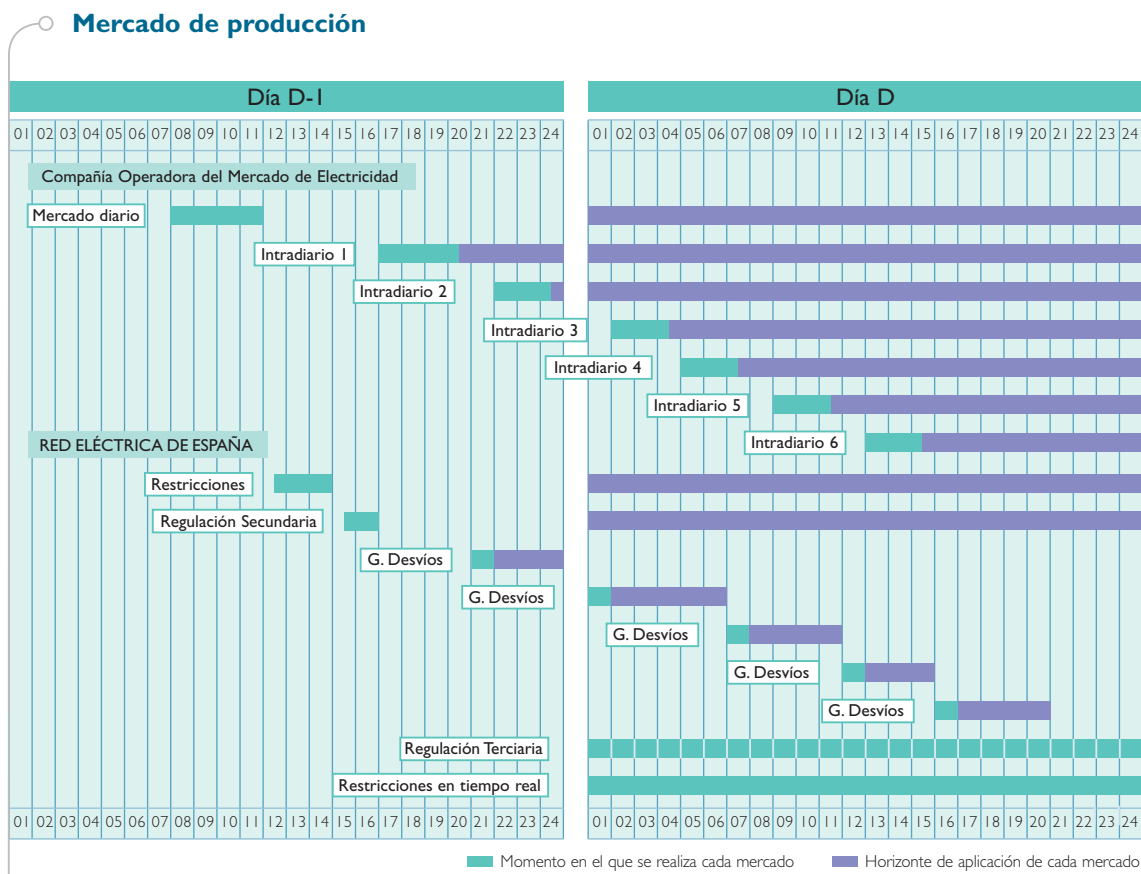
ducción en régimen especial, es enviado por el operador del mercado a RED ELÉCTRICA para su análisis desde el punto de vista de seguridad del suministro.

- Una vez solucionadas las restricciones técnicas, RED ELÉCTRICA abre el mercado de servicios complementarios. La incorporación de las necesidades de reserva secundaria da lugar al programa viable definitivo.
- A continuación tienen lugar los diferentes mercados intradiarios, cuya finalidad es permitir a los agentes introducir los ajustes que consideren necesarios como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de su demanda o incidencias en sus instalaciones de generación.

El programa resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se publica el programa horario final.

- A pesar de los ajustes realizados en el mercado intradiario, entre las diferentes sesiones de éste pueden aparecer desajustes entre la generación y la demanda debidos a variaciones en la demanda prevista o averías en generadores. En función del volumen de energía y la duración prevista del desajuste, se recurre a las ofertas de energía de regulación terciaria o bien se convoca el mercado de gestión de desvíos.

Los procesos anteriores, la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios com-





plementarios y la gestión de desvíos constituyen los mercados de operación, cuya finalidad es adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diario e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica.

Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación del sistema, quien ha desarrollado una herramienta informática específica para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados con el mercado eléctrico: el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

a) Restricciones técnicas

Con posterioridad al mercado diario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales confirmados por los agentes, se analizan los programas de producción de las centrales y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar 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 detectadas.

En la mayoría de los casos, la solución de las restricciones implica la sustitución de la producción de centrales asignada en los respectivos mercados por la producción de otras centrales ubicadas en las zonas donde se producen las restricciones.

Después de cada sesión del mercado intradiario se analiza el resultado a fin de garantizar las condiciones de seguridad del sistema. Si se

detectase alguna restricción técnica se resuelve retirando las ofertas asignadas que provocan dicha restricción.

En tiempo real se analiza de forma permanente el estado de seguridad previsto del sistema. En caso de detectarse cualquier restricción técnica se adoptan las medidas necesarias para resolverla.

b) Servicios complementarios

Son aquellos servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Los servicios complementarios incluyen:

- Regulación primaria

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. La regulación primaria es aportada por los generadores mediante la variación de la potencia de sus centrales como respuesta a las variaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 0 hasta los 30 segundos.

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido.

- Regulación secundaria

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 programa-



dos. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

La regulación secundaria es aportada por los generadores, cuyas ofertas son seleccionadas mediante los correspondientes mecanismos competitivos.

Es un servicio complementario que se retribuye por dos conceptos:

- Banda de regulación
Cada día, RED ELÉCTRICA publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para la programación del día siguiente.

Los productores ofertan una banda de regulación para cada unidad de oferta habilitada para la prestación de este servicio complementario. Se asignan las ofertas, aplicando criterios de mínimo coste, hasta cubrir los requerimientos, formándose un precio marginal de banda en cada hora.

- Energía de regulación secundaria
La utilización de la energía secundaria se realiza, de forma automática, basándose en la asignación de banda establecida por RED ELÉCTRICA el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora, cada hora, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera

sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir a la energía de regulación secundaria utilizada.

- Regulación terciaria
Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación 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.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido a través del correspondiente mercado de operación. En caso de considerarlo necesario, se asigna el servicio de regulación terciaria teniendo en cuenta las ofertas enviadas a tal fin por las unidades de producción. El precio del mercado es fijado por la última oferta asignada en cada hora.

- Otros servicios complementarios
 - Control de tensión
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.



Son proveedores de este servicio complementario los grupos generadores del régimen ordinario de potencia neta no inferior a 30 MW y con conexión directa a nudos de la red de transporte, las empresas transportistas, los consumidores cualificados no acogidos a tarifa con potencia contratada no inferior a 15 MW y conectados directamente a la red de transporte y los gestores de las redes de distribución.

- **Reposición del servicio**

Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de un cero de tensión nacional o zonal amplio. Este es el caso de pérdidas importantes de mercado y generación en las que se hace preciso reponer el servicio desde las redes de niveles inferiores hacia la red de transporte, llevando al sistema a un estado estable que permita reemprender su normal funcionamiento y restablecer la operativa del mercado de producción.

Este servicio está actualmente en fase de desarrollo reglamentario.

c) Gestión de desvíos

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo 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.

Para ello, se evalúan los desvíos previstos y se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos. La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción de genera-

ción y de bombeo que presentan los agentes a dicha convocatoria. La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se hace al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

6.1.3 Operación en tiempo real

La operación del sistema eléctrico en tiempo real es realizada por RED ELÉCTRICA a través del Centro de Control 1 (CECOEL), del Centro de Control 2 (Tres Cantos) y de los Centros de Control Eléctrico Regional (CEORE) y tiene por objeto gestionar el sistema de producción-transporte, asegurando que, en todo momento, se verifiquen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico contemplados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Las actividades de operación en tiempo real son las siguientes:

Supervisión y control de la seguridad del sistema eléctrico

Incluye las siguientes actividades:

- Supervisión de las variables de control de la seguridad del sistema eléctrico y contraste con los límites establecidos en los Procedimientos de Operación.
- Análisis de contingencias.
- Adopción de medidas preventivas y correctivas sobre la topología de la red y la generación.

Coordinación y operación de la red de transporte

La coordinación de la operación del conjunto de la red de transporte, independientemente de la propiedad de las instalaciones, es realizada por el



CECOEL con la colaboración del Centro de Control 2 y de los CEORE, impartiendo para ello las instrucciones de operación precisas. Para el caso de las instalaciones propiedad de RED ELÉCTRICA la maniobra en operación normal de las mismas es realizada mediante telemando desde los Centros de Control indicados.

Gestión de los mercados de operación.

En tiempo real RED ELÉCTRICA gestiona los siguientes procesos ya comentados anteriormente:

- Solución de restricciones en tiempo real
- Servicios complementarios
- Gestión de desvíos

6.1.4 Actuaciones posteriores al tiempo real

Las responsabilidades de RED ELÉCTRICA como operador del sistema no concluyen con la operación en tiempo real del sistema de generación y transporte sino que se prolongan con un conjunto de actividades relacionadas con la contabilidad energética y el análisis de la propia operación, necesarias para la realización de las liquidaciones económicas y para el seguimiento del mercado eléctrico.

Sistema de información de medidas eléctricas

En 2000 se ha puesto en servicio el WEB externo del Concentrador Principal por el que los distintos sujetos pueden consultar la información de los puntos de medida y frontera de los que son participantes, así como información general y agregada de sus medidas.

Se han cerrado los balances horarios de energía intercambiada entre los agentes que acuden al

mercado eléctrico, así como la energía intercambiada a través de las interconexiones internacionales, mediante el Concentrador Principal de RED ELÉCTRICA. Esto ha supuesto definir 14.081 Puntos Frontera, de los que 11.183 corresponden a clientes cualificados.

Asimismo, las empresas eléctricas han continuado la instalación de los nuevos equipos contadores/registradores de energía activa y reactiva, de forma horaria, totalmente adaptados al Reglamento de Puntos de Medida y equipados con comunicaciones, estando en fase muy avanzada los equipos de medida correspondientes a generación y distribución y en primera fase de implantación los correspondientes a los consumidores cualificados.

Finalmente, se ha comenzado a recibir en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas información a través de concentradores secundarios. Los datos recibidos corresponden fundamentalmente a fronteras de generación-transporte y de transporte-distribución.

Determinación de las pérdidas de la red de transporte

Diariamente, RED ELÉCTRICA calcula y publica las pérdidas horarias en la red de transporte por diferencia entre las medidas de la energía entregada a la red y la energía tomada de la red para su consumo.

Seguimiento y análisis de las actuaciones realizadas en la operación del sistema

El seguimiento y análisis de las actuaciones realizadas en la operación del sistema tiene como objeti-



vo la obtención de la información completa del sistema eléctrico para su difusión y tratamiento estadístico, así como extraer conclusiones encaminadas a la mejora de la operación y de los diferentes procesos de los mercados de operación.

En el ámbito de estas actuaciones, se elaboran informes con carácter diario y mensual sobre la operación del sistema, se publican con diversa periodicidad (diaria, mensual y anual) estadísticas relativas a la operación del sistema, datos de disponibilidad del equipo generador y de la red de transporte, etc.

Asimismo, RED ELÉCTRICA es responsable de elaborar, y proponer para su aprobación por el Ministerio de Economía, los procedimientos necesarios para la operación del sistema. Desde 1998 se han desarrollado un importante número de procedimientos, estando algunos en proceso de aprobación o de revisión. El anexo incluye una lista de los procedimientos en vigor.

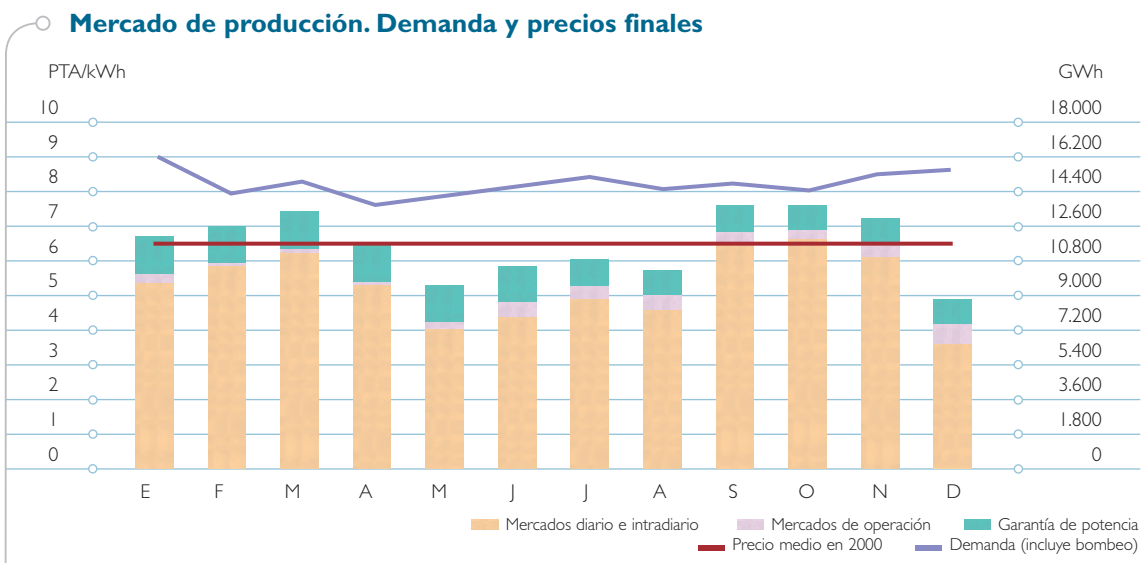
eléctrico, el precio medio final ha sido 6,51 PTA/kWh, un 11,4% superior al registrado en 1999. El precio del mercado diario, principal componente del precio del mercado de producción, ha representado el 81,0% del precio final, mientras que el coste de la garantía de potencia ha aportado el 14,3% y el coste resultante de los mercados de operación ha supuesto el 4,7%.

La demanda en el mercado de producción ascendió a 177.295 GWh, un 6,7% más que el año anterior. El 96,8% de esta energía ha sido contratada en el mercado diario, mientras que el 2,4% corresponde a la demanda neta negociada en el mercado intradiario y el 0,8% restante ha sido aportada por la energía de operación.

En términos mensuales, los precios medios han mostrado una mayor volatilidad que el año anterior, oscilando entre un máximo de 7,68 PTA/kWh en octubre y un mínimo de 4,88 PTA/kWh en diciembre. Los valores extremos de energía se registraron en enero, 16.335 GWh, y en abril, 13.546 GWh.

6.2 El mercado de producción en 2000

En el tercer año de funcionamiento del mercado





Mercado diario

En 2000, el precio medio anual en el mercado diario se situó en 5,29 PTA/kWh, valor que representa el 81,3% del precio final del mercado. La energía intercambiada en este mercado ascendió a 171.556 GWh, el 96,8% de la demanda total del mercado de producción. Estos registros de precio y demanda se han incrementado en un 19,0% y un 5,4%, respectivamente, respecto al año anterior.

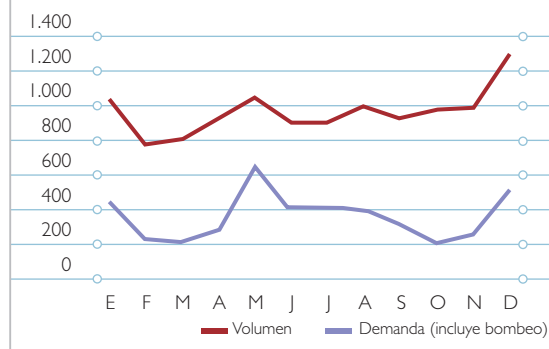
Los precios medios mensuales han sido menos estables que en 1999, alcanzándose el mayor precio en octubre con 6,63 PTA/kWh, y el menor en diciembre con 3,63 PTA/kWh. La banda de precios horarios máximos y mínimos ha revelado una gran volatilidad en los tres últimos meses del año, en los que los precios se han situado la mayor parte de las horas en un rango entre las 2 y las 12 PTA/kWh, mientras que en el resto de meses los precios han variado entre las 2 y las 8 PTA/kWh.

Mercado intradiario

El volumen de energía negociado ha ascendido a 11.487 GWh, un 31,4% más que en 1999, cifra

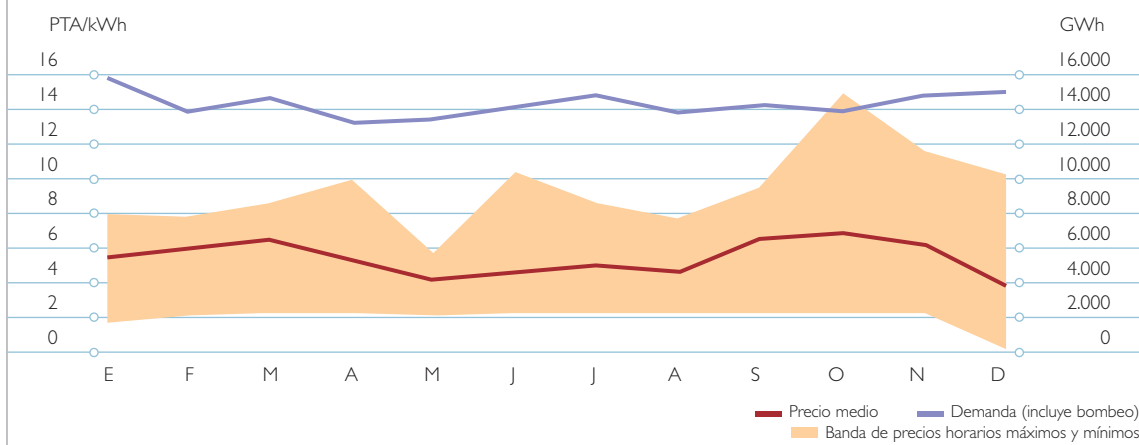
que representa el 6,7% de la energía del mercado diario, 1,3 puntos más que el año anterior. El mayor volumen de ajustes tiene lugar en la sesión posterior al mercado diario, debido fundamentalmente a su mayor horizonte de actuación.

Mercado intradiario. Volumen de energía contratada y demanda (GWh)



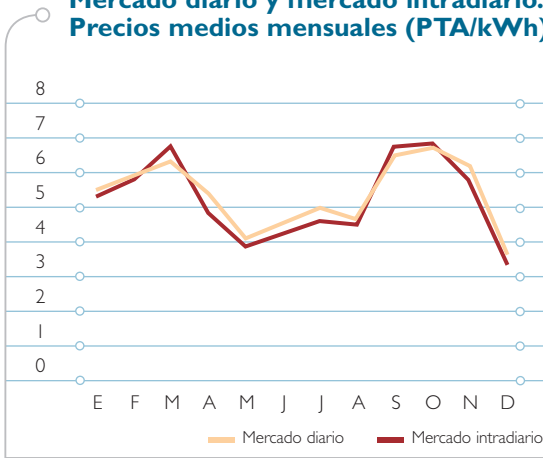
Del volumen total de energía intercambiada en el mercado intradiario, el 63,5% ha permitido a los agentes, principalmente productores, ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado diario, mientras que el 36,5% restante ha implicado un aumento neto de la demanda.

Mercado diario. Demanda y precios medios mensuales





Mercado diario y mercado intradiario. Precios medios mensuales (PTA/kWh)



ción de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadoras.

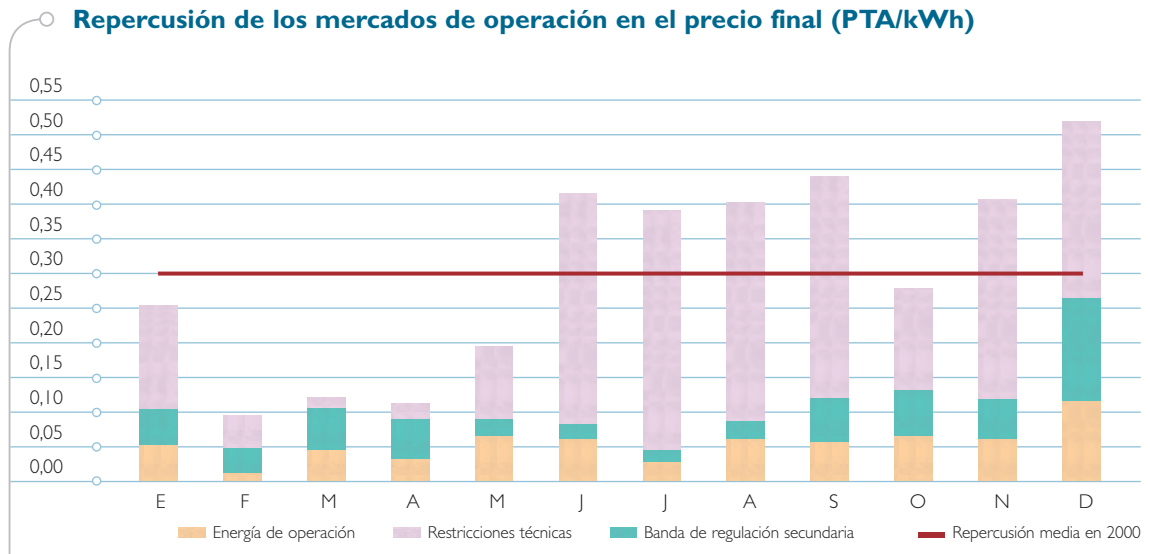
La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía en el mercado de producción ha representado una disminución de 0,02 PTA/kWh, prácticamente idéntica a la del año anterior.

6.3 Los mercados de operación en 2000

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación se elevó a 9.884 GWh, un 5,6% de la demanda del mercado y un 23,1% más que en

El precio medio anual en el conjunto de mercados intradiarios ha sido 5,1 PTA/kWh, un 3,7% inferior

Repercusión de los mercados de operación en el precio final (PTA/kWh)

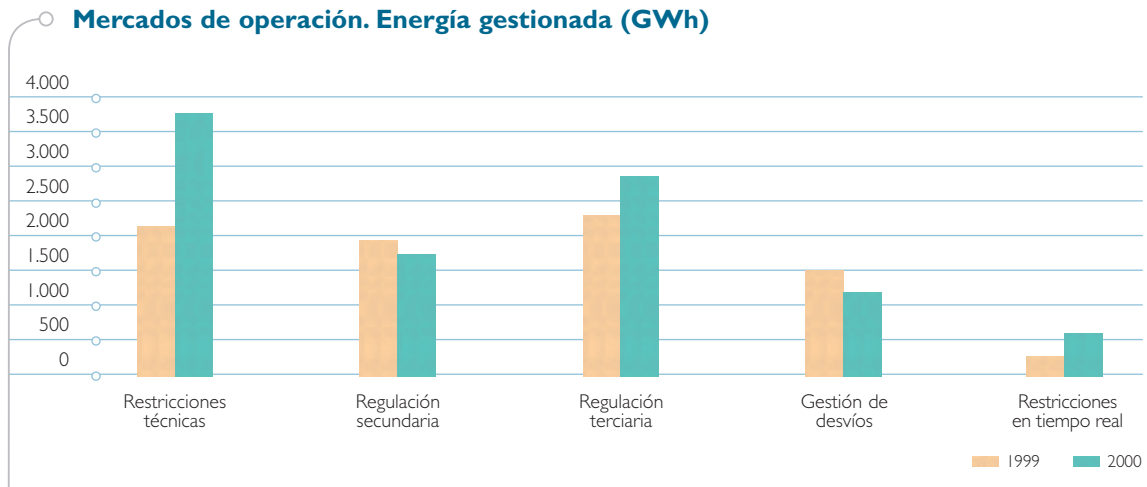


al del mercado diario. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participa-

1999. Este incremento es consecuencia fundamentalmente del crecimiento del volumen de

Energía gestionada en los mercados de operación. 1999-2000 (GWh)

	1999		2000		%2000/1999	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas		2.154		3.657		69,8
Regulación secundaria	907	1.003	801	880	-11,7	-12,3
Regulación terciaria	1.254	955	1.855	983	47,9	2,9
Gestión de desvíos	799	692	838	292	4,8	-57,8
Restricciones en tiempo real	133	130	231	348	74,0	168,5
Energía total gestionada	8.027		9.884		23,1	



energía programada para la resolución de las restricciones técnicas.

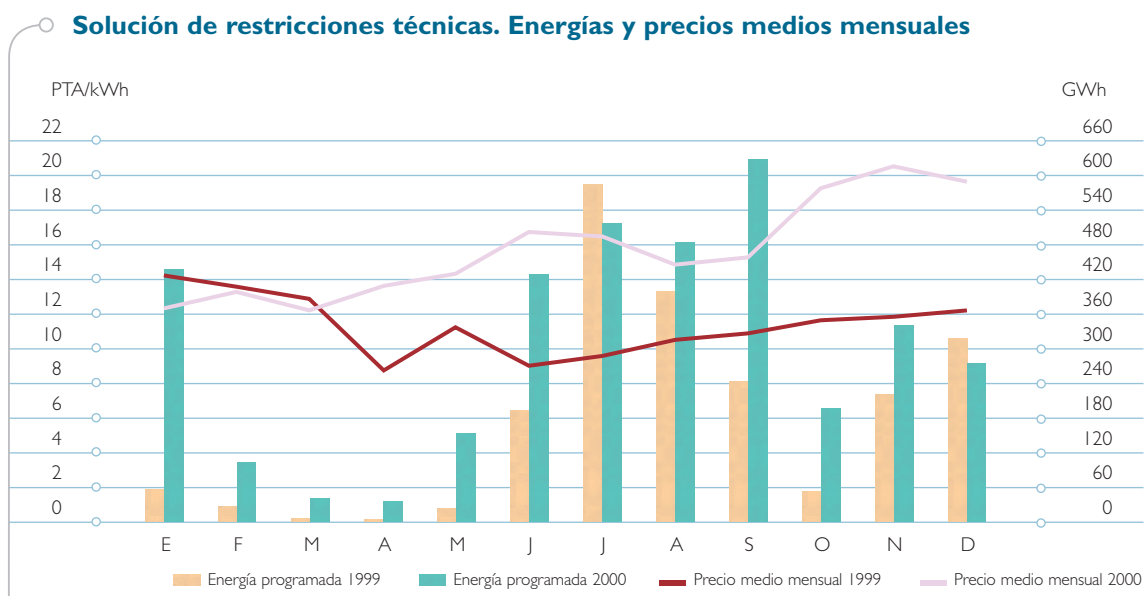
El coste del conjunto de mercados de operación en 2000 ha sido de unos 53.600 MPTA, que en términos unitarios supone una repercusión sobre la demanda del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh, el 4,7% del precio final de dicho mercado.

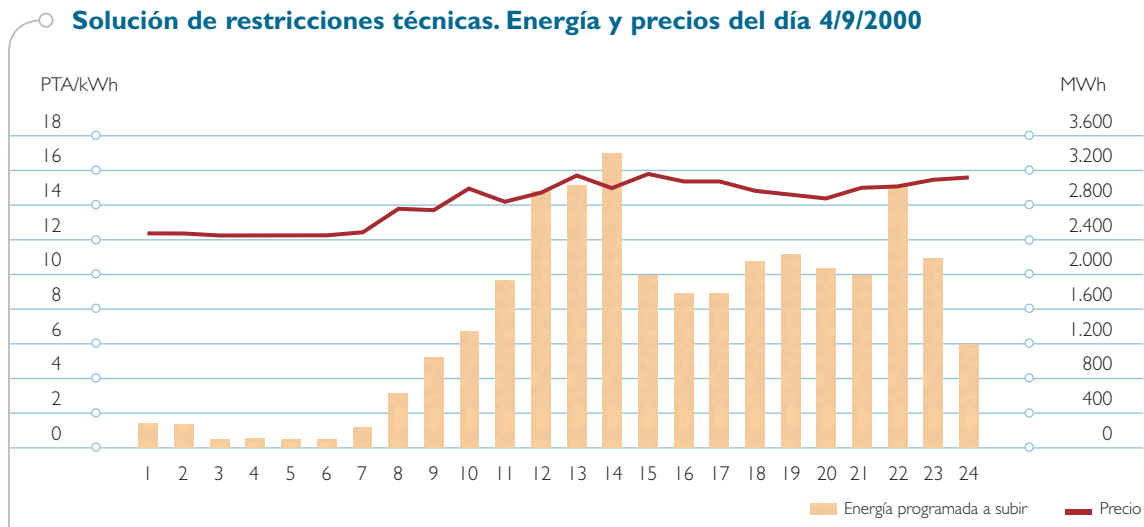
Mensualmente, la repercusión de los mercados de operación ha experimentado variaciones impor-

tantes debido, principalmente, a la distinta hidraulicidad, a las indisponibilidades del equipo generador, especialmente la recarga de los grupos nucleares, y a las temperaturas extremas registradas tanto en verano como en invierno.

6.3.1 Solución de restricciones técnicas

En 2000, la energía programada por solución de restricciones fue 3.657 GWh. El incremento respecto al año anterior es consecuencia, principalmente, del aumento del consumo de potencia reactiva en verano en las zonas andaluza, levante,





catalogana y centro y del mayor volumen de energía programado en los meses de invierno, los de mayor demanda.

El precio medio de las restricciones fue 16,1 PTA/kWh, un 50,0% mayor que el del año anterior; ello ha sido debido fundamentalmente a la elevación del precio del fuel (éste se triplicó en el periodo comprendido entre mayo de 1999 y diciembre de 2000) combustible más utilizado en la resolución de restricciones.

El precio de las restricciones es superior al precio del mercado diario, ya que representa acoplamientos de generación no casada en dicho mercado. El coste anual ascendió a 34.927 MPTA, que en términos unitarios representa una repercusión de 0,197 PTA/kWh sobre el precio final del mercado.

A pesar del fuerte crecimiento que ha experimentado, la energía programada por restricciones técnicas apenas ha supuesto el 2,1% de la demanda del mercado. De igual forma, el precio registrado, aunque elevado, se aplica sobre un

volumen de energía relativamente pequeño, con lo que el coste de las restricciones sólo ha representado el 3,0% del precio final del mercado de producción. En septiembre, debido a los elevados niveles de demanda y a la coincidencia de las recargas de combustible de las centrales nucleares de Cofrentes y Vandellós fue precisa la programación del mayor volumen de energía programada por restricciones de todo el año 2000, tanto a nivel mensual, 629 GWh, como diario, 36 GWh el 4 de septiembre.

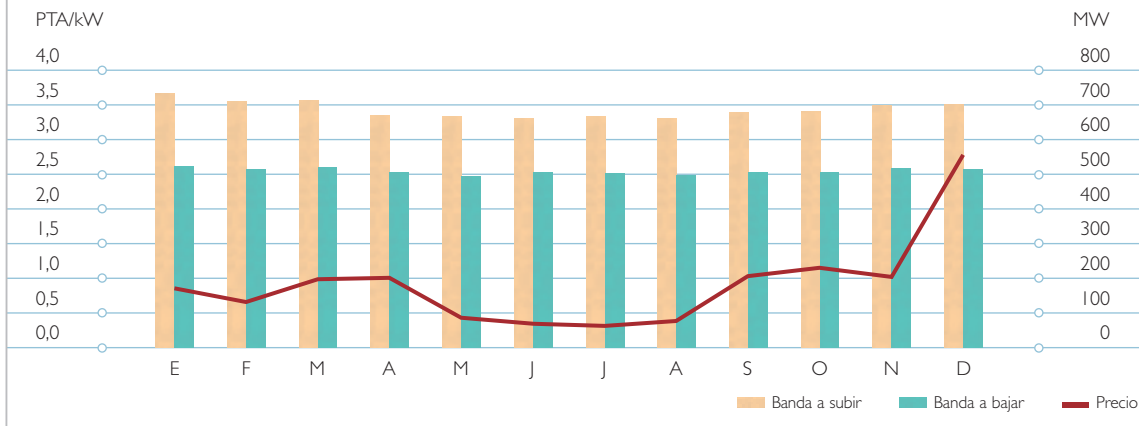
6.3.2 Servicios complementarios

Los servicios complementarios comprenden la regulación primaria, secundaria y terciaria. La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita, la regulación secundaria tiene carácter potestativo y retribución explícita, mientras que la regulación terciaria tiene carácter obligatorio y retribución explícita.

Los resultados de la aplicación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria durante el año 2000 han sido los siguientes:



Regulación secundaria. Banda y precios medios mensuales



Regulación secundaria

Este servicio se retribuye por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

- Banda de regulación

En 2000, la banda media de regulación fue 1.199 MW, de la que un 57,5% fue a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 9.397 MPTA, suponiendo una repercusión unitaria de 0,053 PTA/kWh sobre la demanda del mercado, valores ambos superiores a los registrados en 1999, 4.776 MPTA y 0,029 PTA/kWh respectivamente.

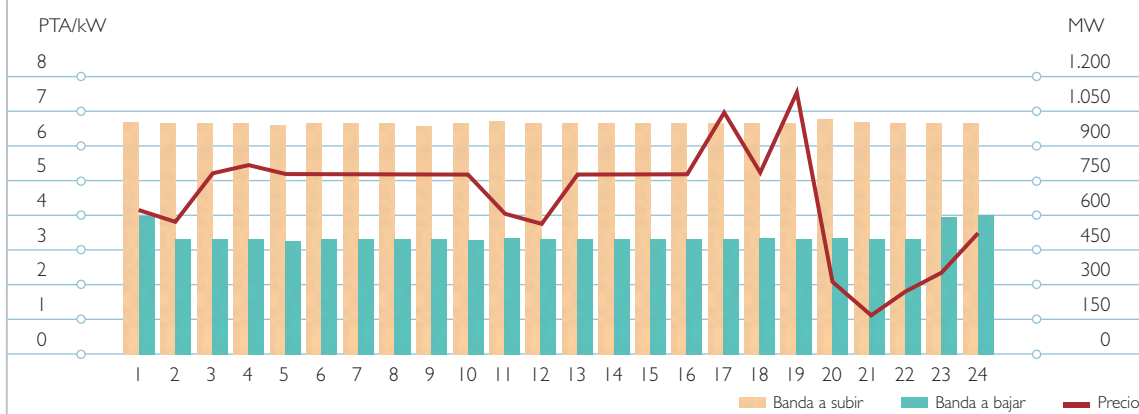
El precio medio anual en el mercado de banda de regulación ha sido 0,92 PTA/kW, frente a 0,47 PTA/kW en 1999.

El máximo precio horario de la banda durante el año 2000 se alcanzó el día 12 de diciembre, 13,0 PTA/kW. Por su parte, el día 1 de enero se registró el mayor coste diario del año por asignación de banda de regulación secundaria, 173 MPTA, debido a los márgenes más amplios de reserva solicitados durante las primeras horas de ese día con objeto de afrontar con la requerida seguridad el tránsito al año 2000, en aplicación de la Orden Ministerial de 27 diciembre. Sin considerar este día excepcional, el coste más alto por asignación de banda se registró el día 12 de marzo con 164 MPTA.

- Energía de regulación secundaria

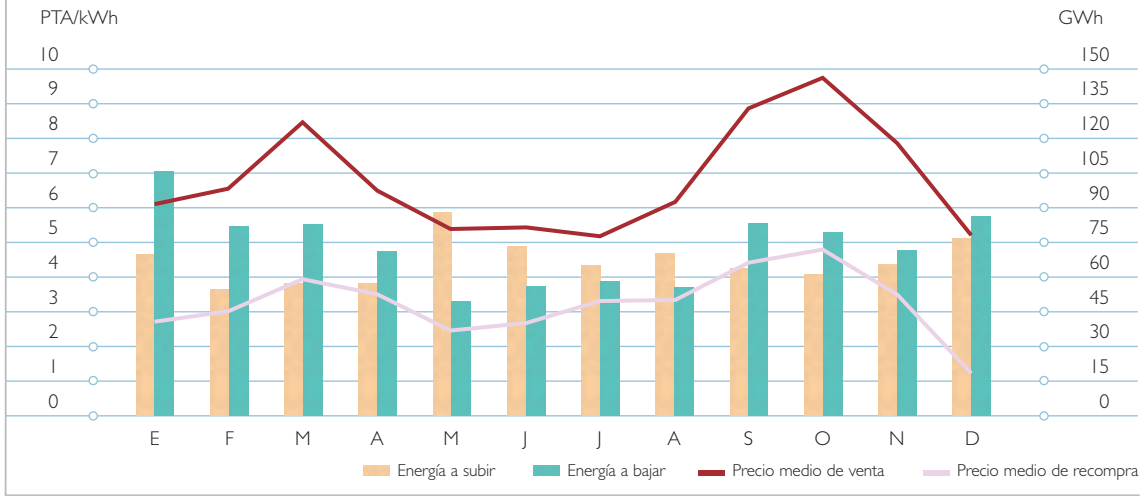
En 2000, la energía de regulación secundaria a

Regulación secundaria. Banda y precios del día 12/03/2000





Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales



subir fue 801 GWh, con un precio medio de 6,67 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 880 GWh, con un precio medio de recompra de 3,25 PTA/kWh.

fue 1.855 GWh, con un precio medio de 8,41 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 983 GWh, con un precio medio de 2,29 PTA/kWh.

El jueves 12 de octubre, el coste diario de la utilización de energía secundaria a subir alcanzó su valor máximo anual, 27 MPTA.

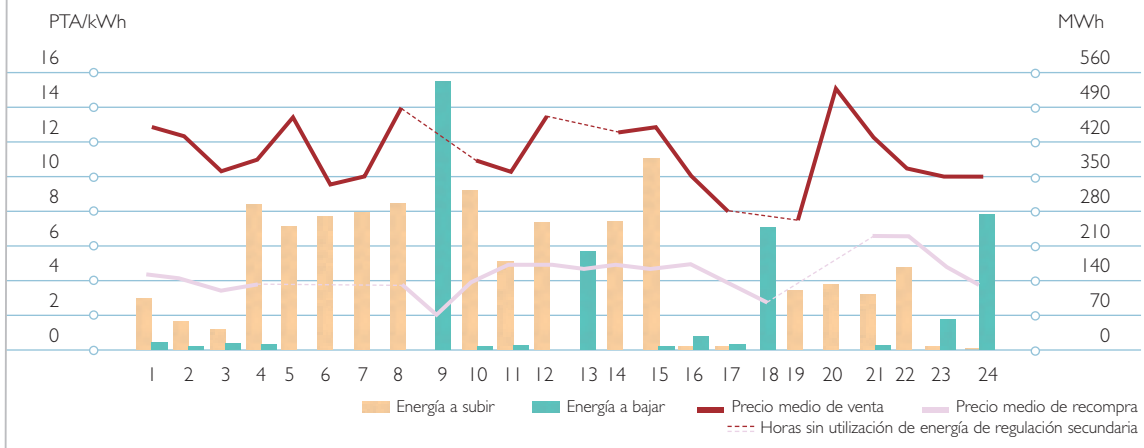
En este precio medio se incluye la energía programada por restricciones en tiempo real que se retribuye sobre las ofertas de energía de regulación terciaria.

Regulación terciaria

En 2000, la energía de regulación terciaria a subir

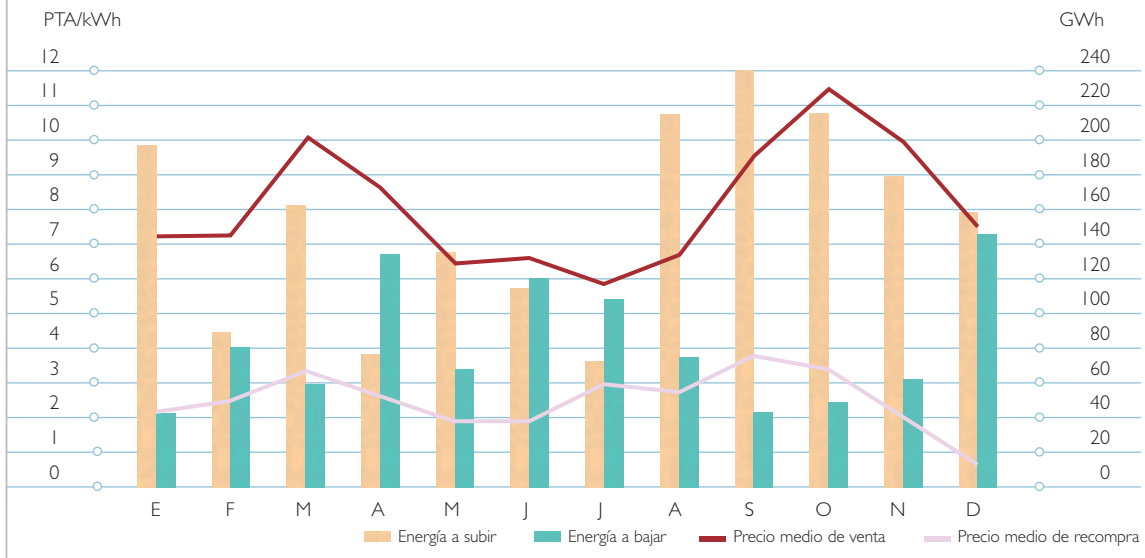
A nivel mensual la mayor utilización de energía de regulación terciaria a subir se produjo en el mes de septiembre con 240 GWh.

Regulación secundaria. Energías y precios del día 12/10/2000





Regulación terciaria. Energía y precios medios mensuales



El máximo coste diario de energía terciaria a subir se produjo el lunes 18 de diciembre con un valor de 162 MPTA.

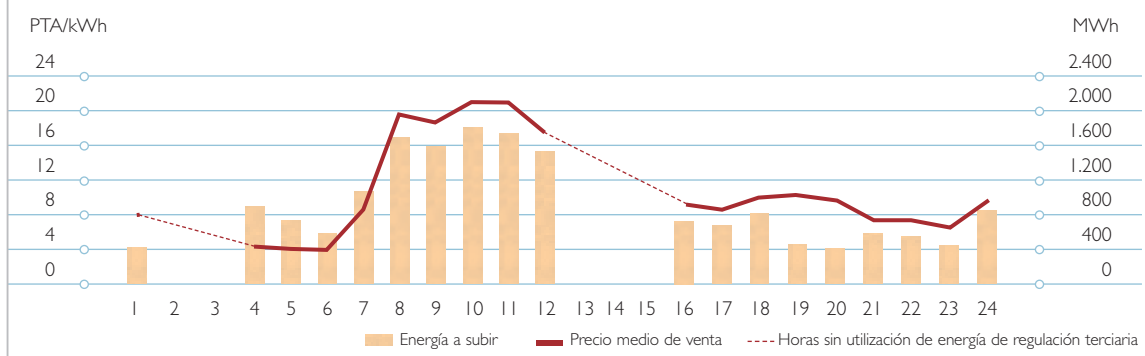
Control de tensión

Durante el verano de 2000 se puso de manifiesto el limitado margen existente para conseguir que la tensión permanezca dentro de los márgenes establecidos por los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema. El origen de este problema está en el elevado crecimiento de consumo de energía

eléctrica que se viene registrando en España, especialmente durante los tres últimos años, en los que, a su vez, el crecimiento del consumo ha ido acompañado de una sensible reducción del factor de potencia.

Como consecuencia de la situación descrita y de las indisponibilidades en los generadores y/o líneas de transporte de la zona sur, los días 30 de junio, 2 y 3 de agosto y 1 de septiembre de 2000 fue preciso reducir los programas de exportación a

Regulación terciaria. Energías y precios del día 18/12/2000





Marruecos y, para la primera de esas fechas, adicionalmente aplicar el sistema de interrumpibilidad con preaviso a los abonados de la zona sur acogidos a este tipo de tarifa.

Ante esta situación, la compensación en las redes de distribución de la energía reactiva consumida se convierte en un aspecto cada vez más importante para el control de la tensión.

6.3.3 Gestión de desvíos

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo 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.

En 2000, el mercado de gestión de desvíos alcanzó un volumen de energía a subir de 838 GWh, con un precio medio de 7,55 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 292 GWh, con un precio medio de recompra de 2,66 PTA/kWh.

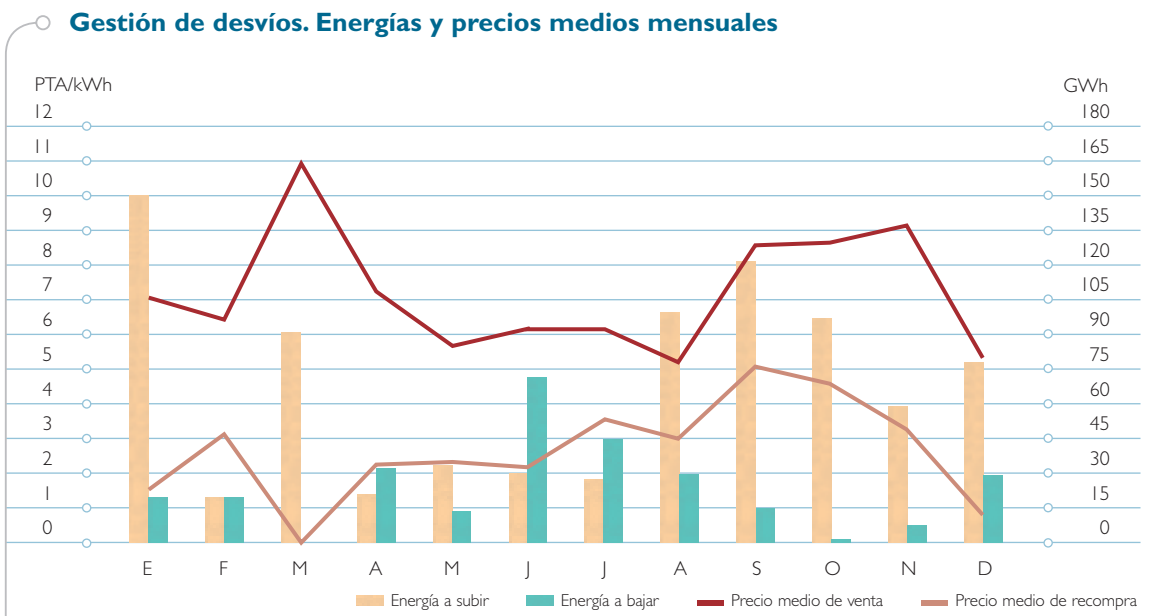
La evolución de los datos mensuales, resultado de la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, muestra valores elevados de energía a subir en los meses de enero, agosto, septiembre, octubre y diciembre, en coincidencia con los meses en los que fue precisa una mayor utilización de energía de regulación terciaria a subir.

El máximo volumen de energía a subir gestionada a través del mecanismo de gestión de desvíos tuvo lugar en el mes de enero, 151 GWh.

A nivel diario, se observa una evolución similar entre la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos y la utilización de energía de regulación terciaria. El máximo coste de la gestión de desvíos a subir se obtuvo el día 31 de marzo con un valor de 114 MPTA.

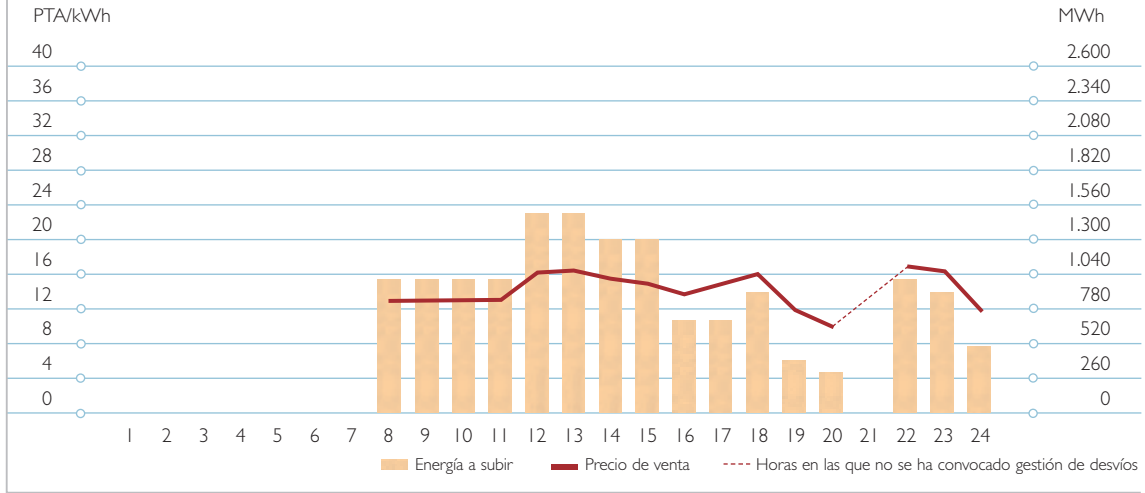
6.3.4. Solución de emergencias en tiempo real

En 2000, la solución de emergencias en tiempo



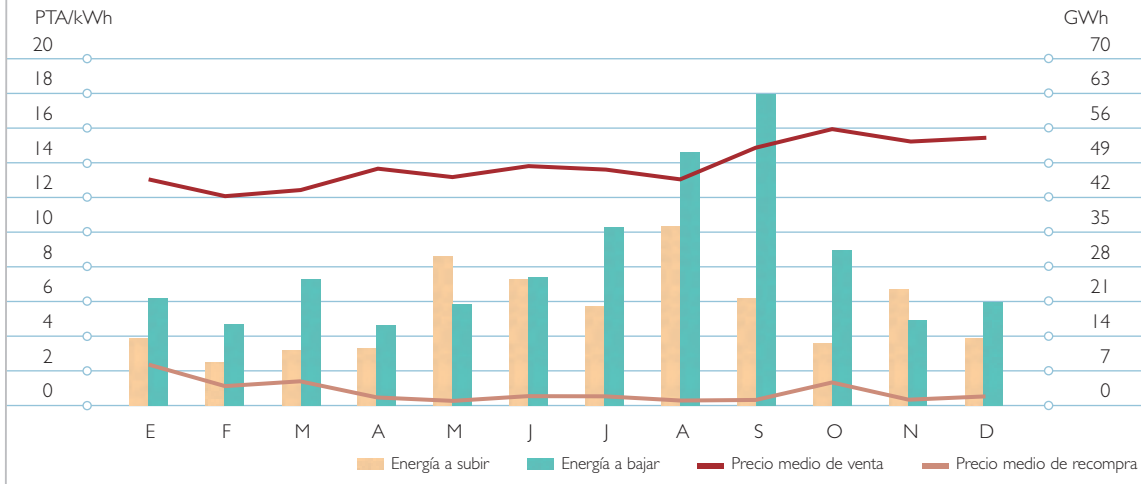


Gestión de desvíos. Energías y precios del día 31/03/2000



real alcanzó un volumen de energía a subir de 231 GWh con un precio medio de recompra de 0,7 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 348 GWh con un precio medio de venta de 13,91 PTA/kWh.

Emergencias en tiempo real. Energías y precios medios mensuales





6 Operación del sistema



Precio final en el mercado de producción	76
Demanda en el mercado de producción	76
Demanda y precios medios en el mercado diario	76
Demanda y precio medio diario en el mercado diario	77
Energía y precios medios en el mercado intradiario	77
Solución de restricciones técnicas	78
Energía programada diaria por solución de restricciones técnicas	78
Regulación secundaria	79
Energía diaria por regulación secundaria	79
Regulación terciaria	80
Energía diaria por regulación terciaria	80
Gestión de desvíos	81
Energía diaria por gestión de desvíos	81
Emergencias en tiempo real	82
Energía diaria por emergencias en tiempo real	82
Procedimientos de operación	83



Precio final en el mercado de producción (PTA/kWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	5,38	5,83	6,25	5,34	4,05	4,38	4,92	4,60	6,44	6,63	6,10	3,63	5,29
Mercado intradiario	-0,02	-0,01	0,00	-0,04	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	0,01	0,01	0,00	-0,02	-0,02
Mercados de operación	0,25	0,09	0,12	0,11	0,19	0,41	0,39	0,40	0,44	0,28	0,40	0,52	0,30
Restricciones técnicas	0,15	0,05	0,02	0,02	0,11	0,33	0,35	0,32	0,32	0,15	0,29	0,25	0,20
Banda de regulación secundaria	0,05	0,04	0,06	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,06	0,07	0,06	0,15	0,05
Energía de operación	0,07	0,05	0,10	0,06	0,07	0,07	0,04	0,08	0,11	0,12	0,10	0,10	0,08
Otros	-0,02	-0,04	-0,06	-0,03	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,05	-0,06	-0,04	0,01	-0,03
Garantía de potencia	1,10	1,10	1,10	1,09	1,08	1,09	0,76	0,76	0,77	0,77	0,77	0,75	0,93
Precio final 2000	6,71	7,02	7,46	6,49	5,32	5,87	6,05	5,75	7,66	7,68	7,27	4,88	6,51
Precio final 1999	5,47	6,22	6,23	5,78	5,73	5,75	5,92	5,64	5,92	5,45	6,01	5,96	5,84

Fuente: liquidaciones provisionales OMEL (febrero 2001)

Demanda en el mercado de producción (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	15.658	13.969	14.459	13.297	13.349	14.234	14.750	13.870	14.205	13.968	14.832	14.965	171.556
Mercado intradiario	426	225	203	269	631	401	400	375	307	193	257	505	4.193
Mercados de operación	251	1	184	-20	170	29	-12	219	266	216	168	74	1.546
Demanda 2000 (*)	16.335	14.195	14.846	13.546	14.150	14.665	15.138	14.463	14.778	14.377	15.257	15.545	177.295
Demanda 1999 (*)	14.927	13.536	13.634	12.299	12.944	13.442	14.734	13.367	13.863	13.581	14.587	15.325	166.238

(*) Incluye bombeo. Fuente: liquidaciones provisionales OMEL (febrero 2001)

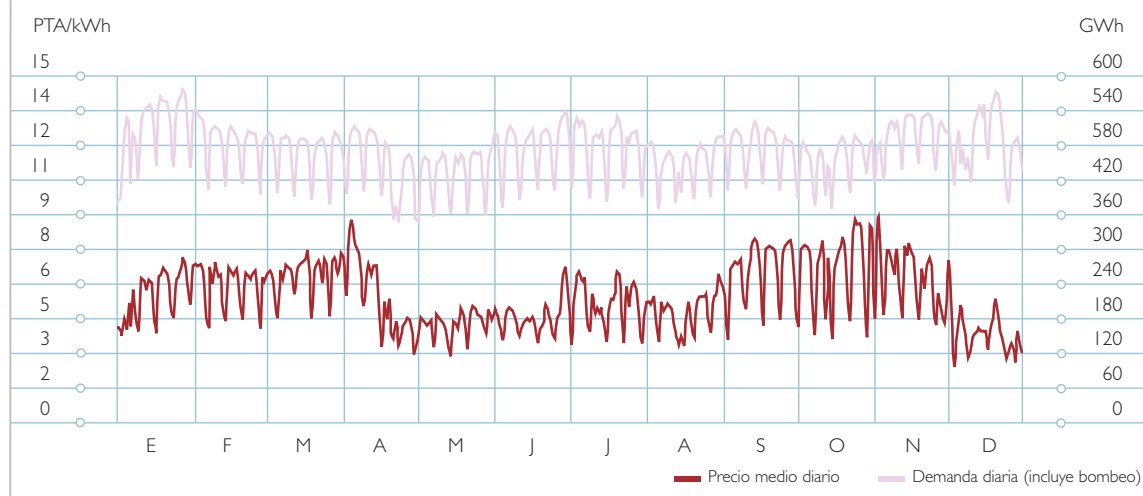
Demanda y precios medios en el mercado diario

	Demanda (*) GWh	Precios (PTA/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	15.658	1,565	5,38	7,90
Febrero	13.969	1,991	5,83	7,80
Marzo	14.459	2,192	6,25	8,53
Abril	13.297	2,142	5,34	9,95
Mayo	13.349	1,940	4,05	5,69
Junio	14.234	2,058	4,38	10,35
Julio	14.750	2,138	4,92	8,58
Agosto	13.870	2,192	4,60	7,65
Septiembre	14.205	2,208	6,44	9,51
Octubre	13.968	2,209	6,63	15,00
Noviembre	14.832	2,181	6,10	11,51
Diciembre	14.965	0,002	3,63	10,25
Total	171.556	0,002	5,29	15,00

(*) Incluye bombeo. Fuente: Web OMEL (febrero 2001)



Demanda y precio medio diario en el mercado diario



Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precios (PTA/kWh)		
	Volumen	Demanda (1)	Mín. horario (2)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.029	426	1,82	5,23	8,31
Febrero	776	225	2,09	5,71	8,19
Marzo	797	203	2,39	6,69	12,33
Abril	917	269	1,10	4,85	13,40
Mayo	1.038	631	0,98	3,85	5,81
Junio	898	401	1,56	4,16	10,42
Julio	892	400	2,14	4,56	8,53
Agosto	984	375	1,58	4,46	7,84
Septiembre	925	307	1,27	6,68	10,01
Octubre	970	193	2,33	6,86	12,99
Noviembre	979	257	1,76	5,76	11,54
Diciembre	1.285	505	0,01	3,36	8,90
Total	11.487	4.193	0,01	5,10	13,40

(1) Incluye bombeo (2) Excepto horas en las que no hay casación.
Fuente: Web OMEL (febrero 2001). Liquidaciones provisionales (febrero 2001)

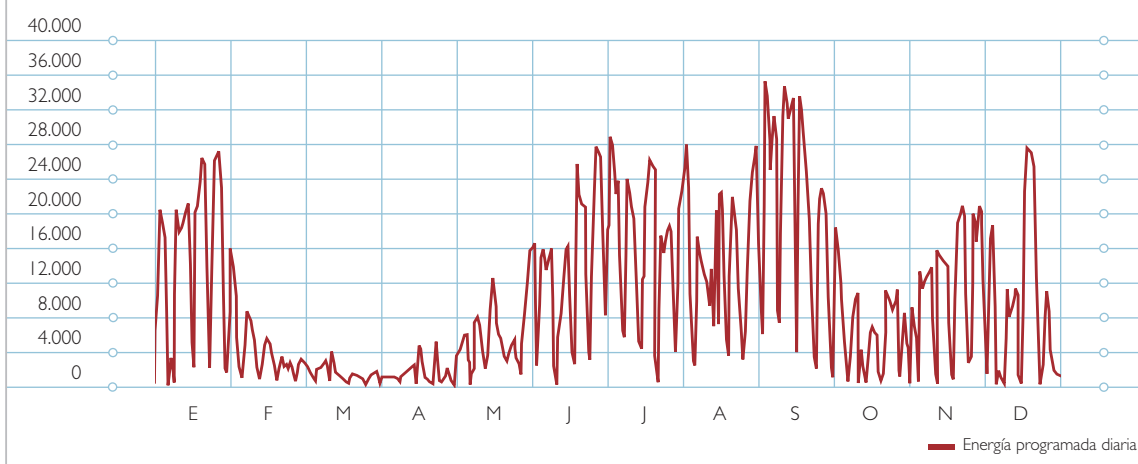


Solución de restricciones técnicas

	Energía GWh	Precios (PTA/kWh)	
		Medio mensual	Máx. horario
Enero	438	12,22	22,49
Febrero	106	13,35	23,20
Marzo	44	12,26	20,16
Abril	37	13,66	25,22
Mayo	156	14,29	29,59
Junio	431	16,79	24,69
Julio	516	16,41	22,91
Agosto	485	14,93	27,65
Septiembre	629	15,32	31,11
Octubre	199	19,28	27,82
Noviembre	343	20,56	28,65
Diciembre	273	19,62	28,12
Total	3.657	16,10	31,11

Fuente: Web OMEL (febrero 2001)

Energía programada diaria por solución de restricciones técnicas (MWh)



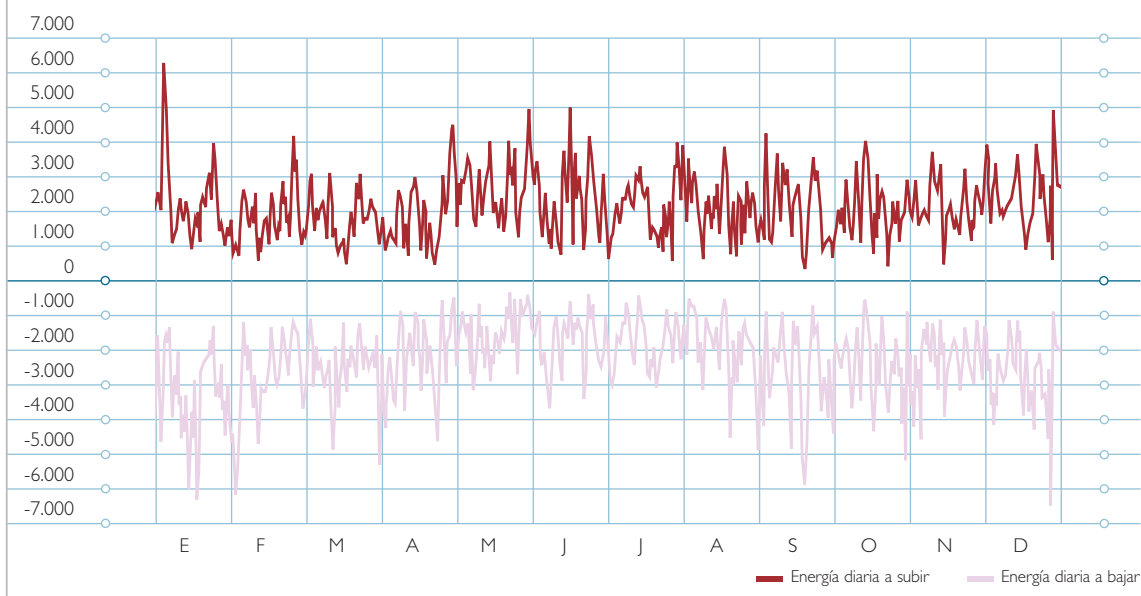


Regulación secundaria

	Banda media					Energía			
	Potencia (MW)			Precio (PTA/kWh)		A subir		A bajar	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	736	524	1.260	0,84	9,50	70	6,09	106	2,70
Febrero	712	518	1.230	0,66	3,49	55	6,58	82	3,03
Marzo	714	521	1.235	1,02	7,50	57	8,52	83	3,96
Abril	670	507	1.178	0,98	4,74	57	6,40	71	3,39
Mayo	670	499	1.168	0,43	2,75	87	5,38	50	2,43
Junio	663	507	1.171	0,35	3,60	74	5,42	56	2,68
Julio	669	503	1.171	0,32	1,85	65	5,21	58	3,30
Agosto	662	497	1.159	0,38	1,79	70	6,12	55	3,33
Septiembre	682	507	1.189	1,01	3,99	64	8,80	83	4,44
Octubre	681	506	1.187	1,15	4,99	61	9,74	79	4,76
Noviembre	701	519	1.220	1,02	6,99	65	7,84	72	3,56
Diciembre	704	516	1.220	2,73	13,00	77	5,25	86	1,35
Total	689	510	1.199	0,92	13,00	801	6,67	880	3,25

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente : Web OMEI (febrero 2001)

Energía diaria por regulación secundaria (MWh)



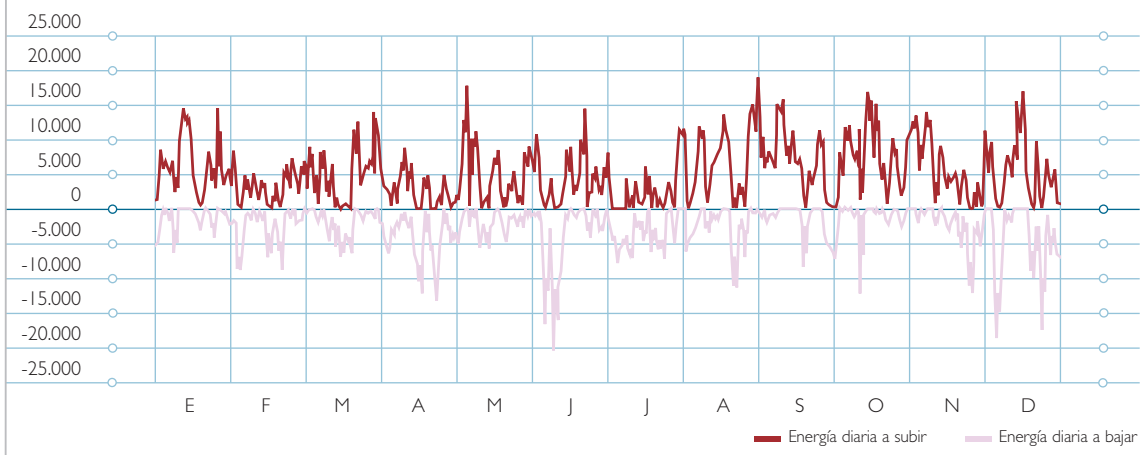


Regulación terciaria

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	197	7,25	41	2,15
Febrero	89	7,29	79	2,45
Marzo	162	10,12	59	3,36
Abril	77	8,66	134	2,56
Mayo	135	6,44	68	1,93
Junio	115	6,59	119	1,81
Julio	73	5,86	108	2,95
Agosto	214	6,65	75	2,72
Septiembre	240	9,51	43	3,79
Octubre	215	11,46	50	3,43
Noviembre	179	10,00	61	2,07
Diciembre	159	7,52	145	0,64
Total	1.855	8,41	983	2,29

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente :Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por regulación terciaria (MWh)



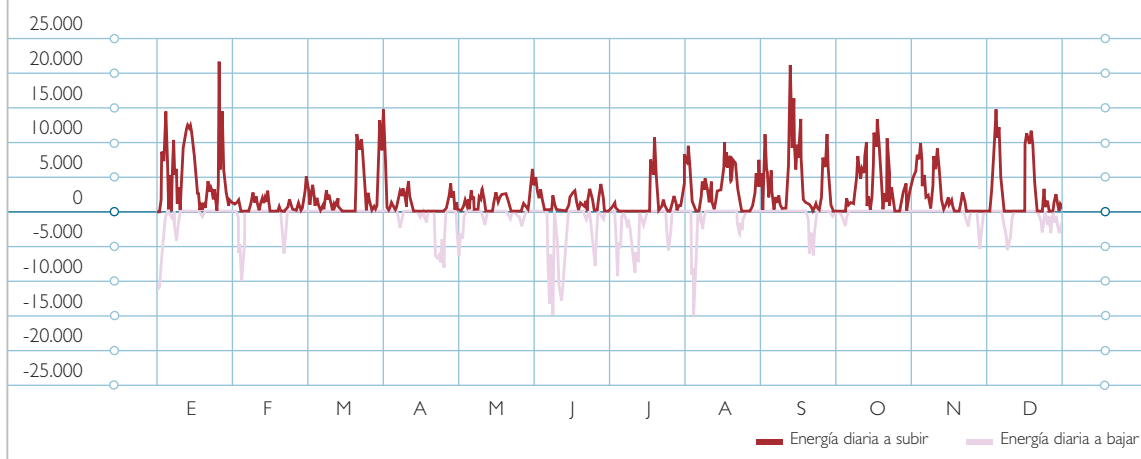


Gestión de desvíos

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	151	7,09	21	1,66
Febrero	21	6,48	21	3,23
Marzo	91	10,97	-	-
Abril	21	7,22	33	2,33
Mayo	37	5,70	14	2,37
Junio	31	6,19	72	2,25
Julio	29	6,22	46	3,59
Agosto	100	5,25	29	3,08
Septiembre	123	8,59	16	5,13
Octubre	98	8,67	2	4,61
Noviembre	59	9,16	9	3,36
Diciembre	79	5,39	30	0,98
Total	838	7,55	292	2,66

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente : Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por gestión de desvíos (MWh)



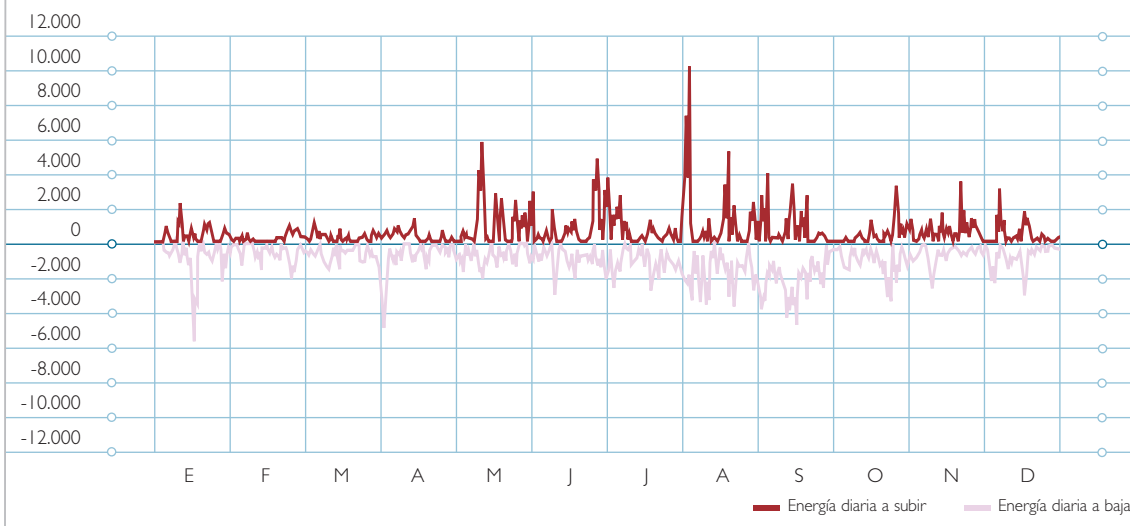


Emergencias en tiempo real

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	14	13,07	22	2,35
Febrero	9	12,17	16	1,07
Marzo	11	12,47	26	1,39
Abril	12	13,65	16	0,48
Mayo	30	13,24	21	0,25
Junio	26	13,87	26	0,48
Julio	20	13,69	36	0,47
Agosto	37	13,04	52	0,25
Septiembre	22	14,97	63	0,38
Octubre	13	16,08	32	1,36
Noviembre	23	15,31	17	0,35
Diciembre	14	15,48	21	0,48
Total	231	13,91	348	0,70

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente : Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por emergencias en tiempo real (MWh)





Procedimientos de operación (marzo 2001)

Funcionamiento del sistema		
P.O. 1.1	Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.	BOE 18/08/98
P.O. 1.2	Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.3	Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.4	Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.5	Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.	BOE 18/08/98
P.O. 1.6	Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.	BOE 18/08/98
Previsión de la cobertura		
P.O. 2.1	Previsión de la demanda.	BOE 08/01/99
P.O. 2.2	Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico.	BOE 03/07/99
P.O. 2.5	Planes de mantenimiento de las unidades de producción.	BOE 18/08/98
Programación de la operación		
P.O. 3.1	Programación de la generación.	BOE 18/08/98
P.O. 3.2	Solución de restricciones técnicas.	BOE 18/08/98
P.O. 3.3	Resolución de los desvíos generación-consumo.	BOE 09/03/99
P.O. 3.4	Programación del mantenimiento de la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.5	Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.6	Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.	BOE 08/01/99
Interconexiones internacionales		
P.O. 4	Gestión de las interconexiones internacionales.	BOE 29/01/99
Pérdidas de transporte		
P.O. 5	Determinación de pérdidas de transporte y cálculo de coeficientes de pérdidas marginales.	BOE 03/07/99
Gestión de los servicios complementarios		
P.O. 7.1	Servicio complementario de regulación primaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.2	Servicio complementario de regulación secundaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.3	Servicio complementario de regulación terciaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.4	Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.	BOE 18/03/00
Operación de la red de transporte		
P.O. 8.1	Red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 8.2	Operación de la red.	BOE 08/01/99
P.O. 8.3	Control de las tensiones en la red.	BOE 08/01/99
Información		
P.O. 9.1	Base de datos estructural del operador del sistema.	BOE 08/01/99
P.O. 9.2	Información sobre la operación del sistema.	BOE 03/07/99
P.O. 9.3	Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real.	BOE 08/01/99
P.O. 9.4	Información para liquidaciones de energía.	BOE 03/07/99
P.O. 9.5	Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico.	BOE 08/01/99
P.O. 9.6	Acceso a la información del operador del sistema (SIOS).	BOE 03/07/99
Equipos de control		
P.O. 11.1	Criterios generales de protección de la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.2	Criterios de funcionamiento e instalación de automatismos en la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.3	Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos.	BOE 03/07/99

7 Red de transporte



Durante el año 2000 la red de transporte se ha incrementado en un total 483 km, de los cuales 380 km corresponden a circuitos de 400 kV y 103 km a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha elevado en 1.700 MVA.

La energía no suministrada por incidencias ocurridas en la red de transporte ha ascendido a 779,3 MWh, correspondiente a 16 cortes de mercado que han supuesto un tiempo de interrupción medio del suministro de 2,10 minutos.

Las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA han alcanzado el nivel más alto de disponibilidad desde su creación en 1985 con un 98,3%, en tanto que los descargos realizados en los elementos de la red de transporte han disminuido un 3,4% respecto a 1999.

7.1 Red de transporte de energía eléctrica

La red de transporte de energía eléctrica estaba constituida a 31 de diciembre de 2000 por 30.921 km de circuitos, 14.918 km de 400 kV y 16.003 km

Nuevas subestaciones y líneas en operación (400 y 220 kV)





de 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación 400/220-132-110 kV de 45.762 MVA.

Durante el año 2000, se han puesto en operación 380 km de circuito de 400 kV, correspondientes a la instalación del segundo circuito en las líneas Pinar del Rey-Don Rodrigo y Pinar del Rey-Tajo de la Encantada, así como la entrada/salida en la subestación de Cartelle de la línea Castrelo-Pazos, que transitoriamente funcionará a 220 kV. Asimismo, se ha procedido a la partición de la línea Romica-Rocamora y a la instalación del segundo circuito en las líneas resultantes Romica-Pinilla y Pinilla-Rocamora.

En el nivel de tensión de 220 kV se han puesto en servicio 103 km de circuito, correspondientes a la línea Magallón-Aldehuela-Oncala y a diversas entradas y salidas en líneas existentes.

Asimismo se han puesto en servicio dos nuevas subestaciones de 400 kV y once de 220 kV. Por su

1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones. En el capítulo IV del título II, dedicado a la calidad del servicio en la red de transporte, se definen los parámetros representativos de niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones.

De acuerdo con este Real Decreto, la calidad de servicio en la red de transporte se exigirá con carácter general, por punto frontera y por instalación.

En lo que se refiere a la calidad global de la red de transporte, los indicadores de medida son la energía no suministrada (ENS), el tiempo de interrupción medio (TIM) y la indisponibilidad de la red.

Para los puntos frontera el Real Decreto establece que la calidad del suministro se medirá teniendo en cuenta, entre otros parámetros, el tiempo de interrupción, el número de interrupciones, y los niveles de tensión y frecuencia.

En cualquier caso la aplicación de lo establecido en el Real Decreto está pendiente de desarrollos regulatorios que no se han producido hasta el momento.

Continuidad del suministro en la red de transporte

En el año 2000 el valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 779,3 MWh, mientras que el valor del tiempo de interrupción medio fue 2,10 minutos.

El número de incidencias registradas en la red de transporte ha sido de 1.773 y el número de inte-

Evolución del sistema de transporte y transformación

	1999	2000
Líneas eléctricas	30.438	30.921
Km de circuito 400 kV	14.538	14.918
Km de circuito 220 kV	15.900	16.003
MVA de transformación (400/AT) (*)	44.062	45.762

(*) AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV

parte, la capacidad de transformación 400 kV/AT ha aumentado en 1.700 MVA.

7.2 Calidad de servicio de la red de transporte

El 1 de diciembre se publicó el Real Decreto



rrupciones o cortes de mercado registrados ha sido de 16. Entre éstos cabe destacar el corte de mercado a Aluminio Español, en la subestación del mismo nombre, el día 3 de junio, con una energía no suministrada de 183,3 MWh, y el producido el 26 de julio en la subestación de 220 kV de Castellbisbal que ha supuesto una energía no suministrada de 130,9 MWh.

Interrupción del suministro en la red de transporte

	ENS (MWh)	TIM (min.)
1996	660	2,23
1997	778	2,53
1998	205	0,62
1999	676	1,93
2000	779	2,10

Disponibilidad y descargos en la red de transporte

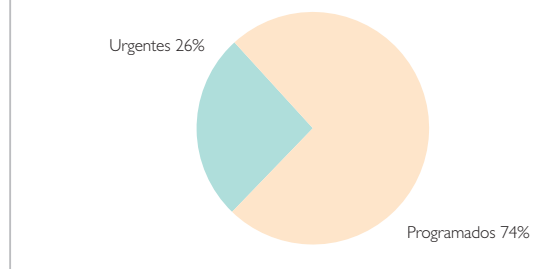
La tasa de indisponibilidad mide el tiempo medio que cada línea de la red no ha estado disponible para el servicio por motivos de mantenimiento preventivo, indisponibilidad fortuita u otras causas, como construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red.

Tasa de indisponibilidad de las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA

	%
Mantenimiento preventivo	0,62
Indisponibilidades fortuitas	0,06
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,02
Total	1,70

Durante el año 2000 la disponibilidad total en las líneas propiedad de RED ELÉCTRICA ha sido del 98,3%, la más alta desde su creación en 1985.

Descargos realizados en la red de transporte



Se han realizado un total de 2.308 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 3,4% respecto al año anterior.

Del total de descargos, 1.704 fueron programados, lo que supone una reducción del 4,2% respecto al año anterior, mientras que los descargos urgentes fueron 604, lo que significa una disminución del 0,8% respecto a 1999.

Nivel de tensión en la red de transporte

Las tensiones medias en la red de transporte se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose valores bajos en los meses estivales. La variación de las tensiones ha sido la siguiente:

- Los valores en la red de 400 kV oscilan entre los 398 y 429 kV, lo que supone una fluctuación de 31 kV. Las mayores variaciones, por zonas, han correspondido al País Vasco (27 kV) y las menores a Aragón (14 kV).
- En la red de 220 kV los valores varían en una banda de 21 kV, que se mueve entre los 222 y 243 kV. Por zonas las variaciones se han situado entre los 10 kV de Oriol y los 17 kV de Barcelona.



7.3 Nivel de carga de la red de transporte

La carga media porcentual de la red de transporte ha sido superior a la del pasado año, especialmente en 400 kV, que ha alcanzado el 21,3%, con un incremento de 0,9 puntos respecto al año anterior, mientras que en el nivel de 220 kV se alcanzó el 18,1%, 0,7 puntos superior a 1999.

Porcentualmente, las mayores cargas mensuales se han producido en los meses de verano, debido a la disminución de la capacidad efectiva de las líneas por el aumento de las temperaturas.

En conjunto las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima, en punta, del 29,7%, siendo la línea Almaraz-Bienvenida la de mayor carga seguida de Pinar-Melloussa. Tan sólo las líneas Oriol-Cedillo y Oriol-Arañuelo registraron sobrecargas en 2000 y en ambos casos éstas tuvieron lugar durante el mes de agosto.

Las líneas de 220 kV alcanzaron una carga media máxima, en punta, del 25,6%. La línea Mudarra-Mudarra ID es la que mayor carga media en punta registra, seguida de Andujar-Guadame.

En este nivel de tensión la carga media mensual máxima se registra en noviembre.

Durante el año 2000, el nivel de carga medio de los transformadores de la red ha aumentado un 0,7%, alcanzando el 35,6% de su capacidad. Destaca la alta carga de la zona de Madrid, con un 54%, seguida de la zona de Barcelona que es además la que experimenta un mayor incremento. La carga media de los transformadores ha aumentado respecto al año anterior en todas las zonas, salvo en Galicia.

7.4 Pérdidas en la red de transporte

Las pérdidas en la red de transporte, medidas como diferencia entre las lecturas horarias de los contadores de la energía entrante en dicha red (desde generación, autoprodutores e intercambios internacionales) y la energía saliente (a distribución y clientes cualificados), han sido de 3.483 GWh, incluyendo las pérdidas óhmicas y los consumos propios necesarios para el funcionamiento de las instalaciones, lo que supone un aumento de 136 GWh respecto a 1999.

Sobre los 170.626 GWh de energía total circulada por la red de transporte, las pérdidas anteriores representan el 2,04%, porcentaje ligeramente inferior al de 1999.

En términos relativos las pérdidas han aumentado un 4,1% frente al crecimiento del 7,3% en la energía circulada por la red de transporte.

Diciembre ha sido el mes que más pérdidas ha registrado con un valor de 428 GWh, y un coeficiente de 2,86% respecto a la energía total circulada, mientras que abril ha sido el de menores pérdidas, con un valor de 132 GWh y un coeficiente de 1,1%.

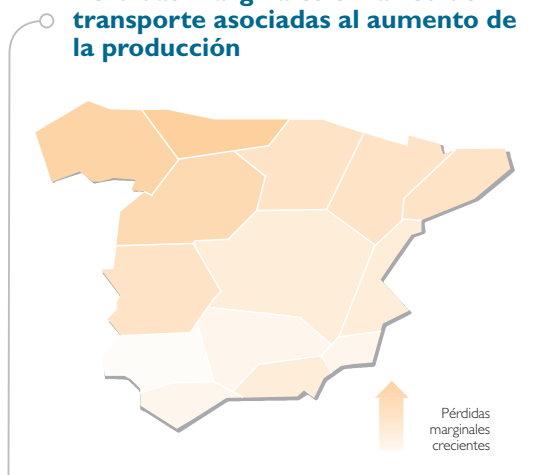
En el nuevo marco legal en que se desenvuelve el sistema eléctrico las pérdidas pueden ser un elemento más a considerar por los agentes a la hora de tomar su decisión de ubicación, ya que el incremento experimentado por las pérdidas de la red de transporte como consecuencia de los incrementos de consumo o producción dependerán, además de la configuración de generación y del estado de carga del sistema en



su conjunto, de la zona de la red donde se instale el nuevo agente.

Por ello, un procedimiento para determinar la mejor ubicación en la red de transporte de los nuevos agentes, puede ser la evaluación de las pérdidas marginales que se producen en la red por los incrementos de consumo o producción de estos nuevos agente.

Pérdidas marginales en la red de transporte asociadas al aumento de la producción



Aplicando el procedimiento anterior al caso español, se observan zonas más o menos homogéneas en cuanto a pérdidas marginales de transporte, asimismo se advierte fácilmente una complementariedad entre zonas de consumo y producción.

Pérdidas marginales en la red de transporte asociadas al aumento del consumo



Las pérdidas marginales del sistema, para cada configuración y estado del mismo, pueden definirse como el incremento que experimentarían las pérdidas de la red de transporte en ese estado y en ese instante si se incrementara la generación y/o el consumo en una unidad. Su definición y determinación precisa exige llevar a cabo los incrementos citados en cada uno de los nudos de la red. El significado económico del concepto anterior es claro por cuanto indica los nudos en los que la instalación de nuevos centros de consumo o de generación, en su caso, producirían una redistribución de flujos de potencia que llevarían a menores pérdidas específicas en el sistema en su conjunto.



7 Red de transporte



Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV	92
Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV	92
Nuevas subestaciones en operación	92
Nueva transformación en subestaciones en operación	93
Evolución del sistema de transporte y transformación	93
Evolución de la red de 400 y 220 kV	94
Evolución de la red de 400 y 220 kV (gráfico)	94
Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte	95
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte	95
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV	95
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV	96
Carga máxima en día laborable en la media de los circuitos de 400 kV	96
Carga máxima en día laborable en la media de los circuitos de 220 kV	97
Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas	97
Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid	97
Pérdidas en la red de transporte sobre la demanda	98



Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km de circuito
Romica - Pinilla I (1)	RED ELÉCTRICA	1	36,0
Romica - Pinilla II	RED ELÉCTRICA	1	36,0
Pinilla - Rocamora I (1)	RED ELÉCTRICA	1	91,7
Pinilla - Rocamora II	RED ELÉCTRICA	1	91,7
Pinar del Rey - Tajo de la Encantada (2)	RED ELÉCTRICA	1	109,5
Pinar del Rey - Don Rodrigo (2)	RED ELÉCTRICA	1	128,0
E/S en Cartelle L/Castrolo-Pazos (3)	RED ELÉCTRICA	2	14,7

(1) Baja de la línea Romica-Rocamora de 127,6 km.
 (2) Instalación 2º circuito.
 (3) Transitoriamente funcionará a 220 kV.

Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km de circuito
E/S en El Espartal L/Escatrón-Monte Torrero	ENDESA (E.R.Z.-I)	2	2,4
Magallón - (Aldehuela) - Oncala	ENDESA (E.R.Z.-I)	1	79,7
Puentelarrá - Mercedes Benz (1)	IBERDROLA	1	29,9
Mercedes Benz - Alí (1)	IBERDROLA	1	0,8
Vitoria - Elgea (2)	IBERDROLA	1	13,3
Elgea - Itxaso (2)	IBERDROLA	1	37,2
Morata - La Torrecilla (3)	IBERDROLA	1	17,4
La Torrecilla - Villaverde (3)	IBERDROLA	1	5,4
E/S en Lourizán L/Tibo-Pazos	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	10,2

(1) Baja de la línea Puentelarrá-Alí de 30,1 km.
 (2) Baja de la línea Vitoria-Itxaso de 41,5 km.
 (3) Baja de la línea Morata-Villaverde de 22,1 km.

Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Magallón	RED ELÉCTRICA	400	400/220	800
Pinilla	RED ELÉCTRICA	400		
Cartelle	RED ELÉCTRICA	220		
El Espartal	ENDESA (E.R.Z.-I)	220		
Magallón	ENDESA (E.R.Z.-I)	220		
Oncala	ENDESA (E.R.Z.-I)	220	220/30	50
Lanzas Agudas	ENDESA (E.R.Z.-I)	220	220/66	90
La Torrecilla	IBERDROLA	220	220/11	30
Elgea	IBERDROLA-EÓLICAS EUZKADI	220	220/20	35
Mercedes Benz (*)	IBERDROLA-MERCEDES BENZ	220	220/30	2x100
La Grela	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	2x50+1x70
Mazaricos	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/66	150
Vimianzo	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/66	300

(*) La subestación en 220 kV es propiedad de Iberdrola. Los trafos y 2 posiciones son propiedad de Mercedes Benz



Nueva transformación en subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Fuencarral (*)	RED ELÉCTRICA	400	400/132	450
Boimente (*)	RED ELÉCTRICA	400	400/132	450
San Vicente	IBERDROLA	220	220/132	170
Retamar	IBERDROLA	220	220/45	100
Cartuja	ENDESA (C.S.E.-I)	220	220/66	120
Balboa	ENDESA (C.S.E.-I)	220	220/66	70
Santiponce	ENDESA (C.S.E.-I)	220	220/50	70
La Serna	PARQUES EÓLICOS	220	220/66	130
Mas Figueres	ENDESA (FECSA-ENHER-I)	220	220/25	60
Castellbisbal	ENDESA (FECSA-ENHER-I)	220	220/25	65

(*) La subestación entrará en servicio en 2001.

Evolución del sistema de transporte y transformación

		1996	1997	1998	1999	2000
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	13.823	13.984	14.278	14.278	14.658
	Otras empresas	260	260	260	260	260
	Total	14.083	14.244	14.538	14.538	14.918
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.240	4.276	4.280	4.280	4.280
	Otras empresas	11.419	11.425	11.521	11.620	11.723
	Total	15.659	15.702	15.801	15.900	16.003
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) (*)	RED ELÉCTRICA	15.788	16.988	16.988	17.913	19.613
	Otras empresas	25.699	25.699	25.699	26.149	26.149
	Total	41.487	42.687	42.687	44.062	45.762

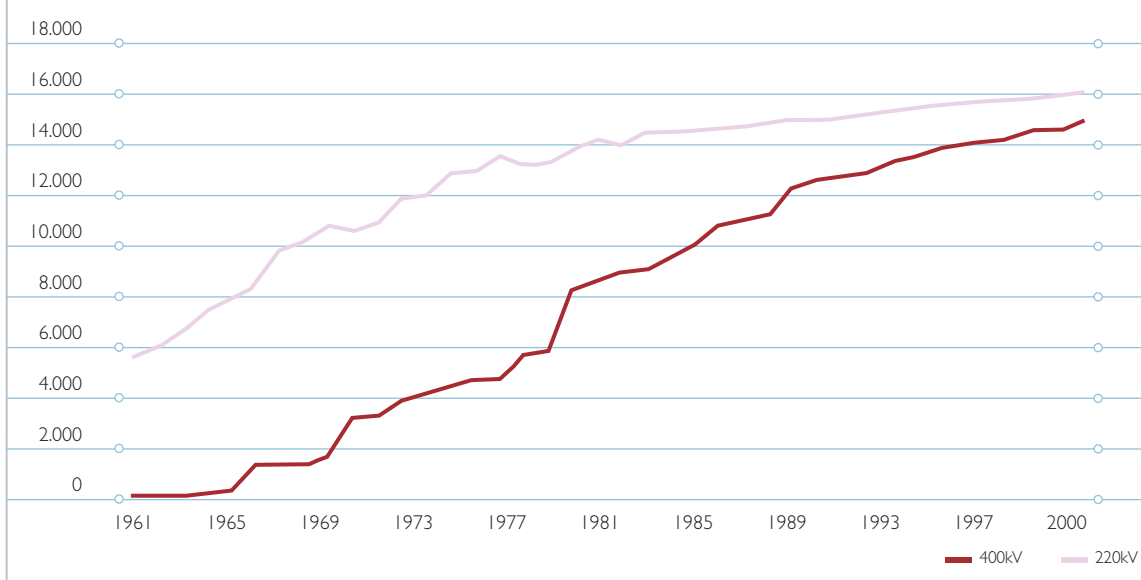
(*) AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV



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

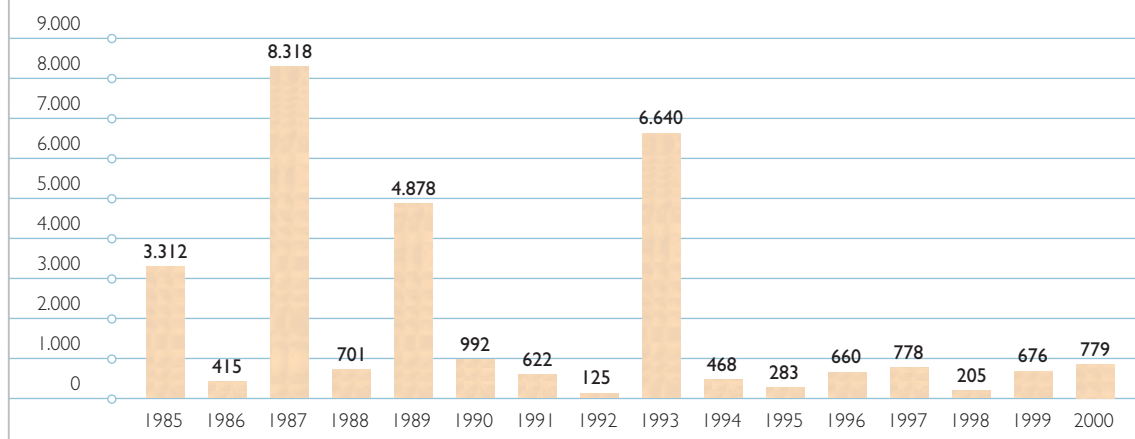
Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1961	0	5.558	1981	8.906	13.958
1962	0	5.904	1982	8.975	14.451
1963	0	6.544	1983	9.563	14.476
1964	150	7.374	1984	9.998	14.571
1965	255	7.856	1985	10.781	14.625
1966	1.278	8.403	1986	10.978	14.719
1967	1.278	9.763	1987	11.147	14.822
1968	1.289	10.186	1988	12.194	14.911
1969	1.599	10.759	1989	12.533	14.922
1970	3.171	10.512	1990	12.686	14.992
1971	3.233	10.859	1991	12.883	15.057
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.281
1973	4.175	11.923	1993	13.439	15.367
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.511
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.554
1976	4.715	13.501	1996	14.083	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.702
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.801
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.900
1980	8.518	14.124	2000	14.918	16.003

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

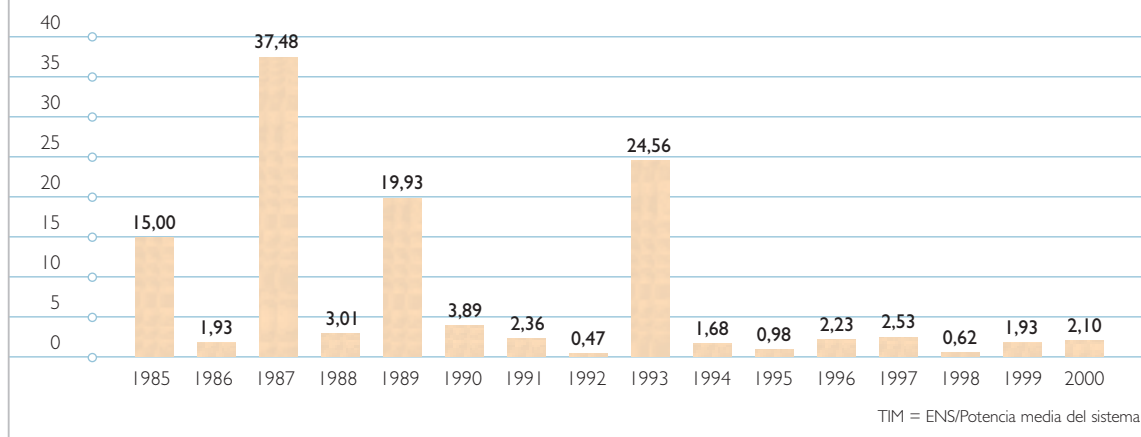




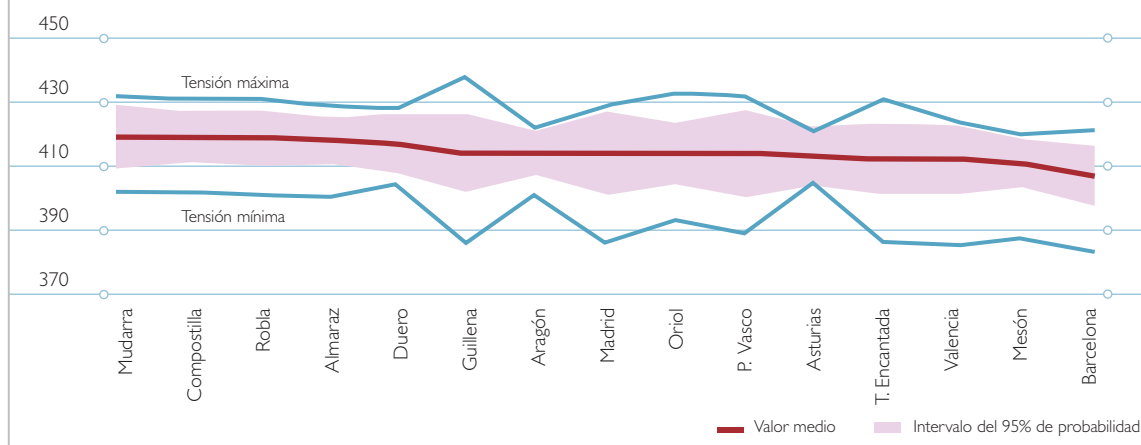
Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte (MWh)

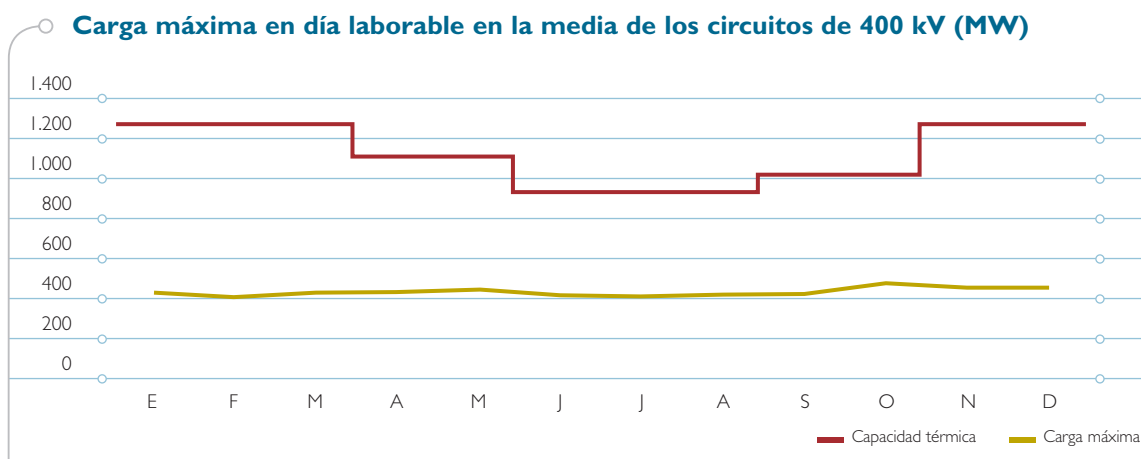
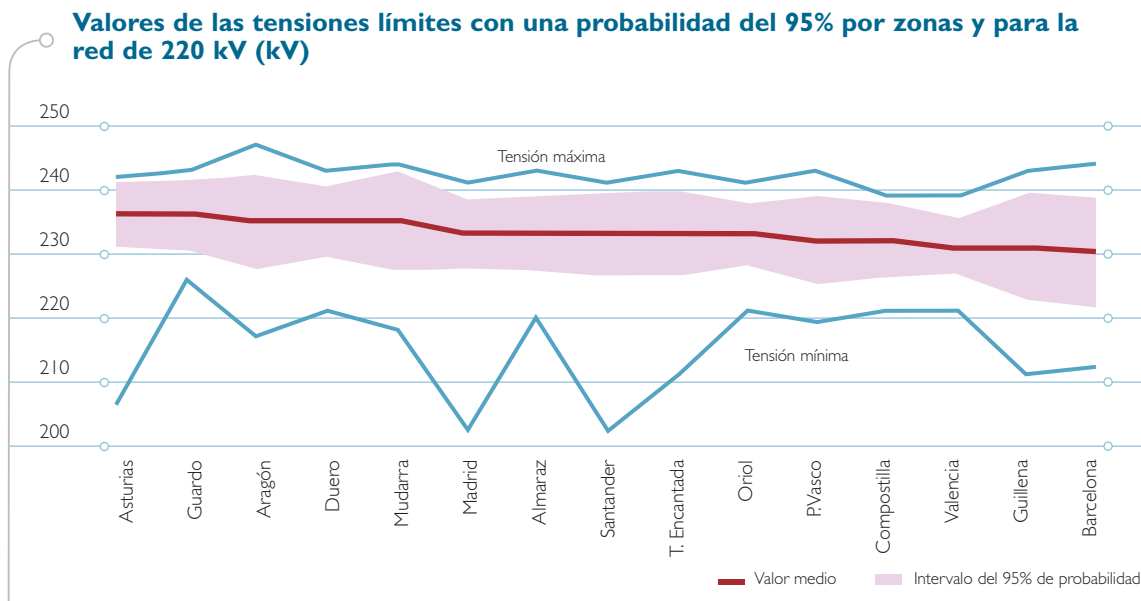


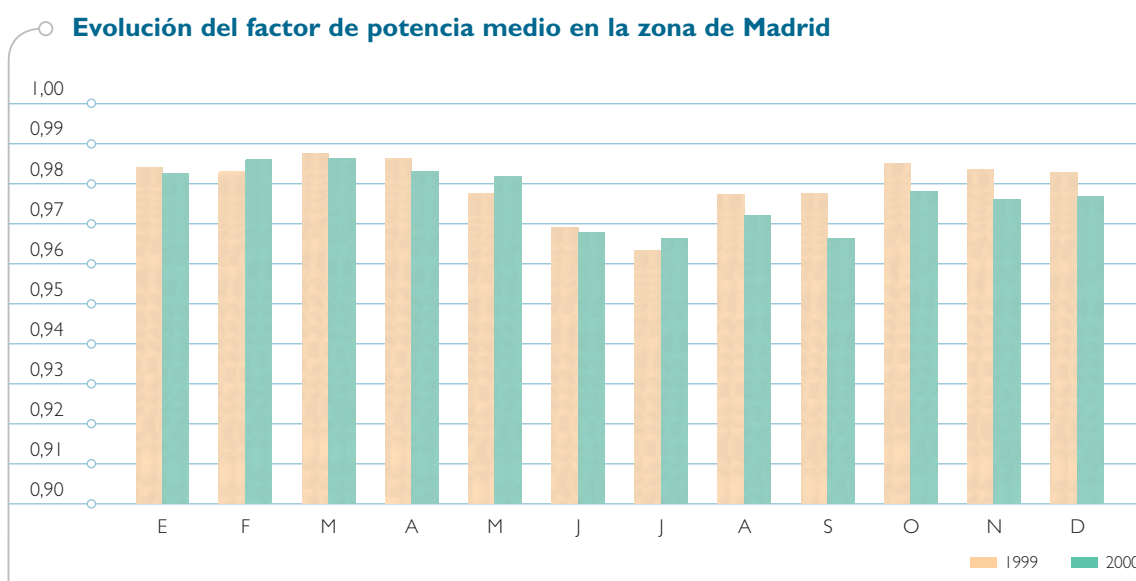
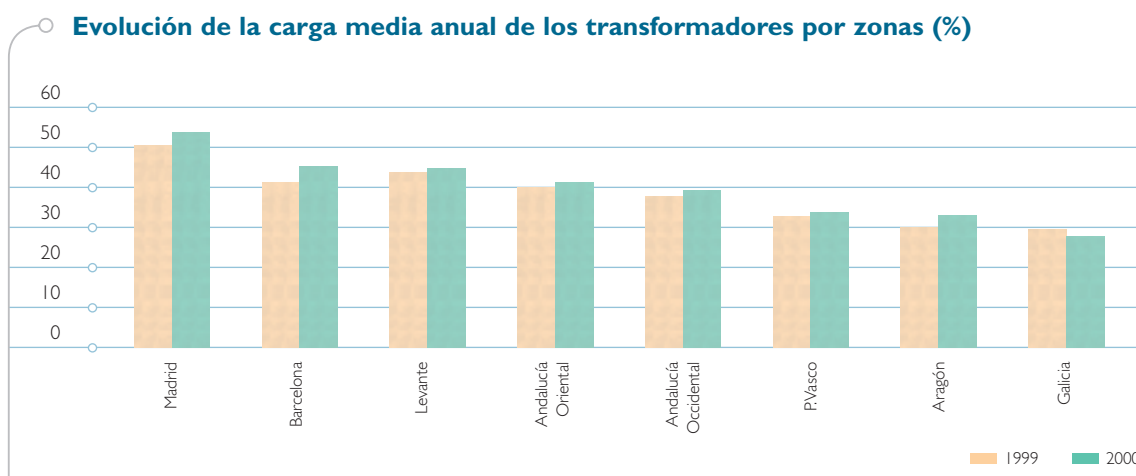
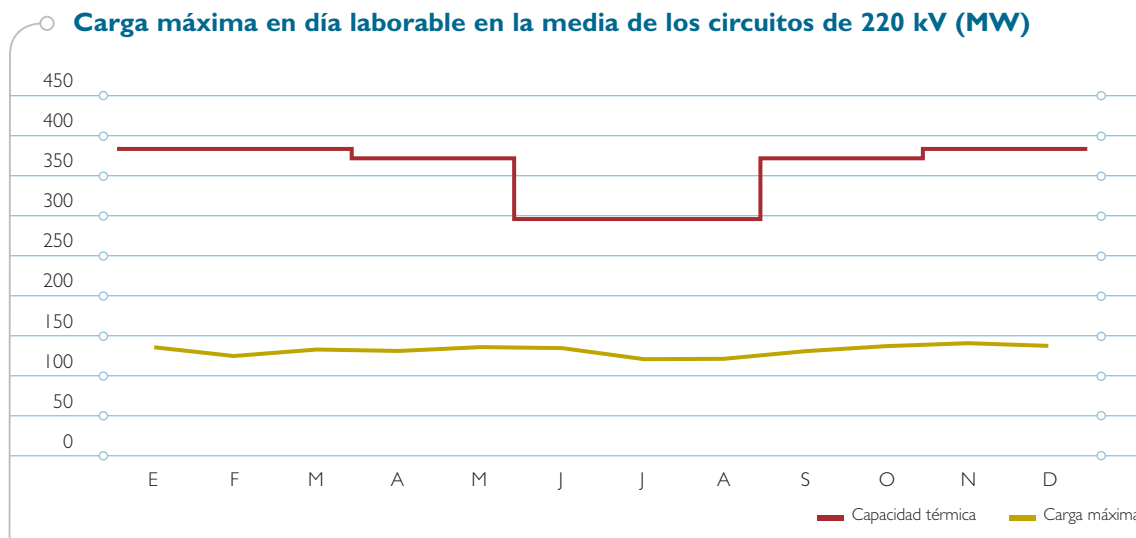
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)

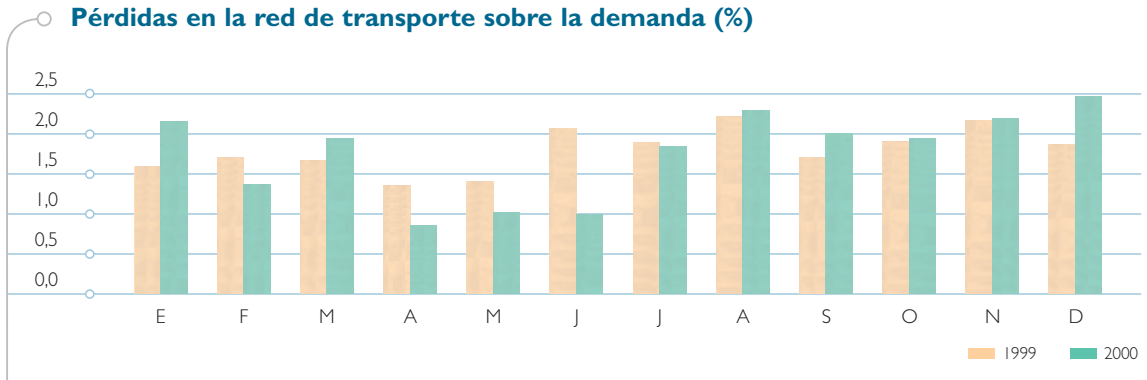


Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV (kV)









8 Intercambios internacionales



El año 2000 se ha caracterizado tanto por el volumen de energía procedente de intercambios programados, que ha tenido un incremento de un 20% respecto al año 1999, como por el elevado número de transacciones internacionales realizadas. Cabe destacar las operaciones realizadas a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos, que han representado un 10% del volumen total de energía, dato que contrasta con su nula participación en 1999.

El saldo físico de los intercambios internacionales en el año 2000 ha resultado importador por valor de 4.440 GWh, cifra inferior en un 22,4% a la del año 1999, siendo la contribución de este saldo a la cobertura de la demanda de un 2,3%. Las importaciones realizadas se han incrementado en un 5,4%, mientras que las exportaciones han crecido un 67,4%.

La utilización de la capacidad de intercambio comercial ha alcanzado niveles elevados en las interconexiones con Francia y Marruecos, con unos valores medios, en sentido importador del 94%, y en sentido exportador del 75%, respectivamente. La interconexión con Portugal ha alcanzado un valor medio de un 28% en sentido exportador y de un 14% en sentido importador.

8.1 Saldo de los intercambios internacionales

El saldo total de los intercambios internacionales

programados durante el año 2000 ha resultado importador, alcanzando un valor total anual de 4.399 GWh. Una vez ajustado este saldo por los desvíos de regulación entre sistemas, se ha obtenido un saldo físico importador de 4.440 GWh, lo que representa una reducción de un 22,4% respecto al valor del año anterior.

El saldo de intercambios programados ha mantenido el signo importador durante todos los meses del año, con un valor máximo de 676 GWh en el mes de mayo y un mínimo de 173 GWh en el mes de junio.

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	1999	2000	Diferencia
Contratos de RED ELÉCTRICA	3.806	4.090	284
Transacciones en el mercado	1.864	1.426	-438
Comercializadoras	-1.161	-1.251	-90
Productores	-461	72	533
Agentes externos	3.486	2.605	-881
Contratos bilaterales físicos	0	-1.117	-1.117
Intercambios de apoyo	0	0	0
Total intercambios programados	5.670	4.399	-1.271

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Los principales factores que han motivado la disminución del saldo importador de los intercambios internacionales han sido, por una parte, el elevado volumen de las exportaciones realizadas a través de la participación de los agentes externos en el mercado de producción español y a través de la



ejecución de contratos bilaterales físicos y, por otro lado, la reducción de las importaciones de energía por parte de los agentes externos.

La evolución del saldo de los intercambios internacionales programados en las distintas interconexiones ha sido la siguiente:

- A través de la interconexión con Francia, el saldo importador ha aumentado en un 14,4% con respecto al del año anterior por el elevado incremento de las importaciones realizadas por parte de los productores nacionales, 571 GWh frente a los 18 GWh del año pasado, y por parte de los agentes externos, 2.624 GWh frente a 2.248 GWh en 1999.

- En la interconexión con Portugal, a diferencia del año anterior, el saldo total resultante ha sido exportador debido, por una parte al incremento de las exportaciones de todos los agentes del mercado, especialmente de las comercializadoras, y por otra, a una reducción de casi un 50% de las importaciones realizadas por el agente externo REN.

- El saldo exportador con Marruecos se ha incrementado en el conjunto del año en un 24,6% debido fundamentalmente a las exportaciones realizadas mediante la ejecución de contratos bilaterales físicos y la participación directa en el mercado del agente externo ONE.

- En la interconexión con Andorra, la intensificación de los intercambios de las comercializadoras ha provocado el incremento del saldo exportador en un 23,3%.

Saldo de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	1999	2000	Diferencia
Francia	6.862	7.853	991
Portugal	841	-922	-1.763
Andorra	-219	-270	-51
Marruecos	-1.814	-2.261	-447
Total	5.670	4.399	-1.271

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

El volumen total de los intercambios internacionales físicos durante este año fue de 20.095 GWh con un crecimiento del 10,4% respecto al año anterior.

Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada	Salida	Saldo	Volumen
Francia	8.501	595	7.906	9.095
Portugal	3.767	4.698	-931	8.464
Andorra	1	272	-271	272
Marruecos	0	2.264	-2.264	2.264
Total	12.268	7.827	-4.441	20.095

8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA

RED ELÉCTRICA tiene tres contratos de intercambio internacional de energía eléctrica suscritos con anterioridad a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico:

- Contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE

El contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA ha tenido este año una utilización media del 96,8%, valor superior en casi un punto y medio



al registrado durante el año 1999. La programación de este contrato ha oscilado entre una utilización mensual máxima del 100%, en el mes de septiembre, y una mínima del 79,5% en el mes de diciembre debido a los bajos precios marginales en las horas valle resultantes de los mercados diario e intradiario.

En relación con el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF, al igual que en años anteriores, en el año 2000 EDF no ha realizado tomas de energía procedentes de este contrato.

El contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE ha tenido en el conjunto del año una utilización del 74,4%, valor inferior en casi 25 puntos al del año anterior. Esta disminución ha coincidido con la existencia de otras operaciones de exportación llevadas a cabo mediante la ejecución de contratos bilaterales físicos y la participación directa del agente externo ONE en el mercado de producción.

Mensualmente, la utilización de este contrato ha oscilado entre un valor máximo del 99,6% en enero y un valor mínimo del 58,4% en diciembre.

Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.679	96,8
Suministro de RED ELÉCTRICA a ONE	-588	74,4
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	-	-

El saldo de la energía correspondiente a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA ha seguido siendo durante este año importador, y ha aumen-

tado un 7,5% respecto al año anterior como consecuencia de la disminución del volumen de energía exportada a través del contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE.

8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos

En el año 2000, la autorización por parte del Ministerio de Economía de nuevos agentes externos y la mayor actividad de los agentes ya autorizados, unido al volumen de contratos bilaterales físicos ejecutados, han producido un crecimiento significativo tanto en la energía total intercambiada como en el número de transacciones internacionales realizadas.

- Los intercambios internacionales realizados por los agentes a través de su participación en el mercado han supuesto durante el año 2000 unas importaciones totales de 3.907 GWh, un 8% más que en 1999 y unas exportaciones de 2.481 GWh, valor que supera en más de un 40% a las del año anterior:
- Los contratos bilaterales físicos ejecutados durante el año 2000 han supuesto unas exportaciones de 1.187 GWh y unas importaciones por valor de 70 GWh. Estos intercambios suponen un cambio sustancial respecto a 1999, año en el que no se llegó a ejecutar ningún contrato bilateral físico.

Otros aspectos a destacar, en relación con los intercambios internacionales realizados en el año 2000, son los siguientes:



Transacciones internacionales de los agentes y contratos bilaterales físicos (GWh)

	Importaciones			Exportaciones		
	1999	2000	Diferencia	1999	2000	Diferencia
Transacciones en el mercado de producción	3.618	3.907	289	1.754	2.481	727
Comercializadoras	-	-	-	1.161	1.251	91
Productores	18	575	557	479	503	25
Agentes externos	3.600	3.331	-268	114	726	612
Contratos bilaterales físicos	0	70	70	0	1.187	1.187
Total	3.618	3.977	359	1.754	3.668	1.914

- La mayor parte de las exportaciones realizadas a través de la participación de los agentes en el mercado ha correspondido a las comercializadoras, que han supuesto un total de 1.251 GWh, de los que 839 GWh se han dirigido a Portugal, 270 GWh a Andorra y 142 GWh a Marruecos.

- Las cuatro empresas productoras españolas han realizado importaciones por un total de 575 GWh, incorporándose la mayor parte de esta energía a través de la interconexión con Francia. Las exportaciones realizadas por estos agentes han sido 503 GWh, valor inferior al de las importaciones, al contrario de lo sucedido el año anterior. De esta energía, 269 GWh se han exportado a través de la interconexión con Portugal, 181 GWh a Marruecos, y 54 GWh a través de la interconexión con Francia.

- Los agentes externos han tenido una participación importante en el mercado de producción durante el año 2000, lo que se ha traducido en unas exportaciones de 726 GWh, representando más de 6 veces las realizadas durante 1999. Este mayor volumen de exportaciones se ha debido fundamentalmente a la participación de

los agentes externos REN y ONE. Las importaciones han contabilizado un total de 3.331 GWh, lo que representa una reducción de un 7,5% respecto al valor del año anterior.

En el mercado de producción español han participado también en el año 2000 EDF, ELECTRABEL y ENBW. Esta última adquirió la autorización de agente externo durante el año 2000.

- Los contratos bilaterales físicos, que durante 1999 no llegaron a ejecutarse, han tenido gran relevancia en el año 2000, realizándose a través de ellos exportaciones por 1.187 GWh. De este total, 990 GWh se han realizado a través de la interconexión con Marruecos, 167 GWh con Portugal, y 30 GWh a través de la interconexión con Francia. El volumen de importaciones ha sido mucho menor, 70 GWh, ejecutándose la mayor parte de las mismas a través de la interconexión con Francia.

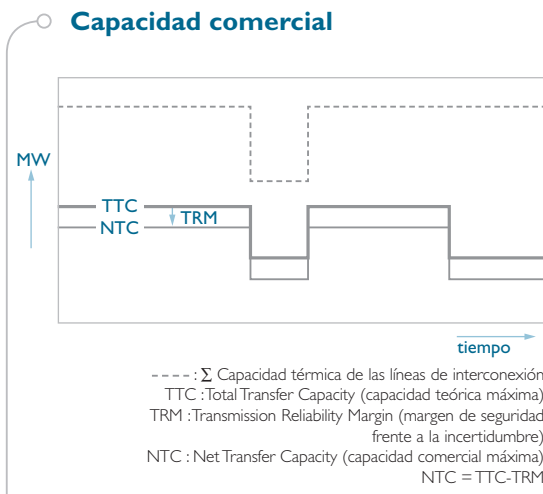
8.4 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización

De acuerdo con las definiciones adoptadas por la ETSO (European Transmission System Operators), la capacidad teórica de intercambio (TTC)



entre dos sistemas vecinos es el máximo programa de intercambio compatible con los criterios de seguridad de ambos sistemas.

El cálculo de este valor se efectúa incrementando la generación en el sistema exportador y disminuyendo la misma magnitud en el sistema importador,



aplicando a continuación los criterios de seguridad y comprobando el cumplimiento de los límites de seguridad. El valor del intercambio para el que se alcanzan los límites de seguridad en alguno de los dos sistemas es la capacidad teórica de intercambio.

La capacidad teórica de intercambio no es un valor fijo ya que cambia en el tiempo dependiendo de la variación en los niveles de demanda y de la configuración de la generación, de la capacidad térmica estacional de los elementos de transporte y de las indisponibilidades fortuitas y/o programadas de los elementos de transporte y generación.

Si a esta capacidad teórica de intercambio se le descuenta el margen de reserva (TRM) que permite absorber los desvíos de regulación entre sis-

temas y la incertidumbre en cuanto a los escenarios de generación y consumo utilizados como base para el cálculo obtendremos, de acuerdo a las definiciones de ETSO, la capacidad máxima disponible para la realización de intercambios (NTC). Sin este margen de reserva la seguridad de ambos sistemas interconectados no estaría garantizada al no tomarse en consideración las diferencias entre el modelo del sistema, que sirve de base para el cálculo, y la realidad del funcionamiento del mismo.

Hay que destacar que la capacidad teórica máxima no es directamente comparable con la suma de las capacidades térmicas de las líneas de interconexión. El origen de esta afirmación está en el propio fundamento físico de los flujos eléctricos. Así las líneas de interconexión se cargan en función de la configuración de la generación y del consumo a ambos lados de la interconexión y no en función de su capacidad térmica, el límite del intercambio viene en ocasiones impuesto por problemas diferentes a la sobrecarga de una de las líneas de interconexión (problemas de tensión, de estabilidad,...) y además la restricción que impone dicho límite puede aparecer en instalaciones de transporte distintas de las propias líneas de interconexión.

Lo anterior quiere decir que, en cualquier situación de partida del sistema interconectado y antes de efectuar el análisis de seguridad que conduce al cálculo de la capacidad teórica de intercambio, existe ya una limitación en cuanto al intercambio admisible. Esta limitación asociada a las leyes que rigen el flujo de potencia en los sistemas eléctricos es habitualmente muy inferior a la suma de las capacidades térmicas de las líneas de interconexión.



Por otra parte, la capacidad libre para intercambios puede condicionar la participación de algunos agentes en el mercado y la realización de intercambios comerciales. Por ello, RED ELÉCTRICA cubre esta demanda de información publicando, en los medios dispuestos al efecto, las previsiones de capacidad a nivel anual y semanal, esta última manteniendo al menos un horizonte de siete días.

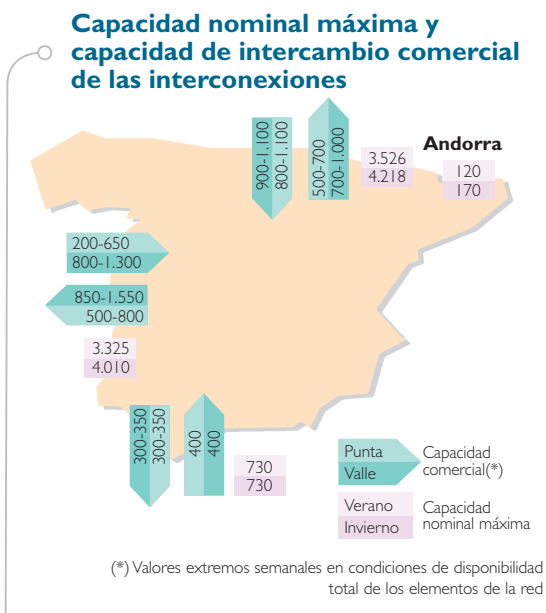
En el ámbito anual, la determinación de la capacidad de intercambio se realiza sobre la base de las hipótesis de generación, demanda y red correspondientes a dicho horizonte. A este respecto, se tienen en cuenta las informaciones recibidas por RED ELÉCTRICA tanto de los distintos agentes del sistema eléctrico español como de los operadores de los sistemas eléctricos vecinos. Se modelan con especial detalle las situaciones de punta de demanda para sendas hipótesis de hidráulicidad extrema en los distintos escenarios estacionales.

De acuerdo con lo previsto en la Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régi-

men jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de los intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, se efectúa un cálculo de la capacidad con antelación de una semana. Para efectuar dicho cálculo RED ELÉCTRICA intercambia información sobre la situación prevista de la red para las dos semanas siguientes con los operadores de los sistemas vecinos. Posteriormente, cada uno de ellos efectúa la estimación de capacidad disponible para situaciones de punta y de valle acorde con los criterios de seguridad vigentes en cada país. Se fija como valor de capacidad disponible para intercambio el menor de los calculados, teniendo en cuenta el margen de reserva correspondiente a desvíos de regulación y el margen de seguridad que pueda cubrir las imprecisiones en los escenarios de generación que han sido estimados. Se garantiza de este modo la seguridad de los dos sistemas interconectados y de la propia interconexión.

Si en horizontes más cortos de los analizados en el ámbito semanal se produce algún acontecimiento que conlleve una modificación de la capacidad determinada previamente, RED ELÉCTRICA notifica los cambios pertinentes a los diferentes agentes.

La capacidad comercial, bajo condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red, ha oscilado de acuerdo con los valores de las bandas que figuran en el mapa. En situaciones puntuales estos valores han sido inferiores al quedar fuera de servicio líneas de interconexión o próximas a las fronteras para reparación o mantenimiento.





Las variaciones de la capacidad comercial se deben, en parte, al cambio de capacidad térmica estacional de las líneas. Sin embargo resulta decisiva la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas. En el caso de la interconexión con Portugal, la generación hidráulica a ambos lados de la frontera condiciona de manera importante la capacidad, siendo la gestión de la producción de las cuencas del Duero y Tajo a lo largo del año la causa principal de las variaciones observadas.

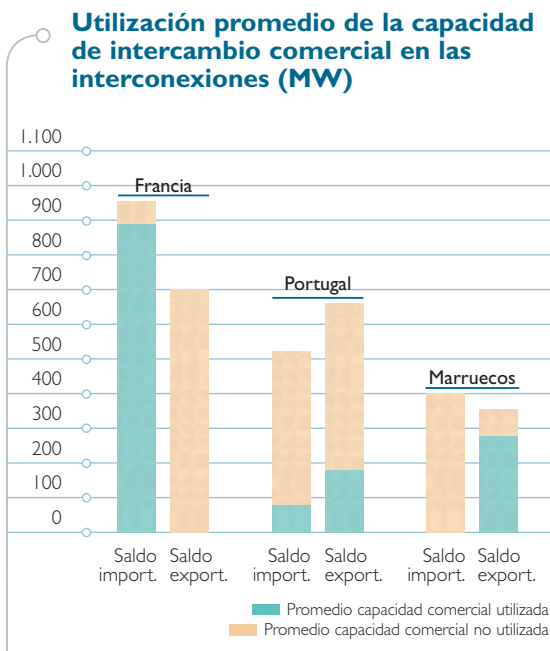
Como hecho significativo, cabe mencionar que como consecuencia de las indisponibilidades en la red de transporte de Francia, que se derivaron del temporal que allí tuvo lugar, especialmente el día 27 de diciembre de 1999, hasta el día 1 de febrero de 2000 no se normalizó la capacidad de intercambio en la interconexión con ese país, que había sido reducida debido a las indisponibilidades mencionadas.

Respecto al grado de utilización de la capacidad comercial, cabe destacar que en la interconexión con Francia, en sentido importador, y en la interconexión con Marruecos, en sentido exportador, se han registrado niveles elevados de utilización.

Durante el año 2000, en la interconexión con Francia, en sentido importador, se ha superado el nivel de utilización del 80% de la capacidad de intercambio comercial en un 87% del total de horas anuales. En la interconexión con Marruecos, los programas en sentido exportador han superado en el 58% del total de horas anuales, el nivel del 80% de la capacidad de intercambio.

En la interconexión con Portugal, tanto en sentido importador como en sentido exportador, el nivel de utilización del 80% de la capacidad de intercambio comercial se ha superado durante un menor porcentaje de tiempo: en el 13% del total de horas anuales en el caso de las exportaciones y sólo en el 5% del total de horas en el caso de las importaciones.

En el conjunto del año, el promedio de utilización de la capacidad de intercambio comercial se ha situado en la interconexión con Francia, en sentido importador, en el 93,8%, en la interconexión con Marruecos, en sentido exportador, en el 75,1%, mientras que en la interconexión con Portugal la utilización de la capacidad de intercambio comercial desciende hasta el 14,4% en sentido importador y hasta el 27,7% en sentido exportador.

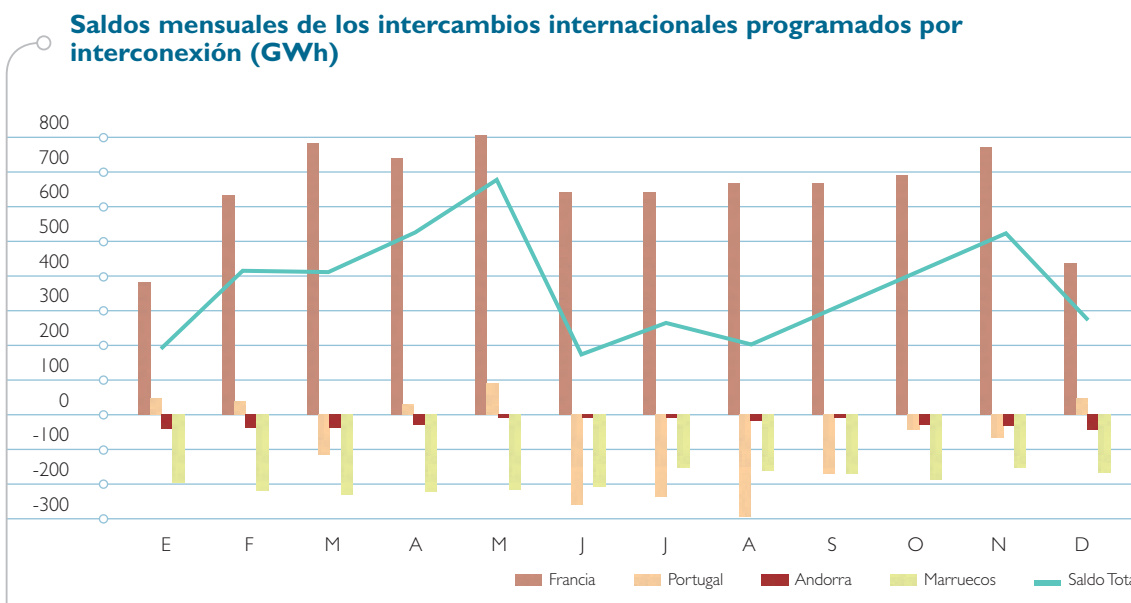
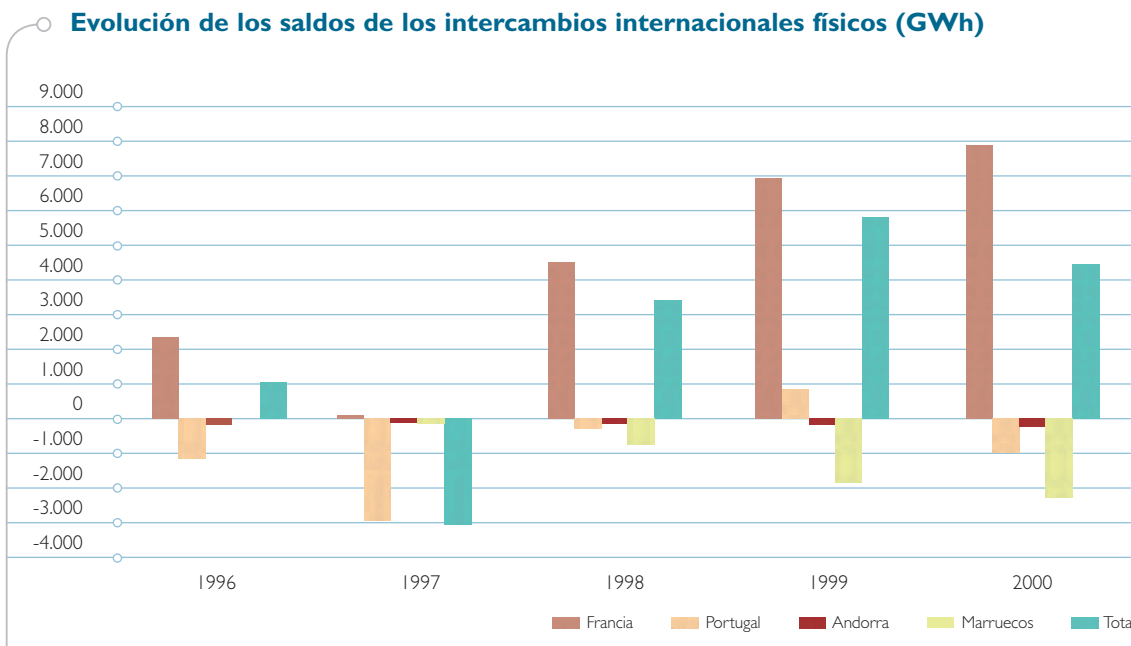




8 Intercambios internacionales



Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos	108
Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión	108
Intercambios internacionales programados por interconexión	109
Intercambios internacionales físicos por interconexión	109
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica	109
Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica	110
Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión	110
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones	110





Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

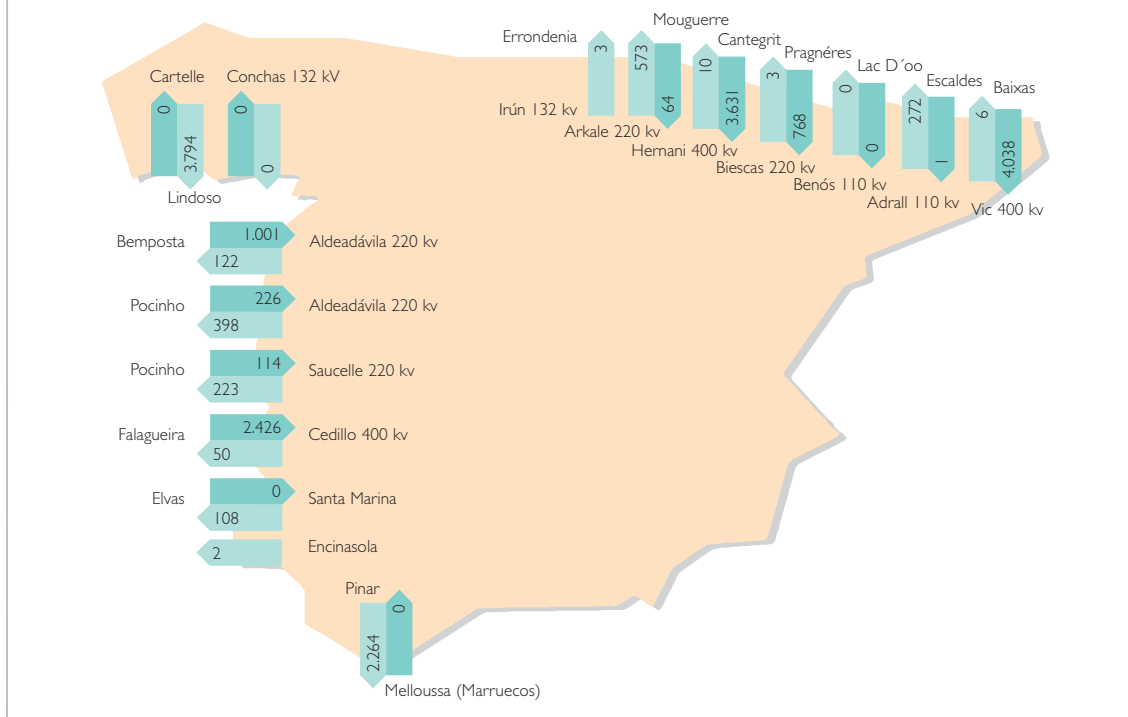
	Importación		Exportación		Saldo (*)	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
Francia	6.862	7.941	0	88	6.862	7.853
Portugal	1.351	710	510	1.632	841	-922
Andorra	0	0	219	270	-219	-270
Marruecos	0	5	1.814	2.266	-1.814	-2.261
Total	8.213	8.655	2.543	4.256	5.670	4.399

(*) Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
Francia	7.466	8.501	581	595	6.885	7.906
Portugal	4.485	3.767	3.628	4.698	857	-931
Andorra	8	1	220	272	-212	-271
Marruecos	0	0	1.811	2.264	-1.811	-2.263
Total	11.959	12.268	6.240	7.827	5.719	4.440

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)





Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.679	588	4.090
Francia	4.679	-	4.679
Marruecos	-	588	-588
Transacciones en el mercado	3.907	2.481	1.426
Francia (*)	3.195	58	3.137
Portugal	707	1.465	-758
Andorra	0	270	-270
Marruecos	5	688	-683
Contratos bilaterales físicos	70	1.187	-1.117
Francia (*)	67	30	37
Portugal	3	167	-164
Andorra	0	0	0
Marruecos	0	990	-990
Intercambios de apoyo	0	0	0
Total intercambios programados	8.655	4.256	4.399
Desvíos de regulación a compensar			41
Saldo físico de los intercambios internacionales			4.440

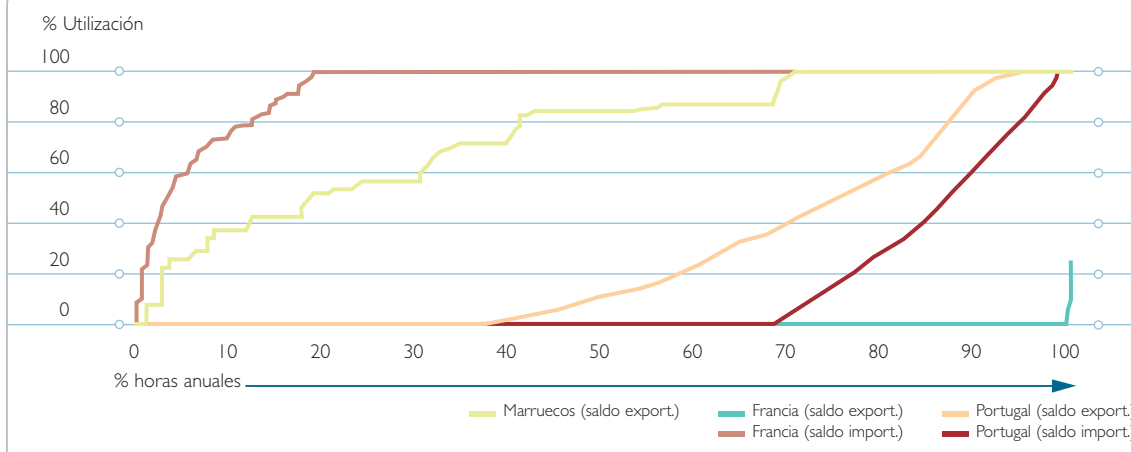
(*) Incluye intercambios con otros países europeos

Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

	Comercializadoras		Productores		Agentes externos		Contratos bilaterales físicos		Contratos de RED ELÉCTRICA		Total		Saldo
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	
Francia(*)	-	0	571	54	2.624	5	67	30	4.679	-	7.941	88	7.853
Portugal	-	839	0	269	706	357	3	167	-	-	710	1.632	-922
Andorra	-	270	0	0	0	0	0	0	-	-	0	270	-270
Marruecos	-	142	5	181	0	364	0	990	-	588	5	2.266	-2.261
Total	-	1.251	575	503	3.331	726	70	1.187	4.679	588	8.655	4.256	4.399

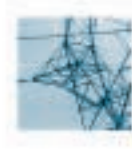
(*) Incluye intercambios con otros países europeos

Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones





Anexo Comparación internacional



Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	112
Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2000/1999	112
Consumo de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	113
Incremento del consumo de energía eléctrica 2000/1999	113
Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	114
Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	114
Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	115
Potencia instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	115
Estructura de la potencia instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE	116
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE	116

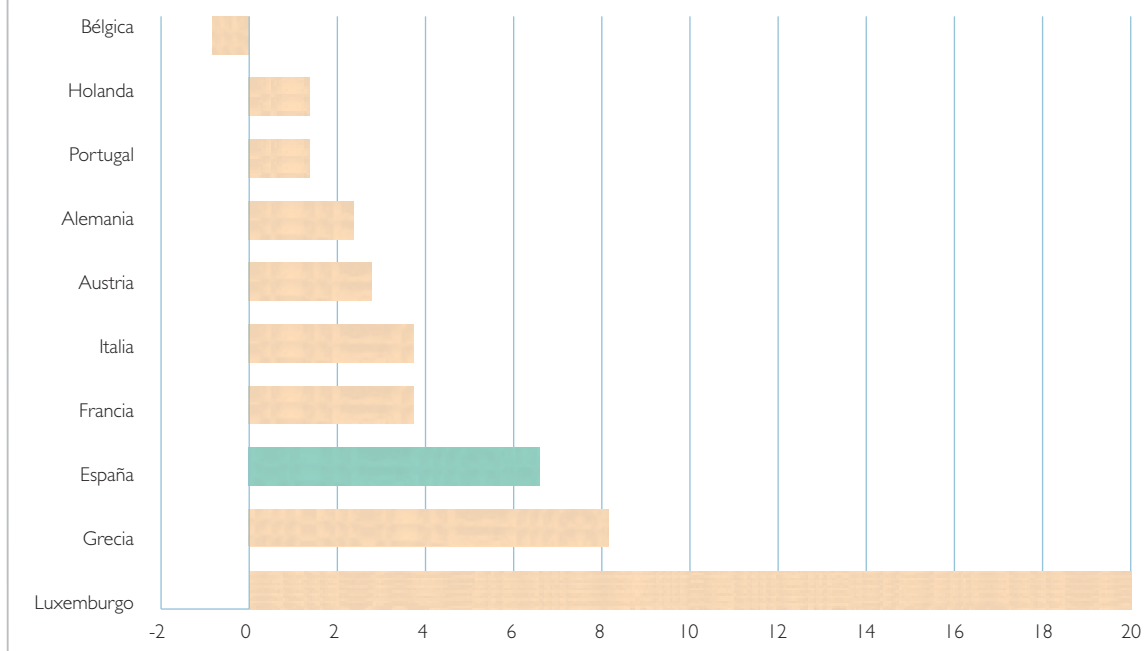


Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	1999	2000	Δ%
Alemania	484,1	495,4	2,3
Austria	51,2	52,6	2,7
Bélgica	80,8	80,1	-0,9
España (*)	188,7	201,3	6,6
Francia	485,2	503,1	3,7
Grecia	41,8	45,2	8,1
Holanda	52,2	52,9	1,3
Italia	253,1	262,4	3,7
Luxemburgo	1,0	1,2	20,0
Portugal	37,1	37,6	1,3
Total	1.675,2	1.731,8	3,4

Fuente: UCTE (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA.
 (*) Incluye adquisiciones al régimen especial y tiene deducido el consumo en bombeo

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2000/1999 (%)



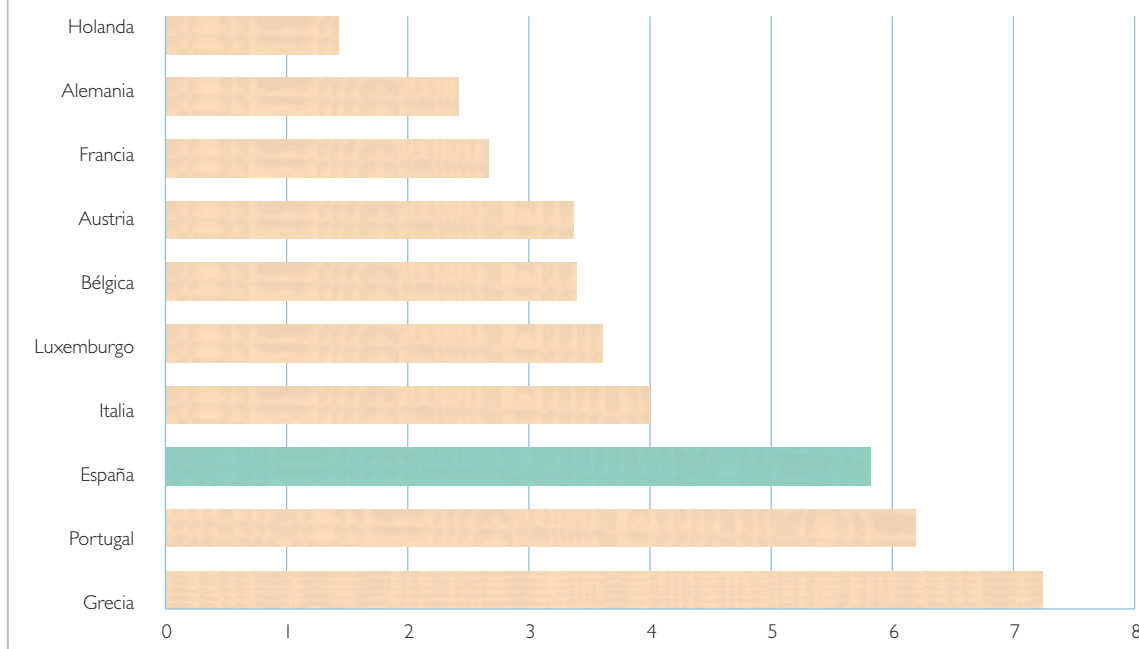


Consumo de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	1999	2000	Δ%
Alemania	480,0	491,5	2,4
Austria	47,7	49,3	3,4
Bélgica	80,1	82,8	3,4
España (*)	194,5	205,7	5,8
Francia	415,6	426,6	2,6
Grecia	41,6	44,6	7,2
Holanda	70,8	71,8	1,4
Italia	286,2	297,7	4,0
Luxemburgo	5,6	5,8	3,6
Portugal	35,8	38,0	6,1
Total	1.657,9	1.713,8	3,4

Fuente: UCTE (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA
 (*) Demanda nacional en b.c.

Incremento del consumo de energía eléctrica 2000/1999 (%)





Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (kWh)

	1999	2000	Δ%
Alemania	5.851	5.991	2,4
Austria	5.901	6.099	3,4
Bélgica	7.842	8.107	3,4
España	4.936	5.222	5,8
Francia	7.047	7.234	2,6
Grecia	3.954	4.239	7,2
Holanda	4.492	4.556	1,4
Italia	4.968	5.167	4,0
Luxemburgo	13.054	13.520	3,6
Portugal	3.588	3.808	6,1
Total	5.658	5.849	3,4

Consumo per cápita = Consumo total / n° hab.
Fuente: UCTE (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA.
Datos de población: Anuario EL PAIS-2001

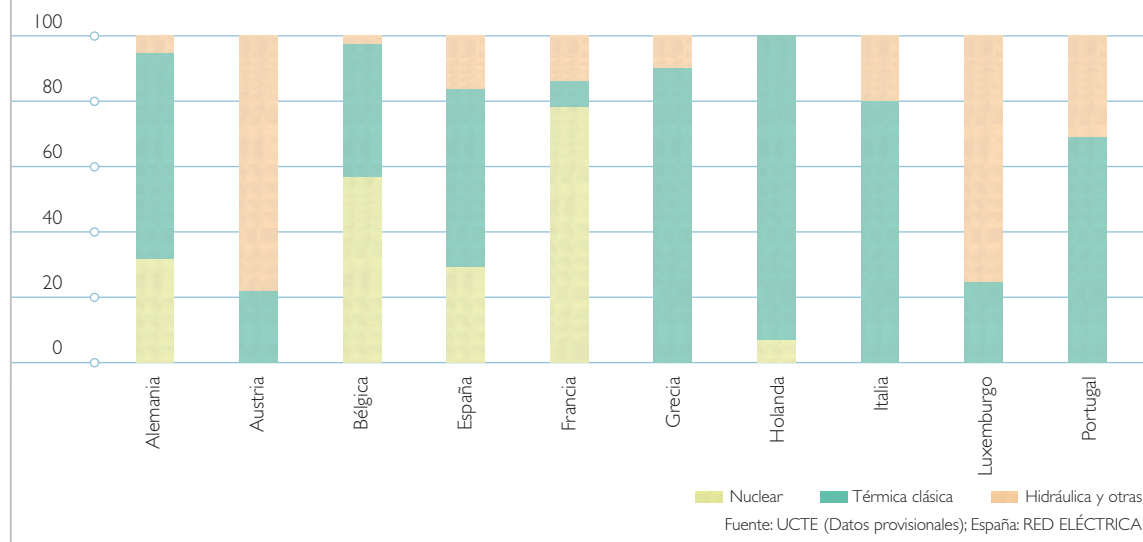
Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras		Total TWh
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
Alemania	159,3	32,2	313,7	63,3	22,3	4,5	495,4
Austria	0,0	0,0	11,9	22,6	40,7	77,4	52,6
Bélgica	45,7	57,1	32,7	40,8	1,7	2,1	80,1
España (*)	59,4	29,5	109,5	54,4	32,3	16,1	201,3
Francia	394,9	78,5	41,3	8,2	66,9	13,3	503,1
Grecia	0,0	0,0	41,1	90,9	4,1	9,1	45,2
Holanda	3,7	7,0	49,2	93,0	0,0	0,0	52,9
Italia	0,0	0,0	212,1	80,8	50,3	19,2	262,4
Luxemburgo	0,0	0,0	0,3	25,0	0,9	75,0	1,2
Portugal	0,0	0,0	26,0	69,1	11,6	30,9	37,6
Total	663,0	38,3	837,8	48,4	230,8	13,3	1.731,8

Fuente: UCTE (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA
(*) Incluye adquisiciones al régimen especial y tiene deducido el consumo en bombeo



Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (%)



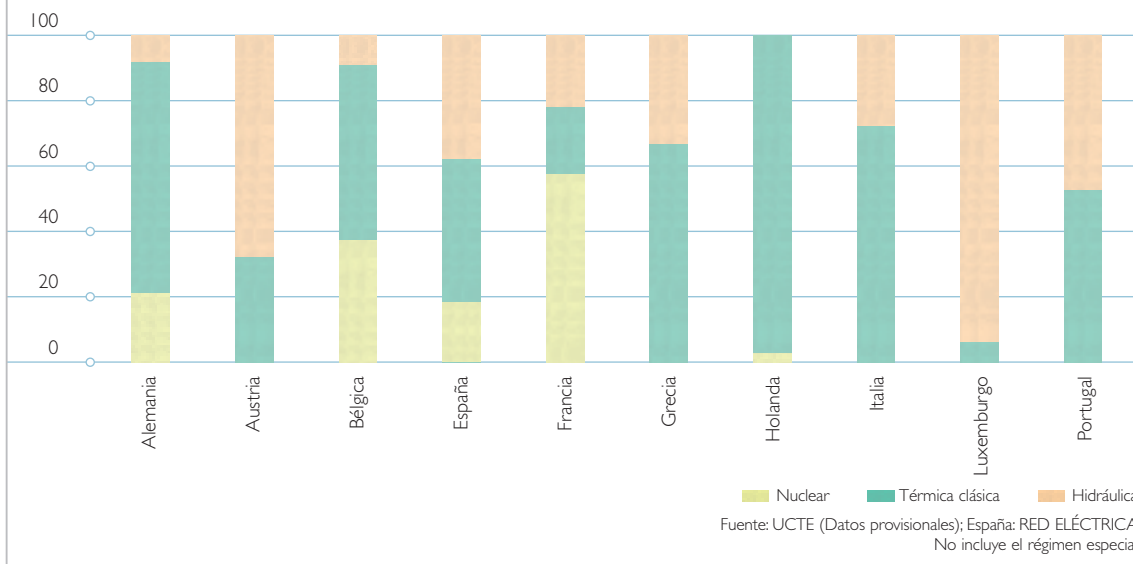
Potencia instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica		Total GW
	GW	%	GW	%	GW	%	
Alemania	21,0	20,8	71,7	70,9	8,4	8,3	101,1
Austria	0,0	0,0	5,2	32,1	11,0	67,9	16,2
Bélgica	5,7	37,0	8,3	53,9	1,4	9,1	15,4
España	7,8	16,6	22,7	48,3	16,5	35,1	47,0
Francia	63,2	57,1	23,3	21,0	24,3	21,9	110,8
Grecia	0,0	0,0	6,3	67,1	3,1	32,9	9,4
Holanda	0,4	2,6	17,1	97,2	0,0	0,2	17,6
Italia	0,0	0,0	54,2	72,6	20,5	27,4	74,7
Luxemburgo	0,0	0,0	0,1	6,2	1,1	93,8	1,2
Portugal	0,0	0,0	4,9	52,5	4,4	47,5	9,2
Total	98,1	24,4	213,7	53,1	90,8	22,5	402,6

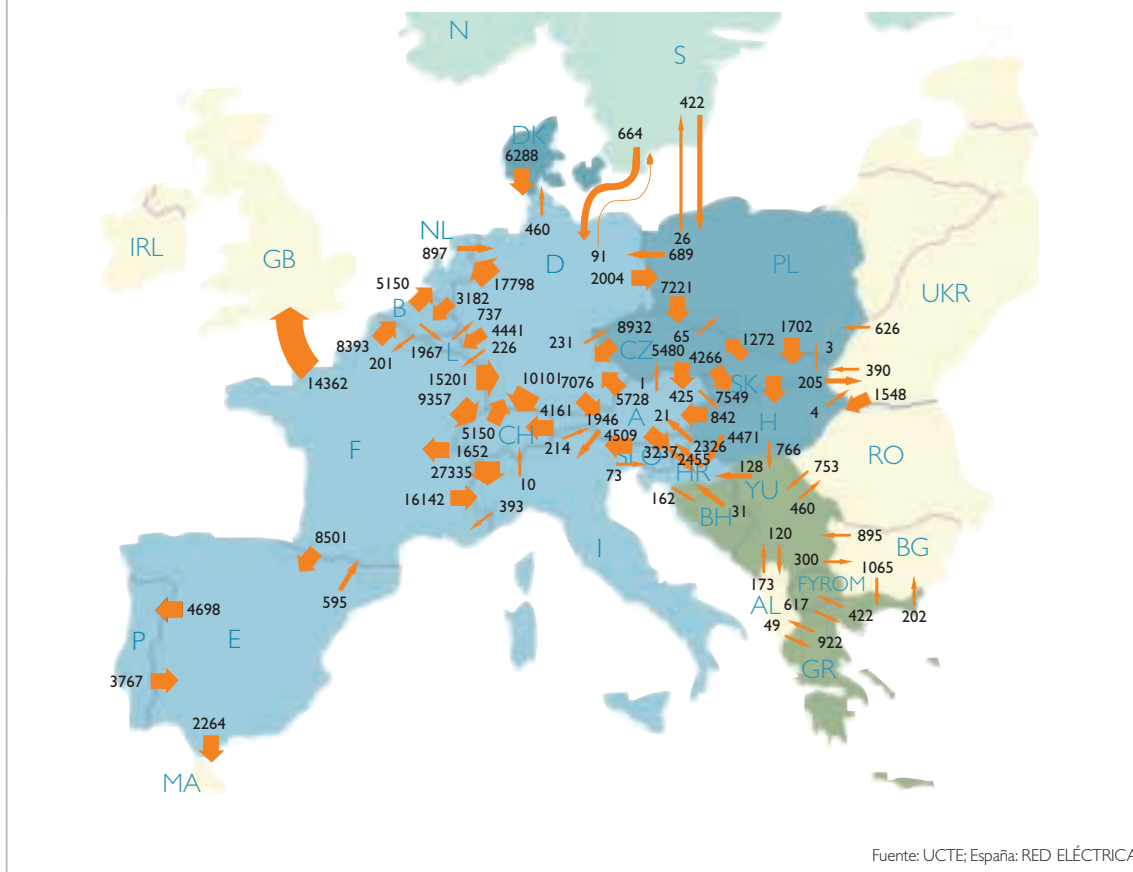
Fuente: UCTE (Datos provisionales); España: RED ELECTRICA
No incluye el régimen especial

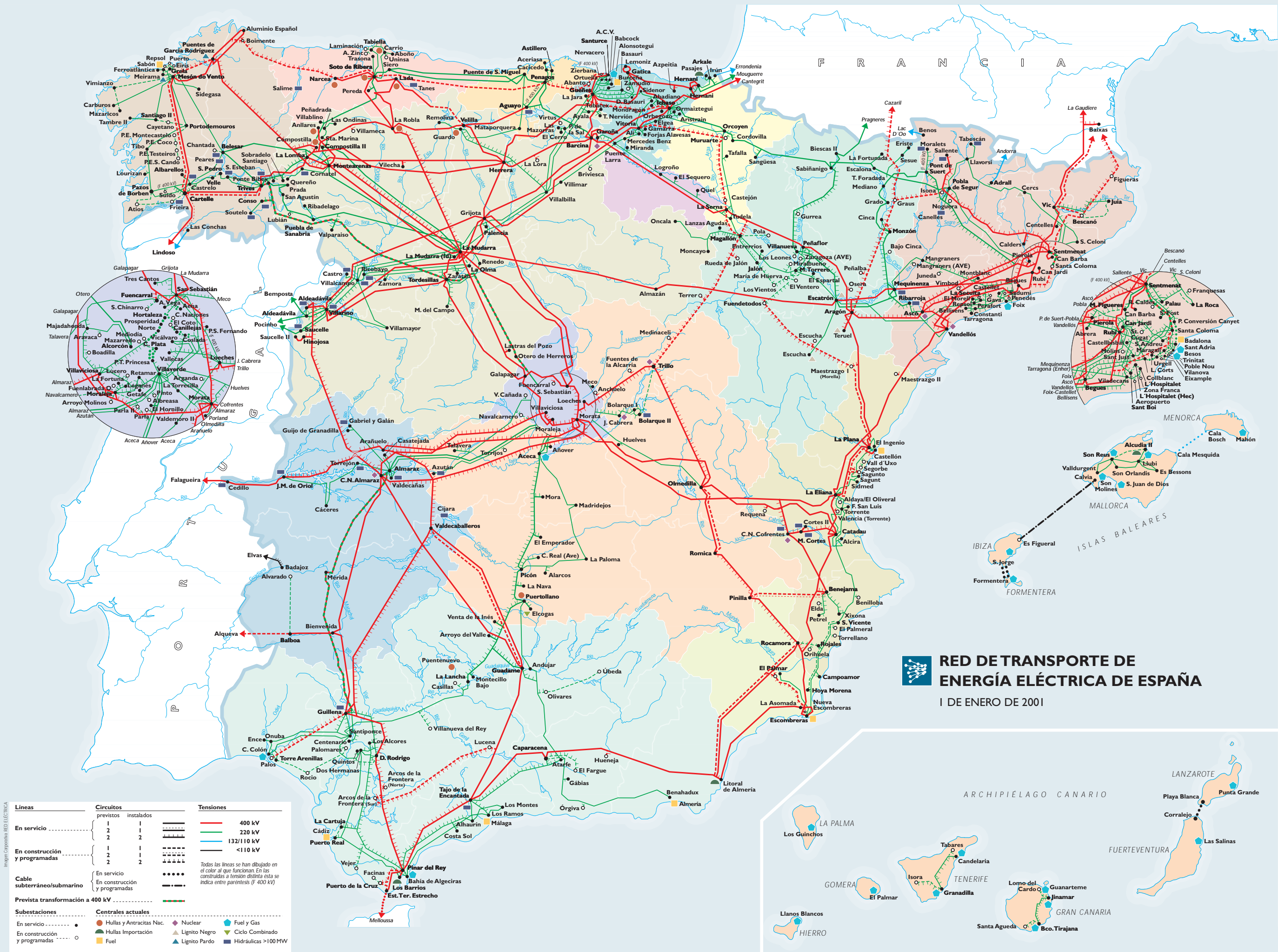


Estructura de la potencia instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (%)



Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE (GWh)





RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ESPAÑA
I DE ENERO DE 2001

Líneas	Circuitos		Tensiones		
	previstos	instalados			
En servicio	1	1		400 kV	
	2	2		220 kV	
En construcción y programadas	1	1		132/110 kV	
	2	2		<110 kV	
Cable subterráneo/submarino	En servicio				
	En construcción y programadas				
Prevista transformación a 400 kV					
Subestaciones	En servicio		Hullas y Antracitas Nac.	Nuclear	Fuel y Gas
			Hullas Importación	Lignito Negro	Ciclo Combinado
	En construcción y programadas		Fuel	Lignito Pardo	Hidráulicas >100 MW

Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan. En las construidas a tensión distinta esta se indica entre paréntesis (F 400 kV)



Información elaborada con datos a 28 de febrero de 2001.

Edita:

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

Diseño:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com