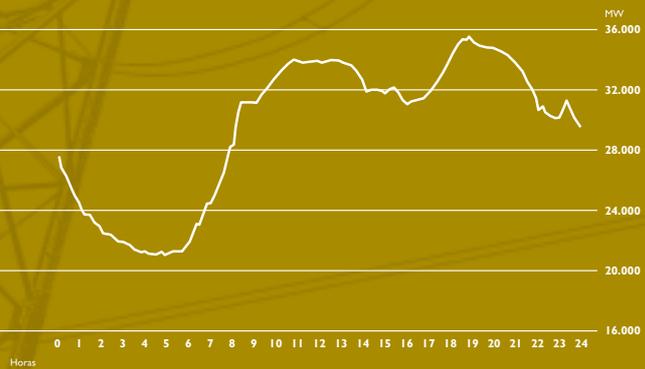




Informe 2002

# El Sistema Eléctrico Español



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA



Informe 2002

# El Sistema Eléctrico Español



# Índice general



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





## El Sector Eléctrico Español en 2002

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

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

Durante el año 2002 ha seguido su curso el desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, con la publicación de nuevas disposiciones, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- “Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía producida”.

- “Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento”. Esta disposición establece una metodología de cálculo objetiva y transparente para fijar la tarifa media o de referencia de cada año, y modifica el Real Decreto 2017/1997 para, por una parte, adaptarlo a la nueva metodología de cálculo de la tarifa y, por otra, incluir en el procedimiento de liquidación de costes regulados los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales.

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

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

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

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

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

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

### Demanda de energía eléctrica

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

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

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

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

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

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

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

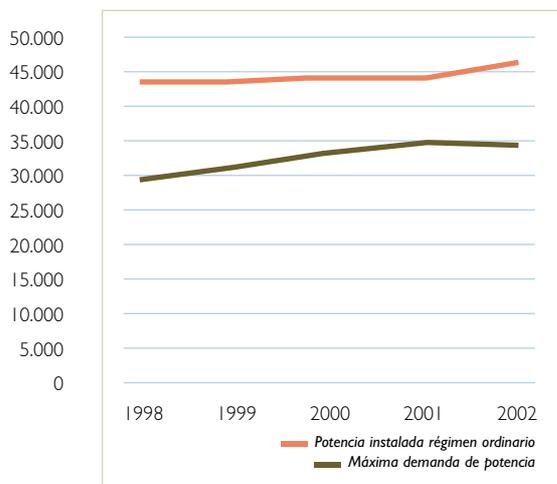
del 2,3% respecto a 2001, que descontados los efectos de laboralidad y temperatura alcanza el 3,4%.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares -Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- ha superado al del sistema peninsular, alcanzando este año el 3,3%, con 11.969 GWh demandados.

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

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

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



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

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

#### Cobertura de la demanda

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

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

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

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

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

(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

### Balance de energía eléctrica nacional

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

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

#### Régimen ordinario

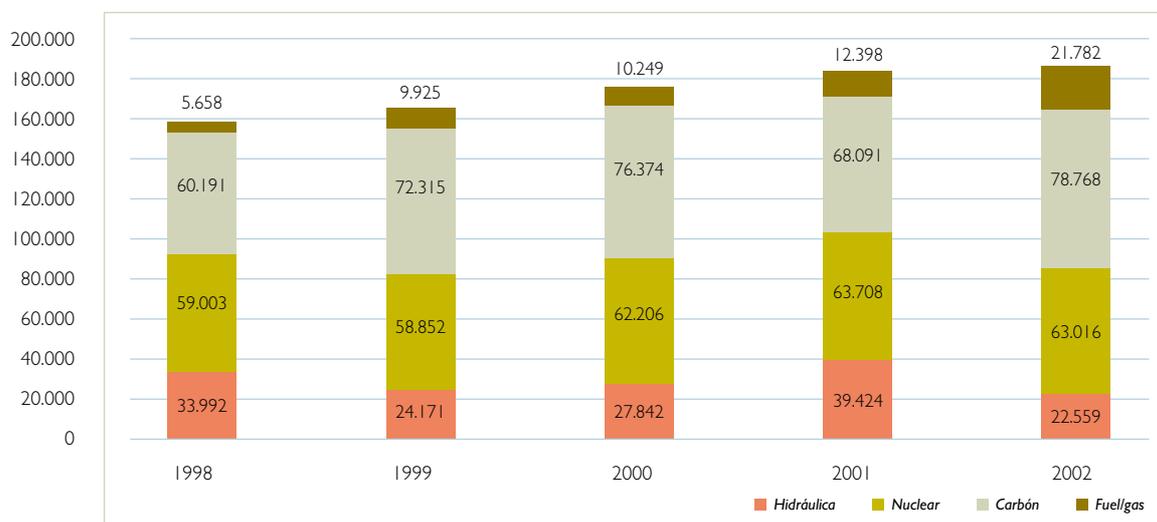
Los aspectos más destacables de la producción del régimen ordinario han sido los siguientes:

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

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

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

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



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

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

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

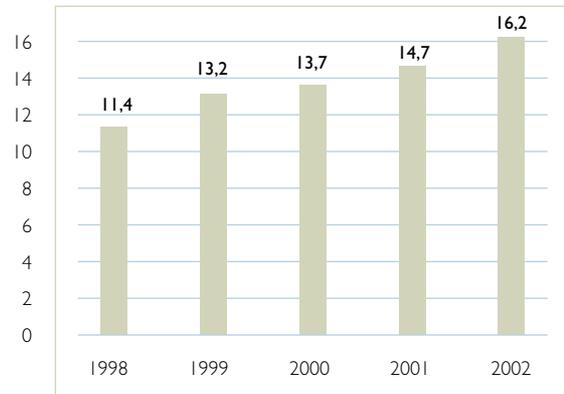
A pesar de que el nivel de reservas de los embalses peninsulares se ha situado en el conjunto del año por debajo de sus valores habituales, la elevada hidraulicidad registrada en los meses de noviembre y diciembre ha mejorado la situación, alcanzando dichas reservas a finales de año un 60% de su capacidad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

### Régimen especial

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

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

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

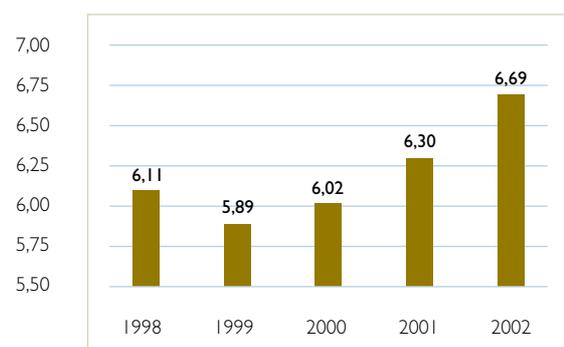


de energía renovables se ha incrementado en un 17,8% y ha aportado el 45% de la energía del régimen especial, casi dos puntos más que en 2001.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 6,69 c€/kWh, un 6,2% superior al del año anterior. Este incremento de precio tiene su origen fundamentalmente en el aumento del peso relativo de las energías procedentes de centrales que utilizan fuentes renovables, cuyo precio unitario es mayor.

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

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



Datos provisionales Fuente: CNE

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

### Operación del sistema

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

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

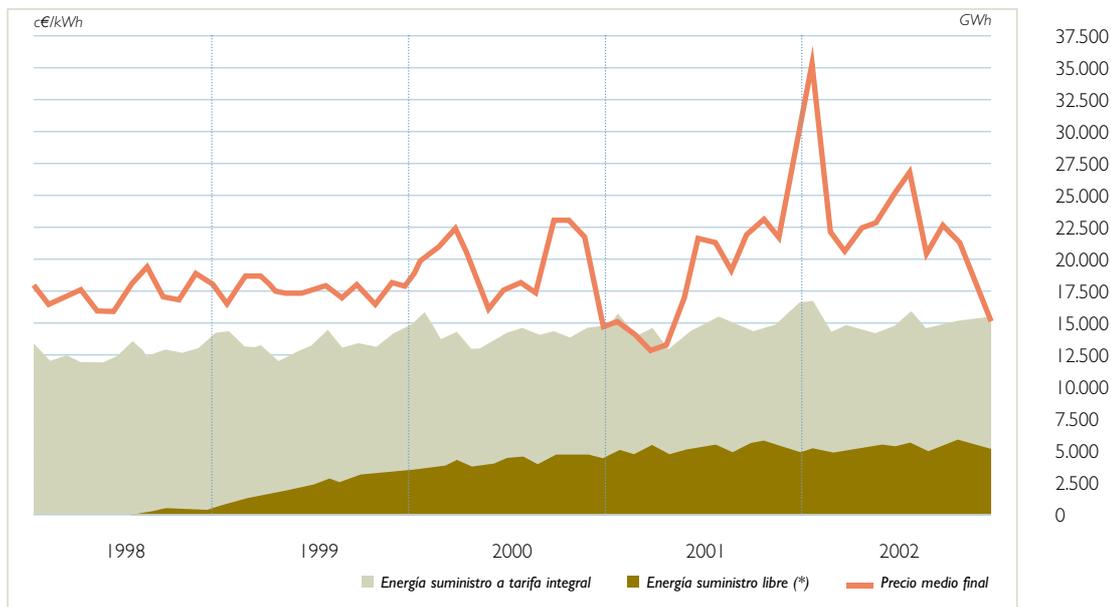
El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 84,9% del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 9,9% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales ha supuesto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

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

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

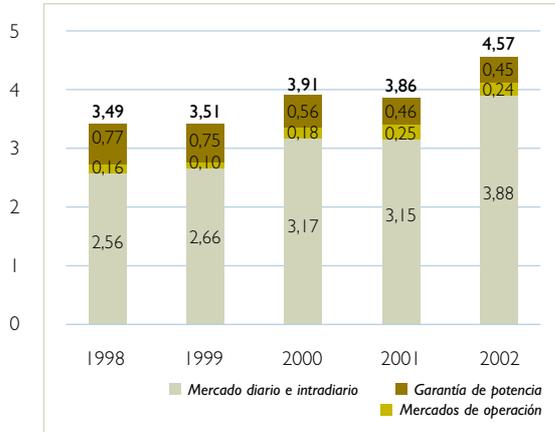
La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía ha representado una disminución de 0,009 c€/kWh.

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



(\*) Comercializadoras, clientes cualificados y agentes externos

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



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

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

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

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

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

### Intercambios Internacionales

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

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

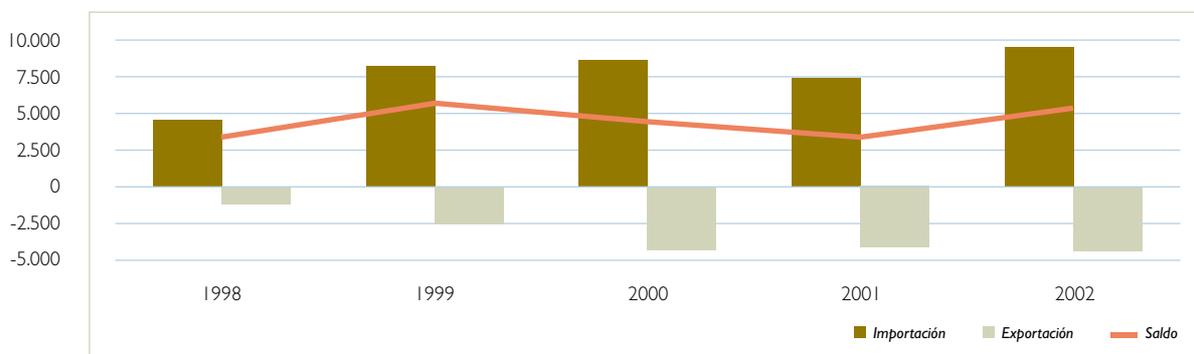
### Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

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

### Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

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

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



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

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

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

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

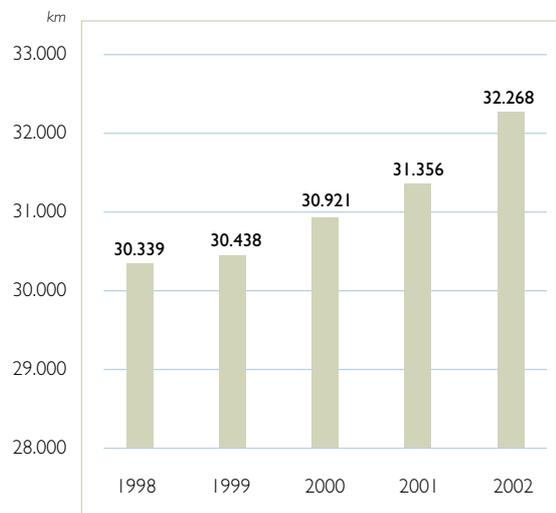
que en 2001, y con Marruecos, en sentido exportador, con un promedio de utilización del 41,5%, inferior al registrado el año anterior, que alcanzó el 54,4%.

### Red de transporte

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

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

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



### Evolución del sistema de transporte y transformación (\*)

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

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

### Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA	Resto empresas	Total
1998	130	75	205	0,40	0,23	0,62
1999	0	676	676	0,00	1,93	1,93
2000	1	778	779	0,00	2,10	2,11
2001	107	6.883	6.990	0,27	17,59	17,87
2002	0	803	803	0,00	2,01	2,01

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

Es significativo resaltar que desde el año 1995, la red de transporte española se ha incrementado más que ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este periodo un total de 2.744 km.

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

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 97,62%, ligeramente inferior a la registrada en 2001, que fue del 97,98%.

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

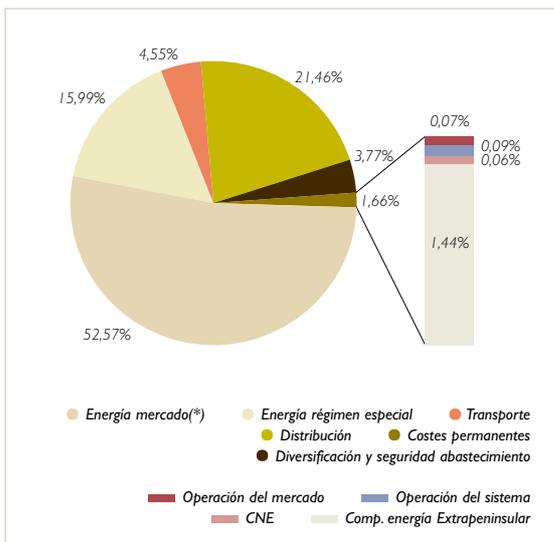
El tiempo de interrupción medio de la red de transporte fue de 2,01 minutos. Dichos valores están dentro de los márgenes que figuran en el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, que fija como máximo en 2.543 MWh la energía no suministrada y en 15 minutos el tiempo de interrupción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

### Coste del suministro de energía eléctrica

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

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

### Componentes del coste de suministro de energía eléctrica



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





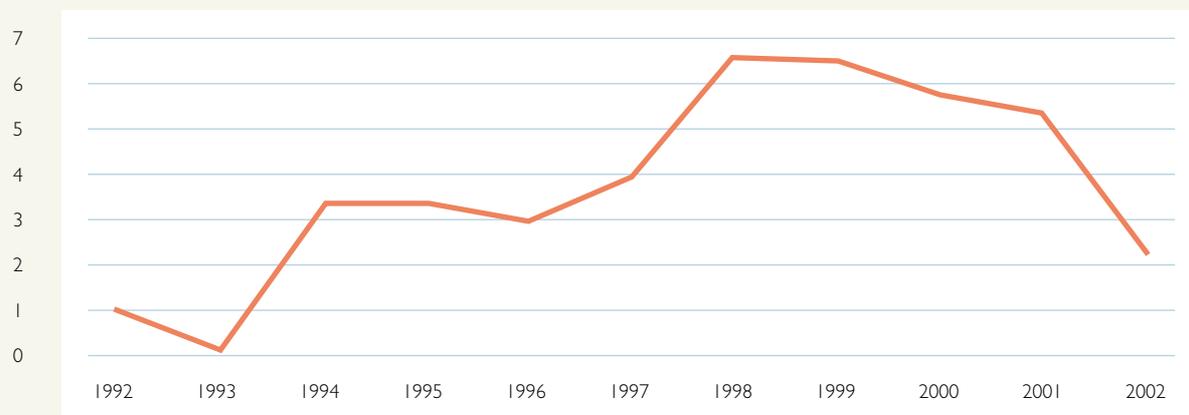
Gráficos y Cuadros

# 1

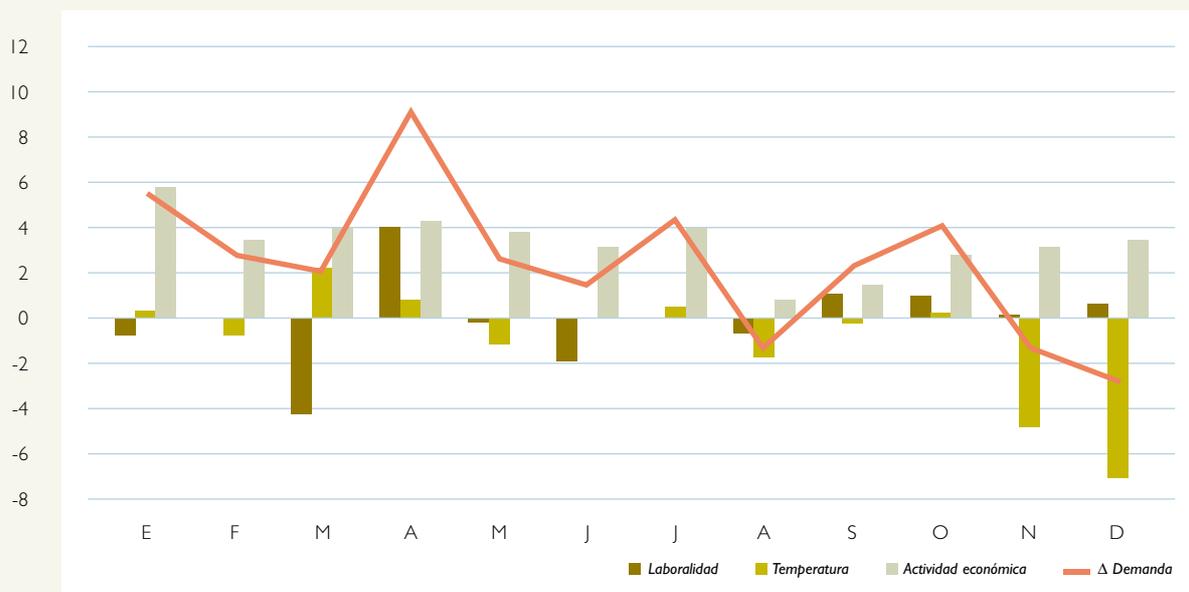
## Sistema Peninsular Demanda de energía eléctrica

- 18** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 18** Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 19** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 19** Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 20** Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria
- 20** Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

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



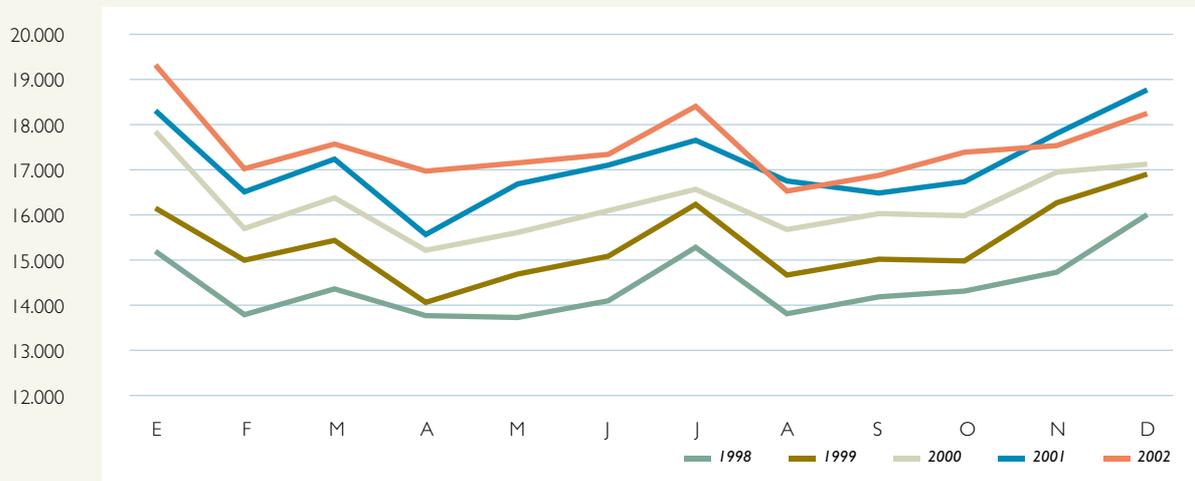
### Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



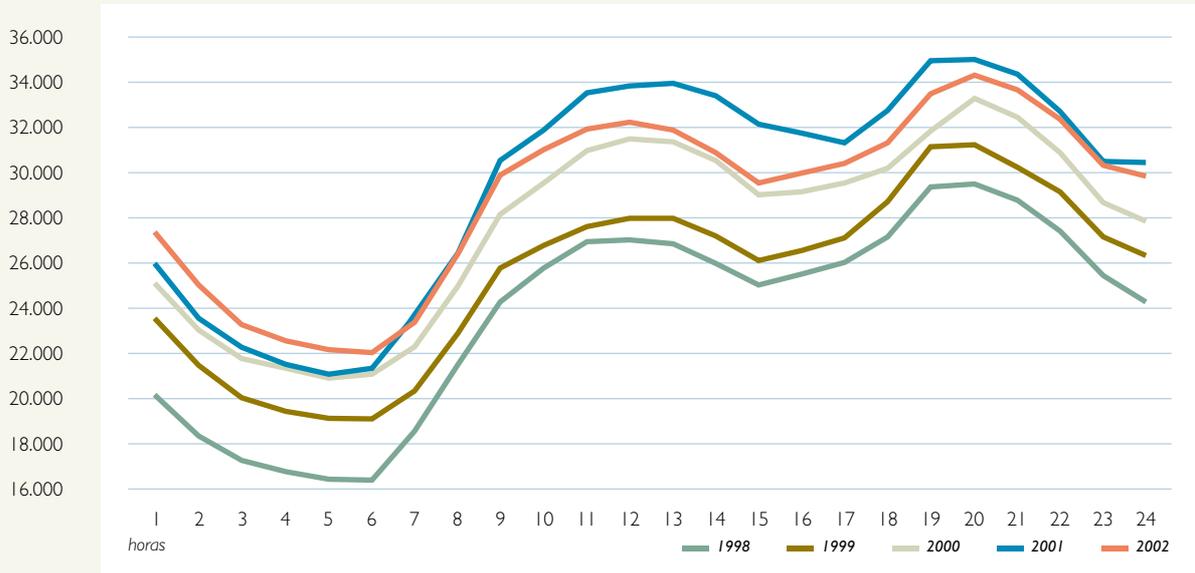
### Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	1998		1999		2000		2001		2002	
	GWh	%								
Enero	15.175	8,8	16.171	8,8	17.848	9,2	18.290	8,9	19.310	9,2
Febrero	13.704	7,9	14.972	8,1	15.689	8,0	16.494	8,0	16.964	8,1
Marzo	14.383	8,3	15.407	8,4	16.383	8,4	17.243	8,4	17.595	8,4
Abril	13.715	7,9	14.035	7,6	15.202	7,8	15.533	7,6	16.972	8,1
Mayo	13.716	7,9	14.640	7,9	15.566	8,0	16.693	8,1	17.131	8,1
Junio	14.104	8,1	15.061	8,2	16.093	8,3	17.087	8,3	17.330	8,2
Julio	15.287	8,8	16.265	8,8	16.575	8,5	17.645	8,6	18.428	8,8
Agosto	13.818	8,0	14.649	7,9	15.631	8,0	16.749	8,2	16.514	7,9
Septiembre	14.169	8,2	14.994	8,1	16.002	8,2	16.490	8,0	16.881	8,0
Octubre	14.305	8,3	14.951	8,1	15.964	8,2	16.702	8,1	17.382	8,3
Noviembre	14.701	8,5	16.258	8,8	16.922	8,7	17.775	8,7	17.520	8,3
Diciembre	16.003	9,2	16.951	9,2	17.134	8,8	18.784	9,1	18.248	8,7
<b>Total</b>	<b>173.081</b>	<b>100,0</b>	<b>184.354</b>	<b>100,0</b>	<b>195.010</b>	<b>100,0</b>	<b>205.485</b>	<b>100,0</b>	<b>210.278</b>	<b>100,0</b>

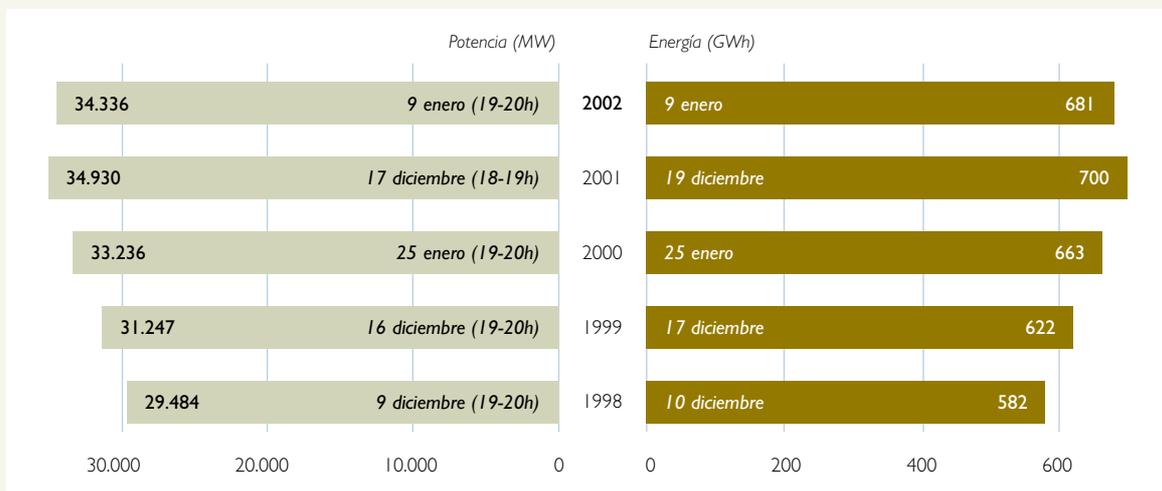
### Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.



### Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW)



### Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria







Gráficos y Cuadros

## 2

# Sistema Peninsular

## Cobertura de la demanda

- 24** Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima.
- 24** Balance de potencia instalada.
- 25** Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica.
- 25** Cobertura de la demanda en b.c.
- 26** Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica.
- 26** Curva monótona de carga

### Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. (MW)

	1998	1999	2000	2001	2002
	9 diciembre (19-20h)	16 diciembre (19-20h)	25 enero (19-20h)	17 diciembre (18-19h)	9 enero (19-20h)
<b>Hidráulica</b>	<b>5.913</b>	<b>7.644</b>	<b>7.807</b>	<b>8.282</b>	<b>7.232</b>
Hidráulica	4.822	6.488	6.647	6.529	5.422
Bombeo	1.091	1.156	1.160	1.753	1.810
<b>Térmica</b>	<b>20.932</b>	<b>20.052</b>	<b>22.347</b>	<b>20.925</b>	<b>21.994</b>
Nuclear	6.157	7.368	7.411	6.975	7.453
Carbón	10.195	10.043	10.274	9.683	9.807
Fuel	2.172	1.230	2.520	2.403	2.644
Mixtas	2.408	1.411	2.142	1.864	2.090
<b>Total producción programa</b>	<b>26.845</b>	<b>27.696</b>	<b>30.154</b>	<b>29.207</b>	<b>29.226</b>
Diferencias por regulación	259	-220	-713	210	-
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>27.104</b>	<b>27.476</b>	<b>29.441</b>	<b>29.417</b>	<b>29.226</b>
<b>Saldo físico interconexiones internacionales</b>	<b>-291</b>	<b>382</b>	<b>186</b>	<b>780</b>	<b>459</b>
Andorra	-26	-63	-54	-90	-91
Francia	425	800	295	255	550
Portugal	-600	0	300	415	0
Marruecos	-90	-355	-355	200	0
<b>Régimen especial</b>	<b>2.671</b>	<b>3.389</b>	<b>3.609</b>	<b>4.733</b>	<b>4.651</b>
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>29.484</b>	<b>31.247</b>	<b>33.236</b>	<b>34.930</b>	<b>34.336</b>

### Balance de potencia instalada. (MW)

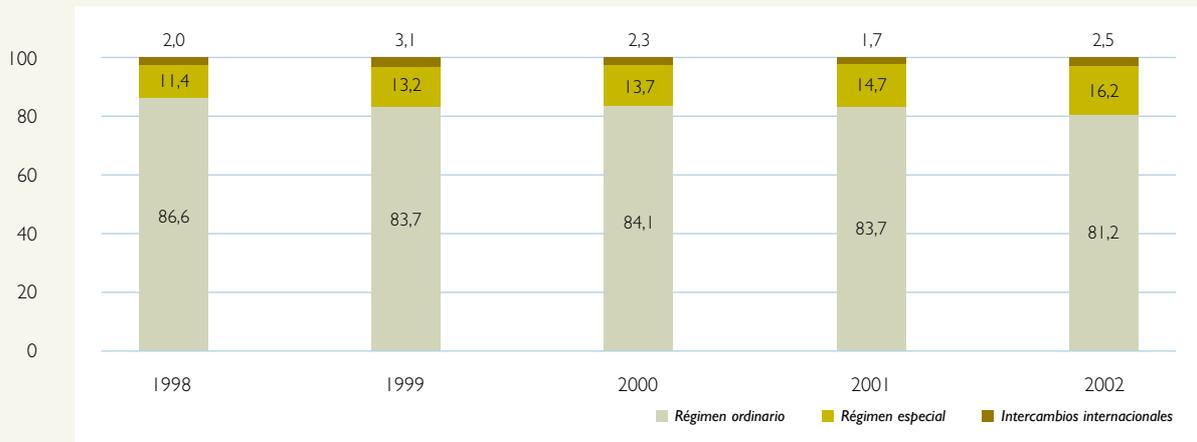
	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	1998	1999	2000	2001	2002
Hidráulica convencional y mixta	13.906	13.978	13.978	14.040	14.017
Bombeo puro	2.546	2.546	2.546	2.546	2.569
<b>Hidráulica</b>	<b>16.452</b>	<b>16.524</b>	<b>16.524</b>	<b>16.586</b>	<b>16.586</b>
<b>Nuclear</b>	<b>7.632</b>	<b>7.686</b>	<b>7.799</b>	<b>7.816</b>	<b>7.816</b>
Hulla + antracita	5.960	5.974	6.080	6.088	6.088
Lignito pardo	1.950	1.950	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.450	1.450	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.864	1.864	1.929	1.944	1.944
<b>Carbón</b>	<b>11.224</b>	<b>11.238</b>	<b>11.542</b>	<b>11.565</b>	<b>11.565</b>
Fuel/gas (*)	8.214	8.214	8.214	8.214	10.288
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>43.522</b>	<b>43.662</b>	<b>44.079</b>	<b>44.181</b>	<b>46.255</b>
<b>Régimen especial</b>	<b>5.713</b>	<b>7.206</b>	<b>8.753</b>	<b>10.551</b>	<b>12.214</b>
<b>Total</b>	<b>49.235</b>	<b>50.868</b>	<b>52.832</b>	<b>54.732</b>	<b>58.469</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

### Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	%2002/2001
Hidráulica	33.992	24.171	27.842	39.424	22.559	-42,8
Nuclear	59.003	58.852	62.206	63.708	63.016	-1,1
Carbón	60.191	72.315	76.374	68.091	78.768	15,7
Fuel/gas	5.658	9.925	10.249	12.398	21.782	75,7
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>158.844</b>	<b>165.263</b>	<b>176.672</b>	<b>183.622</b>	<b>186.125</b>	<b>1,4</b>
- Consumos en generación	6.310	7.224	7.827	7.584	8.346	10,0
- Consumos bombeo	2.588	3.666	4.907	4.131	6.957	68,4
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>149.946</b>	<b>154.373</b>	<b>163.938</b>	<b>171.906</b>	<b>170.822</b>	<b>-0,6</b>
+ Intercambios internacionales	3.402	5.719	4.441	3.458	5.329	54,1
+ Régimen especial	19.733	24.261	26.631	30.121	34.127	13,3
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>173.081</b>	<b>184.354</b>	<b>195.010</b>	<b>205.485</b>	<b>210.278</b>	<b>2,3</b>

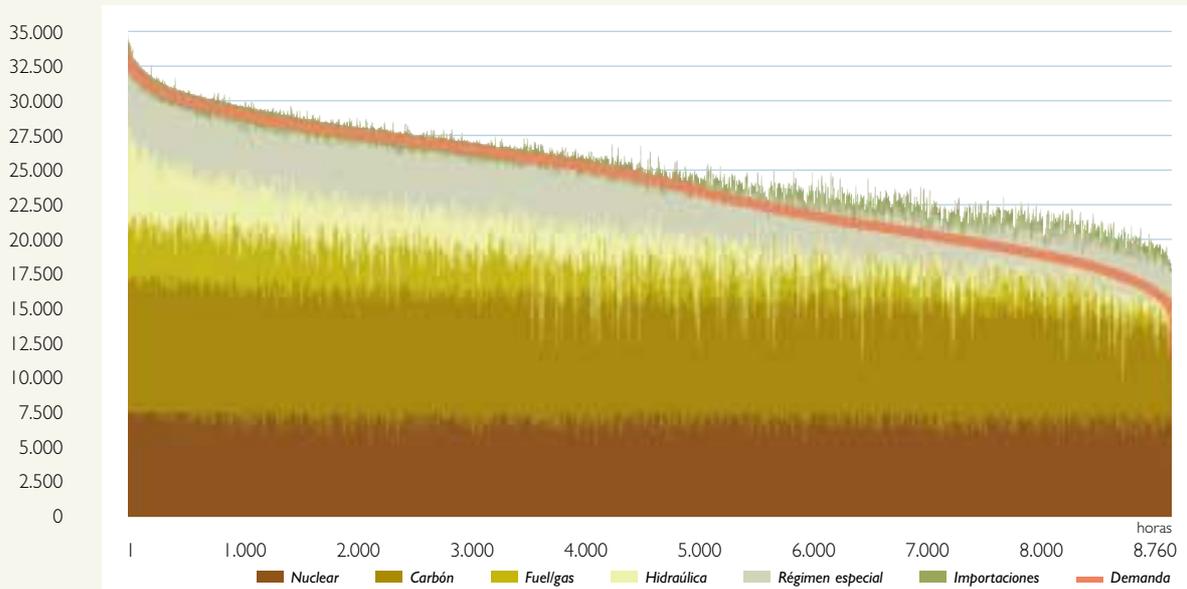
### Cobertura de la demanda en b.c. (%)

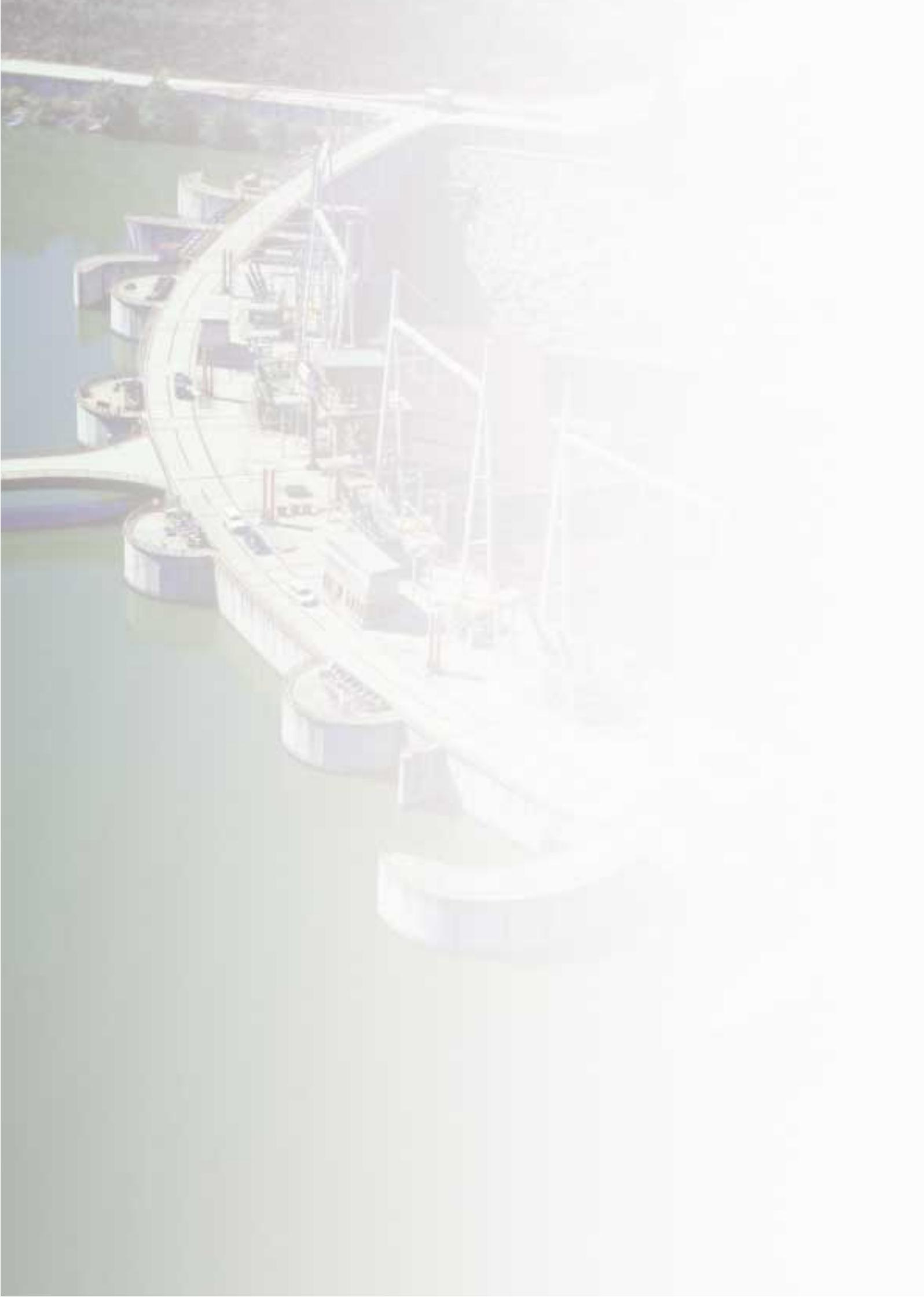


### Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	1.574	1.292	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.279	1.366	2.042	4.216	22.559
Nuclear	5.769	4.999	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	63.016
Carbón	7.344	6.759	7.236	6.828	6.799	6.408	6.651	6.487	6.779	6.303	6.383	4.792	78.768
Fuel/gas	2.780	1.711	1.499	1.468	1.282	2.049	2.535	1.740	2.472	2.137	1.151	958	21.782
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>17.467</b>	<b>14.760</b>	<b>15.059</b>	<b>14.579</b>	<b>15.052</b>	<b>15.812</b>	<b>16.575</b>	<b>15.097</b>	<b>15.319</b>	<b>15.441</b>	<b>15.180</b>	<b>15.784</b>	<b>186.125</b>
- Consumos en generación	774	689	687	667	664	706	754	706	697	717	673	612	8.346
- Consumos bombeo	653	506	466	443	559	628	700	572	598	576	570	684	6.957
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>16.040</b>	<b>13.565</b>	<b>13.906</b>	<b>13.468</b>	<b>13.829</b>	<b>14.477</b>	<b>15.121</b>	<b>13.819</b>	<b>14.024</b>	<b>14.148</b>	<b>13.937</b>	<b>14.488</b>	<b>170.822</b>
+ Intercambios internacionales	532	649	722	705	259	187	576	236	428	298	491	246	5.329
+ Régimen especial	2.738	2.750	2.968	2.799	3.043	2.666	2.732	2.459	2.429	2.936	3.092	3.514	34.127
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>19.310</b>	<b>16.964</b>	<b>17.595</b>	<b>16.972</b>	<b>17.131</b>	<b>17.330</b>	<b>18.428</b>	<b>16.514</b>	<b>16.881</b>	<b>17.382</b>	<b>17.520</b>	<b>18.248</b>	<b>210.278</b>

### Curva monótona de carga (MW)







Gráficos y Cuadros

### 3

## Sistema Peninsular Régimen ordinario

<b>30</b>	Variaciones de potencia en el equipo generador
<b>30</b>	Producción hidroeléctrica por cuencas
<b>30</b>	Energía producible hidráulica diaria durante 2002 comparada con el producible medio histórico
<b>31</b>	Energía producible hidroeléctrica mensual
<b>31</b>	Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas.
<b>31</b>	Valores extremos de las reservas
<b>32</b>	Producción hidroeléctrica en b.a.
<b>32</b>	Energía producible hidroeléctrica
<b>32</b>	Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
<b>33</b>	Reservas hidroeléctricas.
<b>33</b>	Reservas hidroeléctricas en régimen anual.
<b>33</b>	Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual.
<b>34</b>	Producción en b.a. de las centrales de carbón
<b>35</b>	Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
<b>36</b>	Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
<b>36</b>	Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas
<b>37</b>	Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos
<b>38</b>	Producción en b.a. de los grupos nucleares
<b>38</b>	Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
<b>39</b>	Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
<b>39</b>	Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

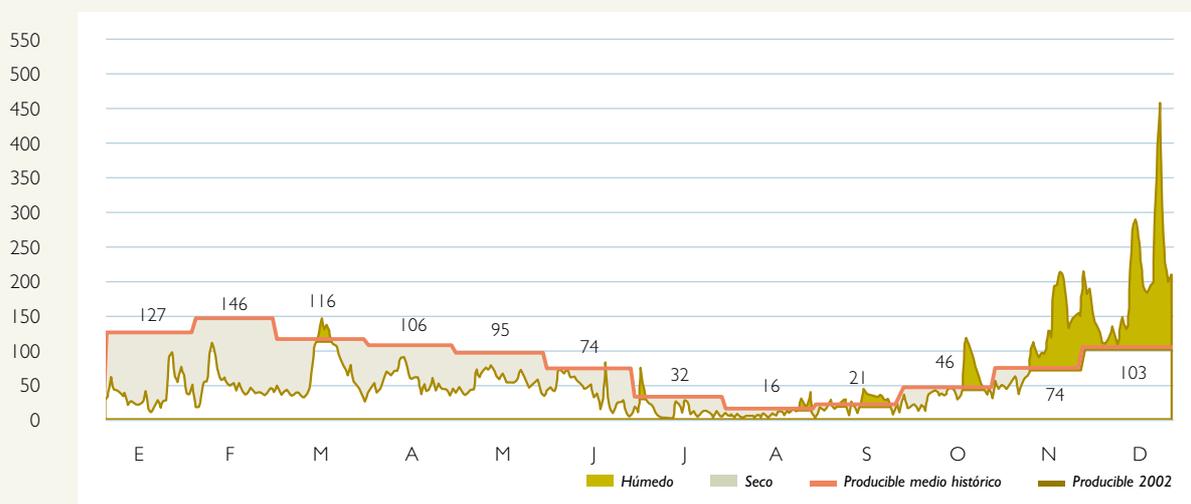
### Variaciones de potencia en el equipo generador

	Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas	S. Roque 1	Ciclo Combinado	mar-2002	397
	S. Roque 2	Ciclo Combinado	may-2002	397
	Besós 3	Ciclo Combinado	may-2002	400
	Castellón 3	Ciclo Combinado	may-2002	800
	Besós 4	Ciclo Combinado	jun-2002	400
	Castejón 1	Ciclo Combinado	jul-2002	400
	<b>Total altas</b>			
Bajas	Cádiz 1, 2 y 3	Fuel	jun-2002	138
	Málaga 1 y 2	Fuel	jun-2002	122
	Escombreras 1, 2 y 3	Fuel	jul-2002	280
	Burceña	Fuel	ago-2002	66
	Almería 1, 2 y 3	Fuel	sep-2002	114
	<b>Total bajas</b>			
<b>Total</b>				<b>2.074</b>

### Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia	Producción			Producible		
	MW	2001	2002	Δ%	2001	2002	Δ%
Norte	4.194	11.631	6.768	-41,8	8.792	6.526	-25,8
Duero	3.556	11.430	5.136	-55,1	9.564	3.856	-59,7
Tajo-Júcar-Segura	4.104	7.152	3.717	-48,0	5.977	2.889	-51,7
Guadiana	233	216	90	-58,4	408	230	-43,6
Guadalquivir-Sur	1.016	1.344	1.151	-14,4	1.008	877	-13,0
Ebro-Pirineo	3.483	7.652	5.698	-25,5	7.286	6.616	-9,2
<b>Total</b>	<b>16.586</b>	<b>39.424</b>	<b>22.559</b>	<b>-42,8</b>	<b>33.035</b>	<b>20.994</b>	<b>-36,4</b>

### Energía producible hidráulica diaria durante 2002 comparada con el producible medio histórico (GWh)



## Energía producible hidroeléctrica mensual

	2001				2002			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	7.798	7.798	1,97	1,97	1.224	1.224	0,31	0,31
Febrero	5.126	12.923	1,25	1,61	1.448	2.673	0,35	0,33
Marzo	7.938	20.861	2,20	1,79	2.121	4.794	0,59	0,41
Abril	3.637	24.498	1,14	1,65	1.655	6.449	0,52	0,44
Mayo	2.922	27.420	0,99	1,54	1.725	8.173	0,59	0,46
Junio	1.341	28.761	0,60	1,44	1.220	9.393	0,55	0,47
Julio	824	29.585	0,81	1,41	446	9.839	0,44	0,47
Agosto	347	29.932	0,68	1,39	333	10.173	0,66	0,47
Septiembre	402	30.334	0,63	1,37	478	10.651	0,76	0,48
Octubre	1.234	31.568	0,86	1,34	1.481	12.131	1,04	0,52
Noviembre	902	32.469	0,41	1,26	3.024	15.156	1,37	0,59
Diciembre	566	33.035	0,18	1,14	5.838	20.994	1,83	0,73

## Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas.

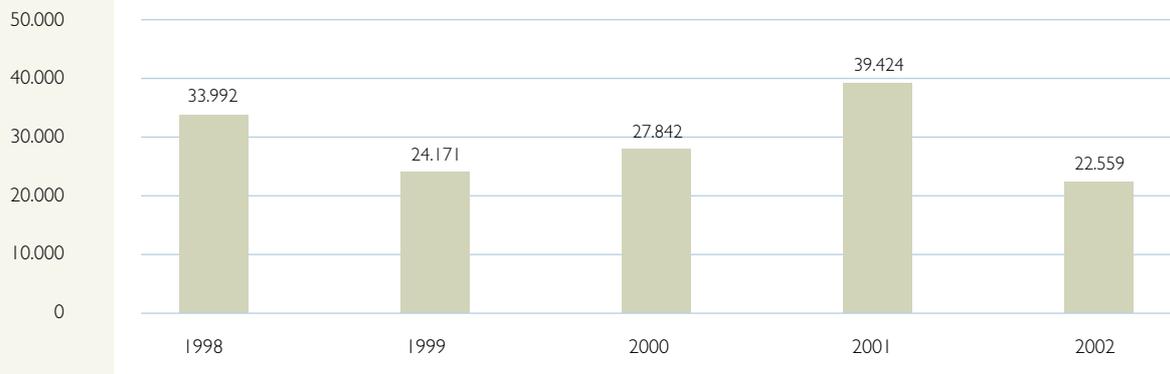
	2001						2002					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	6.565	79	5.889	62	12.453	70	2.863	34	3.754	39	6.617	37
Febrero	6.047	72	5.971	63	12.018	67	3.434	41	3.676	39	7.110	40
Marzo	6.779	81	6.725	70	13.504	75	4.171	50	3.519	37	7.690	43
Abril	6.261	75	6.665	70	12.926	72	4.404	53	3.454	36	7.857	44
Mayo	6.399	77	6.532	68	12.930	72	4.568	55	3.455	36	8.023	45
Junio	5.924	71	6.140	64	12.065	67	4.428	53	3.229	34	7.657	43
Julio	5.202	62	5.825	61	11.028	62	3.886	47	3.132	33	7.018	39
Agosto	4.291	51	5.351	56	9.643	54	3.521	42	2.973	31	6.494	36
Septiembre	3.668	44	5.048	53	8.716	49	3.414	41	2.872	30	6.285	35
Octubre	3.508	42	4.828	51	8.336	47	3.715	44	3.014	32	6.729	38
Noviembre	2.923	35	4.387	46	7.309	41	4.830	58	3.512	37	8.342	47
Diciembre	2.581	31	3.898	41	6.479	36	6.140	73	4.575	48	10.716	60

Datos a final de mes

## Valores extremos de las reservas

		Potencia			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
<b>Máximos</b>	Anuales	6.140	diciembre	73,5	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	4.575	diciembre	47,9	abril de 1979	91,1
	<b>Conjunto</b>	<b>10.716</b>	<b>diciembre</b>	<b>59,9</b>	<b>abril de 1979</b>	<b>86,6</b>
<b>Mínimos</b>	Anuales	2.863	enero	34,3	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	2.872	septiembre	30,1	noviembre de 1983	17,6
	<b>Conjunto</b>	<b>6.285</b>	<b>septiembre</b>	<b>35,1</b>	<b>octubre de 1995</b>	<b>23,6</b>

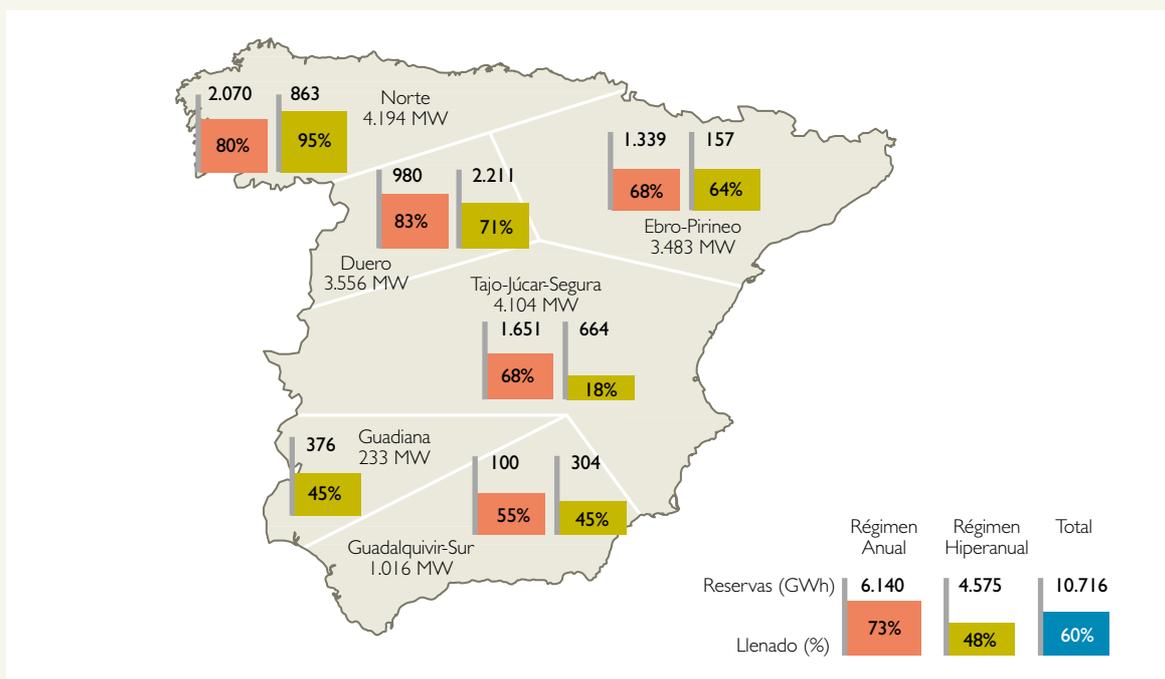
### Producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



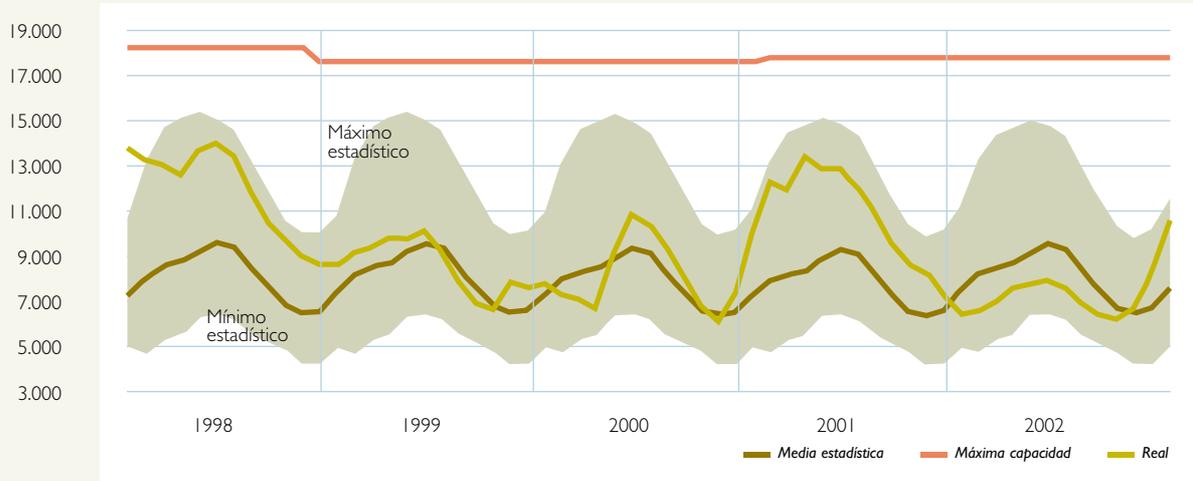
### Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1998	27.162	0,91	61%
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%
2001	33.035	1,14	27%
2002	20.994	0,73	88%

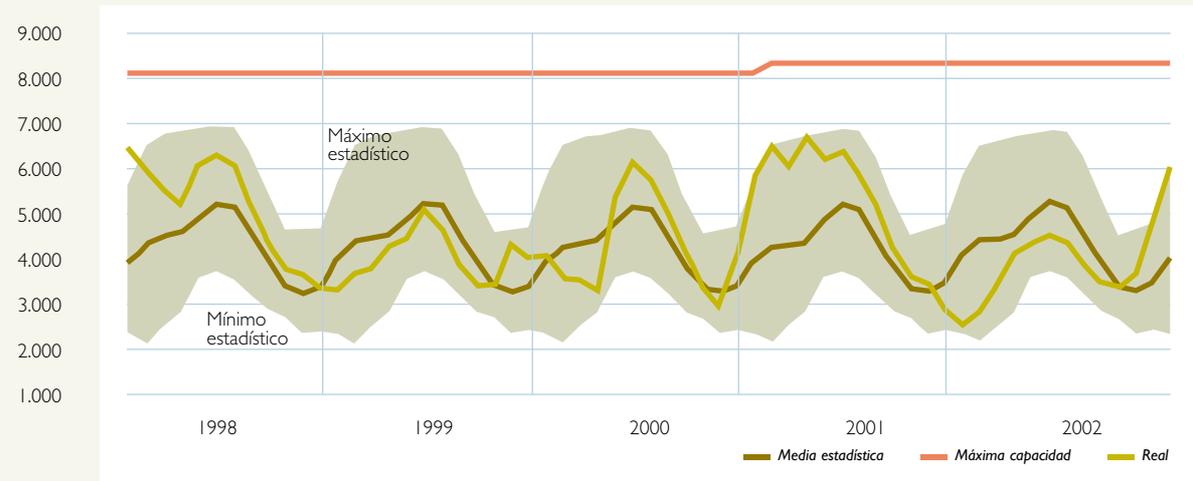
### Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



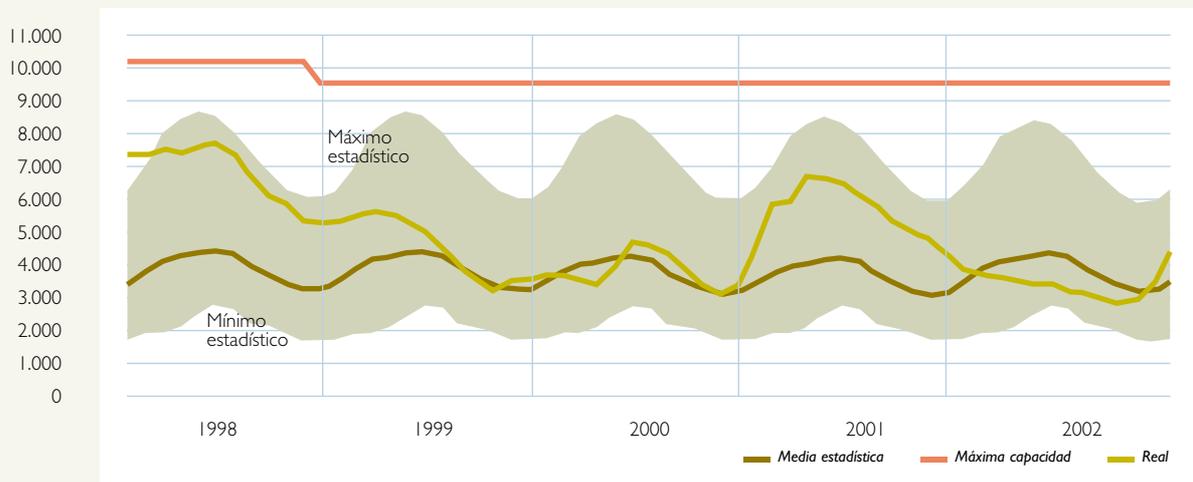
### Reservas hidroeléctricas. (GWh)



### Reservas hidroeléctricas en régimen anual. (GWh)



### Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual. (GWh)



### Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia	2001		2002		Δ%
	MW	GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	6.819	10,0	6.820	8,7	0,0
Lada	513	1.890	2,8	3.086	3,9	63,3
Soto de Ribera	671	3.610	5,3	4.836	6,1	34,0
Narcea	595	3.382	5,0	3.748	4,8	10,8
Anllares	365	2.521	3,7	2.838	3,6	12,6
Compostilla	1.312	7.223	10,6	7.721	9,8	6,9
La Robla	655	4.225	6,2	4.508	5,7	6,7
Guardo	516	2.427	3,6	3.377	4,3	39,2
Puertollano	221	994	1,5	1.068	1,4	7,5
Puente Nuevo	324	1.580	2,3	2.311	2,9	46,2
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.088</b>	<b>34.671</b>	<b>50,9</b>	<b>40.313</b>	<b>51,2</b>	<b>16,3</b>
Los Barrios	568	4.018	5,9	4.074	5,2	1,4
Litoral	1.159	7.597	11,2	7.489	9,5	-1,4
Pasajes	217	1.099	1,6	1.629	2,1	48,3
<b>Total carbón importado</b>	<b>1.944</b>	<b>12.714</b>	<b>18,7</b>	<b>13.193</b>	<b>16,7</b>	<b>3,8</b>
Serchs	160	245	0,4	961	1,2	292,2
Escatrón	80	345	0,5	307	0,4	-11,1
Teruel	1.102	5.268	7,7	7.369	9,4	39,9
Escucha	160	608	0,9	975	1,2	60,4
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>6.466</b>	<b>9,5</b>	<b>9.612</b>	<b>12,2</b>	<b>48,7</b>
Puentes	1.468	10.714	15,7	11.368	14,4	6,1
Meirama	563	3.526	5,2	4.282	5,4	21,4
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>14.240</b>	<b>20,9</b>	<b>15.651</b>	<b>19,9</b>	<b>9,9</b>
<b>Total</b>	<b>11.565</b>	<b>68.091</b>	<b>100,0</b>	<b>78.768</b>	<b>100,0</b>	<b>15,7</b>

## 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 Periódica	Averías	
Aboño 1	360	2.875	8.443	92,3	94,6	0,0	1,2	98,8
Aboño 2	556	3.945	7.453	94,4	95,2	9,7	4,5	85,8
Lada 3	155	943	7.227	83,9	84,2	0,0	17,2	82,8
Lada 4	358	2.142	6.677	86,1	89,6	0,0	20,6	79,4
Soto 1	67	372	6.786	67,8	81,8	0,0	6,5	93,5
Soto 2	254	1.803	8.192	82,4	86,7	0,0	1,6	98,4
Soto 3	350	2.660	8.346	88,7	91,1	0,0	2,1	97,9
Narcea 1	65	329	7.192	58,5	70,4	0,0	1,2	98,8
Narcea 2	166	1.047	7.470	79,5	84,5	0,0	9,4	90,6
Narcea 3	364	2.371	7.202	87,2	90,4	12,0	2,7	85,3
Anllares	365	2.838	8.157	91,0	95,3	0,0	2,4	97,6
Compostilla 1	141	197	1.574	86,5	88,9	0,0	81,5	18,5
Compostilla 2	141	836	7.136	69,5	83,0	0,0	2,7	97,3
Compostilla 3	330	2.337	8.055	83,4	87,9	0,0	3,1	96,9
Compostilla 4	350	2.334	8.095	77,7	82,4	0,0	2,0	98,0
Compostilla 5	350	2.018	6.867	75,5	84,0	11,4	1,4	87,2
La Robla 1	284	2.034	7.868	85,3	91,0	0,0	4,2	95,8
La Robla 2	371	2.474	7.522	86,8	88,7	8,6	3,6	87,7
Guardo 1	155	1.024	8.063	80,8	81,9	0,0	6,8	93,2
Guardo 2	361	2.354	7.522	90,2	86,7	7,3	10,3	82,5
Puertollano	221	1.068	5.536	79,8	87,3	14,0	16,9	69,1
Puente Nuevo	324	2.311	7.798	89,8	91,5	0,0	9,3	90,7
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.088</b>	<b>40.313</b>	<b>7.444</b>	<b>85,3</b>	<b>88,9</b>	<b>3,8</b>	<b>7,6</b>	<b>88,6</b>
Los Barrios	568	4.074	8.170	88,2	87,8	0,0	7,1	92,9
Litoral 1	577	4.078	7.920	86,6	89,2	0,0	6,9	93,1
Litoral 2	582	3.411	7.303	83,7	80,3	11,4	8,7	79,9
Pasajes	217	1.629	8.203	89,0	91,5	0,0	3,7	96,3
<b>Total c.importado</b>	<b>1.944</b>	<b>13.193</b>	<b>7.840</b>	<b>86,6</b>	<b>86,6</b>	<b>3,4</b>	<b>7,1</b>	<b>89,5</b>
Serchs	160	961	6.669	81,8	90,0	0,0	16,3	83,7
Escatrón	80	307	5.039	64,8	76,0	0,0	32,5	67,5
Teruel 1	368	2.396	7.907	76,4	82,3	0,0	2,8	97,2
Teruel 2	368	2.441	8.024	78,1	82,7	0,0	3,0	97,0
Teruel 3	366	2.532	8.226	80,8	84,1	0,0	2,3	97,7
Escucha	160	975	7.462	84,1	81,7	0,0	17,3	82,7
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>9.612</b>	<b>7.681</b>	<b>78,5</b>	<b>83,3</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>93,0</b>
Puentes 1	369	2.834	8.342	89,7	92,1	0,0	2,2	97,8
Puentes 2	366	2.859	8.447	90,7	92,5	0,0	1,7	98,3
Puentes 3	366	2.886	8.644	90,9	91,2	0,0	1,0	99,0
Puentes 4	367	2.789	8.314	89,1	91,4	1,0	1,7	97,4
Meirama	563	4.282	8.210	88,8	92,6	0,0	2,2	97,8
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>15.651</b>	<b>8.374</b>	<b>89,7</b>	<b>92,0</b>	<b>0,2</b>	<b>1,8</b>	<b>98,0</b>
<b>Total</b>	<b>11.565</b>	<b>78.768</b>	<b>7.705</b>	<b>85,4</b>	<b>88,4</b>	<b>2,6</b>	<b>6,4</b>	<b>91,0</b>

(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 está 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

	2001		2002		Δ%
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	34.294	50,4	36.030	45,7	5,1
Hulla + antracita	23.868	35,1	24.351	30,9	2,0
Lignito negro	4.008	5,9	5.124	6,5	27,8
Lignito pardo	6.418	9,4	6.555	8,3	2,1
Carbón importado	31.716	46,6	40.739	51,7	28,4
<b>Total carbón</b>	<b>66.010</b>	<b>96,9</b>	<b>76.769</b>	<b>97,5</b>	<b>16,3</b>
Combustibles de apoyo	2.081	3,1	1.999	2,5	-3,9
Fuel	660	1,0	639	0,8	-3,2
Gas natural	161	0,2	226	0,3	40,4
Gas siderúrgico	1.260	1,9	1.134	1,4	-10,0
<b>Total</b>	<b>68.091</b>	<b>100,0</b>	<b>78.768</b>	<b>100,0</b>	<b>15,7</b>

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

Centrales	Potencia MW	2001		2002		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	666	12,2	515	6,2	-22,8
Almería	-	0	0,0	0	0,0	0,0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0,0
Burceña	-	0	0,0	0	0,0	0,0
Cádiz	-	0	0,0	0	0,0	0,0
Castellón	1.084	1.651	30,3	2.207	26,4	33,6
C.Colón I y 3	230	143	2,6	160	1,9	11,9
Escombreras	578	1.241	22,8	2.739	32,8	120,8
Málaga	-	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	946	17,4	840	10,1	-11,3
San Adrián 2	350	268	4,9	264	3,2	-1,4
Santurce 2	542	534	9,8	1.620	19,4	203,3
<b>Total fuel</b>	<b>3.912</b>	<b>5.450</b>	<b>100,0</b>	<b>8.345</b>	<b>100,0</b>	<b>53,1</b>
Aceca I	314	764	11,0	877	10,8	14,7
Algeciras	753	1.619	23,3	1.562	19,2	-3,5
Besós	450	523	7,5	465	5,7	-11,1
C.Colón 2	148	186	2,7	236	2,9	27,0
San Adrián I y 3	700	690	9,9	939	11,6	36,1
Foix	520	974	14,0	1.183	14,6	21,4
Santurce I	377	480	6,9	929	11,4	93,5
GICC (Elcogás)	320	1.712	24,6	1.938	23,8	13,2
<b>Total mixtas</b>	<b>3.582</b>	<b>6.948</b>	<b>100,0</b>	<b>8.129</b>	<b>100,0</b>	<b>17,0</b>
Besós 3 y 4	800	-	-	1.627	30,7	0,0
Castejón I	400	-	-	544	10,3	0,0
Castellón 3	800	-	-	925	17,4	0,0
San Roque I y 2	794	-	-	2.212	41,7	0,0
<b>Total ciclo combinado</b>	<b>2.794</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.308</b>	<b>100,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Total</b>	<b>10.288</b>	<b>12.398</b>	<b>-</b>	<b>21.782</b>	<b>-</b>	<b>75,7</b>

## Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Periódica	Averías	
Aceca 2	314	515	2.927	19,5	56,0	3,4	0,8	95,8
Almería 1	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	-	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
Burceña	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 2	542	2.207	5.738	55,7	71,0	0,0	16,5	83,5
C.Colón 1	70	0	0	0,0	0,0	0,0	99,8	0,2
C.Colón 3	160	160	1.840	14,9	54,4	0,0	23,0	77,0
Escombreras 1	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Escombreras 2	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Escombreras 3(*)	-	437	3.830	68,4	81,5	0,0	10,7	89,3
Escombreras 4	289	1.172	5.822	54,5	69,6	0,0	15,0	85,0
Escombreras 5	289	1.131	5.987	55,4	65,3	0,0	19,5	80,5
Málaga 1	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	-	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	355	3.593	34,3	82,4	0,0	1,4	98,6
Sabón 2	350	485	1.980	24,8	69,9	0,0	36,3	63,7
San Adrián 2	350	264	1.882	22,6	40,1	0,0	61,8	38,2
Santurce 2	542	1.620	3.782	41,1	79,0	0,0	16,9	83,1
<b>Total fuel</b>	<b>3.912</b>	<b>8.345</b>	<b>2.957</b>	<b>45,3</b>	<b>72,1</b>	<b>0,2</b>	<b>47,1</b>	<b>52,7</b>
Aceca 1	314	877	4.862	33,2	57,4	2,6	1,5	95,9
Algeciras 1	220	309	2.803	19,4	50,1	0,0	17,4	82,6
Algeciras 2	533	1.253	4.271	33,7	55,0	0,0	20,5	79,5
Besós 1	150	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Besós 2	300	465	2.685	24,6	57,7	0,0	28,0	72,0
C.Colón 2	148	236	3.196	21,2	49,9	8,2	6,0	85,8
San Adrián 1	350	396	3.281	21,3	34,5	6,9	32,6	60,5
San Adrián 3	350	543	3.467	27,1	44,7	8,9	25,6	65,4
Foix	520	1.183	4.675	33,2	48,7	3,8	18,0	78,2
Santurce 1	377	929	3.545	35,8	69,5	0,0	21,4	78,6
GICC (Elcogás)	320	1.938	7.099	81,2	85,3	4,1	10,8	85,1
<b>Total mixtos</b>	<b>3.582</b>	<b>8.129</b>	<b>3.936</b>	<b>34,7</b>	<b>57,7</b>	<b>2,9</b>	<b>22,4</b>	<b>74,6</b>
San Roque 1	397	1.274	4.291	54,4	74,8	13,5	5,6	80,9
San Roque 2	397	938	3.394	46,2	69,6	0,0	12,4	87,6
Besós 3	400	844	3.004	39,7	70,3	0,0	8,9	91,1
Besós 4	400	783	2.505	43,9	78,1	0,0	12,8	87,2
Castejón 1	400	544	1.904	31,6	71,5	0,0	1,6	98,4
Castellón 3	800	925	2.628	19,8	44,0	0,0	0,1	99,9
<b>Total ciclo combinado</b>	<b>2.794</b>	<b>5.308</b>	<b>2.906</b>	<b>36,8</b>	<b>65,4</b>	<b>3,0</b>	<b>7,0</b>	<b>90,0</b>
<b>Total</b>	<b>10.288</b>	<b>21.782</b>	<b>3.284</b>	<b>40,6</b>	<b>64,5</b>	<b>1,6</b>	<b>33,3</b>	<b>65,2</b>

(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 está 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).

(\*) Baja a partir de julio 2002

## Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2001		2002		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	8.456	13,3	7.734	12,3	-8,5
Almaraz II	983	7.881	12,4	8.449	13,4	7,2
Ascó I	1.028	8.122	12,7	8.795	14,0	8,3
Ascó II	1.027	8.158	12,8	8.134	12,9	-0,3
Cofrentes	1.025	8.587	13,5	8.189	13,0	-4,6
Garaña	466	3.575	5,6	3.998	6,3	11,8
José Cabrera	160	1.127	1,8	1.009	1,6	-10,4
Trillo I	1.066	8.426	13,2	8.356	13,3	-0,8
Vandellós II	1.087	9.376	14,7	8.352	13,3	-10,9
<b>Total</b>	<b>7.816</b>	<b>63.708</b>	<b>100,0</b>	<b>63.016</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,1</b>

## 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 Periódica	Averías	
Almaraz I	974	7.734	8.153	97,5	97,4	6,6	0,4	93,0
Almaraz II	983	8.449	8.760	98,1	98,1	0,0	0,0	100,0
Ascó I	1.028	8.795	8.740	98,2	97,9	0,0	0,5	99,5
Ascó II	1.027	8.134	8.184	97,2	96,8	6,2	0,7	93,0
Cofrentes	1.025	8.189	7.879	100,7	101,4	7,8	1,7	90,5
Garaña	466	3.998	8.712	98,5	98,5	0,0	0,6	99,4
José Cabrera	160	1.009	6.929	92,8	91,0	17,1	5,3	77,6
Trillo I	1.066	8.356	7.878	99,4	99,5	9,9	0,1	90,0
Vandellós II	1.087	8.352	7.925	96,7	97,0	9,0	0,3	90,7
<b>Total</b>	<b>7.816</b>	<b>63.016</b>	<b>8.214</b>	<b>98,2</b>	<b>98,2</b>	<b>5,6</b>	<b>0,6</b>	<b>93,8</b>

(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 está disponible.

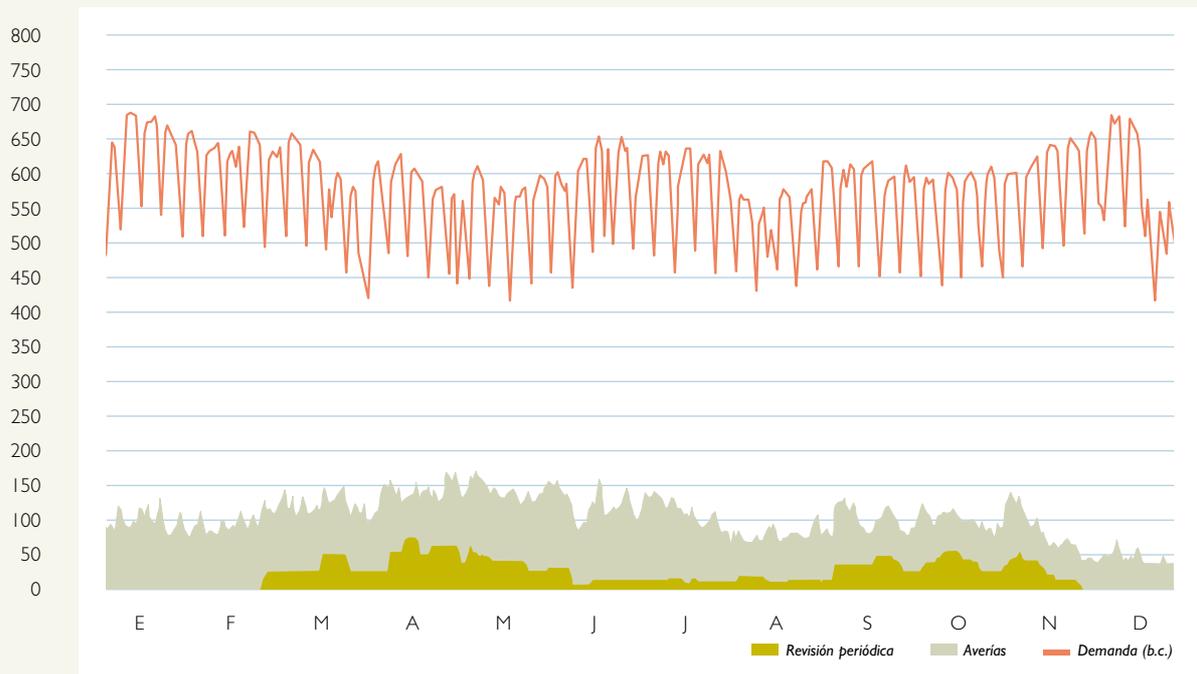
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

### Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2001	2002	2001	2002
<b>Nuclear</b>	<b>98,2</b>	<b>98,2</b>	<b>94,8</b>	<b>93,8</b>
<b>Carbón</b>	<b>73,0</b>	<b>85,4</b>	<b>92,1</b>	<b>91,0</b>
Hulla+antracita	71,0	85,3	91,5	88,6
Lignito pardo	83,1	89,7	96,4	98,0
Lignito negro	55,8	78,5	88,0	93,0
Carbón importado	80,5	86,6	92,8	89,5
<b>Fuel/mixtas</b>	<b>21,6</b>	<b>40,6</b>	<b>79,7</b>	<b>65,2</b>
Fuel	18,4	45,3	73,1	52,7
Mixtas (*)	25,1	36,4	88,3	78,0
<b>Total térmicas</b>	<b>64,8</b>	<b>73,2</b>	<b>89,2</b>	<b>83,4</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

### Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico (GWh)







Gráficos y Cuadros

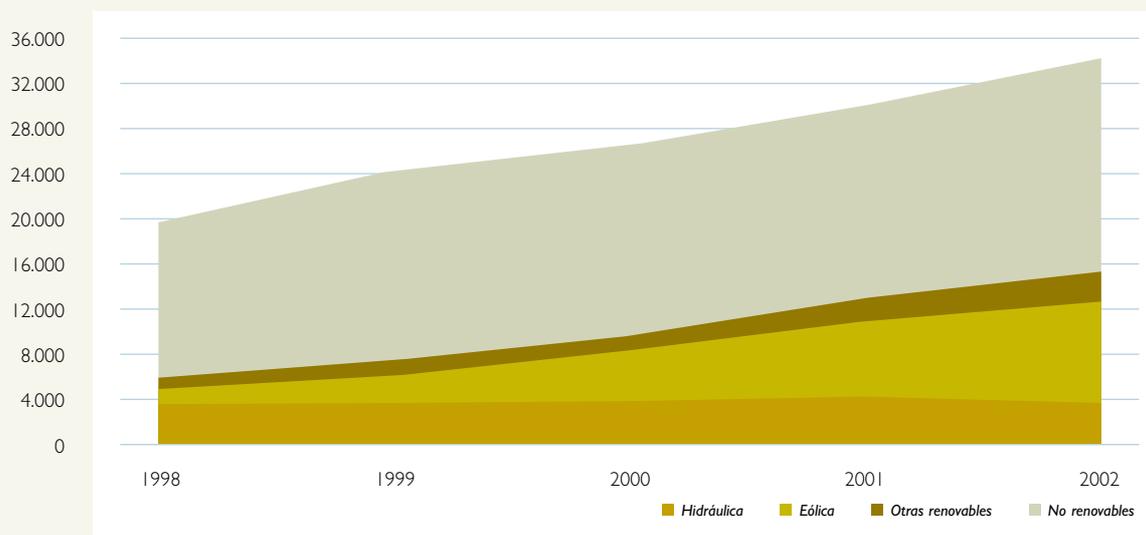
## 4

# Sistema Peninsular

## Régimen especial

- 42 Evolución de la energía adquirida al régimen especial
- 42 Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible
- 43 Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible

### Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



Datos provisionales

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

	1998	1999	2000	2001	2002	%2002/2001
<b>Renovables</b>	<b>2.166</b>	<b>3.052</b>	<b>3.785</b>	<b>5.008</b>	<b>6.458</b>	<b>28,9</b>
Hidráulica	1.158	1.290	1.366	1.417	1.444	1,9
Eólica	760	1.467	2.079	3.135	4.399	40,3
Otras renovables	248	295	340	456	614	34,6
Biomasa	88	121	166	231	367	58,5
R.S. Industriales	88	100	100	150	170	13,4
R.S. Urbanos	71	73	74	74	74	0,0
Solar	1	1	1	2	4	132,5
<b>No renovables</b>	<b>3.547</b>	<b>4.154</b>	<b>4.968</b>	<b>5.543</b>	<b>5.756</b>	<b>3,8</b>
Calor residual	54	54	54	61	69	13,4
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	921	1.116	1.247	1.257	1.275	1,5
Gas de refinería	209	209	173	210	210	0,0
Gas natural	2.294	2.706	3.426	3.947	4.133	4,7
<b>Total</b>	<b>5.713</b>	<b>7.206</b>	<b>8.753</b>	<b>10.551</b>	<b>12.214</b>	<b>15,8</b>

Datos provisionales

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

	1998	1999	2000	2001	2002	%2002/2001
<b>Renovables</b>	<b>5.924</b>	<b>7.524</b>	<b>9.670</b>	<b>12.988</b>	<b>15.302</b>	<b>17,8</b>
Hidráulica	3.578	3.740	3.836	4.288	3.750	-12,5
Eólica	1.237	2.474	4.462	6.594	8.691	31,8
<b>Otras renovables</b>	<b>1.109</b>	<b>1.310</b>	<b>1.371</b>	<b>2.106</b>	<b>2.861</b>	<b>35,8</b>
Biomasa	215	322	410	1.035	1.691	63,4
R.S. Industriales	534	587	551	704	827	17,5
R.S. Urbanos	359	400	409	366	339	-7,3
Solar	1	1	1	2	4	113,7
<b>No renovables</b>	<b>13.809</b>	<b>16.738</b>	<b>16.962</b>	<b>17.133</b>	<b>18.825</b>	<b>9,9</b>
Calor residual	144	150	137	82	147	80,3
Carbón	106	94	103	89	97	9,3
Fuel-Gasoil	3.123	4.094	3.920	3.942	4.260	8,1
Gas de refinería	912	667	641	436	394	-9,7
Gas natural	9.524	11.734	12.161	12.585	13.927	10,7
<b>Total</b>	<b>19.733</b>	<b>24.262</b>	<b>26.631</b>	<b>30.121</b>	<b>34.127</b>	<b>13,3</b>

*Datos provisionales*





Gráficos y Cuadros

## 5

# Sistema Peninsular Operación del sistema

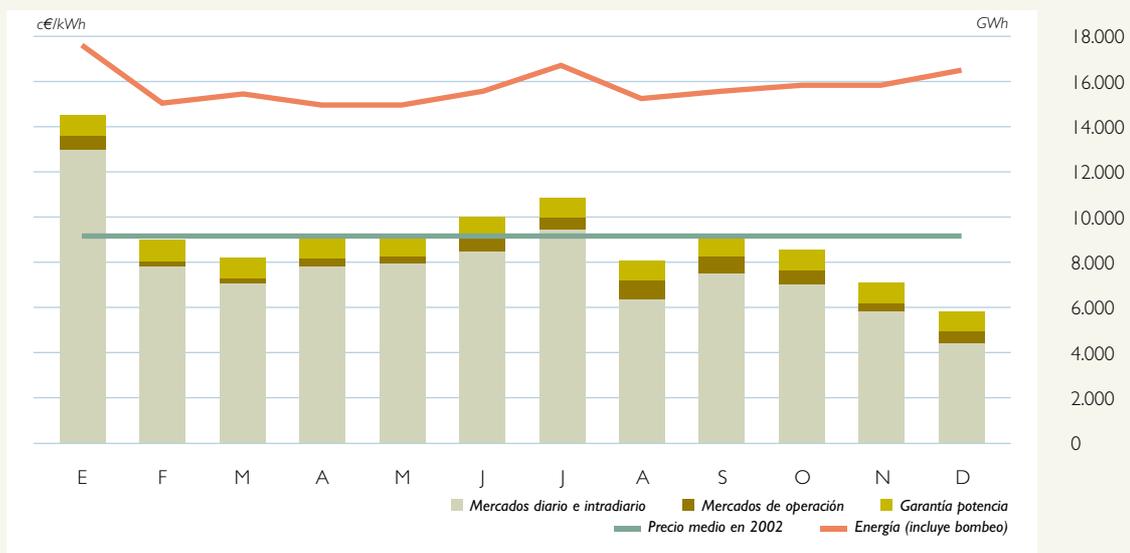
46	Precio final en el mercado de producción
46	Mercado de producción. Precios finales y energía
47	Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción
47	Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción
48	Demanda y precios medios en el mercado diario
48	Mercado diario. Precio medio diario y energía
49	Energía y precios medios en el mercado intradiario
49	Energía gestionada en los mercados de operación.
50	Repercusión de los mercados de operación en el precio final
50	Mercados de operación. Energía gestionada
51	Resolución de restricciones técnicas
51	Resolución de restricciones técnicas (PBF). Precios mensuales y energía
52	Regulación secundaria
52	Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia
53	Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías
53	Regulación terciaria
54	Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías
54	Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías
55	Gestión de desvíos
55	Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías
56	Restricciones en tiempo real
56	Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales

### Precio final en el mercado de producción

Precio (c€/kWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ%
														2002/2001
Mercado diario	6,494	3,912	3,524	3,929	3,972	4,240	4,720	3,184	3,774	3,518	2,912	2,230	3,891	23,2
Mercado intradiario	-0,020	-0,004	-0,003	-0,005	-0,009	-0,011	-0,014	-0,013	-0,010	-0,005	-0,007	-0,005	-0,009	20,2
Mercados de operación	0,310	0,107	0,116	0,131	0,165	0,312	0,278	0,398	0,348	0,311	0,185	0,237	0,243	-2,6
Restricciones técnicas (PBF)	0,013	0,022	0,044	0,056	0,029	0,062	0,041	0,102	0,083	0,105	0,076	0,083	0,059	-48,6
Banda de regulación secundaria	0,091	0,058	0,035	0,045	0,094	0,102	0,163	0,206	0,180	0,154	0,062	0,088	0,107	88,5
Energía de operación	0,206	0,027	0,037	0,030	0,042	0,148	0,074	0,090	0,085	0,052	0,047	0,066	0,077	-0,8
Contrato REE	-0,071	-0,006	-0,005	-0,012	0,006	0,008	-0,026	0,007	-0,006	0,003	0,017	0,029	-0,005	-
Garantía de potencia	0,458	0,458	0,455	0,455	0,451	0,452	0,453	0,444	0,451	0,446	0,446	0,444	0,451	-1,7
Precio final 2002	7,171	4,467	4,087	4,498	4,585	5,001	5,411	4,020	4,557	4,273	3,553	2,935	4,571	18,4
Precio final 2001	3,001	2,820	2,588	2,681	3,324	4,332	4,268	3,752	4,421	4,652	4,306	5,746	3,859	
Energía gestionada 2002 (*)	17,486	14,959	15,389	14,887	14,943	15,568	16,735	15,237	15,599	15,846	15,794	16,440	188,884	

Fuente: OMEL (diciembre 2002)  
(\*) Incluye bombeo

### Mercado de producción. Precios finales y energía



### Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción (c€/kWh)



### Saldo anual de energía negociada en el mercado de producción

Ventas		Adquisiciones			
	GWh	% sobre total	GWh	% sobre total	
<b>Mercado Diario</b>	<b>184.602</b>	<b>98,1</b>	<b>Distribuidoras</b>	<b>116.649</b>	<b>62,0</b>
Producción interior	175.733		Mercado Diario	116.744	
Importación	8.868		Mercados Intradiarios	-95	
Francia (*)	8.625		<b>Comercializadoras</b>	<b>60.123</b>	<b>32,0</b>
Portugal	190		Mercado Diario	59.543	
Marruecos	53		Mercados Intradiarios	579	
<b>Mercados Intradiarios</b>	<b>3.147</b>	<b>1,7</b>	<b>Consumidores Cualificados</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
Producción interior	2.862		<b>Demanda bombeo</b>	<b>7.456</b>	<b>4,0</b>
Importación	285		<b>Exportación</b>	<b>4.498</b>	<b>2,4</b>
Francia (*)	88		Portugal	2.775	
Portugal	185		Marruecos	1.399	
Marruecos	12		Andorra	299	
<b>Mercados de operación</b>	<b>1.136</b>	<b>0,6</b>	Francia (*)	25	
<b>Indisponibilidades</b>	<b>-710</b>	<b>-0,4</b>	<b>Ajuste demanda</b>	<b>-551</b>	<b>-0,3</b>
<b>Total</b>	<b>188.174</b>	<b>100,0</b>	<b>Total</b>	<b>188.174</b>	<b>100,0</b>

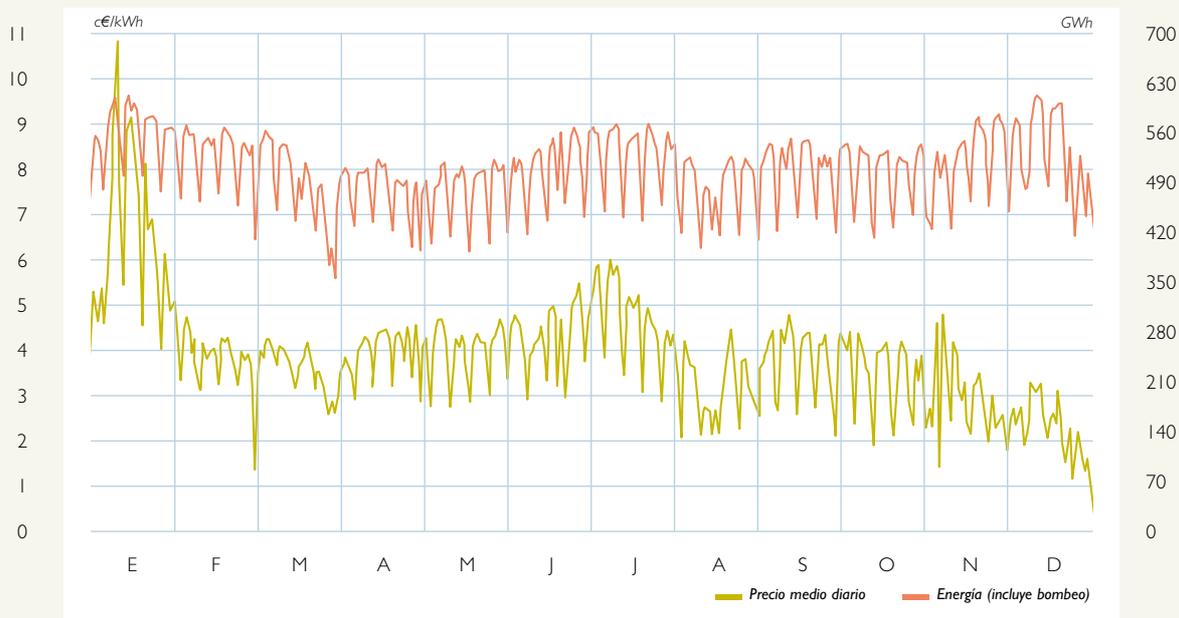
(\*) La interconexión con Francia incluye los intercambios realizados con otros países europeos.

### Energía y precios medios en el mercado diario

	Energía(*) GWh	Precio (c€/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	17.106	1,831	6,494	15,841
Febrero	14.805	1,831	3,912	8,102
Marzo	14.903	0,568	3,524	4,541
Abril	14.331	2,331	3,929	4,912
Mayo	14.668	1,858	3,972	5,100
Junio	15.006	1,954	4,240	6,327
Julio	16.397	1,825	4,720	7,412
Agosto	14.939	1,372	3,184	6,225
Septiembre	15.064	1,528	3,774	6,215
Octubre	15.592	1,001	3,518	6,290
Noviembre	15.457	0,000	2,912	5,553
Diciembre	16.335	0,000	2,230	6,000
<b>Total</b>	<b>184.602</b>	<b>0,000</b>	<b>3,891</b>	<b>15,841</b>

(\*) Incluye bombeo. Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Mercado diario. Precio medio diario y energía



## Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precio (c€/kWh)		
	Volumen	Demanda (1)	Mín.horario (2)	Medio mensual	Máx horario
Enero	724	51	1,531	6,428	17,427
Febrero	720	46	1,103	3,761	8,210
Marzo	1.135	284	1,297	3,522	5,579
Abril	1.070	289	1,647	3,837	5,859
Mayo	848	266	0,447	3,730	10,230
Junio	1.080	399	1,360	4,191	13,361
Julio	1.128	271	1,422	4,405	8,809
Agosto	1.128	338	1,186	2,865	6,223
Septiembre	1.191	317	1,408	3,774	6,416
Octubre	1.171	298	0,880	3,500	7,160
Noviembre	1.067	254	1,161	2,916	5,628
Diciembre	1.391	334	0,000	1,824	4,939
<b>Total</b>	<b>12.651</b>	<b>3.147</b>	<b>0,000</b>	<b>3,604</b>	<b>17,427</b>

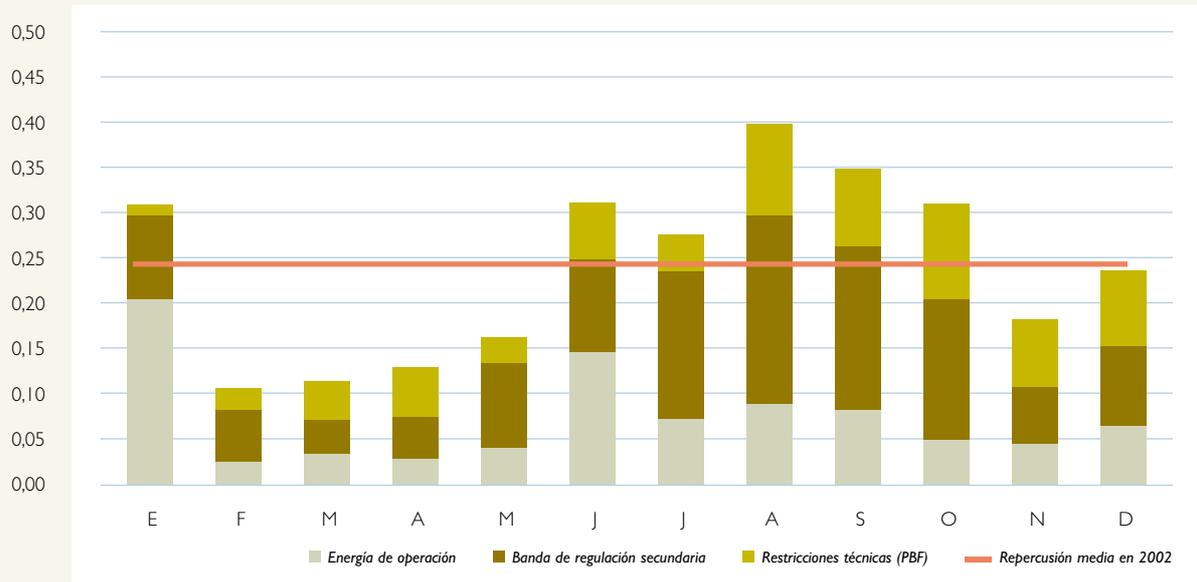
(1) Incluye bombeo. (2) Excepto horas en las que no hay casación.  
Fuente: OMEL (diciembre 2002)

## Energía gestionada en los mercados de operación. 2001-2002 (GWh)

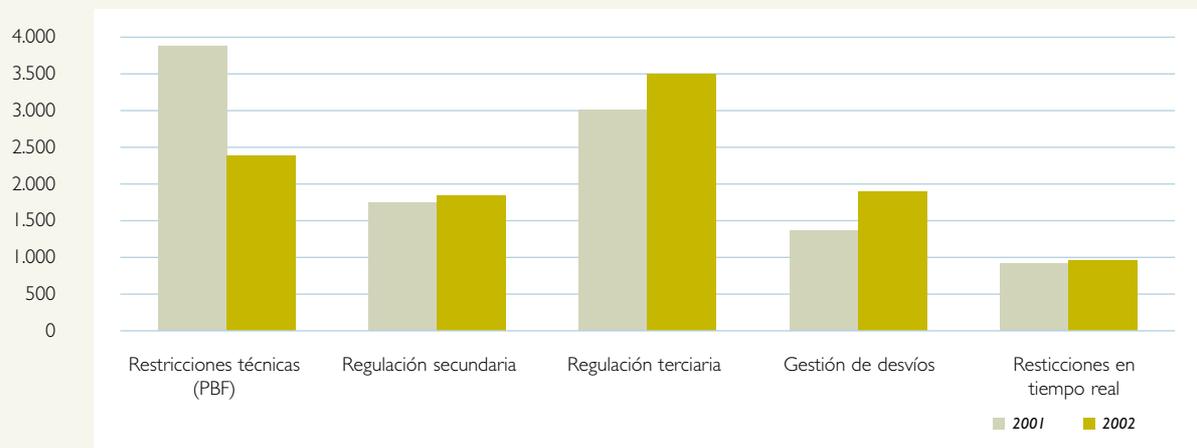
	2001		2002		% 2002/2001	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)	3.882		2.409		-37,9	
Regulación secundaria	769	1.000	1.116	737	45,1	-26,3
Regulación terciaria	1.743	1.276	1.971	1.537	13,1	20,4
Gestión de desvíos	889	501	933	968	5,0	93,1
Restricciones en tiempo real	412	507	283	675	-31,3	33,2
<b>Energía total gestionada</b>	<b>10.978</b>		<b>10.629</b>		<b>-3,2</b>	

Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Repercusión de los mercados de operación en el precio final (c€/kWh)



### Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)

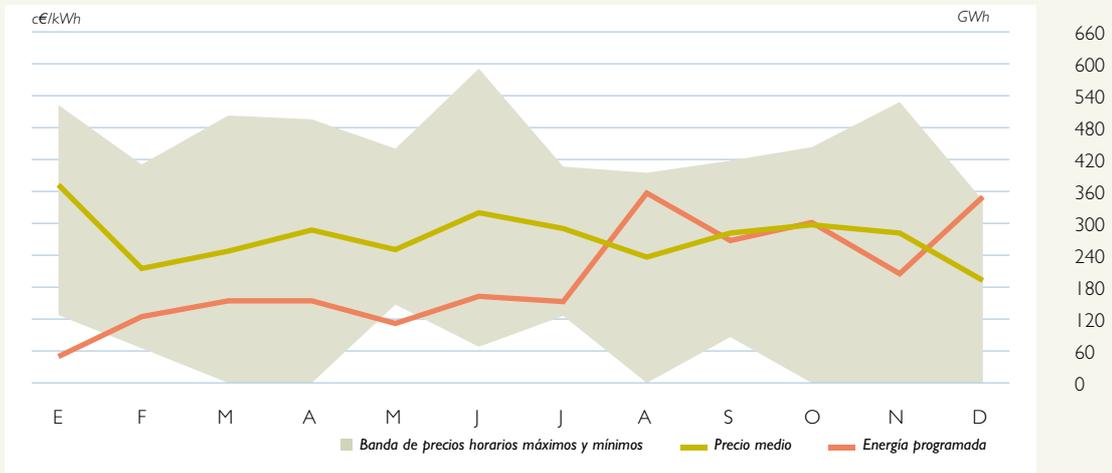


### Resolución de restricciones técnicas (PBF)

	Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)	
		Medio mensual	Máximo horario
Enero	49	12,513	17,546
Febrero	126	7,107	13,731
Marzo	157	8,228	16,774
Abril	155	9,654	16,576
Mayo	114	8,317	14,761
Junio	161	10,762	19,772
Julio	153	9,673	13,530
Agosto	360	7,810	13,243
Septiembre	270	9,452	13,947
Octubre	303	9,843	14,837
Noviembre	206	9,439	17,721
Diciembre	354	6,568	11,461
<b>Total</b>	<b>2.409</b>	<b>8,751</b>	<b>19,772</b>

Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Resolución de restricciones técnicas (PBF). Precios mensuales y energía

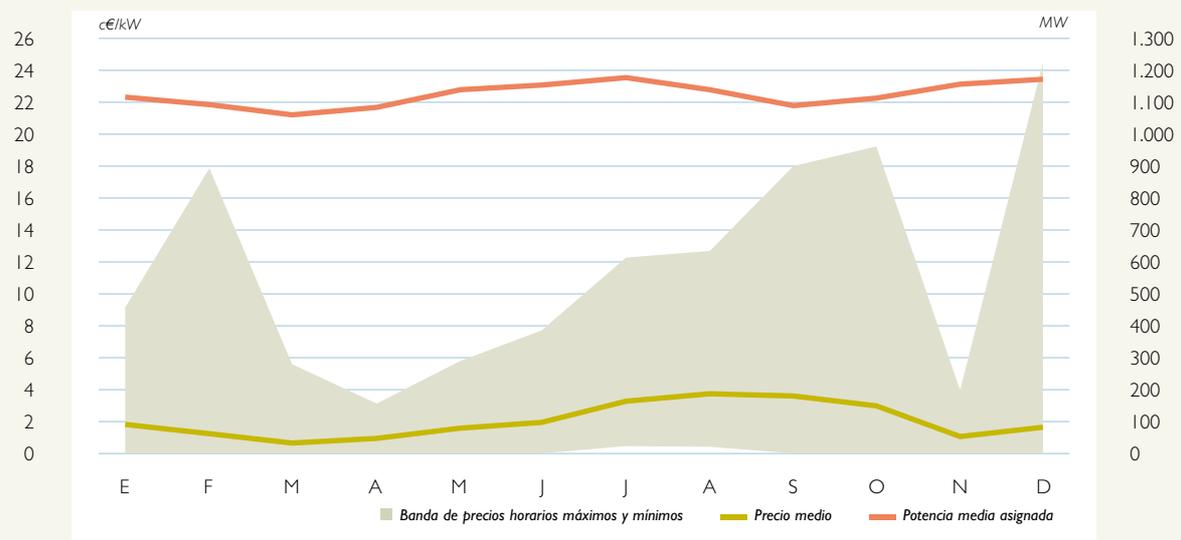


## Regulación secundaria

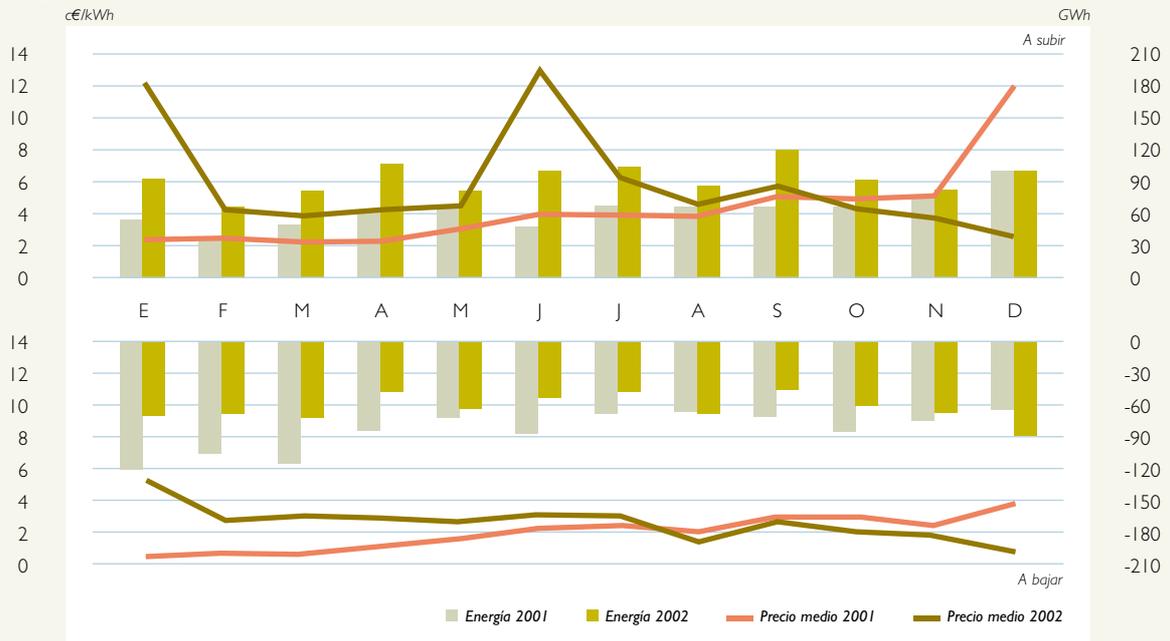
	Banda media					Energía					
	Potencia (MW)			Precio (c€/kW)		A subir			A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	Energía	Precio (c€/kWh)		Energía	Precio (c€/kWh)	
	GWh	Medio(1)	Máx.	GWh	Medio(2)	Máx.					
Enero	665	455	1.120	1,899	9,000	93	12,102	40,250	70	5,277	15,841
Febrero	651	451	1.101	1,169	18,000	66	4,300	12,333	67	2,793	7,602
Marzo	622	445	1.068	0,656	5,463	82	3,882	8,050	71	3,067	6,250
Abril	643	440	1.083	0,854	3,005	107	4,267	5,909	46	2,939	10,000
Mayo	657	482	1.139	1,664	5,650	81	4,569	6,377	62	2,738	5,320
Junio	660	497	1.156	1,962	7,724	100	12,989	1.419,1	52	3,113	6,200
Julio	670	509	1.179	3,245	12,332	104	6,295	15,000	47	3,056	18,000
Agosto	635	511	1.145	3,792	12,599	86	4,599	12,007	66	1,447	8,500
Septiembre	635	459	1.094	3,599	18,000	120	5,769	9,607	44	2,699	5,767
Octubre	653	464	1.116	3,016	19,214	92	4,349	9,003	60	2,152	6,290
Noviembre	672	485	1.157	1,212	3,608	83	3,812	7,658	66	1,891	5,301
Diciembre	682	492	1.174	1,657	25,000	101	2,601	18,044	87	0,885	4,000
<b>Total</b>	<b>654</b>	<b>474</b>	<b>1.128</b>	<b>2,080</b>	<b>25,000</b>	<b>1.116</b>	<b>5,900</b>	<b>1.419,1</b>	<b>737</b>	<b>2,615</b>	<b>18,000</b>

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de compra.  
Fuente: OMEL (diciembre 2002)

## Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia



### Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías 2001-2002

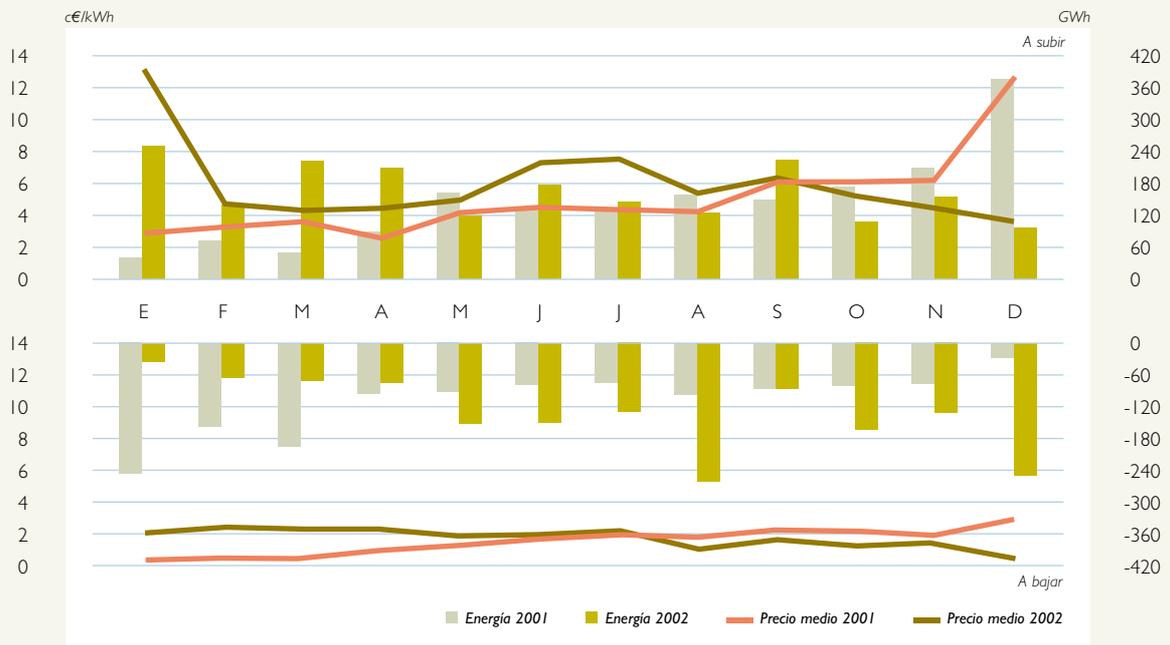


### Regulación terciaria

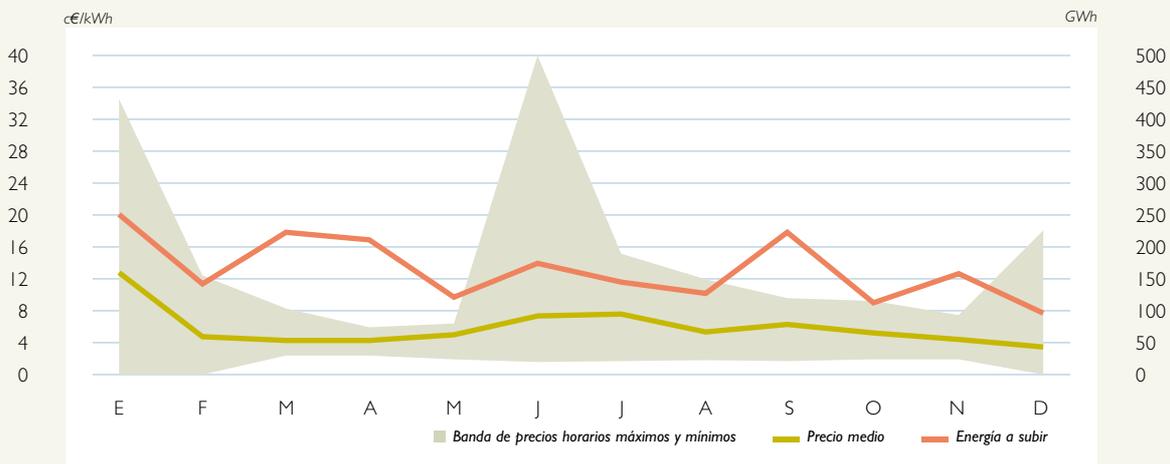
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)		Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	251	13,151	35,000	33	2,063	7,212
Febrero	139	4,714	12,205	63	2,431	5,208
Marzo	223	4,303	8,399	68	2,419	4,277
Abril	209	4,434	5,909	71	2,346	4,770
Mayo	118	5,017	6,291	149	1,949	4,750
Junio	176	7,297	40,000	147	1,984	5,241
Julio	144	7,603	14,995	126	2,207	7,410
Agosto	125	5,414	12,007	260	1,042	6,000
Septiembre	225	6,360	9,507	84	1,634	5,250
Octubre	108	5,267	9,001	161	1,227	5,117
Noviembre	157	4,485	7,267	129	1,424	4,803
Diciembre	96	3,606	18,040	246	0,557	3,422
<b>Total</b>	<b>1.971</b>	<b>6,363</b>	<b>40,000</b>	<b>1.537</b>	<b>1,522</b>	<b>7,410</b>

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.  
Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías 2001-2002



### Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías

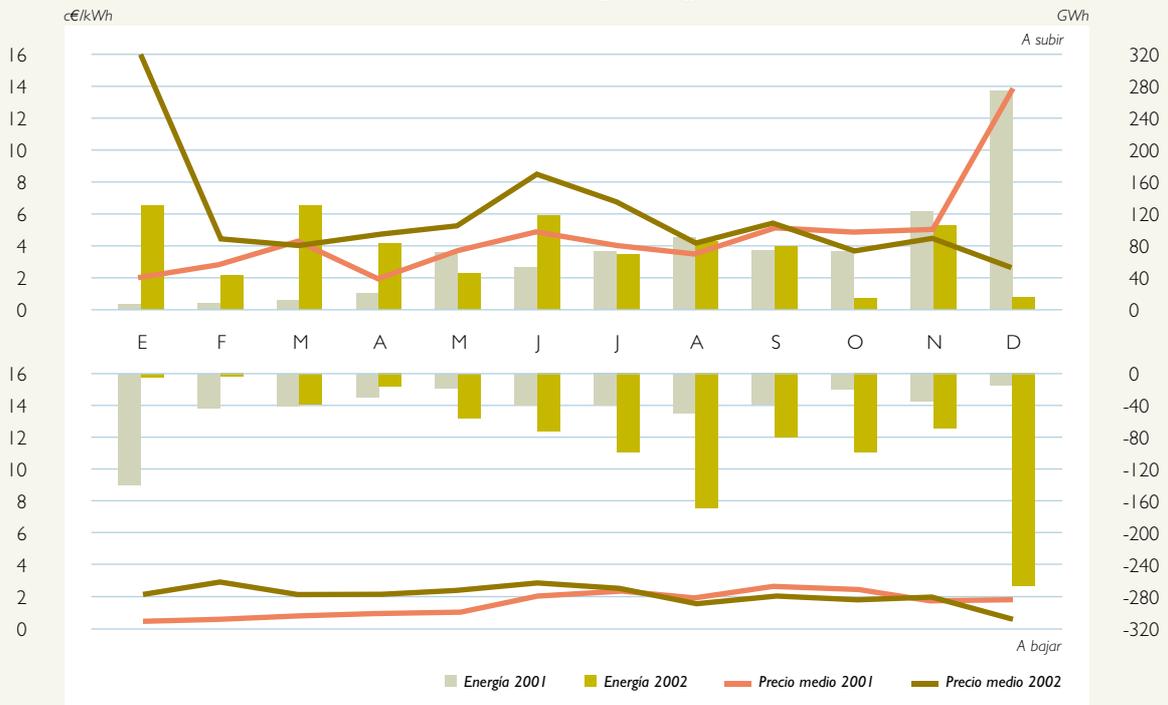


### Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)		Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	132	16,278	38,000	3	2,226	3,500
Febrero	45	4,597	10,600	3	2,949	4,184
Marzo	133	4,216	9,000	37	2,206	3,739
Abril	83	4,716	7,420	16	2,235	3,517
Mayo	46	5,296	7,950	54	2,422	4,394
Junio	118	8,514	25,000	73	2,910	5,342
Julio	71	6,899	14,999	98	2,594	5,710
Agosto	85	4,321	10,838	170	1,575	4,380
Septiembre	80	5,521	19,000	81	2,138	5,092
Octubre	16	3,779	6,000	98	1,880	4,984
Noviembre	108	4,599	6,695	69	2,018	5,101
Diciembre	17	2,680	4,065	266	0,674	3,952
<b>Total</b>	<b>933</b>	<b>6,918</b>	<b>38,000</b>	<b>968</b>	<b>1,730</b>	<b>5,710</b>

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de compra.  
Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías 2001-2002

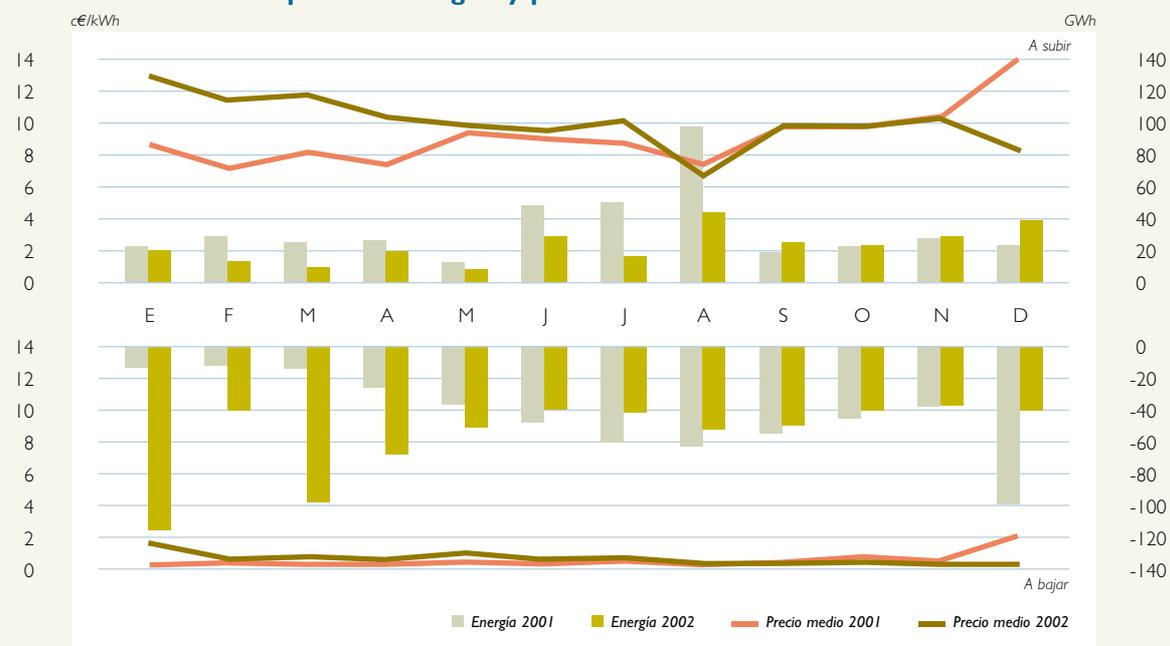


### Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)		Energía (GWh)	Precio (c€/kWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	21	12,952	37,904	116	1,643	8,317
Febrero	15	11,406	35,412	41	0,674	5,592
Marzo	10	11,711	35,413	97	0,765	3,750
Abril	21	10,412	35,125	68	0,591	4,277
Mayo	9	9,913	35,800	51	0,972	4,728
Junio	30	9,613	44,076	40	0,604	5,057
Julio	17	10,150	20,005	42	0,650	6,408
Agosto	44	6,709	19,906	51	0,352	3,074
Septiembre	25	9,819	21,500	50	0,295	5,124
Octubre	23	9,713	20,338	40	0,391	3,864
Noviembre	30	10,316	21,550	37	0,315	3,949
Diciembre	39	8,323	19,009	41	0,303	2,570
<b>Total</b>	<b>283</b>	<b>9,591</b>	<b>44,076</b>	<b>675</b>	<b>0,750</b>	<b>8,317</b>

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de compra.  
Fuente: OMEL (diciembre 2002)

### Restricciones en tiempo real. Energías y precios medios mensuales 2001-2002







Gráficos y Cuadros

## 6

# Sistema Peninsular

## Red de transporte

60	Nuevas líneas de transporte a 400 kV
60	Nuevas líneas de transporte a 220 kV
61	Nuevas subestaciones
61	Nueva transformación en subestaciones
62	Evolución de la red de 400 y 220 kV
62	Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
63	Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
63	Evolución de la tasa de indisponibilidad de la Red de Transporte
63	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV
64	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV
64	Evolución de la red de 400 y 220 kV
65	Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV
65	Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV
65	Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%

## Nuevas líneas de transporte a 400 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km circuito
Eje Trillo - (Calatayud) -Magallón (1)	RED ELÉCTRICA	2	431,4
E/S en Anchuelo L/ Loeches -Trillo I	RED ELÉCTRICA	2	13,0
L/ Castejón - La Serna (2)(*)	RED ELÉCTRICA	1	9,0
E/S en Magallón - L/ La Serna - Peñaflo	RED ELÉCTRICA	2	62,4
L/ Santurce-Ziérbena	RED ELÉCTRICA	1	4,0
E/S Boimente en L/ Puentes - Aluminio I	RED ELÉCTRICA	1	4,8
L/ Mesón - Cartelle (2)	RED ELÉCTRICA	1	110,5
L/ Cartelle - Trives (2)	RED ELÉCTRICA	1	66,8
L/ La Plana - Castellón (**)	IBERDROLA	1	9,9

(1) Incluye entradas/salidas en subestaciones de Rueda de Jalón, Medinaceli y Terrer

(2) Instalación 2º circuito

(\*) Inicialmente se dieron de alta los dos circuitos en 2001, retrasándose posteriormente la entrada de uno de ellos a 2002 por problemas administrativos

(\*\*) Línea de evacuación de generación

## Nuevas líneas de transporte a 220 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km circuito
E/S en Casillas L/ Lancha - Santiponce	ENDESA	2	7,6
L/ Balboa - Alvarado	ENDESA	1	58,9
E/S en Vva del Rey L/Casillas-Santiponce	ENDESA	2	32,7
L/ Ventero - Maria - Montetorrero	ENDESA	1	24,5
L/ La Guardia-Las Llanas	ENDESA	1	20,3
Trinitat - San Adriá (Plan Besós)	ENDESA	1	6,1
Trinitat - San Andreu (Plan Besós)	ENDESA	1	0,5
Trinitat - Santa Coloma (Plan Besós)	ENDESA	1	2,9
Badalona - San Andreu (Plan Besós)	ENDESA	1	6,3
E/S en Páramo de Poza L/Poza de la Sal - El Cerro	IBERDROLA	2	1,1
E/S en Laguardia L/Logroño - Miranda	IBERDROLA	2	0,9
E/S en Boadilla L/Majadahonda - T Leganés	IBERDROLA	2	0,1
E/S en Lucero L/Boadilla - T Leganés	IBERDROLA	2	0,1
E/S en Saladas L/Rojales - San Vicente	IBERDROLA	2	0,5
L/ Fausita - Hoya Morena	IBERDROLA	1	-0,1
L/ Fausita - El Palmar	IBERDROLA	1	-0,1
E/S en Aravaca L/ Majadahonda - Ventas	IBERDROLA	2	2,4
Modificación Valladolid - Zaratán 1 y 2 (tramo de La Olma)	IBERDROLA	2	0,4
E/S en Cartelle L/ Castrelo -Velle	RED ELÉCTRICA	2	8,1
L-220 kV Atios - Pazos	UNION FENOSA	1	8,7
L-220 kV Atios - Atios/Mos (1)	UNION FENOSA	1	7,6
E/S Simancas L/Canillejas - Campo Naciones	UNION FENOSA	2	2,5
E/S Arganda L/Loeches-Valdemoro	UNION FENOSA	2	0,3
Corralón Casa de Campo - Norte	UNION FENOSA	1	5,1

(1) Funciona a 132 kV

## Nuevas subestaciones

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Rueda de Jalón	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Anchuelo	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Santurce	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Ziébena	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Boimente (1)	RED ELÉCTRICA	400	400/132	450
Medinaceli	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Terrer	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Magallón	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Puerto de la Cruz (2)	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Fuente de la Alcarria (3)	RED ELÉCTRICA	400	-	-
Paramo de Poza	IBERDROLA	220	-	-
Boadilla	IBERDROLA	220	220/20	50
Las Llanas	EHN	220	220/20	75
			220/12	50
Casillas	ENDESA	220	-	-
Laguardia	IBERDROLA	220	-	-
Saladas	IBERDROLA	220	220/20	50
Fausita (*)	IBERDROLA	220	220/132	150
Aravaca	IBERDROLA	220	220/20	100
Vva del Rey	ENDESA	220	220/45	120
Alvarado	ENDESA	220	220/20	50
Arganda	UNIÓN FENOSA	220	-	-
Lucero	IBERDROLA	220	220/20	50
Atios	UNIÓN FENOSA	220	-	-
Corralón Casa de Campo	UNIÓN FENOSA	220	-	-
Simancas	UNIÓN FENOSA	220	-	-
Trinitat	ENDESA	220	220/25	180

(1) Inventariado el primer transformador en el año 2000

(2) Inventariado solamente el transformador

(3) Sólo posiciones

(\*) Alta en Fausita y baja en Escobreras

## Nueva transformación en subestaciones

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Vic	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Benejama	IBERDROLA	400	400/132	450
Olmedilla	EEE (*)	400	400/132	450
Peñalba	GIF (**)	400	400/55	120
Rueda de Jalón	GIF	400	400/55	120
Terrer	GIF	400	400/55	120
Anchuelo	GIF	400	400/55	120
Medinaceli	GIF	400	400/55	120

Transformadores de 400/220 kV y niveles inferiores

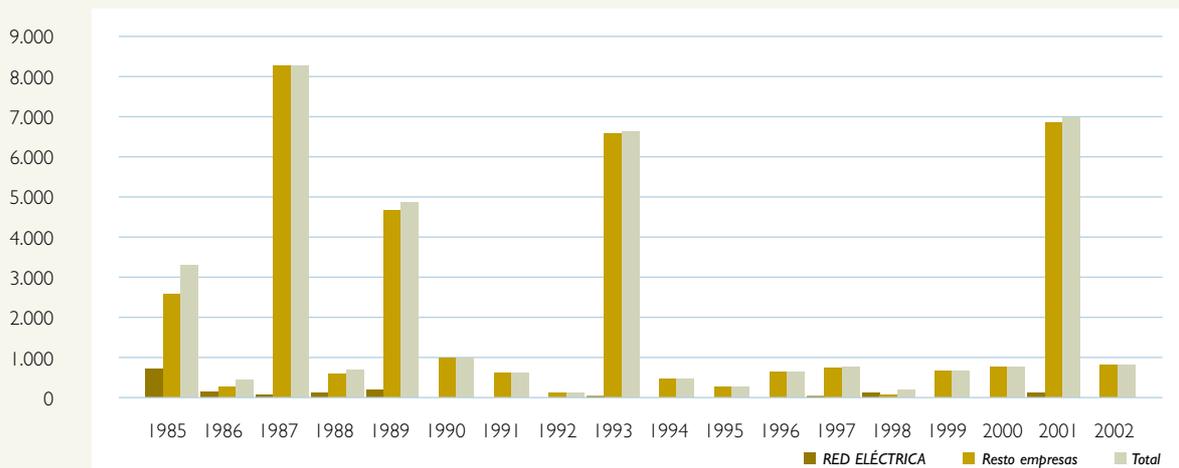
(\*) Energías Eólicas Europeas

(\*\*) Gestor de Infraestructuras Ferroviarias

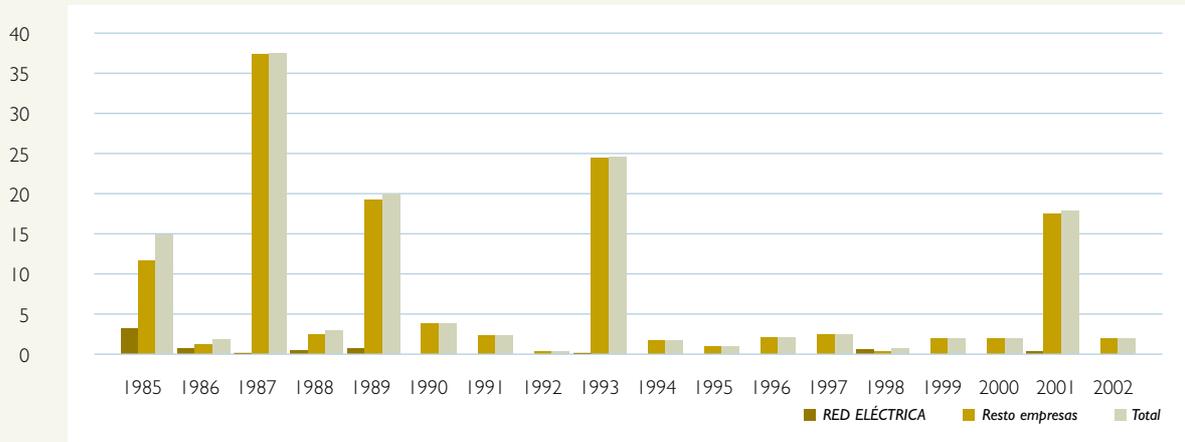
### Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
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	13.611	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	14.084	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.701
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
1981	8.906	13.958	2001	15.180	16.179
1982	8.975	14.451	2002	15.892	16.376

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

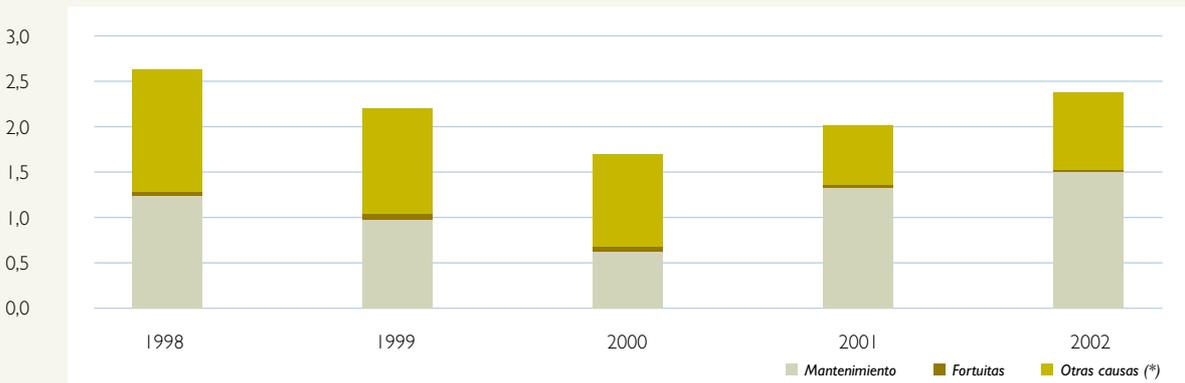


### Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)



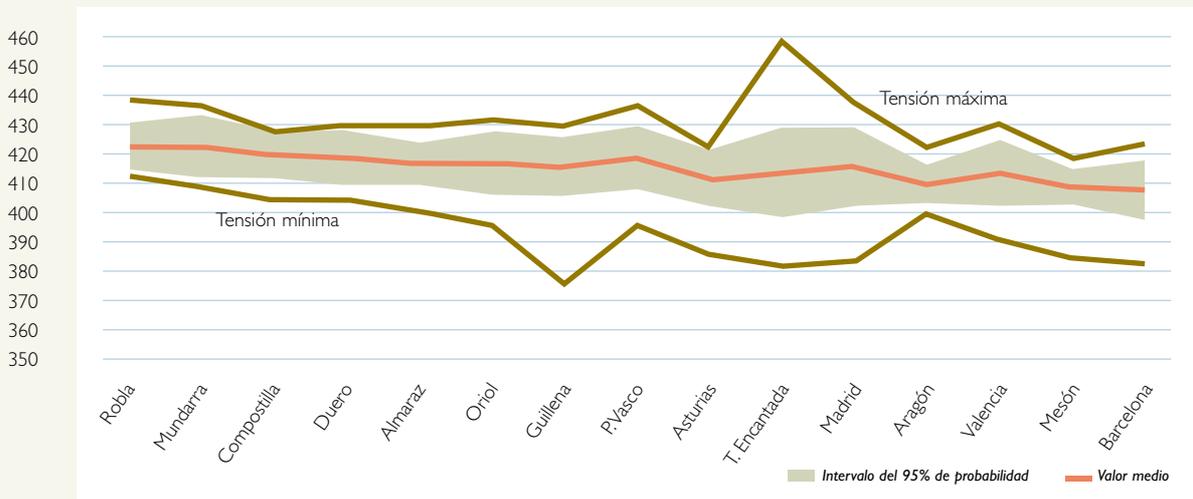
TIM = ENS/Potencia media del sistema

### Evolución de la tasa de indisponibilidad de la Red de Transporte (%)

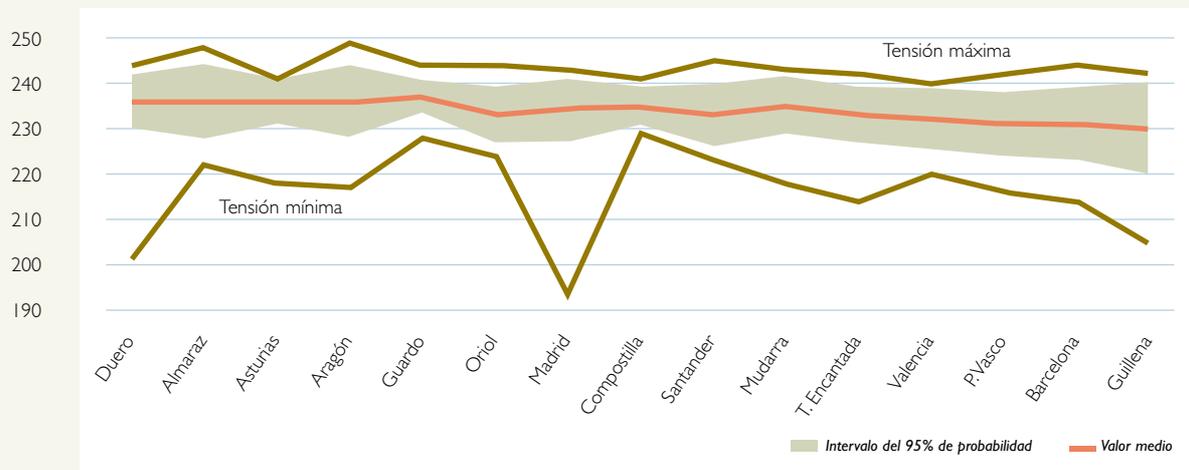


(\*) Construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora, y trabajos por cuenta de terceros  
En los años 1998, 1999 y 2000 los datos corresponden sólo a RED ELÉCTRICA

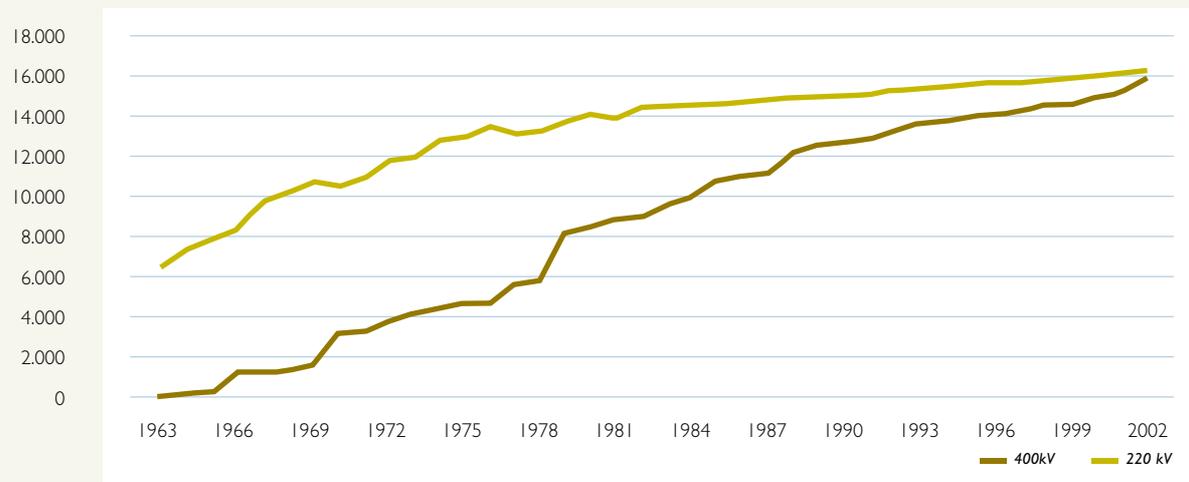
### Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV (kV)



### Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV (kV)



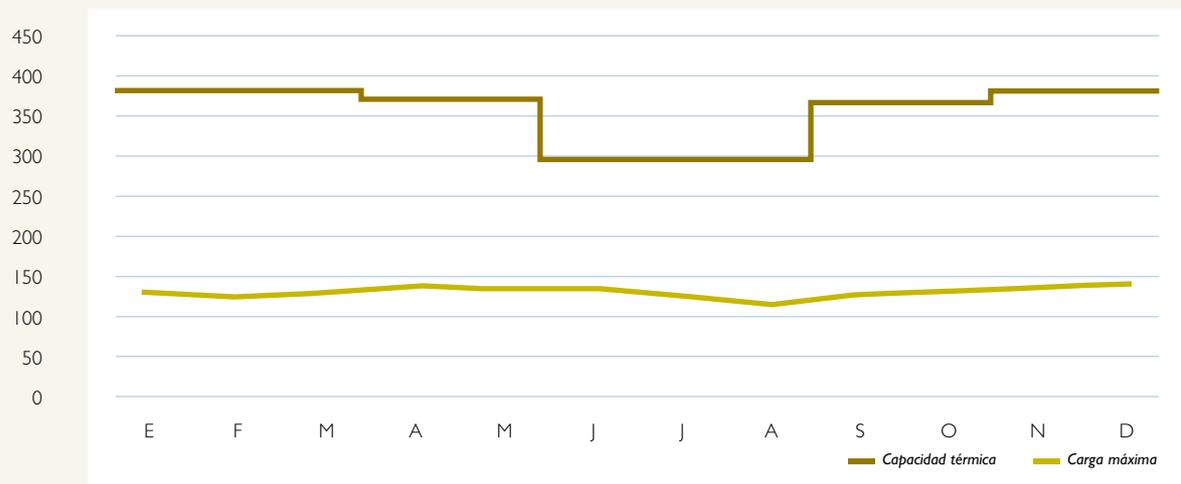
### Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)



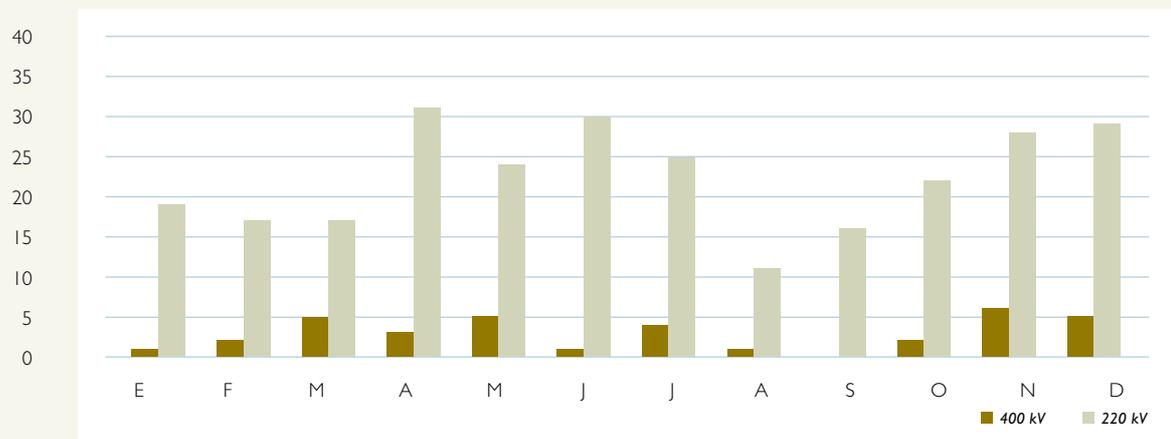
### Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



### Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV (MW)



### Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%



Nº de líneas que superan en algún momento el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno





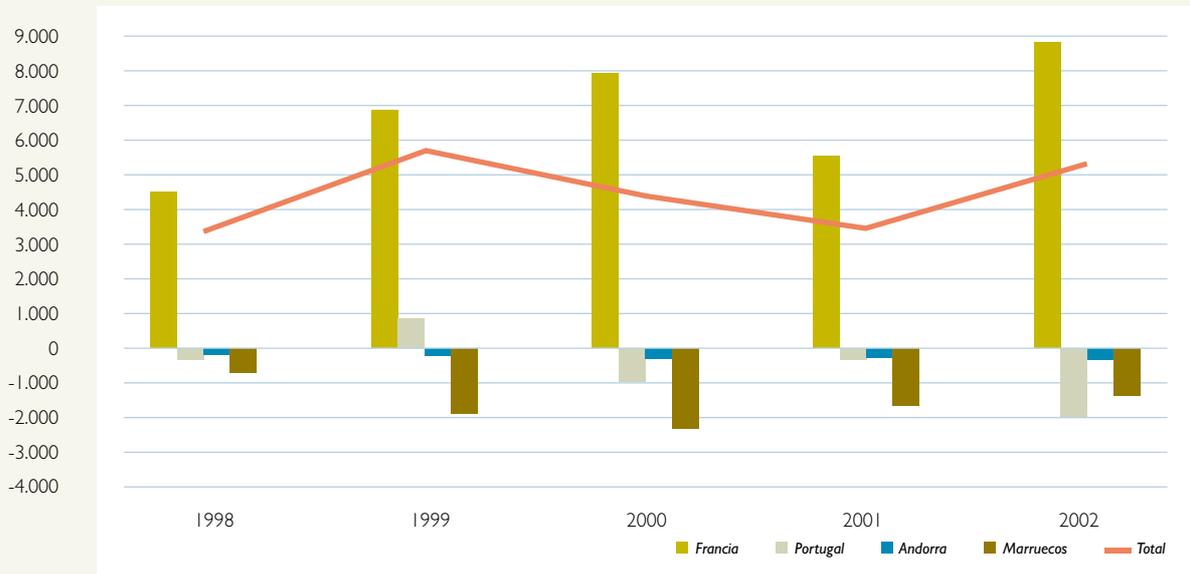
Gráficos y Cuadros

# 7

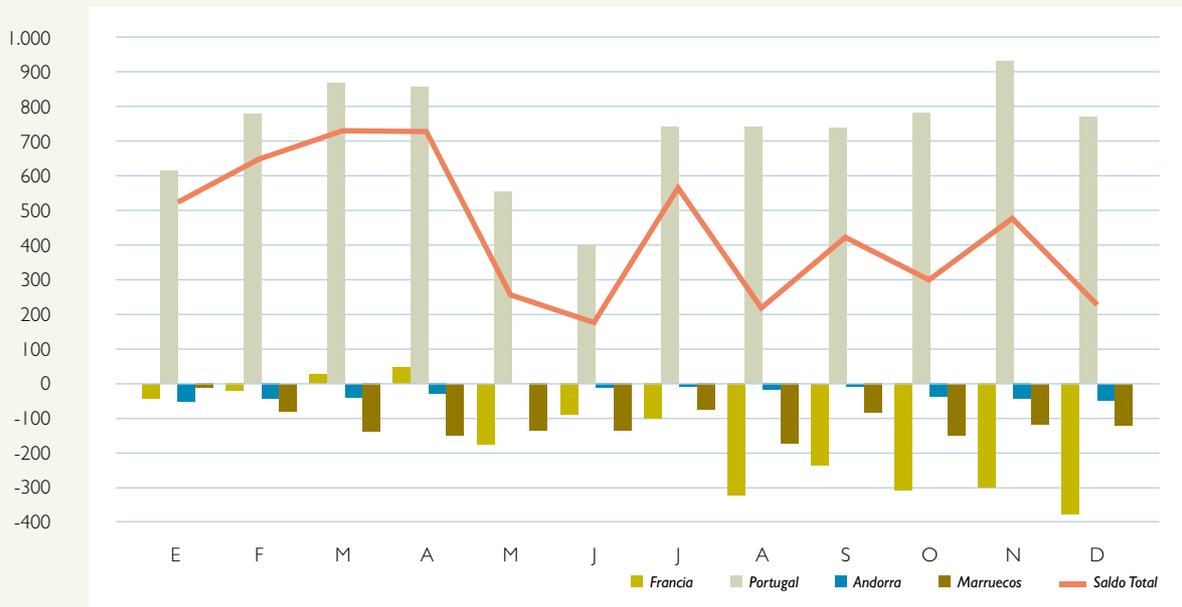
## Sistema Peninsular Intercambios internacionales

<b>68</b>	Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
<b>68</b>	Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión
<b>69</b>	Intercambios internacionales programados por interconexión
<b>69</b>	Intercambios internacionales físicos por interconexión
<b>69</b>	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica
<b>70</b>	Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
<b>70</b>	Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión
<b>70</b>	Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
<b>71</b>	Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
<b>71</b>	Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones

### Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos (GWh)



### SalDOS mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)



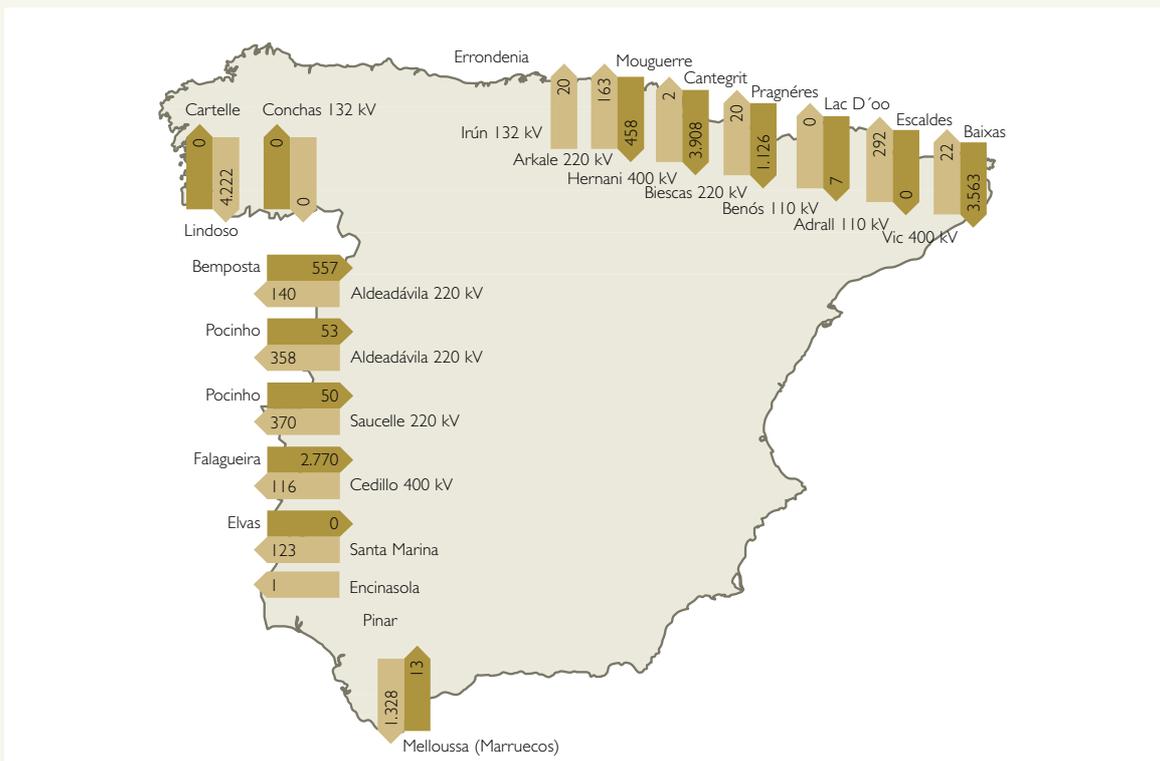
### Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Francia	6.523	8.806	1.048	24	5.475	8.782
Portugal	900	719	1.183	2.595	-283	-1.877
Andorra	0	0	251	290	-251	-290
Marruecos	13	73	1.595	1.388	-1.582	-1.315
<b>Total</b>	<b>7.436</b>	<b>9.598</b>	<b>4.076</b>	<b>4.298</b>	<b>3.360</b>	<b>5.300</b>

### Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo		Volumen	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Francia	6.725	9.062	1.173	227	5.552	8.834	7.898	9.289
Portugal	3.477	3.430	3.743	5.329	-265	-1.899	7.220	8.758
Andorra	0	0	248	292	-248	-292	248	292
Marruecos	0	12	1.580	1.327	-1.580	-1.315	1.580	1.340
<b>Total</b>	<b>10.202</b>	<b>12.504</b>	<b>6.744</b>	<b>7.175</b>	<b>3.458</b>	<b>5.329</b>	<b>16.946</b>	<b>19.679</b>

### Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



## Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	<u>Importación</u>	<u>Exportación</u>	<u>Saldo</u>
<b>Contratos de RED ELÉCTRICA</b>	<b>4.392</b>	<b>689</b>	<b>3.703</b>
Francia	4.392	-	4.392
Marruecos	-	689	-689
<b>Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)</b>	<b>5.203</b>	<b>3.606</b>	<b>1.597</b>
Francia (*)	4.414	24	4.390
Portugal	716	2.595	-1.880
Andorra	0	290	-290
Marruecos	73	696	-623
<b>Intercambios de apoyo</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>Total intercambios programados</b>	<b>9.598</b>	<b>4.298</b>	<b>5.300</b>
<b>Desvíos de regulación a compensar</b>			<b>29</b>
<b>Saldo físico de los intercambios internacionales</b>			<b>5.329</b>

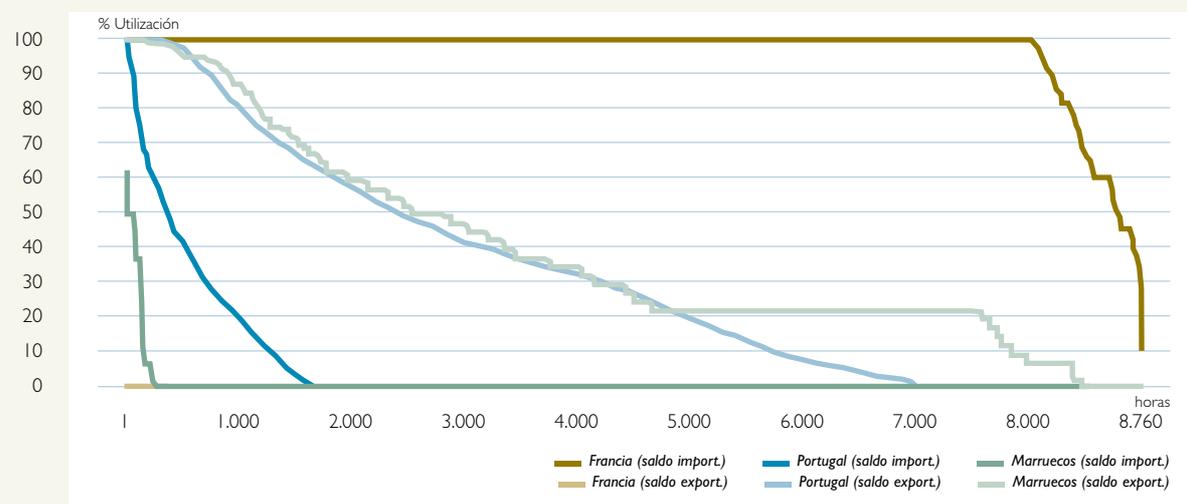
(\*) Incluye intercambios con otros países europeos

## Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

	<u>Comercializadoras</u>		<u>Productores</u>		<u>Agentes externos</u>		<u>Intercambios de apoyo</u>		<u>Contratos de RED ELÉCTRICA</u>		<u>Total</u>		
	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Import.</u>	<u>Export.</u>	<u>Saldo</u>
Francia (*)	-	-	3.771	22	643	2	-	-	4.392	-	8.806	24	8.782
Portugal	356	326	42	1.152	318	1.117	3	-	-	-	719	2.595	-1.877
Andorra	-	290	-	-	-	-	-	-	-	-	0	290	-290
Marruecos	-	-	6	-	67	696	-	3	-	689	73	1.388	-1.315
<b>Total</b>	<b>356</b>	<b>616</b>	<b>3.819</b>	<b>1.174</b>	<b>1.028</b>	<b>1.816</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4.392</b>	<b>689</b>	<b>9.598</b>	<b>4.298</b>	<b>5.300</b>

(\*) Incluye intercambios con otros países europeos

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



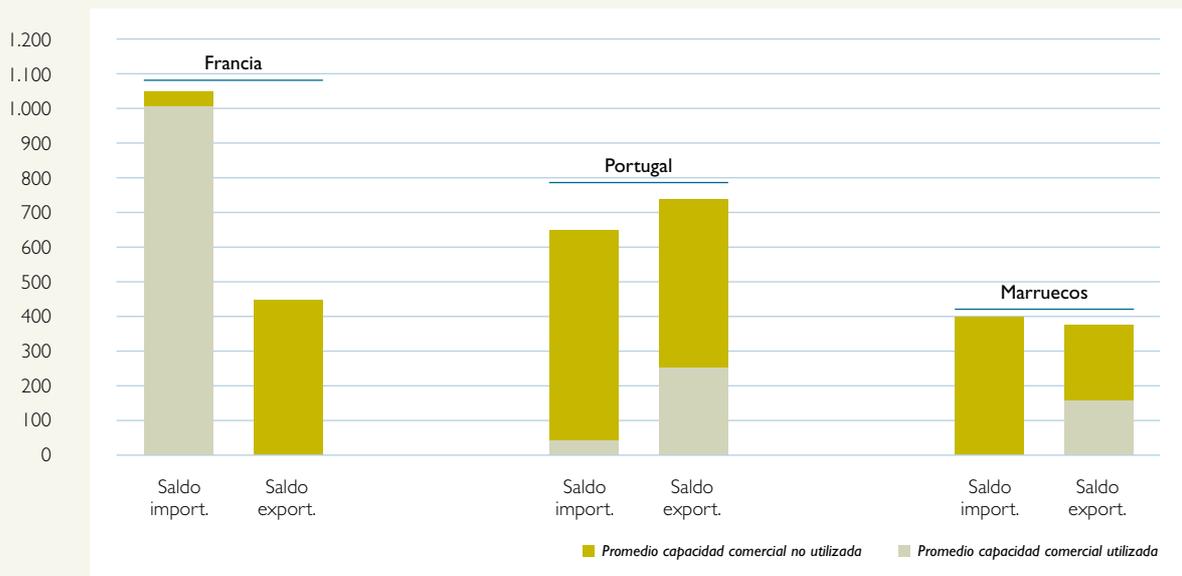
Ordenación decreciente de la utilización de la capacidad comercial (curvas monótonas)

### Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



(\*) Valores extremos semanales en condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red

### Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones (MW)







Gráficos y Cuadros

## Sistemas Extrapeninsulares (\*)

- 74** Balance eléctrico de sistemas extrapeninsulares
- 74** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 75** Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 75** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 76** Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica
- 76** Potencia instalada a 31-12-2002
- 76** Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica.
- 77** Evolución del sistema de transporte y transformación

(\*) Fuente: ENDESA

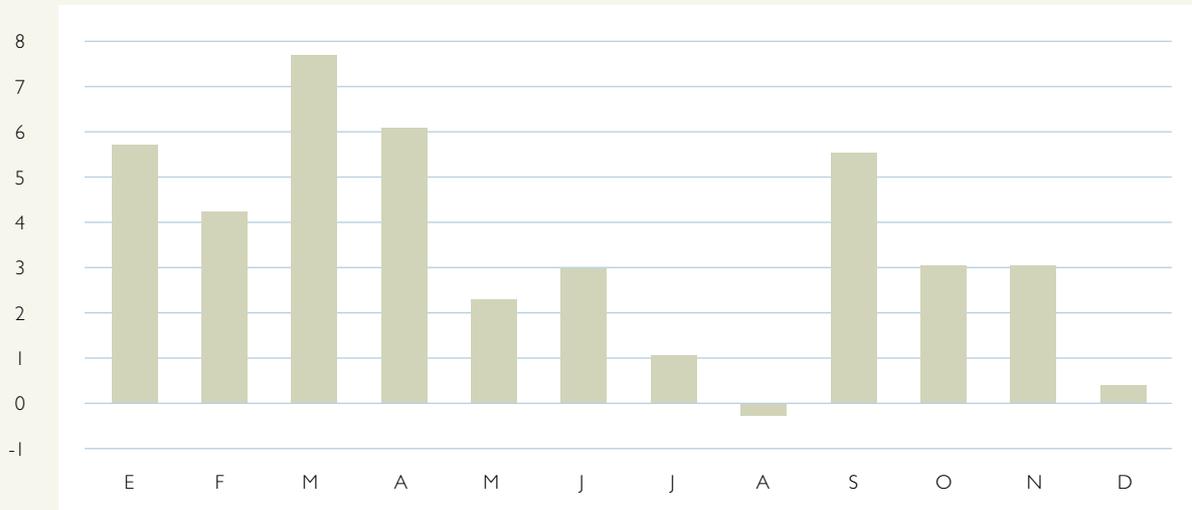
### Balance eléctrico de sistemas extrapeninsulares (GWh)

	<i>Islas Baleares</i>		<i>Islas Canarias</i>		<i>Ceuta y Melilla</i>		<i>Total</i>	
	<i>GWh</i>	<i>% 02/01</i>	<i>GWh</i>	<i>% 02/01</i>	<i>GWh</i>	<i>% 02/01</i>	<i>GWh</i>	<i>% 02/01</i>
Hidráulica	-	-	1	-61,6	-	-	1	-61,6
Carbón	3.542	-3,6	-	-	-	-	3.542	-3,6
Fuel/gas	1.372	20,4	6.830	4,8	301	4,0	8.504	7,0
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>4.914</b>	<b>2,1</b>	<b>6.830</b>	<b>4,8</b>	<b>301</b>	<b>4,0</b>	<b>12.047</b>	<b>3,7</b>
- Consumos generación	341	-2,0	454	7,9	14	15,6	809	3,6
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>4.573</b>	<b>2,4</b>	<b>6.376</b>	<b>4,6</b>	<b>288</b>	<b>3,5</b>	<b>11.238</b>	<b>3,7</b>
+ Régimen especial	126	-19,2	606	3,4	0	-	731	-1,4
<b>Demanda (b.c)</b>	<b>4.699</b>	<b>1,7</b>	<b>6.982</b>	<b>4,5</b>	<b>288</b>	<b>3,5</b>	<b>11.969</b>	<b>3,3</b>

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



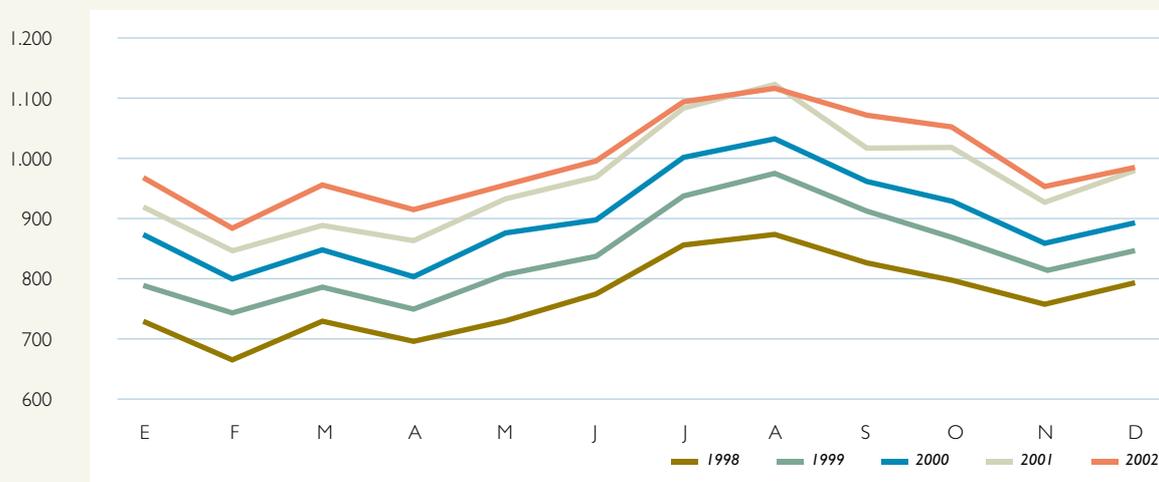
### Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	1998		1999		2000		2001		2002	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	732	7,9	790	7,8	874	8,1	920	7,9	972	8,1
Febrero	666	7,2	744	7,4	802	7,4	847	7,3	882	7,4
Marzo	733	7,9	788	7,8	850	7,9	893	7,7	961	8,0
Abril	695	7,5	750	7,4	807	7,5	864	7,5	916	7,7
Mayo	733	7,9	809	8,0	877	8,1	936	8,1	957	8,0
Junio	777	8,4	838	8,3	899	8,3	970	8,4	999	8,3
Julio	862	9,3	940	9,3	1.006	9,3	1.087	9,4	1.099	9,2
Agosto	873	9,4	975	9,7	1.034	9,6	1.120	9,7	1.117	9,3
Septiembre	831	9,0	913	9,1	963	8,9	1.016	8,8	1.072	9,0
Octubre	797	8,6	867	8,6	927	8,6	1.019	8,8	1.050	8,8
Noviembre	757	8,2	812	8,1	858	7,9	923	8,0	952	8,0
Diciembre	798	8,6	850	8,4	896	8,3	988	8,5	992	8,3
<b>Total</b>	<b>9.254</b>	<b>100,0</b>	<b>10.077</b>	<b>100,0</b>	<b>10.794</b>	<b>100,0</b>	<b>11.581</b>	<b>100,0</b>	<b>11.969</b>	<b>100,0</b>

### Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



### Potencia instalada a 31-12-2002 (MW)

	<i>Islas Baleares</i>	<i>Islas Canarias</i>	<i>Ceuta y Melilla</i>	<i>Total</i>
Hidráulica	0	1	0	1
Carbón	510	0	0	510
Fuel/gas	857	1.603	103	2.563
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>1.367</b>	<b>1.604</b>	<b>103</b>	<b>3.074</b>
Total régimen especial	30	192	2	224
<b>Total</b>	<b>1.397</b>	<b>1.796</b>	<b>105</b>	<b>3.298</b>

### Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. (GWh)

	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>%02/01</i>
Hidráulica	3	2	2	2	1	-61,6
Carbón	3.142	3.476	3.472	3.673	3.542	-3,6
Fuel/gas	6.179	6.580	7.377	7.945	8.504	7,0
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>9.324</b>	<b>10.059</b>	<b>10.851</b>	<b>11.620</b>	<b>12.046</b>	<b>3,7</b>
- Consumos en generación	679	718	742	781	809	3,6
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>8.645</b>	<b>9.341</b>	<b>10.109</b>	<b>10.839</b>	<b>11.237</b>	<b>3,7</b>
+ Régimen especial	609	737	685	742	731	-1,4
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>9.254</b>	<b>10.077</b>	<b>10.794</b>	<b>11.581</b>	<b>11.969</b>	<b>3,3</b>

## Evolución del sistema de transporte y transformación

		1998	1999	2000	2001	2002
220 kV (km)	Canarias	160	160	160	160	160
	Baleares	163	163	163	163	165
	<b>Total</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>325</b>
132 kV (km)	Canarias	-	-	-	-	-
	Baleares	158	158	158	158	158
	<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>158</b>
66 kV (km)	Canarias	831	868	882	885	890
	Baleares	787	800	815	816	832
	<b>Total</b>	<b>1.618</b>	<b>1.668</b>	<b>1.697</b>	<b>1.701</b>	<b>1.722</b>
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	3.161	3.171	3.307	3.355	3.559
	Baleares	2.810	2.819	2.940	2.983	3.164
	<b>Total</b>	<b>5.971</b>	<b>5.990</b>	<b>6.247</b>	<b>6.338</b>	<b>6.723</b>

*Incluyen enlaces submarinos.*



REE  
RESEARCH & ENGINEERING

REE  
RESEARCH & ENGINEERING



Gráficos y Cuadros

## El Sistema Eléctrico por C.C.A.A.

<b>80</b>	Balance de energía eléctrica
<b>81</b>	Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
<b>81</b>	Producción del régimen ordinario y régimen especial
<b>82</b>	Potencia instalada del régimen ordinario
<b>82</b>	Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
<b>83</b>	Situación de las centrales eléctricas
<b>84</b>	Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
<b>85</b>	Potencia instalada del régimen especial
<b>86</b>	Estructura de la potencia instalada del régimen especial
<b>86</b>	Estructura de la energía adquirida al régimen especial
<b>87</b>	Energía adquirida al régimen especial
<b>88</b>	Previsión de generación de ciclos combinados por Comunidades

## Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	
Hidráulica	1.163	2.263	1.207	0	1	516	548	5.480	3.463	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	9.365	3.998	25.281	0
Carbón	13.874	8.651	18.490	3.542	0	0	1.068	18.444	961	0
Fuel/gas (*)	4.170	0	0	1.372	6.830	0	3.330	0	4.478	167
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>19.207</b>	<b>10.914</b>	<b>19.697</b>	<b>4.914</b>	<b>6.830</b>	<b>516</b>	<b>14.311</b>	<b>27.922</b>	<b>34.183</b>	<b>167</b>
- Consumos generación	736	545	1.071	341	454	8	990	1.333	1.367	9
- Consumos bombeo	834	492	129	0	0	697	196	1.751	573	0
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>17.637</b>	<b>9.877</b>	<b>18.497</b>	<b>4.573</b>	<b>6.376</b>	<b>-189**</b>	<b>13.125</b>	<b>24.838</b>	<b>32.243</b>	<b>158</b>
+ Saldo Intercambios (***)	8.398	-5.540	-9.586	0	0	1.915	-5.449	-13.988	2.941	0
+ Régimen especial	4.740	3.515	1.073	126	606	1.109	2.229	2.804	5.665	0
<b>Demanda (b.c.) 2002</b>	<b>30.775</b>	<b>7.852</b>	<b>9.983</b>	<b>4.699</b>	<b>6.982</b>	<b>2.835</b>	<b>9.906</b>	<b>13.654</b>	<b>40.849</b>	<b>158</b>
<b>Demanda (b.c.) 2001</b>	<b>29.382</b>	<b>7.572</b>	<b>9.336</b>	<b>4.621</b>	<b>6.682</b>	<b>2.952</b>	<b>8.913</b>	<b>13.509</b>	<b>39.987</b>	<b>150</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>4,7</b>	<b>3,7</b>	<b>6,9</b>	<b>1,7</b>	<b>4,5</b>	<b>-4,0</b>	<b>11,1</b>	<b>1,1</b>	<b>2,2</b>	<b>5,1</b>

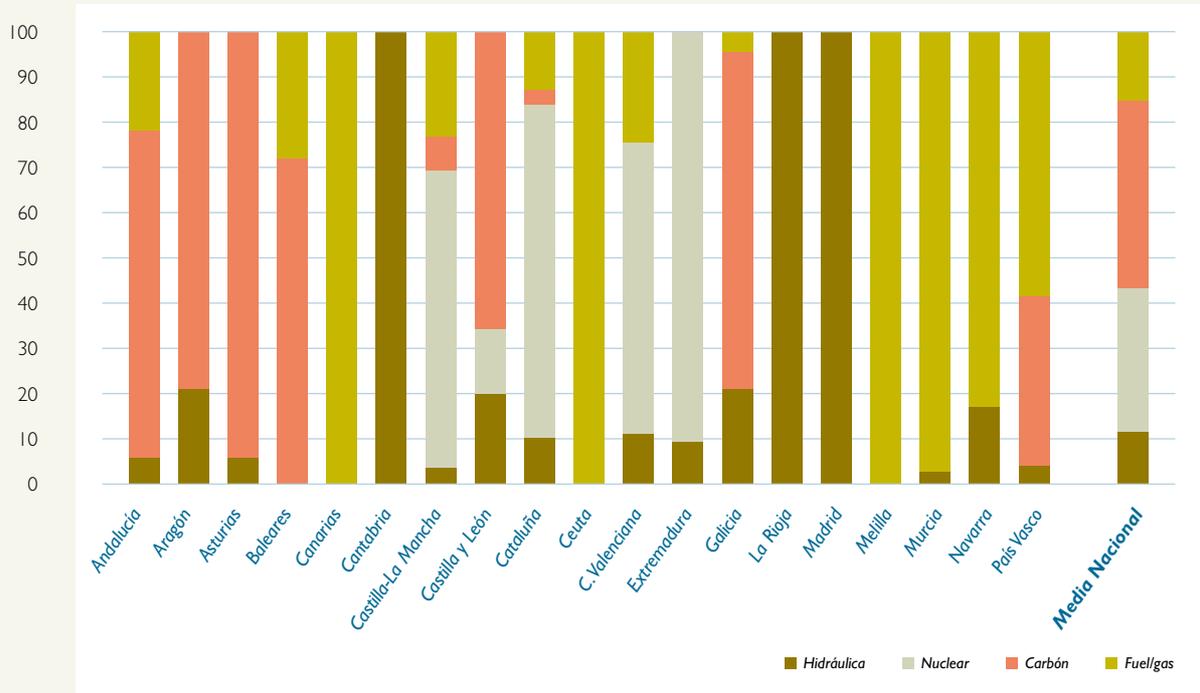
  

	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.388	1.615	4.425	61	53	0	82	112	183	22.560
Nuclear	8.189	16.183	0	0	0	0	0	0	0	63.016
Carbón	0	0	15.651	0	0	0	0	0	1.629	82.310
Fuel/gas	3.131	0	840	0	0	135	2.739	544	2.549	30.286
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>12.708</b>	<b>17.798</b>	<b>20.915</b>	<b>61</b>	<b>53</b>	<b>135</b>	<b>2.821</b>	<b>656</b>	<b>4.362</b>	<b>198.172</b>
- Consumos generación	456	654	873	1	1	5	113	24	174	9.155
- Consumos bombeo	1.548	127	610	0	0	0	0	0	0	6.957
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>10.704</b>	<b>17.017</b>	<b>19.432</b>	<b>60</b>	<b>52</b>	<b>130</b>	<b>2.708</b>	<b>632</b>	<b>4.188</b>	<b>182.060</b>
+ Saldo Intercambios (***)	9.372	-13.020	-8.391	804	24.836	0	967	885	11.188	5.329
+ Régimen especial	1.497	41	6.043	498	918	0	497	2.283	1.214	34.858
<b>Demanda (b.c.) 2002</b>	<b>21.573</b>	<b>4.038</b>	<b>17.084</b>	<b>1.362</b>	<b>25.806</b>	<b>130</b>	<b>4.172</b>	<b>3.800</b>	<b>16.590</b>	<b>222.247</b>
<b>Demanda (b.c.) 2001</b>	<b>21.083</b>	<b>4.142</b>	<b>17.755</b>	<b>1.432</b>	<b>25.225</b>	<b>128</b>	<b>3.873</b>	<b>3.844</b>	<b>16.484</b>	<b>217.070</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>2,3</b>	<b>-2,5</b>	<b>-3,8</b>	<b>-4,9</b>	<b>2,3</b>	<b>1,5</b>	<b>7,7</b>	<b>-1,1</b>	<b>0,6</b>	<b>2,4</b>

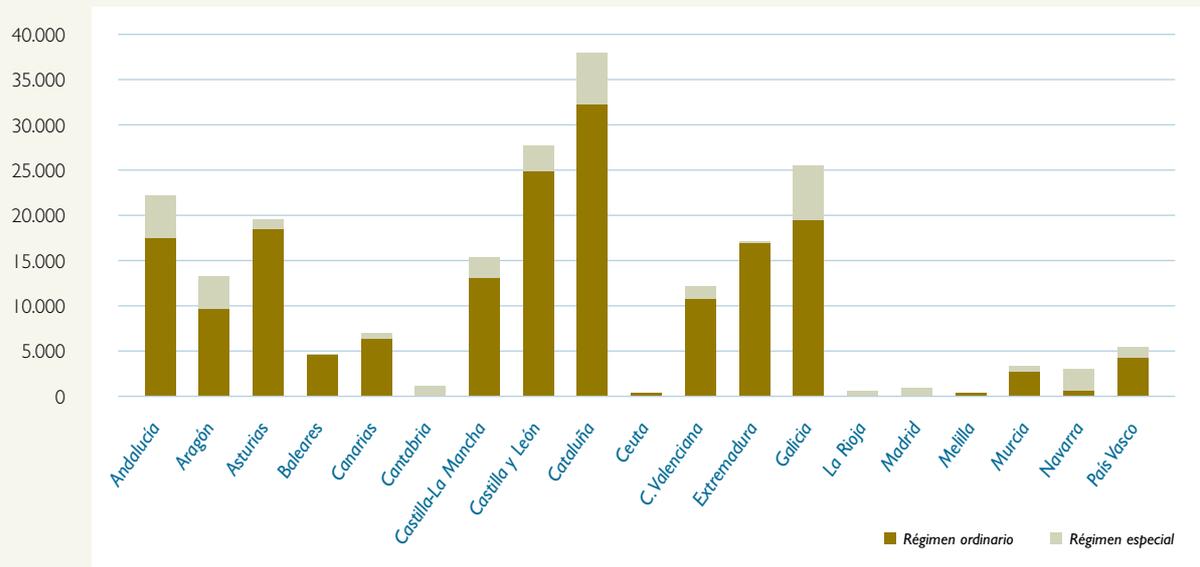
(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

(\*\*) Provocado por el saldo negativo entre energía consumida y generada en el ciclo bombeo-turbinación de la central de Aguayo  
(\*\*\*) No incluye movimientos de energía en tensiones inferiores a 220 kV. Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

### Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central (%)



### Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



### Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

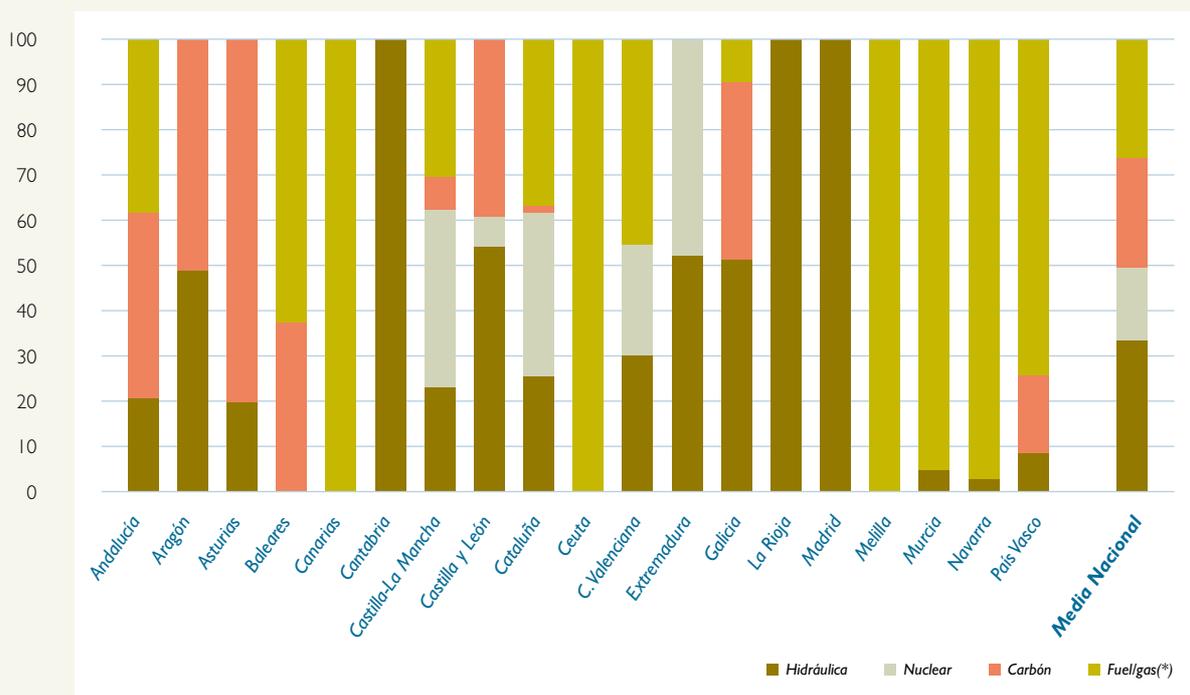
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1	389	725	3.979	2.206	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	1.226	466	3.142	0
Carbón	2.051	1.342	2.695	510	0	0	221	2.848	160	0
Fuel/gas (*)	1.925	0	0	857	1.603	0	948	0	3.164	49
<b>Total 2002</b>	<b>5.022</b>	<b>2.626</b>	<b>3.356</b>	<b>1.367</b>	<b>1.604</b>	<b>389</b>	<b>3.120</b>	<b>7.293</b>	<b>8.672</b>	<b>49</b>
<b>Total 2001</b>	<b>4.601</b>	<b>2.625</b>	<b>3.357</b>	<b>1.411</b>	<b>1.526</b>	<b>389</b>	<b>3.120</b>	<b>7.294</b>	<b>7.872</b>	<b>49</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>9,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-3,1</b>	<b>5,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,2</b>	<b>0,0</b>

	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.255	2.148	2.681	8	59	0	28	11	105	16.587
Nuclear	1.025	1.957	0	0	0	0	0	0	0	7.816
Carbón	0	0	2.031	0	0	0	0	0	217	12.075
Fuel/gas (*)	1.884	0	470	0	0	54	578	400	919	12.851
<b>Total 2002</b>	<b>4.164</b>	<b>4.105</b>	<b>5.182</b>	<b>8</b>	<b>59</b>	<b>54</b>	<b>606</b>	<b>411</b>	<b>1.241</b>	<b>49.329</b>
<b>Total 2001</b>	<b>3.364</b>	<b>4.105</b>	<b>5.182</b>	<b>8</b>	<b>59</b>	<b>42</b>	<b>886</b>	<b>11</b>	<b>1.307</b>	<b>47.208</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>23,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>29,6</b>	<b>-31,6</b>	<b>3.640,9</b>	<b>-5,0</b>	<b>4,5</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

### Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central (%)



(\*) Incluye GICC (Elcogás) y ciclo combinado

Situación de las centrales eléctricas a 31-XII-2002



## Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares (GWh)

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2001	2002	Δ%
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	1.580	2.311	46,2
Litoral	Carbón importado	1.159	7.597	7.489	-1,4
Los Barrios	Carbón importado	568	4.018	4.074	1,4
Algeciras	Fuel/gas	753	1.619	1.562	-3,5
Almería	Fuel/gas	-	0	0	-
C.Colón	Fuel/gas	378	329	396	20,4
Cádiz	Fuel/gas	-	0	0	-
Málaga	Fuel/gas	-	0	0	-
San Roque	Ciclo combinado	794	-	2.212	-
<b>Andalucía</b>		<b>3.976</b>	<b>15.143</b>	<b>18.044</b>	<b>19,2</b>
Escatrón	Lignito negro	80	345	307	-11,1
Escucha	Lignito negro	160	608	975	60,4
Teruel	Lignito negro	1.102	5.268	7.369	39,9
<b>Aragón</b>		<b>1.342</b>	<b>6.221</b>	<b>8.651</b>	<b>39,1</b>
Aboño	Hulla+antracita	916	6.819	6.820	0,0
Lada	Hulla+antracita	513	1.890	3.086	63,3
Narcea	Hulla+antracita	595	3.382	3.748	10,8
Soto de Ribera	Hulla+antracita	671	3.610	4.836	34,0
<b>Asturias</b>		<b>2.695</b>	<b>15.701</b>	<b>18.490</b>	<b>17,8</b>
José Cabrera	Nuclear	160	1.127	1.009	-10,4
Trillo I	Nuclear	1.066	8.426	8.356	-0,8
Puertollano	Hulla+antracita	221	994	1.068	7,5
Aceca	Fuel/gas	628	1.431	1.391	-2,8
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.712	1.938	13,2
<b>Castilla-La Mancha</b>		<b>2.395</b>	<b>13.689</b>	<b>13.763</b>	<b>0,5</b>
Garoña	Nuclear	466	3.575	3.998	11,8
Anllares	Hulla+antracita	365	2.521	2.838	12,6
Compostilla	Hulla+antracita	1.312	7.223	7.721	6,9
Guardo	Hulla+antracita	516	2.427	3.377	39,2
La Robla	Hulla+antracita	655	4.225	4.508	6,7
<b>Castilla y León</b>		<b>3.314</b>	<b>19.971</b>	<b>22.442</b>	<b>12,4</b>
Ascó	Nuclear	2.055	16.279	16.929	4,0
Vandellós II	Nuclear	1.087	9.376	8.352	-10,9
Serchs	Lignito negro	160	245	961	292,2
Besós	Fuel/gas	450	523	465	-11,1
Foix	Fuel/gas	520	974	1.183	21,4
San Adrián	Fuel/gas	1.050	958	1.203	25,6
Badalona II	Fuel/gas	344	0	0	-
Besós 3 y 4	Ciclo combinado	800	-	1.627	-
<b>Cataluña</b>		<b>6.466</b>	<b>28.355</b>	<b>30.720</b>	<b>8,3</b>
Cofrentes	Nuclear	1.025	8.587	8.189	-4,6
Castellón	Fuel/gas	1.084	1.651	2.207	33,6
Castellón 3	Ciclo combinado	800	-	925	-
<b>C.Valenciana</b>		<b>2.909</b>	<b>10.239</b>	<b>11.320</b>	<b>10,6</b>
Almaraz	Nuclear	1.957	16.337	16.183	-0,9
<b>Extremadura</b>		<b>1.957</b>	<b>16.337</b>	<b>16.183</b>	<b>-0,9</b>
Meirama	Lignito pardo	563	3.526	4.282	21,4
Puentes de García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	10.714	11.368	6,1
Sabón	Fuel/gas	470	946	840	-11,3
<b>Galicia</b>		<b>2.501</b>	<b>15.187</b>	<b>16.490</b>	<b>8,6</b>
Escombreras	Fuel/gas	578	1.241	2.739	120,8
<b>Murcia</b>		<b>578</b>	<b>1.241</b>	<b>2.739</b>	<b>120,8</b>
Castejón	Ciclo combinado	400	-	544	-
<b>Navarra</b>		<b>400</b>	<b>-</b>	<b>544</b>	<b>-</b>
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.099	1.629	48,3
Santurce	Fuel/gas	919	1.015	2.549	151,3
Burceña	Fuel/gas	-	0	0	-
<b>País Vasco</b>		<b>1.136</b>	<b>2.114</b>	<b>4.179</b>	<b>97,7</b>
<b>Total</b>		<b>29.669</b>	<b>144.197</b>	<b>163.566</b>	<b>13,4</b>

## Potencia instalada del régimen especial (MW) (\*)

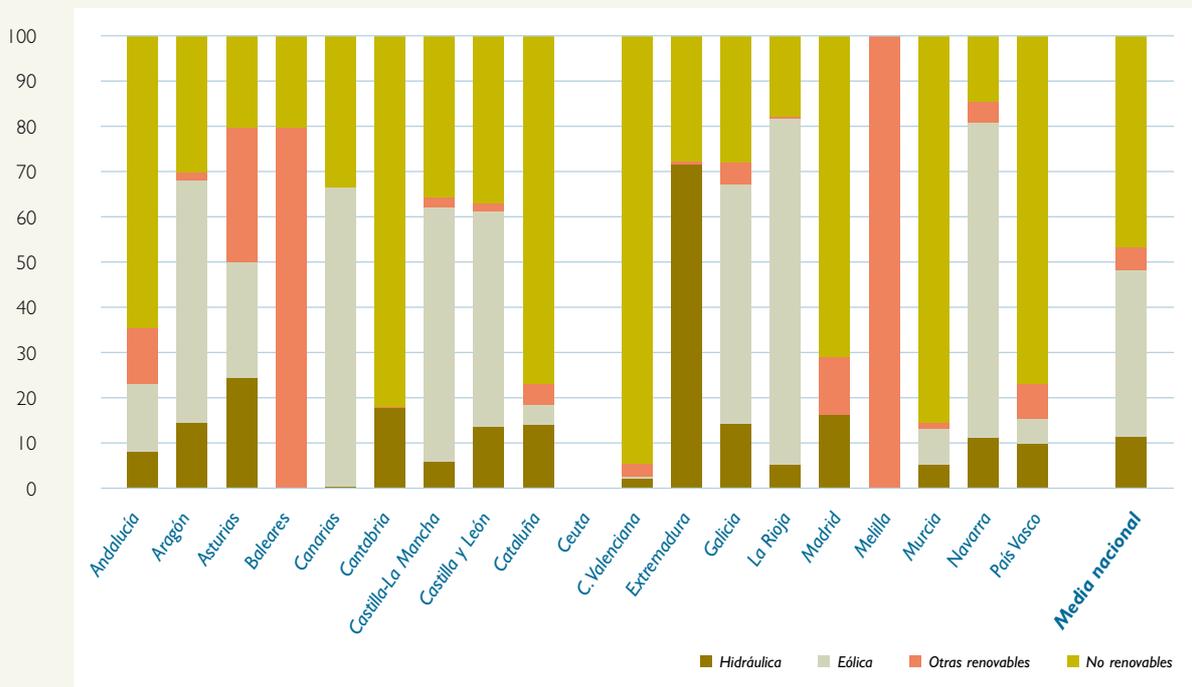
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
<b>Renovables</b>	<b>387</b>	<b>1.166</b>	<b>230</b>	<b>24</b>	<b>128</b>	<b>63</b>	<b>695</b>	<b>747</b>	<b>369</b>	<b>0</b>
Hidráulica	84	238	70	0,5	0	60	61	156	226	0
Eólica	166	893	74	0	127	0	610	571	75	0
Otras renovables	137	35	86	24	0	3	24	20	68	0
Biomasa	137	35	32	0	0	1	23	20	19	0
R.S.Industriales	0	0	54	0	0	0	0	0	9	0
R.S.Urbanos	0	0	0	24	0	2	0	0	40	0
Solar	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
<b>No renovables</b>	<b>709</b>	<b>503</b>	<b>60</b>	<b>6</b>	<b>64</b>	<b>285</b>	<b>387</b>	<b>445</b>	<b>1.255</b>	<b>0</b>
Calor residual	42	0	0	6	26	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0
Fuel-Gasoil	108	71	24	0	0	12	217	85	264	0
Gas de refinería	121	0	0	0	38	0	0	0	0	0
Gas natural	438	432	36	0	0	204	170	360	991	0
<b>Total 2002</b>	<b>1.096</b>	<b>1.669</b>	<b>290</b>	<b>30</b>	<b>192</b>	<b>348</b>	<b>1.082</b>	<b>1.192</b>	<b>1.624</b>	<b>0</b>
<b>Total 2001</b>	<b>1.001</b>	<b>1.192</b>	<b>205</b>	<b>30</b>	<b>182</b>	<b>347</b>	<b>908</b>	<b>1.018</b>	<b>1.587</b>	<b>0</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>9,5</b>	<b>40,0</b>	<b>41,5</b>	<b>0,0</b>	<b>5,8</b>	<b>0,3</b>	<b>19,2</b>	<b>17,1</b>	<b>2,4</b>	<b>-</b>

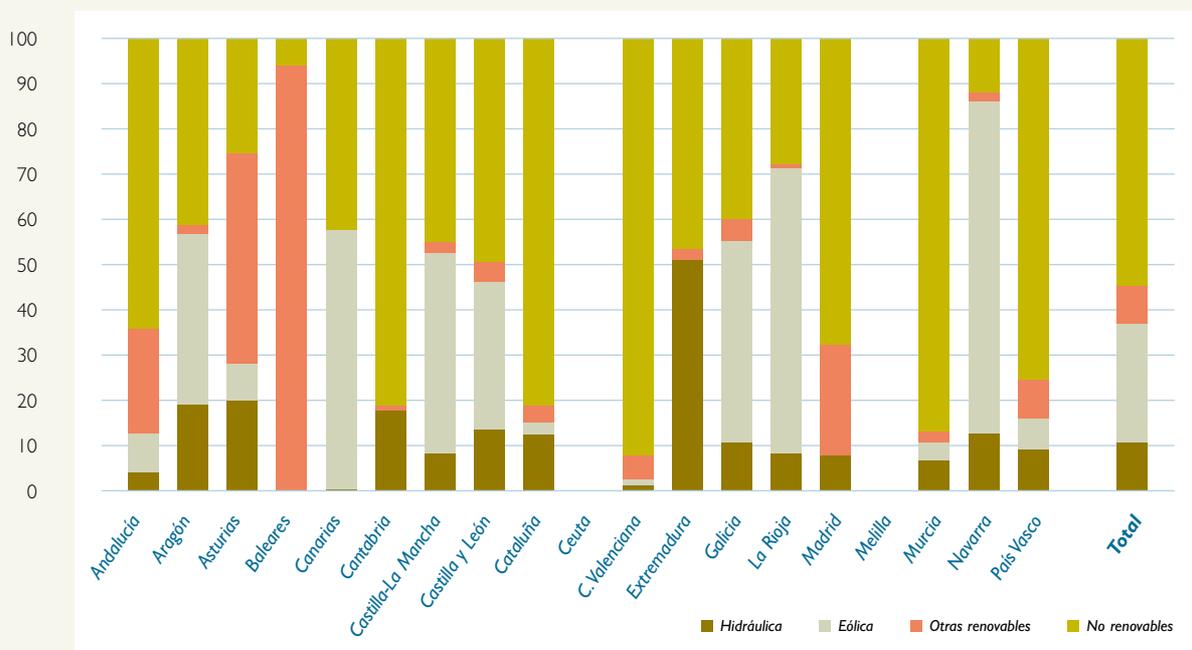
	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
<b>Renovables</b>	<b>32</b>	<b>18</b>	<b>1.471</b>	<b>219</b>	<b>90</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>836</b>	<b>112</b>	<b>6.612</b>
Hidráulica	11	18	294	14	49	0	8	108	47	1.444
Eólica	3	0	1.077	204	0	0	13	686	27	4.526
Otras renovables	18	0	100	1	41	2	2	42	38	641
Biomasa	8	0	34	0	0	0	2	40	16	367
R.S.Industriales	9	0	66	0	10	0	0	0	22	170
R.S.Urbanos	1	0	0	1	30	2	0	0	0	100
Solar	0	0	0	0	1	0	0	2	0	4
<b>No renovables</b>	<b>603</b>	<b>7</b>	<b>576</b>	<b>48</b>	<b>219</b>	<b>0</b>	<b>139</b>	<b>145</b>	<b>375</b>	<b>5.826</b>
Calor residual	7	0	0	0	0	0	0	0	20	101
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Fuel-Gasoil	77	0	326	4	23	0	46	6	12	1.275
Gas de refinería	31	0	0	0	0	0	0	0	58	248
Gas natural	488	7	250	44	196	0	93	139	285	4.133
<b>Total 2002</b>	<b>635</b>	<b>25</b>	<b>2.047</b>	<b>267</b>	<b>309</b>	<b>2</b>	<b>162</b>	<b>981</b>	<b>487</b>	<b>12.438</b>
<b>Total 2001</b>	<b>618</b>	<b>18</b>	<b>1.820</b>	<b>138</b>	<b>308</b>	<b>2</b>	<b>161</b>	<b>798</b>	<b>433</b>	<b>10.765</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>2,7</b>	<b>37,7</b>	<b>12,5</b>	<b>93,8</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>	<b>22,9</b>	<b>12,6</b>	<b>15,5</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas.  
(\*) Datos provisionales

### Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)



### Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



## Energía adquirida al régimen especial (GWh) (\*)

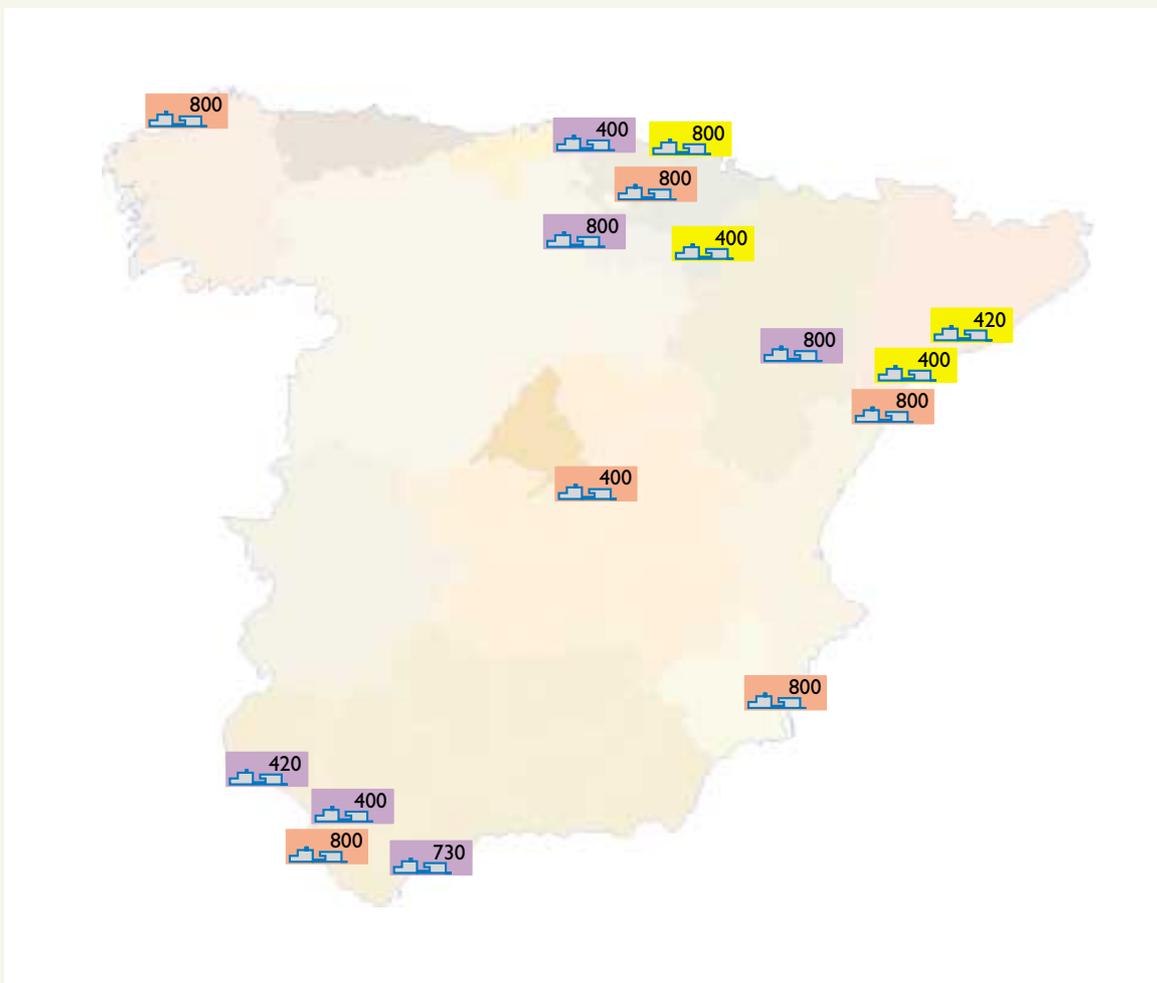
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta
<b>Renovables</b>	<b>1.697</b>	<b>2.065</b>	<b>800</b>	<b>118</b>	<b>350</b>	<b>209</b>	<b>1.231</b>	<b>1.423</b>	<b>1.073</b>	<b>0</b>
Hidráulica	190	670	215	0	2	195	180	377	690	0
Eólica	410	1.320	89	0	348	0	990	920	170	0
Otras renovables	1.097	75	496	118	0	14	61	126	213	0
Biomasa	1.097	75	100	0	0	7	60	126	22	0
R.S.Industriales	0	0	396	0	0	0	0	0	29	0
R.S.Urbanos	0	0	0	118	0	7	0	0	162	0
Solar	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
<b>No renovables</b>	<b>3.043</b>	<b>1.450</b>	<b>273</b>	<b>7</b>	<b>256</b>	<b>900</b>	<b>998</b>	<b>1.381</b>	<b>4.592</b>	<b>0</b>
Calor residual	45	0	0	7	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	97	0	0	0	0
Fuel-Gasoil	363	207	154	0	0	442	363	193	622	0
Gas de refinería	311	0	0	0	256	0	0	0	0	0
Gas natural	2.324	1.243	119	0	0	361	635	1.188	3.970	0
<b>Total 2002</b>	<b>4.740</b>	<b>3.515</b>	<b>1.073</b>	<b>126</b>	<b>606</b>	<b>1.109</b>	<b>2.229</b>	<b>2.804</b>	<b>5.665</b>	<b>0</b>
<b>Total 2001</b>	<b>4.133</b>	<b>3.264</b>	<b>886</b>	<b>156</b>	<b>586</b>	<b>768</b>	<b>2.070</b>	<b>2.273</b>	<b>5.447</b>	<b>0</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>14,7</b>	<b>7,7</b>	<b>21,1</b>	<b>-19,2</b>	<b>3,4</b>	<b>44,4</b>	<b>7,7</b>	<b>23,4</b>	<b>4,0</b>	<b>-</b>

	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
<b>Renovables</b>	<b>117</b>	<b>22</b>	<b>3.634</b>	<b>359</b>	<b>297</b>	<b>0</b>	<b>65</b>	<b>2.014</b>	<b>295</b>	<b>15.769</b>
Hidráulica	18	21	650	41	70	0	33	290	110	3.752
Eólica	17	0	2.675	315	0	0	20	1.680	85	9.039
Otras renovables	82	1	309	3	227	0	12	44	100	2.979
Biomasa	28	1	47	0	0	0	12	42	74	1.691
R.S.Industriales	54	0	262	0	60	0	0	0	26	827
R.S.Urbanos	0	0	0	3	167	0	0	0	0	457
Solar	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4
<b>No renovables</b>	<b>1.380</b>	<b>19</b>	<b>2.409</b>	<b>139</b>	<b>621</b>	<b>0</b>	<b>432</b>	<b>269</b>	<b>919</b>	<b>19.089</b>
Calor residual	9	0	0	0	0	0	0	0	93	154
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97
Fuel-Gasoil	124	0	1.602	8	24	0	125	5	28	4.260
Gas de refinería	37	0	0	0	0	0	0	0	46	650
Gas natural	1.210	19	807	131	597	0	307	264	752	13.927
<b>Total 2002</b>	<b>1.497</b>	<b>41</b>	<b>6.043</b>	<b>498</b>	<b>918</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>2.283</b>	<b>1.214</b>	<b>34.858</b>
<b>Total 2001</b>	<b>1.463</b>	<b>31</b>	<b>5.296</b>	<b>309</b>	<b>747</b>	<b>0</b>	<b>484</b>	<b>2.007</b>	<b>942</b>	<b>30.862</b>
<b>Δ% 2002/2001</b>	<b>2,3</b>	<b>32,3</b>	<b>14,1</b>	<b>61,2</b>	<b>22,9</b>	<b>-</b>	<b>2,7</b>	<b>13,8</b>	<b>28,9</b>	<b>12,9</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas.  
 (\*) Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico.  
 No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales.  
 Datos provisionales

### Previsión de instalación de ciclos combinados por Comunidades Autónomas 2003-2005 (MW) (\*)



	2003	2004	2005	Total
Andalucía	0	1.550	800	2.350
Aragón	0	800	0	800
Cantabria	0	0	0	0
Castilla-Mancha	0	0	400	400
Cataluña	820	0	800	1.620
Galicia	0	0	800	800
La Rioja	0	800	0	800
Madrid	0	0	0	0
Murcia	0	0	800	800
Navarra	400	0	0	400
País Vasco	800	400	800	2.000
Comunidad Valenciana	0	0	0	0
<b>Totales</b>	<b>2.020</b>	<b>3.550</b>	<b>4.400</b>	<b>9.970</b>

(\*) Previsión realizada por RED ELÉCTRICA





Gráficos y Cuadros

## Comparación internacional

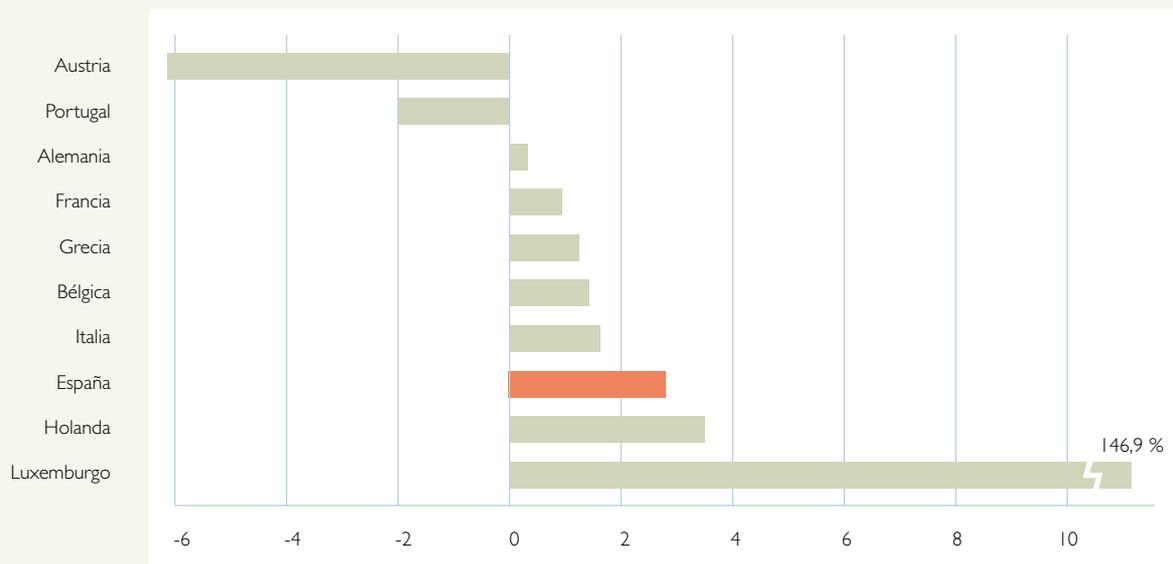
- 92** Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 92** Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2002/2001
- 93** Consumo de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 93** Incremento del consumo de energía eléctrica 2002/2001
- 94** Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 94** Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 95** Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 95** Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 96** Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 96** Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1995-2002
- 97** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE
- 98** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2002. UCTE (GWh)
- 99** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte

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

	2001	2002	Δ%
Alemania	502,2	503,9	0,3
Austria	54,6	51,2	-6,3
Bélgica	76,1	77,1	1,4
España (1)	206,2	211,9	2,8
Francia	511,8	516,6	0,9
Grecia	44,5	45,0	1,2
Holanda	90,4	93,6	3,5
Italia	265,9	270,1	1,6
Luxemburgo	1,5	3,6	146,9
Portugal	40,3	39,4	-2,0
<b>Total</b>	<b>1.793,4</b>	<b>1.812,4</b>	<b>1,1</b>

Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial.  
(1) Sistema peninsular

### Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2002/2001 (%)



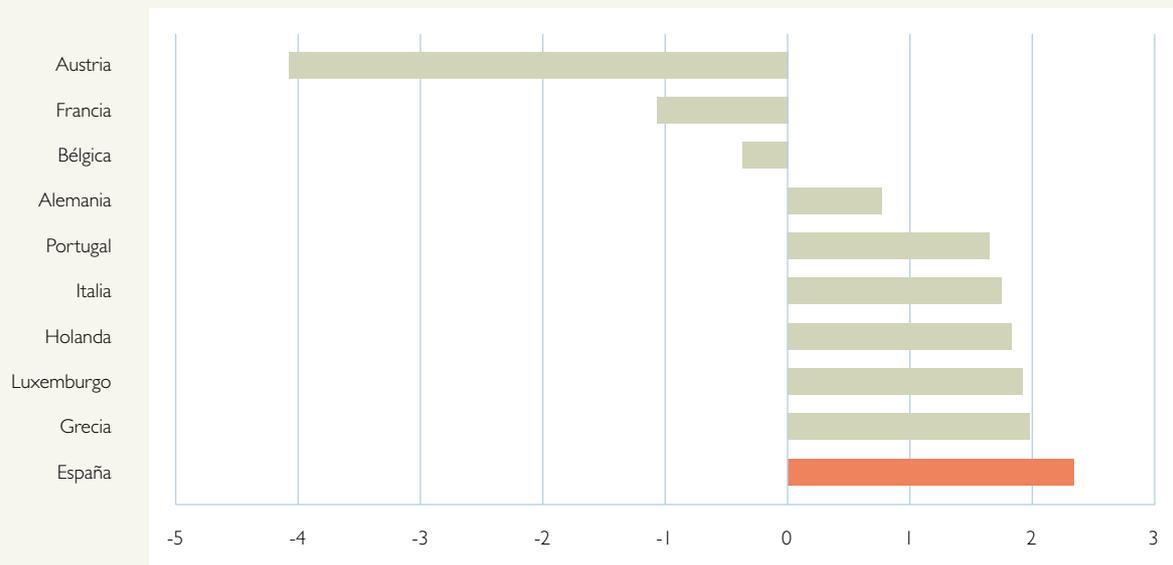
### Consumo de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	2001	2002	Δ%
Alemania	494,8	498,6	0,8
Austria	52,8	50,7	-4,1
Bélgica	83,6	83,2	-0,4
España (1)	205,5	210,3	2,3
Francia	437,0	432,3	-1,1
Grecia	46,1	47,0	2,0
Holanda	107,7	109,7	1,8
Italia	304,8	310,1	1,7
Luxemburgo	5,9	6,1	1,9
Portugal	40,0	40,7	1,6
<b>Total</b>	<b>1.778,3</b>	<b>1.788,7</b>	<b>0,6</b>

Fuente: UCTE.

(1) Demanda peninsular en b.c.

### Incremento del consumo de energía eléctrica 2002/2001 (%)



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

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>Δ%</u>
Alemania	6.020	6.081	1,0
Austria	6.443	6.257	-2,9
Bélgica	8.192	8.082	-1,3
España	5.189	5.270	1,6
Francia	7.395	7.266	-1,7
Grecia	4.348	4.433	2,0
Holanda	6.816	6.897	1,2
Italia	5.320	5.394	1,4
Luxemburgo	13.844	14.110	1,9
Portugal	4.042	4.068	0,6
<b>Total</b>	<b>6.063</b>	<b>6.079</b>	<b>0,3</b>

Fuente: UCTE.

Consumo per cápita = Consumo total / n° hab.

Datos de población: Fondo de población de las Naciones Unidas

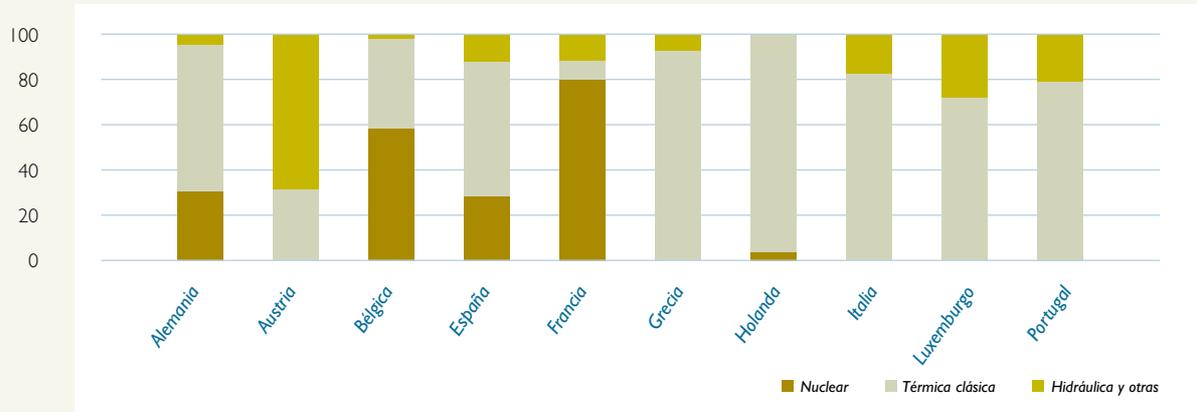
## Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	<u>Nuclear</u>		<u>Térmica clásica</u>		<u>Hidráulica y otras</u>		<u>Total</u>
	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>
Alemania	155,0	30,8	325,1	64,5	23,8	4,7	503,9
Austria	0,0	0,0	16,1	31,4	35,1	68,6	51,2
Bélgica	45,1	58,4	30,6	39,7	1,5	1,9	77,1
España (*)	60,3	28,5	125,6	59,3	26,0	12,3	211,9
Francia	415,5	80,4	40,9	7,9	60,2	11,7	516,6
Grecia	0,0	0,0	41,6	92,5	3,4	7,5	45,0
Holanda	3,7	3,9	89,9	96,1	0,0	0,0	93,6
Italia	0,0	0,0	222,8	82,5	47,3	17,5	270,1
Luxemburgo	0,0	0,0	2,6	72,3	1,0	27,7	3,6
Portugal	0,0	0,0	31,1	78,9	8,3	21,1	39,4
<b>Total</b>	<b>679,5</b>	<b>37,5</b>	<b>926,2</b>	<b>51,1</b>	<b>206,7</b>	<b>11,4</b>	<b>1.812,4</b>

Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial.

(\*) Sistema peninsular

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

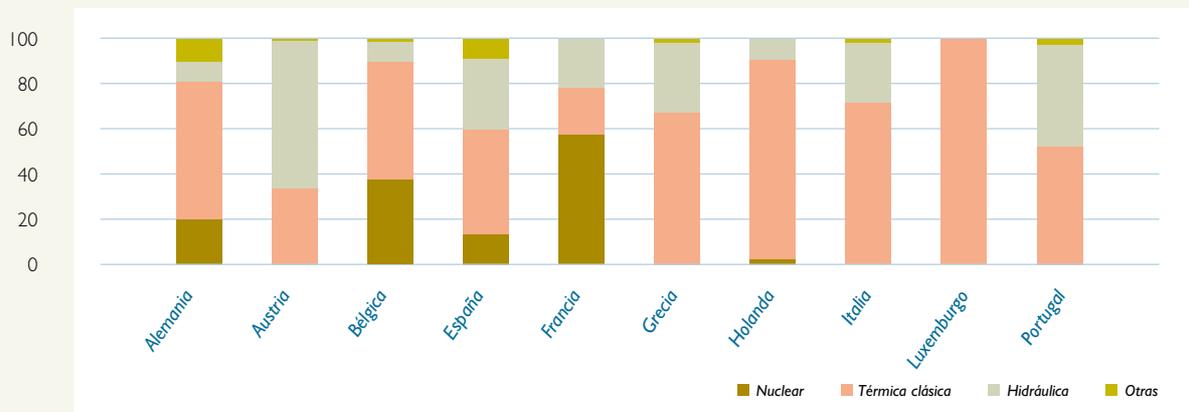


### Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

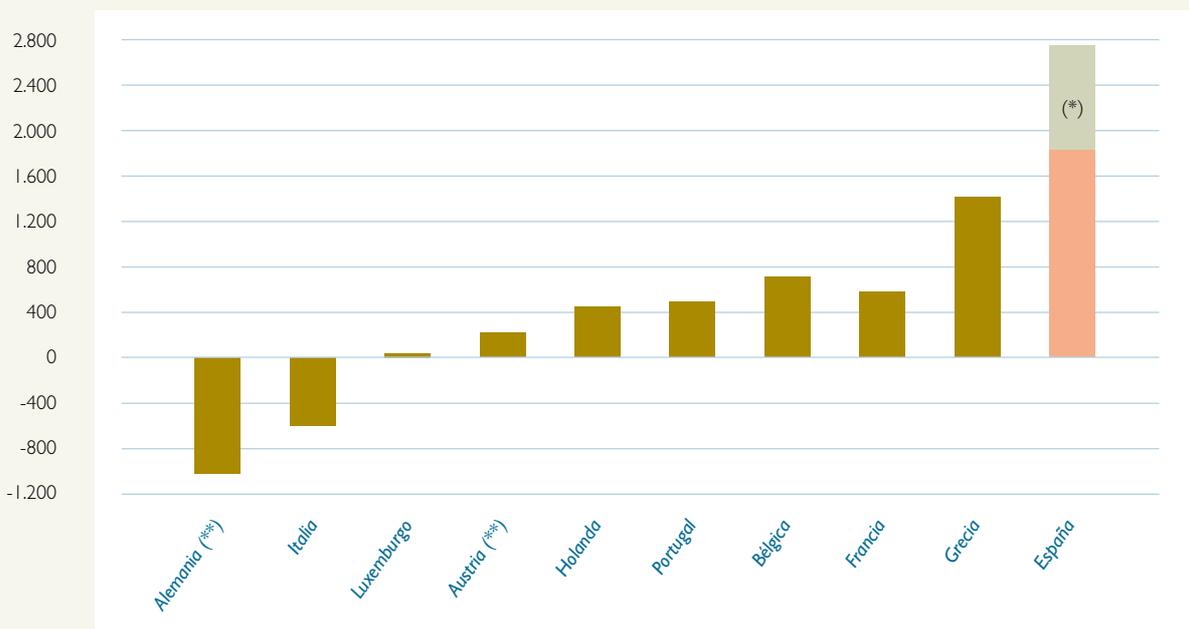
	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica		Otras		Total
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW
Alemania	20,7	19,5	65,0	61,4	9,3	8,8	10,9	10,3	105,9
Austria	0,0	0,0	5,6	33,1	11,2	66,3	0,1	0,6	16,9
Bélgica	5,8	37,2	8,2	52,6	1,4	9,0	0,2	1,3	15,6
España (*)	7,6	13,2	26,4	46,0	18,1	31,5	5,3	9,2	57,4
Francia	63,3	57,0	23,5	21,2	23,9	21,5	0,4	0,4	111,1
Grecia	0,0	0,0	6,8	67,3	3,1	30,7	0,2	2,0	10,1
Holanda	0,4	2,0	17,5	88,8	0,0	0,0	1,8	9,1	19,7
Italia	0,0	0,0	55,0	71,4	20,4	26,5	1,6	2,1	77,0
Luxemburgo	0,0	0,0	0,1	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Portugal	0,0	0,0	5,1	52,0	4,4	44,9	0,3	3,1	9,8
<b>Total</b>	<b>97,8</b>	<b>23,1</b>	<b>213,2</b>	<b>50,3</b>	<b>91,8</b>	<b>21,7</b>	<b>20,8</b>	<b>4,9</b>	<b>423,6</b>

Fuente: UCTE. Año 2002  
(\*) Sistema peninsular

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



### Evolución de la red de transporte en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE. Incremento 1995-2002 (km)



Alemania e Italia han desmantelado líneas de 220 kV o han pasado a funcionar a tensiones inferiores.  
 (\*) Datos del año 2002  
 (\*\*) Datos hasta el año 2000

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2002. UCTE (GWh) (\*)



**Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2002. UCTE (GWh) (\*)**

	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Saldo</u>
Albania (AL)	2.286	50	2.236
Alemania (D)	46.217	45.529	688
Austria (A)	15.735	13.975	1.760
Bélgica (B)	16.570	9.069	7.501
Bielorrusia (BY)		793	-793
Bosnia (BIH)	2.271	3.288	-1.017
Bulgaria (BG)	66	4.687	-4.621
Chequia (CZ)	9.496	20.892	-11.396
Croacia (HR)	8.990	5.467	3.523
Dinamarca (DK)	2.865	4.966	-2.101
Eslovaquia (SK)	6.774	10.786	-4.012
Eslovenia (SLO)	7.194	8.448	-1.254
España (E)	12.502	6.763	5.739
Francia (F)	3.097	78.862	-75.765
Gran Bretaña (GB)	9.510	741	8.769
Grecia (GR)	4.622	1.708	2.914
Holanda (NL)	20.855	4.487	16.368
Hungría (H)	12.607	8.349	4.258
Italia (I)	51.577	917	50.660
Luxemburgo (L)	6.540	2.915	3.625
Marruecos (MA)	1.329	12	1.317
Polonia (PL)	4.440	11.536	-7.096
Portugal (P)	5.208	3.429	1.779
Rumanía (RO)	283	1.315	-1.032
Serbia y Montenegro (SER)	7.397	2.919	4.478
Suecia (S)	1.578	1.931	-353
Suiza (CH)	27.004	30.251	-3.247
Ucrania (UA)	784	3.712	-2.928

Fuente UCTE

(\*) No incluye las interconexiones menores de 100 kV

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



TIM=ENS/Potencia media del sistema  
 Empresas europeas: Italia, Reino Unido, Portugal, Suecia y Francia





## Glosario de Términos

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

**Banda de regulación:** es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

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

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

**Comercializadores:** son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir de 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

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

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

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

**Contratos bilaterales:** contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualificado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

**Control de tensión:** servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de

seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

**Demanda b.c. (barras de central):** energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

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

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

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

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

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

**Gestión de desvíos:** tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran

aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

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

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

**Intercambios internacionales programados:** son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

**Mercado de producción:** es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

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

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

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

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

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

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

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

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

**Programa base de funcionamiento (PBF):** es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los

contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

**Red de Transporte:** conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

**Régimen especial:** instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía producida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

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

**Regulación secundaria:** servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

**Regulación terciaria:** servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al

menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

**Reservas hidroeléctricas** de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen **anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen **hiperannual**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

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

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

**Servicios complementarios:** servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las

condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

**Tasa de disponibilidad de la red de transporte:** indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

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

Información elaborada con datos a 28 de febrero de 2003.

**Edita:**

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA  
Pº del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas · Madrid  
[www.ree.es](http://www.ree.es)

**Diseño y maquetación:**

Estudio Gráfico Juan de la Mata  
[www.juandelamata.com](http://www.juandelamata.com)

**Depósito Legal:** M-20106-2003



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas - Madrid  
[www.ree.es](http://www.ree.es)