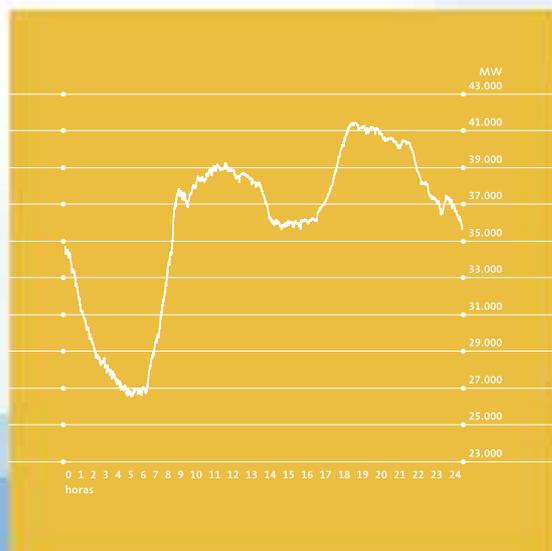




2006

El sistema eléctrico español





Índice general

5	El sistema eléctrico español 2006
19	Sistema peninsular
19	1. Demanda de energía eléctrica
25	2. Cobertura de la demanda
31	3. Régimen ordinario
47	4. Régimen especial
51	5. Operación del sistema
65	6. Red de transporte
73	7. Calidad de servicio
79	8. Intercambios internacionales
87	Sistemas extrapeninsulares
93	El sistema eléctrico por comunidades autónomas
111	Comparación internacional
123	Glosario



El sistema eléctrico español en el 2006

El aspecto más destacado del comportamiento del sector eléctrico en el 2006 ha sido de nuevo la evolución de la demanda de energía eléctrica que ha experimentado un crecimiento a nivel nacional del 2,9 %. Este crecimiento, aunque menor que el de los últimos años, continúa por encima del incremento medio de los países de la Unión Europea pertenecientes a la UCTE que fue del 1,4 %.

Este escenario de evolución de la demanda eléctrica está en línea con el buen comportamiento de la economía española, cuyo Producto Interior Bruto tuvo un crecimiento del 3,9 % en el 2006, 0,4 puntos mayor que el del 2005, mientras que en el conjunto de los países de la zona euro el crecimiento del PIB se situó en el 2,9 %.

En el ámbito regulatorio, en el 2006 se han aprobado diversas disposiciones de desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas



simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial. Las medidas recogidas en este real decreto, de carácter extraordinario y transitorio, se adoptan para frenar el abultado déficit de liquidaciones que se venía registrando, motivado por la elevación de los precios de la energía en el mercado de producción.

- Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de Energía, norma en la que se da una nueva redacción a la función decimocuarta del citado organismo regulador para otorgarle la facultad de autorizar las adquisiciones de participaciones accionariales en sociedades que desarrollen actividades que tienen la consideración de reguladas o que afecten a los intereses generales de la política energética española.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que en el ámbito del sector eléctrico establece diversas modificaciones de la Ley 54/1997, entre las que sobresalen la derogación de su disposición transitoria sexta, que supone en la práctica la desaparición de los costes de transición a la competencia, el establecimiento de un nuevo marco retributivo para las instalaciones del régimen especial y la habilitación al Gobierno para flexibilizar los límites de

variación de la tarifa eléctrica regulados en la metodología para el cálculo de esta aprobada en el año 2002.

Por último a finales de año, se aprobó el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero del 2007, disposición en la que además de fijarse la revisión tarifaria para el 2007, se aprovechó para introducir importantes modificaciones en la regulación del sector eléctrico que afectan a todas las actividades y sujetos del sector, entre las que destacan la regulación de las emisiones de energía primaria por parte de los operadores principales para su asignación entre los agentes mediante un procedimiento de subastas, la eliminación del mecanismo de asimilación en el proceso de casación de energía en el mercado diario e intradiario para sujetos que pertenezcan al mismo grupo empresarial, que se había establecido en el Real Decreto-Ley 3/2006, y el establecimiento de servicios de gestión de demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ha ascendido a 253.664 GWh, lo que supone un incremento del 2,8 % respecto al 2005. Este crecimiento es casi dos puntos inferior al registrado el año

anterior, aunque descontados los efectos de la temperatura y la laboralidad, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica es del 3,8 %, 0,2 puntos más que en el 2005.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda ha sido mayor en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla–, que ha alcanzado este año el 4,3 %.

Como resultado, la demanda eléctrica nacional experimentó un crecimiento del 2,9 % en el ejercicio 2006, frente al 4,6 % del año anterior.

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el 2006 se han establecido nuevos máximos históricos de demanda mensual y diaria. El primero se produjo en enero con 23.340 GWh y el segundo el 21 de diciembre con 855 GWh, ambos superiores a los máximos históricos anteriores en un 3,5 % y 1,7 % respectivamente. Por el contrario, el máximo anual de potencia media horaria,

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

	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2002	2,7	4,0	2,9
2003	3,0	5,5	6,8
2004	3,2	4,2	4,5
2005	3,5	3,4	4,6
2006	3,9	3,8	2,8

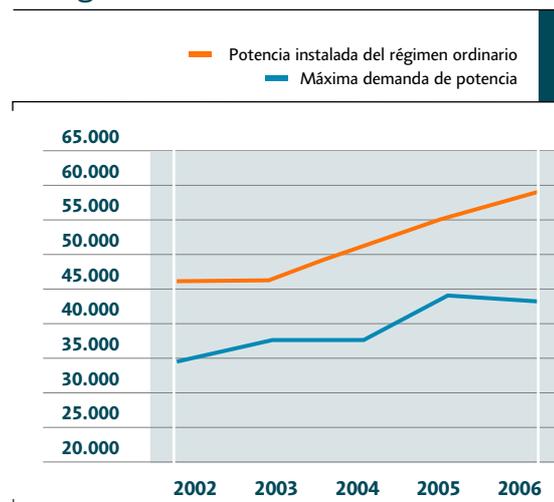
■ Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	% 05/04	% 06/05
Demanda en b.c.	4,6	2,8
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	1,6	-1,0
Efecto laboralidad	-0,4	-0,1
Efecto actividad económica y otros	3,4	3,8

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

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

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



fijado el 30 de enero entre las 19 y 20 horas con 42.153 MW, fue inferior en casi tres puntos al máximo histórico registrado en el 2005.

Respecto al periodo de verano, las elevadas temperaturas registradas en julio y el progresivo incremento del uso de sistemas de aire acondicionado dieron lugar a que durante ese mes se superaran

■ Balance de potencia a 31-12-2006 (MW)

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%06/05	MW	%06/05	MW	%06/05
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	-2,0	-	-	7.716	-2,0
Carbón	11.424	0,0	510	0,0	11.934	0,0
Fuel/gas (*)	6.647	0,0	2.778	12,4	9.425	3,4
Ciclo combinado	15.500	26,8	910	0,0	16.410	24,9
Total régimen ordinario	57.945	5,7	4.199	7,9	62.144	5,8
Hidráulica	1.809	2,4	0	0,0	1.809	2,4
Eólica	11.140	12,6	139	6,1	11.279	12,6
Otras renovables	1.091	15,1	37	0,0	1.128	14,5
No renovables	6.769	1,7	70	0,0	6.839	1,7
Total régimen especial	20.809	8,0	246	3,4	21.055	8,0
Total	78.754	6,3	4.446	7,6	83.199	6,4

(*) Incluye GICC (Elcogás)

■ Balance de energía eléctrica (MW)

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%06/05	GWh	%06/05	GWh	%06/05
Hidráulica	25.330	32,1	0	-	25.330	32,1
Nuclear	60.126	4,5	-	-	60.126	4,5
Carbón	66.006	-14,7	3.320	-5,6	69.326	-14,3
Fuel/gas (*)	5.905	-41,0	8.527	-6,3	14.432	-24,5
Ciclo combinado	63.506	29,9	3.506	68,9	67.012	31,5
Régimen ordinario	220.873	3,7	15.353	4,5	236.226	3,7
- Consumos en generación	-8.907	-1,9	-863	0,6	-9.770	-1,7
Regimen especial	50.238	-0,7	645	-3,8	50.883	-0,8
Hidráulica	3.971	8,7	0	-	3.971	8,7
Eólica	22.631	10,2	293	-6,6	22.924	10,0
Otras renovables	4.049	2,3	135	-8,8	4.184	1,9
No renovables	19.587	-12,8	217	3,8	19.804	-12,7
Generación neta	262.204	3,0	15.135	4,3	277.339	3,1
- Consumos en bombeo	-5.261	-17,3	-	-	-5.261	-17,3
+ Intercambios internacionales	-3.280	144,1	-	-	-3.280	-
Demanda (b.c.)	253.664	2,8	15.135	4,3	268.799	2,9

(*) Incluye GICC (Elcogás)

en sucesivas ocasiones los máximos históricos de verano. Así, el récord de demanda de potencia media horaria se estableció el 11 de julio entre las 13 y 14 horas con 40.275 MW y el día 18 del

mismo mes se fijó el máximo histórico de de energía diaria con 826 GWh, valores superiores en un 4,5 % y 6,2 % respectivamente a los máximos del verano anterior.

Cobertura de la demanda

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó durante el 2006 en 4.664 MW, situándose al finalizar el año en 78.754 MW, lo que supone un incremento de la capacidad del sistema del 6,3 % respecto al año anterior.

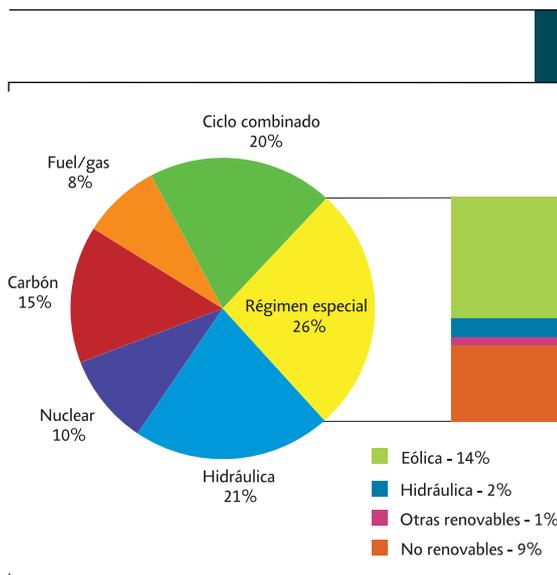
Este aumento de capacidad proviene en su mayor parte de la incorporación de 3.121 MW de seis nuevos grupos de ciclo combinado y de 1.250 MW de potencia eólica. En cuanto a las bajas, hay que destacar el cierre de la central nuclear José Cabrera de 160 MW de potencia.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aumentado su producción bruta un 3,7 % y han aportado el 81,9 % de la demanda. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han descendido conjuntamente un 0,7 %, rompiendo la tendencia de elevados crecimientos de los últimos años, con lo que su aportación a la cobertura de la demanda se ha estabilizado respecto al año anterior. El saldo de intercambios internacionales, exportador por tercer año consecutivo, se ha cubierto con 1,3 % de la producción.

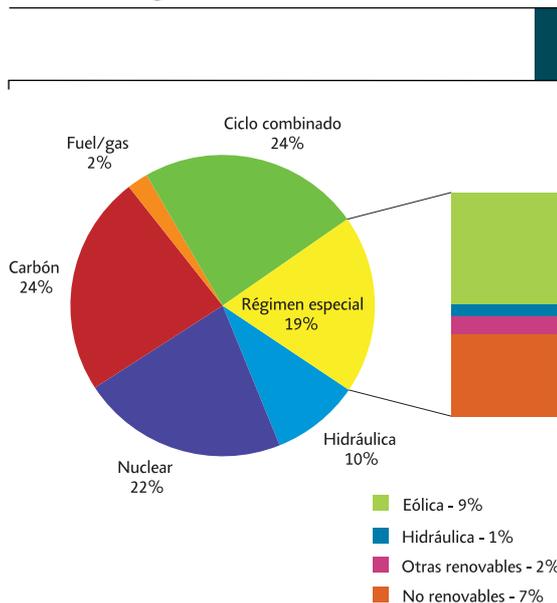
Régimen ordinario

La estructura de producción de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario ha variado sensiblemente respecto al año anterior. Los aspectos más destacables son los siguientes:

Potencia instalada a 31.12.06



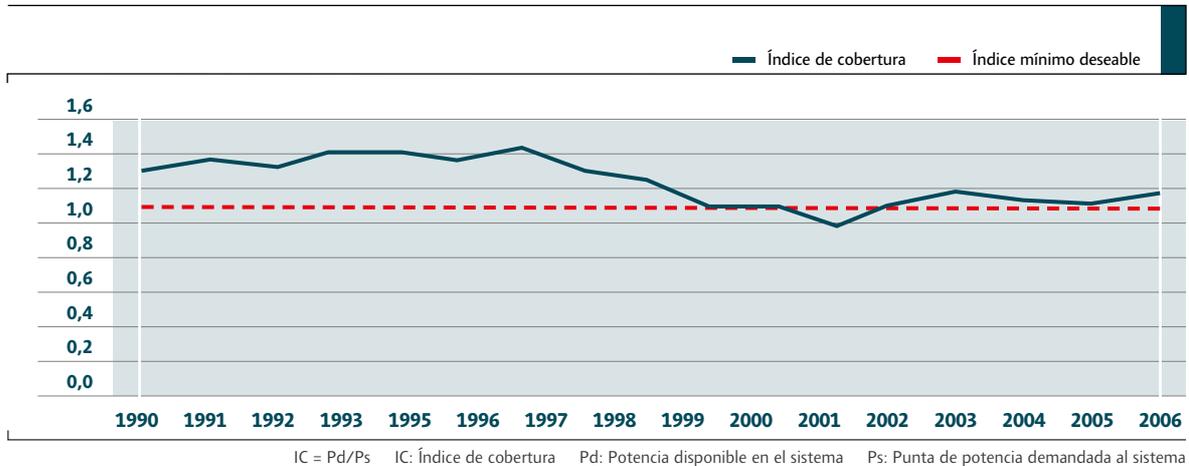
Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica (*)



(*) Incluye la demanda correspondiente al saldo exportador de intercambios internacionales que supone el 1,3% del total.

La generación de ciclo combinado ha experimentado un elevado incremento respecto al año anterior del 29,9 %, alcanzando un peso similar al que tienen los grupos nucleares y de

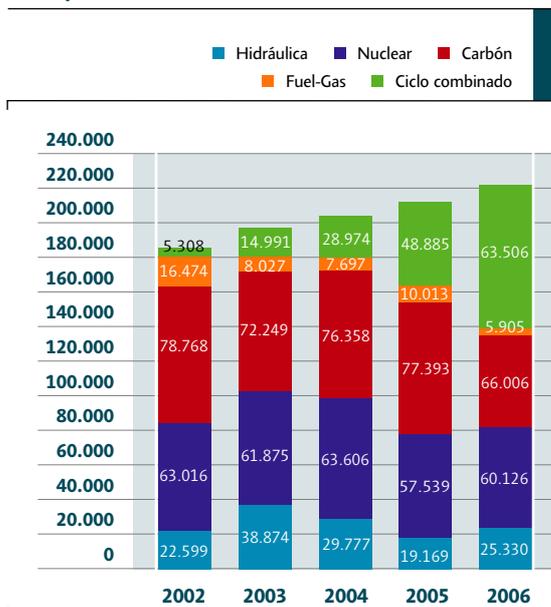
■ Evolución del índice de cobertura



carbón en la estructura de la producción, un 28,8 %, casi seis puntos porcentuales más que en el 2005.

Asimismo, la producción hidráulica aumentó un 32,1 %, aportando el 11,5 % de la

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



generación del régimen ordinario, dos puntos y medio porcentuales más que el año anterior.

Por su parte, la producción nuclear aumentó un 4,5 % respecto al 2005, cifra que representa el 27,2 % de la producción del régimen ordinario, valor muy similar al del año anterior.

Por el contrario, los grupos de carbón y fuel-gas han perdido peso en la estructura de producción del régimen ordinario con una contribución conjunta del 32,6 %, casi dieciocho puntos inferior a la alcanzada el año anterior.

Desde el punto de vista hidrológico, el 2006 ha sido un año seco en su conjunto, alcanzándose un producible hidráulico peninsular de 23.195 GWh, un 18 % inferior al valor histórico medio, pero un 79,8 % superior al registrado en el 2005, un año extremadamente seco.

La elevada hidraulicidad registrada en los meses de noviembre y diciembre produjo una mejora en el nivel de reservas hidroeléctricas peninsulares que se situaron al finalizar el año en un 55 % de su capacidad máxima, casi dieciocho puntos porcentuales superiores a las del 2005.

Régimen especial

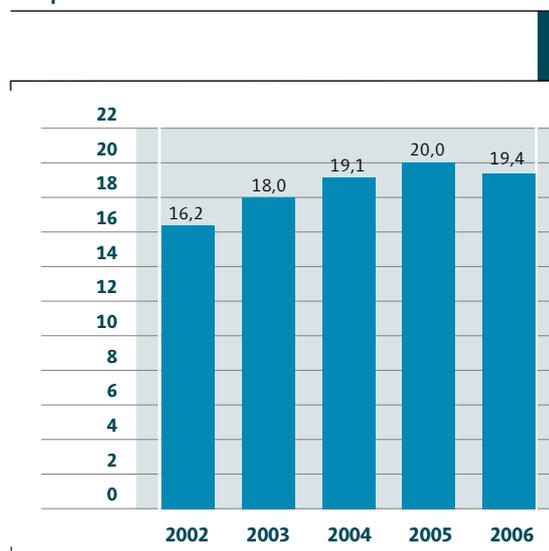
La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 19,4 % de la demanda en barras de central, 0,6 puntos porcentuales menos que en el 2005. Este descenso se debe a la menor aportación de las energías no renovables que durante este año han disminuido un 12,8 %.

Por el contrario, las energías renovables han experimentado un crecimiento del 8,9 % y han aportado el 61 % del total de la energía del régimen especial, 5,4 puntos porcentuales más que en el 2005. Este crecimiento es más acusado en la energía eólica, cuya aportación a la cobertura de la demanda peninsular se ha elevado este año al 9 %.

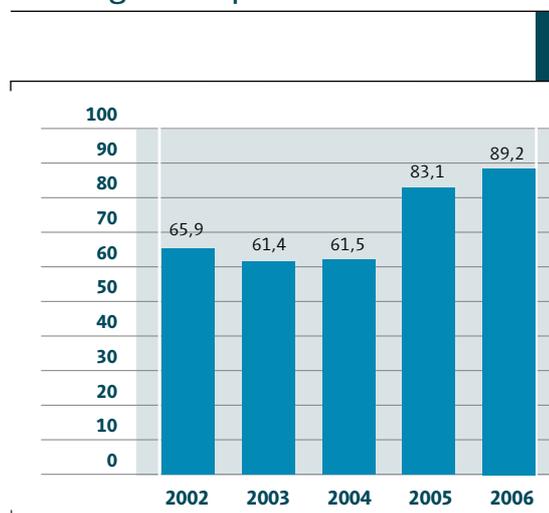
Hay que destacar que el progresivo protagonismo de la generación eólica ha dado lugar a que el 8 de diciembre esta energía cubriera el 25 % de la demanda de ese día, al registrarse un máximo histórico de producción eólica con una energía diaria de 164.138 MWh.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 89,18 €/MWh, un 7,3 % superior al del año anterior.

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



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

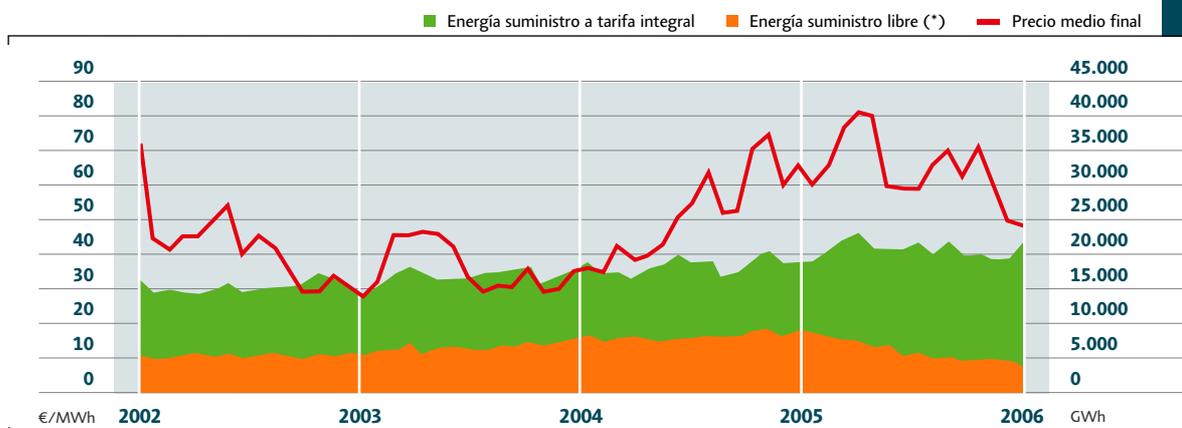


Datos provisionales. Fuente: CNE

Operación del sistema

Durante el 2006 la energía contratada en el mercado de generación (incluyendo bilaterales y excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 249.581 GWh,

■ Evolución de la energía mensual y precios mercado de producción



(*) Comercializadoras, clientes cualificados y agentes externos
 (**) Incluye bilaterales

un 7,7 % más que la del año anterior. De este total, el 26,6 % corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 73,4 % restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 65,81 €/MWh, un 5,4 % superior al registrado en el 2005.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 81,4 % del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 7,3 % y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales ha supuesto el 11,3 %.

En el mercado diario se han gestionado un total de 117.811 GWh, con un precio medio de 53,97 €/MWh. Respecto al año anterior,

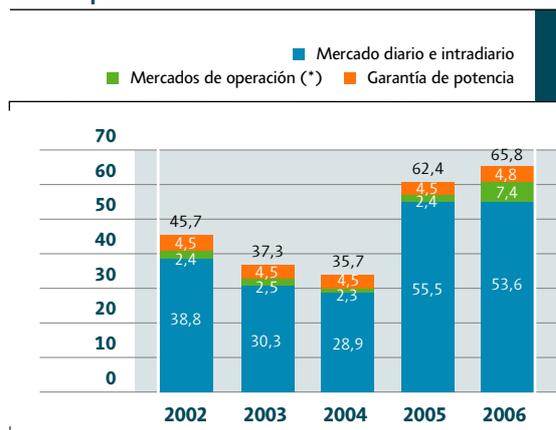
la energía adquirida en el mercado diario disminuyó un 47,2 % mientras que el precio se ha reducido en un 3 %. La entrada en vigor en marzo del RDL 3/2006 unida a la elevada cantidad de energía de comercializadoras que se ha retirado del mercado, ha causado que gran parte de la generación que hasta ahora se contrataba en el mercado diario e intradiario se haya visto desplazada, gestionándose a través de contratos bilaterales.

Según el RDL 3/2006, una vez cerrado el plazo de presentación de ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario y antes de la casación, el operador del mercado procederá a asimilar a contratos bilaterales físicos aquellas ofertas presentadas por sujetos pertenecientes a un mismo grupo empresarial por las cantidades coincidentes de venta y adquisición en el mismo período de programación.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 21.169 GWh del que un 29,2 % ha supuesto un aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario es de 45,61 €/MWh, un 15,5 % inferior al del mercado diario. La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía ha representado una disminución de 0,39 €/MWh.

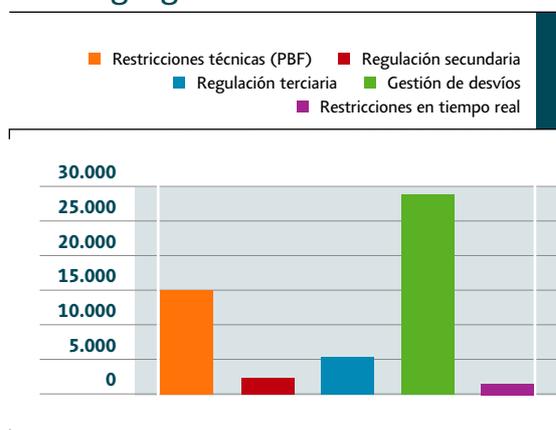
La energía gestionada en los mercados de operación en el 2006 ha sido de 53.483 GWh, un 365,1 % superior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. Este elevado incremento se debe principalmente a que durante la segunda mitad del 2006 la actuación excepcional de un agente del mercado ha originado que la demanda resultante en el programa base de funcionamiento haya resultado muy baja, provocando un fuerte incremento de la energía programada por restricciones técnicas (PBF) y en los mercados de operación, concretamente en el mercado de gestión de desvíos. La repercusión de estos mercados en el precio medio final de la energía ha sido de 7,20 €/MWh, lo que representa un 10,9 % del precio final, valor muy superior al 4,2 % del 2005.

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



La energía programada por solución de restricciones técnicas tras la casación del mercado diario ha sido de 15.349 GWh, un 396,2 % más que en el 2005, con una repercusión en el precio medio final de 2,15 €/MWh frente a los 0,55 €/MWh del año anterior.

■ Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)



En el 2006, la banda de regulación secundaria ha ascendido a 1.223 MW, con una repercusión en el precio medio final de 1,07 €/MWh, valor inferior en un 21,6 % respecto al 2005.

La gestión de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, así como la energía de solución de restricciones técnicas en tiempo real y

La energía asignada por gestión de desvíos han supuesto una repercusión de 3,98 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor muy superior a los 0,68 €/MWh del 2005.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2006 ha ascendido a 2.165 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.687 GWh, la energía de gestión de desvíos a 28.996 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.286 GWh.

Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados en el 2006 han ascendido a 20.938 GWh, valor superior en un 20 % al registrado en el 2005. Este incremento se ha debido al crecimiento del volumen tanto de los programas de exportación como de importación, con aumentos de un 29 % y un 9 %, respectivamente.

Utilización de los contratos de Red Eléctrica

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	1.747	66
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	-	15

(*) Nueva modalidad financiera de suministro del contrato de REE a EDF: 900 MWh. Utilización en "modalidad financiera" respecto a la energía preavisada por EDF.

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

Contratos de Red Eléctrica	1.747
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-5.005
Comercializadoras	71
Agentes productores	2.390
Agentes externos	2.686
Acciones coordinadas de balance	-17
Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español	0
Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español	0
Total	-3.275

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



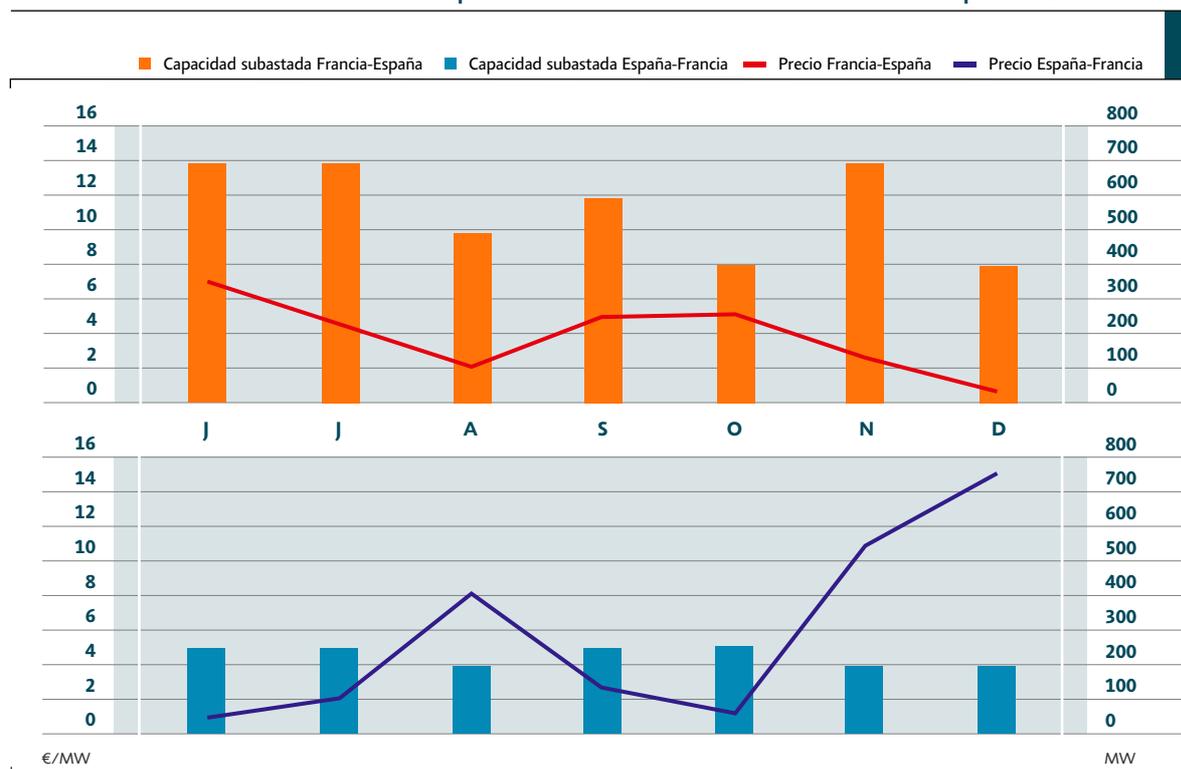
El saldo de los programas de intercambio ha mantenido por tercer año consecutivo el signo exportador, con un valor de 3.275 GWh, cifra superior en un 145 % respecto a la del 2005. Las principales causas de este elevado incremento son el aumento de las exportaciones a Marruecos y el menor saldo importador con Francia.

Del volumen total de programas de importación, 8.831 GWh, el 74 % se ha ejecutado a través de la interconexión con Francia (6.545 GWh), el 26 % a través de la interconexión con Portugal (2.276 GWh) y se han importado, además, 11 GWh a través de la interconexión con Marruecos.

Los programas de exportación han alcanzado un volumen de 12.106 GWh; un 64 % a través de la interconexión con Portugal (7.729 GWh), y un 18 % y un 17 % a través de las interconexiones con Francia y Marruecos, respectivamente, valores a los que se ha sumado la exportación de 229 GWh mediante la interconexión con Andorra.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales cabe destacar que, en sentido de flujo exportador, se ha registrado un aumento respecto al 2005 en las interconexiones con Marruecos y Francia, destacando la variación en la interconexión con

■ Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión Francia-España (Julio-diciembre)





Marruecos, que ha pasado de un valor medio del 24 % en el 2005 a un 54 % en el 2006. De sentido contrario ha sido la evolución del nivel de utilización de la interconexión con Portugal en sentido exportador, que desde un 76 % en el 2005 ha pasado a ser un 57 % en este año. Por otro lado, cabe destacar el descenso del nivel de utilización de la interconexión con Francia en sentido importador, con un promedio de un 76 % en el 2005 frente a un 50 % en 2006.

Por otro lado, el 1 de junio del 2006 comenzó la aplicación de un nuevo mecanismo coordinado de gestión de la interconexión Francia-España, establecido en el Anexo I de la Orden Ministerial ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para los intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

Este nuevo mecanismo consiste fundamentalmente en el establecimiento, en una primera fase, de un sistema de subastas explícitas en diferentes horizontes temporales para la asignación de derechos físicos de capacidad. Las subastas de capacidad mensuales y diarias tuvieron efecto para la programación del día 1 de junio del 2006 mientras que las subastas intradiarias de capacidad comenzaron el 11 de julio del 2006 para la programación del día siguiente.

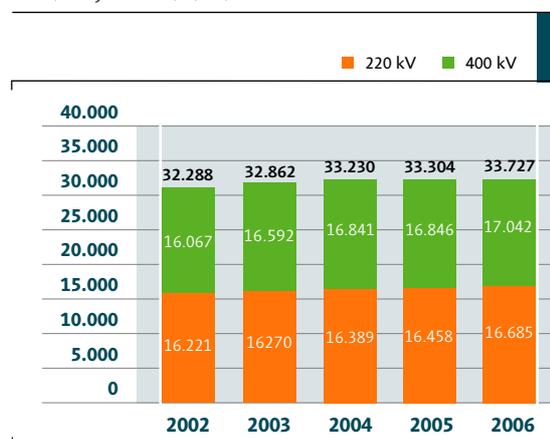
A finales del 2006, el número de sujetos autorizados para participar en las subastas de capacidad ascendió a un total de 22 de 8

países diferentes, 8 de ellos autorizados con posterioridad al 1 de junio. En el sentido Francia – España el precio máximo de capacidad correspondió a la subasta mensual de junio (6,94 €/MWh), mientras que en el sentido España – Francia el máximo precio marginal se registró en la correspondiente al mes de diciembre (15,6€/MWh). Hay que destacar que en los meses de junio y julio fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance de forma conjunta por los operadores de los sistemas francés y español (programas de intercambio en sentido contrario para garantizar los programas ya establecidos ante reducciones de capacidad).

Red de transporte

Durante el año la red de transporte se ha incrementado en 424 km, de los cuales 197 corresponden a circuitos de 400 kV y 227 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 1.200 MVA.

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



■ Evolución del sistema de transporte y transformación

		2002	2003	2004	2005	2006
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	15.782	16.308	16.548	16.808	17.005
	Otras empresas	285	285	293	38	38
	Total	16.067	16.592	16.841	16.846	17.042
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	11.145	11.168	11.386	16.213	16.424
	Otras empresas	5.077	5.102	5.003	245	261
	Total	16.221	16.270	16.389	16.458	16.685
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	27.916	32.566	37.216	54.272	55.472
	Otras empresas	14.856	14.856	14.256	800	800
	Total	42.772	47.422	51.472	55.072	56.272

Los datos del 2002 y 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

■ Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas	Total	Red Eléctrica	Resto empresas	Total
2002	0	803	803	0,00	2,01	2,01
2003	360	106	466	0,85	0,25	1,10
2004	840	409	1.250	1,88	0,92	2,80
2005	470	79	549	1,01	0,17	1,18
2006	870	65	936	1,81	0,14	1,95

(*) Los años 2003, 2004 y 2005 Red Eléctrica incluye los activos adquiridos
ENS: Energía no suministrada
TIM: Tiempo de interrupción medio

Calidad de servicio

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

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 98,27 %, ligeramente inferior a la registrada en el

2005, que fue del 98,35 %. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,24 %.

Durante el 2006 se registraron 40 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que ha supuesto un total de energía no suministrada de 936 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte ha sido de 1,95 minutos, muy inferior al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre.

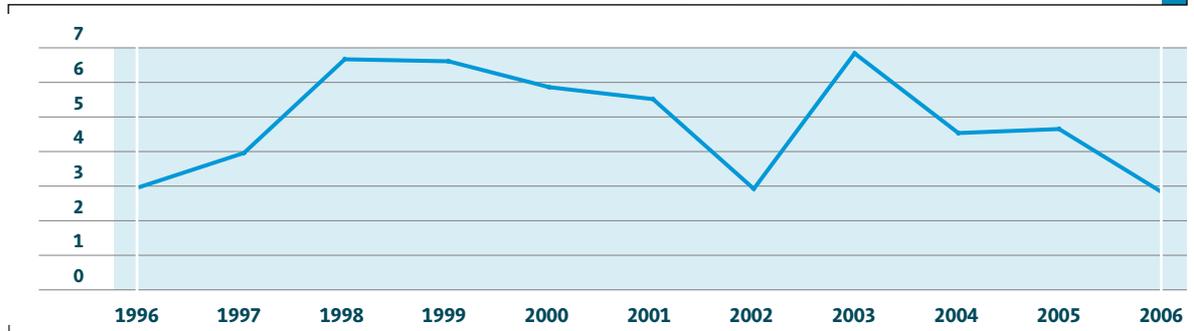


Sistema peninsular

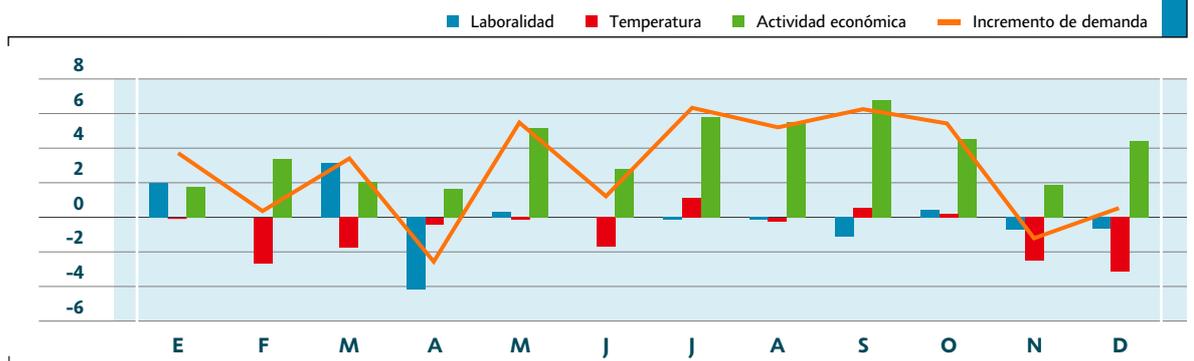
Demanda de energía eléctrica

- 20** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 20** Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 21** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 21** Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 22** Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria
- 22** 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 (%)



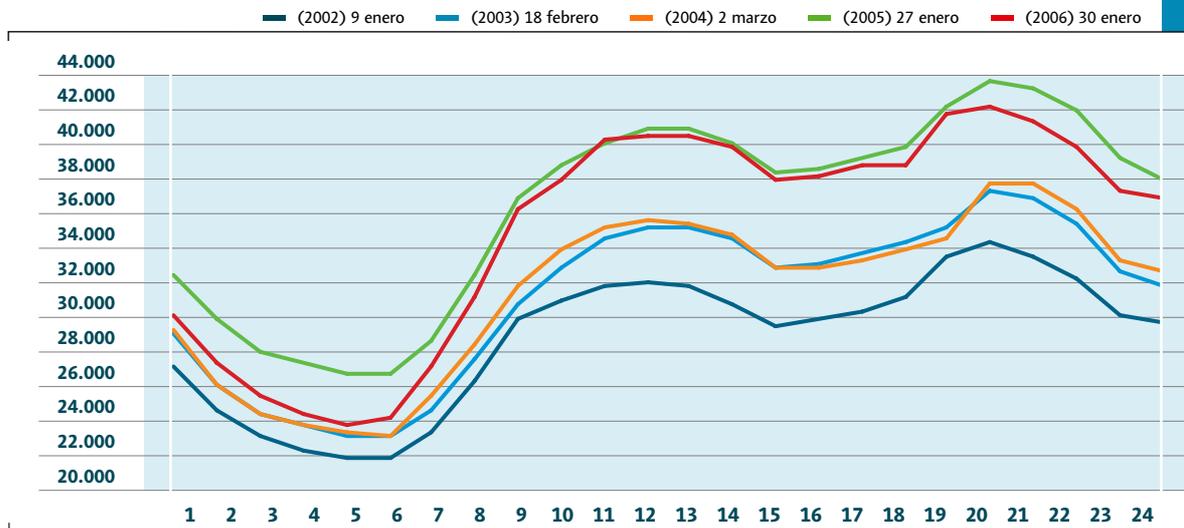
■ Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2002		2003		2004		2005		2006	
	GWh	%								
Enero	19.331	9,1	20.206	8,9	20.334	8,6	22.530	9,1	23.340	9,2
Febrero	16.985	8,0	18.769	8,3	19.482	8,3	21.053	8,5	21.135	8,3
Marzo	17.622	8,3	18.425	8,2	20.594	8,7	21.104	8,6	21.822	8,6
Abril	17.000	8,0	17.004	7,5	18.262	7,7	19.100	7,7	18.564	7,3
Mayo	17.172	8,1	17.751	7,9	18.519	7,8	19.256	7,8	20.284	8,0
Junio	17.361	8,2	18.913	8,4	19.384	8,2	20.563	8,3	20.799	8,2
Julio	18.454	8,7	20.073	8,9	20.653	8,8	21.573	8,7	22.977	9,1
Agosto	16.568	7,8	18.736	8,3	18.987	8,0	19.584	7,9	20.554	8,1
Septiembre	16.983	8,0	18.193	8,1	19.300	8,2	19.539	7,9	20.773	8,2
Octubre	17.646	8,3	18.747	8,3	19.135	8,1	19.278	7,8	20.299	8,0
Noviembre	17.885	8,5	18.898	8,4	20.212	8,6	20.703	8,4	20.420	8,0
Diciembre	18.509	8,8	20.135	8,9	21.138	9,0	22.541	9,1	22.697	8,9
Total	211.516	100,0	225.850	100,0	235.999	100,0	246.822	100,0	253.664	100,0

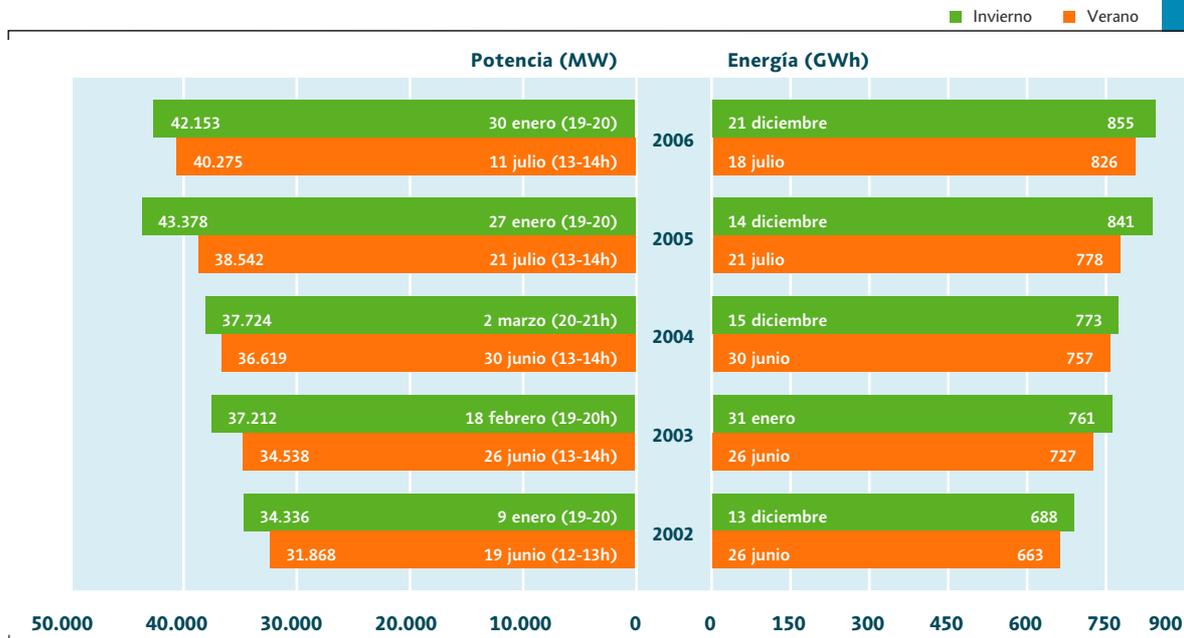
■ Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



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



■ Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria





2

Sistema peninsular

Cobertura de la demanda

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

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

	2002 9 enero 19-20h	2003 18 febrero 19-20h	2004 2 marzo 20-21h	2005 27 enero 19-20h	2006 30 enero 19-20h
Hidráulica	7.232	9.023	8.998	5.530	4.179
Hidráulica	5.422	7.564	7.663	3.907	3.088
Bombeo	1.810	1.459	1.335	1.623	1.091
Térmica	21.994	22.898	22.788	27.499	30.711
Nuclear	7.453	7.427	7.356	7.519	7.471
Carbón	9.807	9.276	8.455	9.302	9.314
Fuel/gas	4.734	3.596	2.904	3.704	3.567
Ciclo combinado	-	2.599	4.073	6.974	10.359
Total producción programa	29.226	31.921	31.786	33.029	34.890
Diferencias por regulación	-	-148	43	-223	-
Total régimen ordinario	29.226	31.773	31.829	32.806	34.890
Saldo físico interconexiones internacionales	459	458	116	1.436	77
Andorra	-91	-102	-94	-63	-69
Francia	550	285	855	1.349	147
Portugal	0	385	-463	150	-1
Marruecos	0	-110	-182	0	0
Régimen especial	4.651	4.981	5.780	9.136	7.186
Demanda (b.c.)	34.336	37.212	37.724	43.378	42.153

■ Balance de potencia instalada (MW)

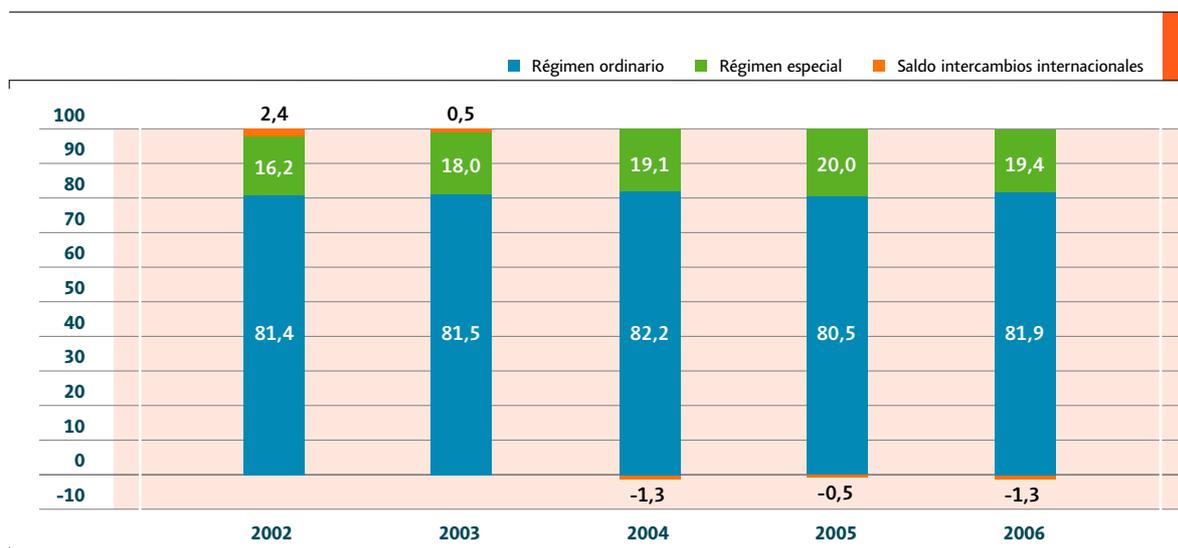
	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2002	2003	2004	2005	2006
Hidráulica convencional y mixta	13.867	13.930	13.930	13.930	13.930
Bombeo puro	2.719	2.727	2.727	2.727	2.727
Hidráulica	16.586	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.816	7.816	7.876	7.876	7.716
Hulla + antracita	6.088	6.088	6.088	5.947	5.947
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.565	11.565	11.565	11.424	11.424
Fuel/gas (*)	7.511	6.947	6.947	6.647	6.647
Ciclo combinado	3.136	4.347	8.233	12.224	15.500
Total régimen ordinario	46.615	47.333	51.279	54.829	57.945
Hidráulica	1.489	1.559	1.636	1.767	1.809
Eólica	4.950	6.220	8.442	9.890	11.140
Otras renovables	626	702	879	948	1.091
No renovables	6.143	6.365	6.490	6.656	6.769
Tota régimen especial	13.208	14.846	17.447	19.261	20.809
Total	59.823	62.179	68.726	74.090	78.754

(*) Incluye GICC (Elcogás)

■ Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	%2006/2005
Hidráulica	22.599	38.874	29.777	19.169	25.330	32,1
Nuclear	63.016	61.875	63.606	57.539	60.126	4,5
Carbón	78.768	72.249	76.358	77.393	66.006	-14,7
Fuel/gas	16.474	8.027	7.697	10.013	5.905	-41,0
Ciclo combinado	5.308	14.991	28.974	48.885	63.506	29,9
Régimen ordinario	186.165	196.015	206.412	212.999	220.873	3,7
- Consumos en generación	-8.421	-8.162	-8.649	-9.082	-8.907	-1,9
Régimen especial	35.401	41.412	45.868	50.606	50.238	-0,7
Hidráulica	3.771	4.942	4.596	3.653	3.971	8,7
Eólica	9.257	11.720	15.753	20.532	22.631	10,2
Otras renovables	2.830	2.946	3.038	3.958	4.049	2,3
No renovables	19.543	21.804	22.481	22.464	19.587	-12,8
Generación neta	213.144	229.265	243.631	254.524	262.204	3,0
- Consumos en bombeo	-6.957	-4.678	-4.605	-6.358	-5.261	-17,3
+ Intercambios internacionales	5.329	1.264	-3.027	-1.343	-3.280	144,1
Demanda (b.c.)	211.516	225.850	235.999	246.822	253.664	2,8

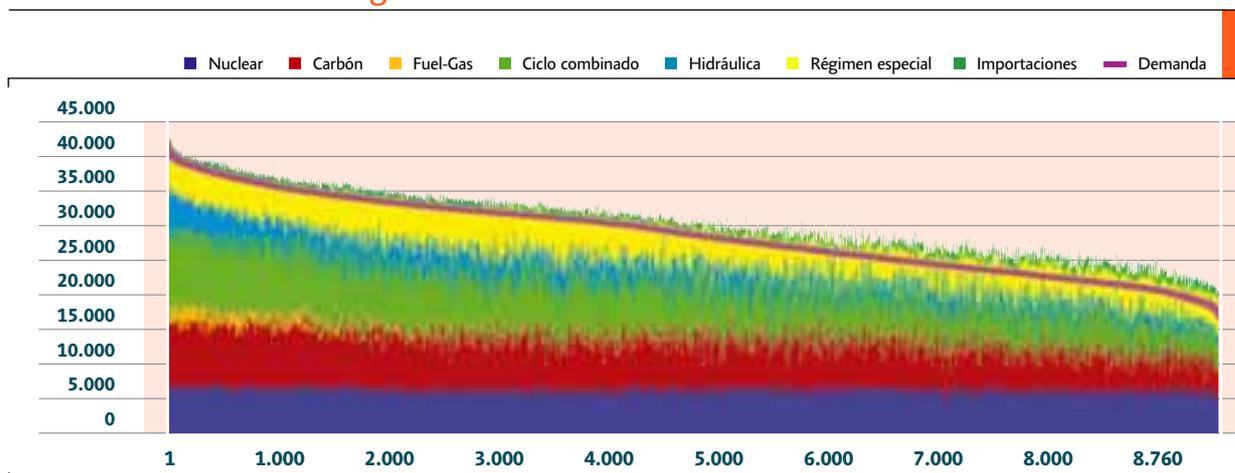
■ Estructura de la cobertura de la demanda en b.c. (%)



■ 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	1.679	1.277	2.748	2.464	2.020	1.538	1.666	1.158	1.313	1.726	3.002	4.737	25.330
Nuclear	5.661	5.105	5.304	3.714	4.506	5.078	5.023	5.420	4.523	4.857	5.313	5.622	60.126
Carbón	7.296	6.138	5.071	3.722	5.391	5.909	6.895	5.619	5.754	5.108	4.537	4.566	66.006
Fuel/Gas	824	677	331	323	249	571	1.082	377	821	376	148	126	5.905
Ciclo combinado	5.663	5.592	4.811	4.755	5.040	5.591	6.809	4.943	6.459	5.167	4.357	4.317	63.506
Régimen ordinario	21.124	18.789	18.267	14.978	17.207	18.687	21.475	17.518	18.870	17.233	17.357	19.368	220.873
- Consumos en generación	-861	-778	-725	-585	-671	-776	-881	-764	-785	-712	-676	-693	-8.907
Régimen especial	4.017	4.228	5.448	4.428	4.036	3.510	3.258	4.124	3.485	4.556	4.566	4.582	50.238
Hidráulica	388	308	546	486	344	236	216	169	155	298	365	459	3.971
Eólica	1.518	1.911	2.772	1.954	1.664	1.367	1.169	2.164	1.452	2.301	2.231	2.129	22.631
Otras renovables	352	321	349	346	331	345	332	340	330	335	328	341	4.049
No renovables	1.759	1.688	1.781	1.643	1.697	1.563	1.541	1.450	1.548	1.622	1.642	1.653	19.587
Generación neta	24.280	22.239	22.989	18.822	20.572	21.421	23.852	20.878	21.570	21.077	21.247	23.257	262.204
- Consumos bombeo	-575	-520	-368	-300	-306	-360	-497	-388	-487	-542	-542	-377	-5.261
+ Intercambios internacionales	-365	-584	-799	42	19	-262	-378	63	-311	-237	-285	-182	-3.280
Demanda (b.c.)	23.340	21.135	21.822	18.564	20.284	20.799	22.977	20.554	20.773	20.299	20.420	22.697	253.664

■ Curva monótona de carga (MW)





3

Sistema peninsular

Régimen ordinario

- 32 Variaciones de potencia en el equipo generador
- 32 Producción hidroeléctrica por cuencas
- 33 Energía producible hidráulica diaria durante 2006 comparada con el producible medio histórico
- 33 Energía producible hidroeléctrica mensual
- 34 Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
- 34 Valores extremos de las reservas
- 34 Producción hidroeléctrica en b.a.
- 35 Energía producible hidroeléctrica
- 35 Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
- 36 Reservas hidroeléctricas
- 36 Reservas hidroeléctricas en régimen anual
- 36 Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual
- 37 Producción en b.a. de las centrales de carbón
- 38 Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
- 39 Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
- 39 Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas
- 40 Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas
- 41 Producción en b.a. de las centrales de ciclo combinado
- 42 Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado
- 43 Producción en b.a. de los grupos nucleares
- 43 Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
- 44 Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
- 44 Comparación de la demanda diaria en b.a. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

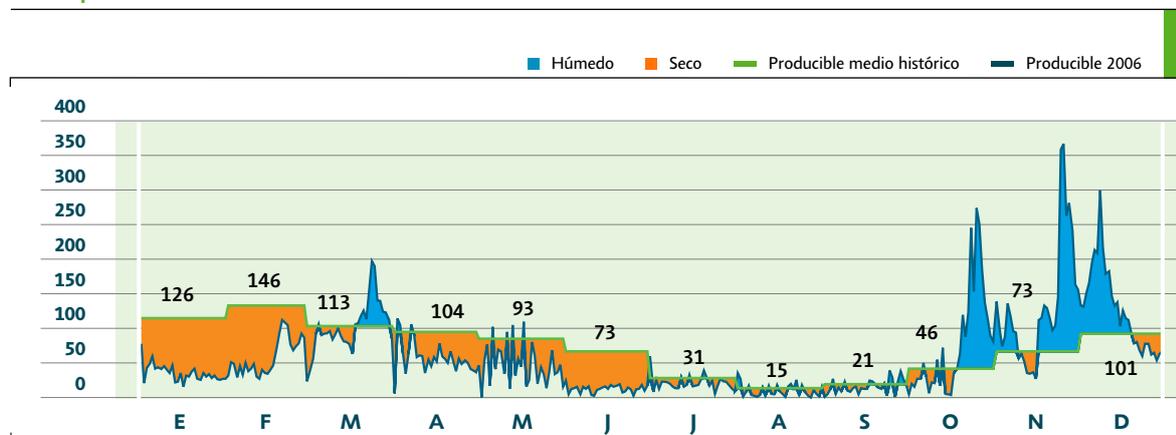
■ Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Aceca 3	Ciclo combinado	enero-06	41
Arcos 3	Ciclo combinado	abril-06	31
Besós 3	Ciclo combinado	enero-06	12
Cartagena 1	Ciclo combinado	enero-06	30
Cartagena 2	Ciclo combinado	enero-06	30
Cartagena 3	Ciclo combinado	enero-06	24
Castelnou	Ciclo combinado	junio-06	731
Colón 4	Ciclo combinado	diciembre-06	398
El Fangal 1	Ciclo combinado	noviembre-06	390
El Fangal 2	Ciclo combinado	noviembre-06	394
El Fangal 3	Ciclo combinado	noviembre-06	394
Escombreras 6	Ciclo combinado	noviembre-06	814
Palos 3	Ciclo combinado	marzo-06	14
Total altas			3.302
Aceca 4	Ciclo combinado	mayo-06	26
José Cabrera	Nuclear	abril-06	160
Total bajas			186
Saldo			3.116

■ Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia MW	Producción			Producibile		
		2005	2006	% 06/05	2005	2006	% 06/05
Norte	4.194	5.824	9.526	63,6	4.350	7.973	83,3
Duero	3.556	3.958	5.979	51,1	2.741	4.978	81,6
Tajo-Júcar-Segura	4.175	2.806	3.850	37,2	753	5.420	619,6
Guadiana	233	158	97	-38,8	108	35	-67,8
Guadalquivir-Sur	1.016	1.123	825	-26,5	421	303	-28,1
Ebro-Pirineo	3.483	5.301	5.054	-4,7	4.526	4.486	-0,9
Total	16.657	19.169	25.330	32,1	12.900	23.195	79,8

■ Energía producible hidráulica diaria durante 2006 comparada con el producible medio histórico (GWh)



■ Energía producible hidroeléctrica mensual

	2005				2006			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.387	1.387	0,35	0,35	1.203	1.203	0,31	0,31
Febrero	802	2.188	0,20	0,27	1.795	2.998	0,44	0,38
Marzo	1.435	3.623	0,40	0,31	3.494	6.491	1,00	0,57
Abril	2.098	5.721	0,66	0,39	1.902	8.394	0,61	0,58
Mayo	1.721	7.442	0,59	0,42	1.638	10.031	0,57	0,58
Junio	1.181	8.623	0,53	0,43	418	10.449	0,19	0,53
Julio	141	8.764	0,14	0,42	719	11.168	0,74	0,54
Agosto	256	9.020	0,51	0,42	352	11.521	0,73	0,55
Septiembre	244	9.264	0,39	0,42	528	12.049	0,86	0,56
Octubre	847	10.112	0,59	0,43	2.614	14.663	1,83	0,63
Noviembre	1.169	11.281	0,53	0,44	4.311	18.974	1,97	0,75
Diciembre	1.619	12.900	0,51	0,45	4.221	23.195	1,35	0,82

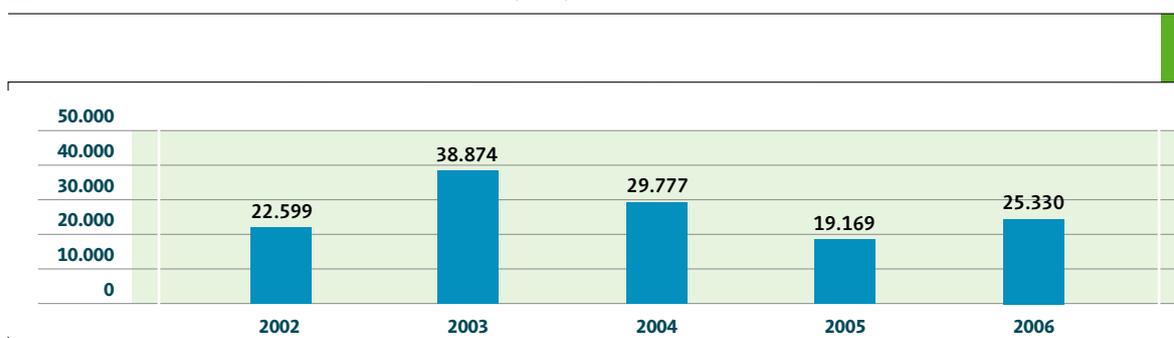
■ Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2005						2006					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.764	45	3.936	41	7.701	43	3.705	44	3.223	34	6.928	39
Febrero	3.743	45	3.768	39	7.510	42	3.971	48	3.347	35	7.319	41
Marzo	3.912	47	3.682	39	7.594	42	5.219	62	3.803	40	9.021	50
Abril	4.589	55	3.548	37	8.137	45	5.314	64	4.057	43	9.372	52
Mayo	4.750	57	3.467	36	8.217	46	4.867	58	4.087	43	8.954	50
Junio	4.284	51	3.245	34	7.529	42	4.412	53	3.990	42	8.402	47
Julio	3.545	42	3.105	33	6.650	37	3.716	44	3.836	40	7.552	42
Agosto	2.967	36	2.838	30	5.804	32	3.302	39	3.721	39	7.024	39
Septiembre	2.587	31	2.781	29	5.368	30	2.924	34	3.665	38	6.589	36
Octubre	2.790	33	2.841	30	5.630	31	3.906	46	3.996	42	7.902	44
Noviembre	3.113	37	2.983	31	6.095	34	5.833	70	4.401	46	10.233	57
Diciembre	3.509	42	3.139	33	6.649	37	5.357	64	4.494	47	9.851	55

■ Valores extremos de las reservas

		2006			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.183	11 diciembre	73,8	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	4.601	11 diciembre	48,2	abril de 1979	91,1
	Conjunto	10.784	11 diciembre	60,2	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	2.909	10 octubre	34,0	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.154	5 enero	33,0	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	6.567	3 octubre	36,3	octubre de 1995	23,6

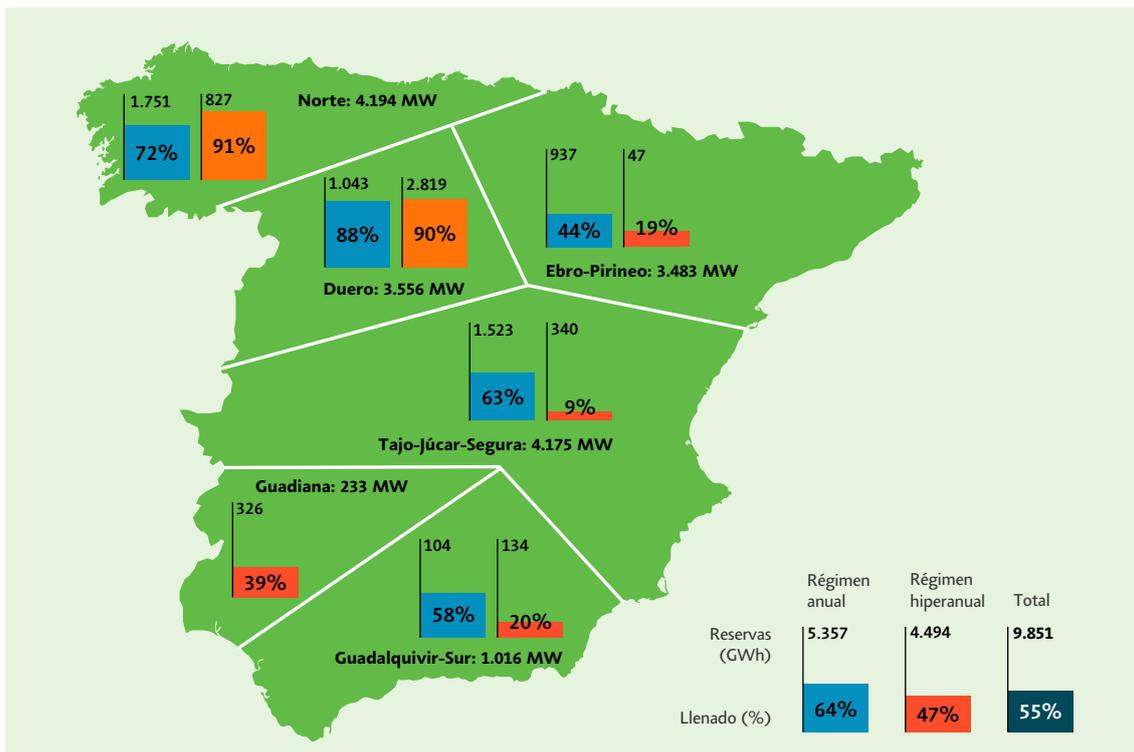
■ Producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



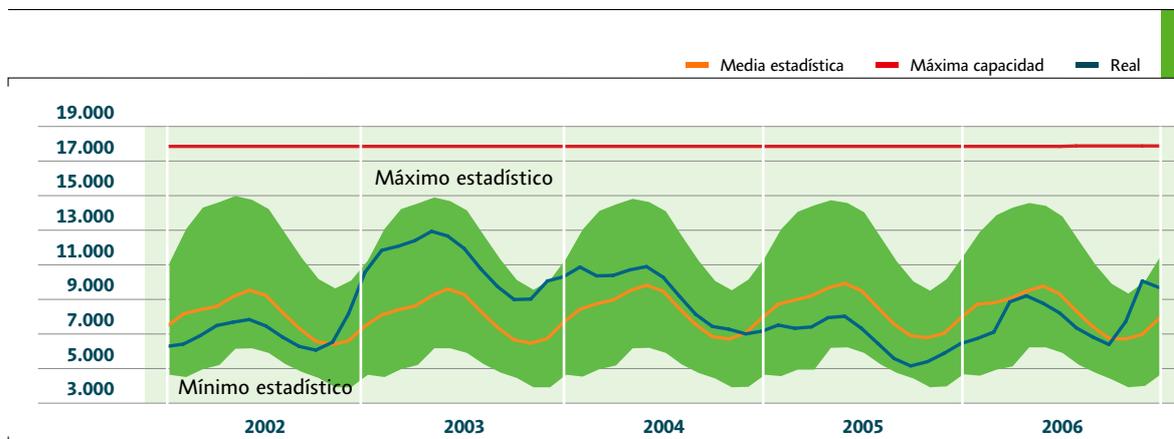
■ Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2002	20.895	0,72	87%
2003	33.213	1,15	30%
2004	22.693	0,79	80%
2005	12.900	0,45	100%
2006	23.195	0,82	74%

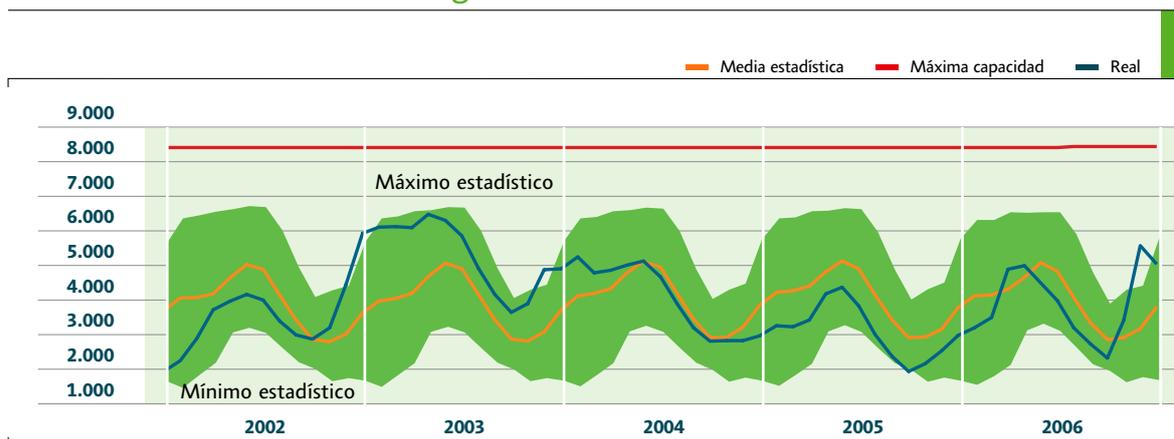
■ Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



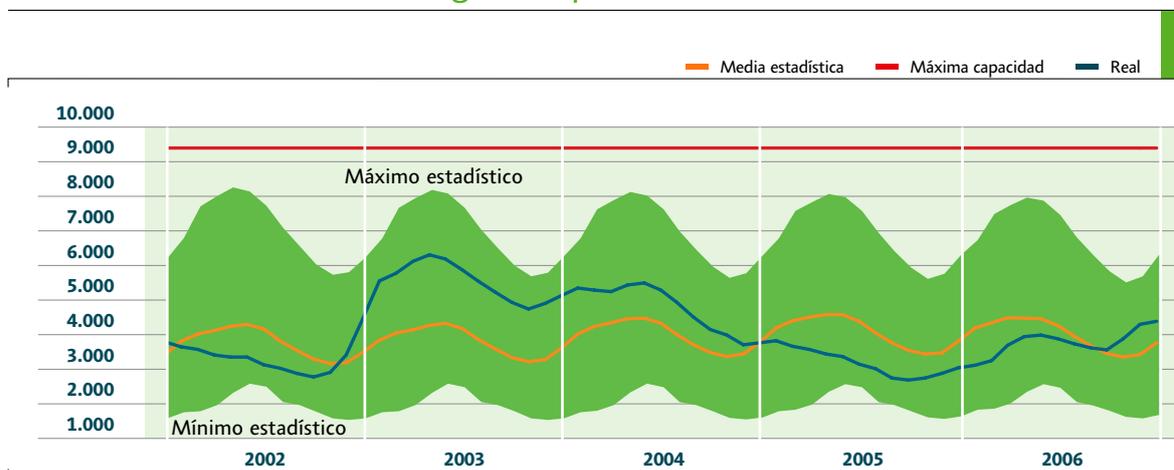
Reservas hidroeléctricas (GWh)



Reservas hidroeléctricas en régimen anual (GWh)



Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual (GWh)



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

Centrales	Potencia MW	2005		2006		% 06/05
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	7.221	9,3	6.342	9,6	-12,2
Anllares	365	2.616	3,4	2.266	3,4	-13,4
Compostilla II	1.171	8.428	10,9	6.563	9,9	-22,1
Guardo	516	2.970	3,8	2.369	3,6	-20,2
La Robla	655	4.613	6,0	3.896	5,9	-15,5
Lada	513	2.925	3,8	1.806	2,7	-38,3
Narcea	595	3.306	4,3	2.808	4,3	-15,1
Puentenuevo 3	324	2.424	3,1	1.589	2,4	-34,4
Puertollano	221	1.325	1,7	664	1,0	-49,9
Soto de la Ribera	671	4.588	5,9	4.108	6,2	-10,5
Total hulla+antracita	5.947	40.416	52,2	32.412	49,1	-19,8
Litoral de Almería	1.159	8.432	10,9	7.180	10,9	-14,8
Los Barrios	568	3.989	5,2	3.691	5,6	-7,5
Pasajes	217	1.499	1,9	1.256	1,9	-16,2
Total carbón importado	1.944	13.920	18,0	12.127	18,4	-12,9
Cercs	160	993	1,3	1.103	1,7	11,1
Escatrón	80	47	0,1	3	0,0	-93,4
Escucha	160	1.052	1,4	994	1,5	-5,5
Teruel	1.102	7.688	9,9	6.540	9,9	-14,9
Total lignito negro	1.502	9.780	12,6	8.640	13,1	-11,7
Meirama	563	3.651	4,7	3.292	5,0	-9,8
Puentes García Rodríguez	1.468	9.626	12,4	9.534	14,4	-1,0
Total lignito pardo	2.031	13.277	17,2	12.826	19,4	-3,4
Total	11.424	77.393	100,0	66.006	100,0	-14,7

■ 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	2.736	8.598	87,4	88,4	0,0	1,0	99,0
Aboño 2	556	3.606	7.226	87,6	89,8	13,2	2,5	84,3
Anllares	365	2.266	7.522	71,2	82,5	0,0	0,7	99,3
Compostilla 2	141	582	4.761	47,4	86,7	0,0	0,9	99,1
Compostilla 3	330	1.863	6.362	79,0	88,7	15,9	2,7	81,4
Compostilla 4	350	2.061	7.095	68,5	83,0	0,0	2,1	97,9
Compostilla 5	350	2.056	7.027	69,4	83,6	1,1	2,6	96,3
Guardo 1	155	475	3.970	39,2	77,2	7,8	3,3	88,9
Guardo 2	361	1.894	6.562	61,2	80,0	0,0	2,4	97,6
Lada 3	155	483	4.792	36,9	65,0	0,0	3,8	96,2
Lada 4	358	1.323	4.993	54,1	74,0	13,2	9,1	77,7
Narcea 1	65	32	857	5,7	57,4	0,0	2,0	98,0
Narcea 2	166	676	5.482	47,8	74,3	0,0	3,0	97,0
Narcea 3	364	2.101	6.908	79,1	83,6	10,1	6,8	83,1
Puertollano	221	664	3.846	49,9	78,1	4,4	27,0	68,6
Puentenuevo 3	324	1.589	5.734	61,0	85,5	4,0	4,5	91,5
La Robla 1	284	1.605	7.031	66,2	80,4	0,0	2,8	97,2
La Robla 2	371	2.291	7.741	77,1	79,8	0,0	8,8	91,2
Soto de la Ribera 1	67	36	728	7,2	73,8	0,0	14,9	85,1
Soto de la Ribera 2	254	1.591	7.355	72,5	85,2	0,0	1,6	98,4
Soto de la Ribera 3	350	2.482	8.288	83,4	85,6	0,0	3,2	96,8
Total hulla+antracita	5.947	32.412	6.551	68,0	83,2	4,2	4,5	91,3
Los Barrios	568	3.691	7.746	80,9	83,9	5,9	2,7	91,4
Litoral de Almería 1	577	3.918	7.880	83,4	86,2	0,0	7,3	92,7
Litoral de Almería 2	582	3.262	7.020	73,9	79,8	8,0	5,7	86,3
Pasajes	217	1.256	7.375	66,6	78,5	0,0	1,1	98,9
Total carbón importado	1.944	12.127	7.527	78,0	82,9	4,1	4,8	91,1
Cercs	160	1.103	7.365	88,8	93,6	0,1	11,5	88,4
Escucha	160	994	7.170	80,4	86,6	3,8	8,2	88,0
Escatrón	80	3	86	0,8	43,6	0,0	48,2	51,8
Teruel 1	368	2.105	7.163	67,3	79,9	0,0	3,3	96,7
Teruel 2	368	2.225	7.542	70,5	80,2	0,0	2,4	97,6
Teruel 3	366	2.210	7.271	70,6	83,0	0,0	2,6	97,4
Total lignito negro	1.502	8.640	6.928	70,2	83,0	0,4	6,4	93,2
Meirama	563	3.292	7.557	68,5	77,4	0,0	2,8	97,2
Puentes 1	369	2.712	7.943	85,3	92,5	0,0	1,9	98,1
Puentes 2	366	2.805	8.294	88,2	92,4	0,0	1,1	98,9
Puentes 3	366	1.793	5.361	87,8	91,4	34,9	1,6	63,5
Puentes 4	367	2.224	7.117	70,6	85,1	0,0	2,3	97,7
Total lignito pardo	2.031	12.826	7.285	78,4	86,7	6,3	2,0	91,7
Total	11.424	66.006	6.897	71,8	83,8	4,1	4,4	91,6

(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

	2005		2006		% 06/05
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	30.981	40,0	26.514	40,2	-14,4
Hulla + antracita	20.956	27,1	18.018	27,3	-14,0
Lignito negro	4.607	6,0	3.995	6,1	-13,3
Lignito pardo	5.418	7,0	4.501	6,8	-16,9
Carbón importado	44.450	57,4	36.774	55,7	-17,3
Total carbón	75.431	97,5	63.288	95,9	-16,1
Combustibles de apoyo	1.962	2,5	2.718	4,1	38,5
Fuel	447	0,6	1.559	2,4	248,8
Gas natural	191	0,2	104	0,2	-45,8
Gas siderúrgico	1.324	1,7	1.056	1,6	-20,3
Total	77.393	100,0	66.006	100,0	-14,7

■ Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas

Centrales	Potencia MW	2005		2006		% 06/05
		GWh	%	GWh	%	
Aceca	628	1.030	10,3	917	15,5	-11,0
Algeciras	753	1.105	11,0	277	4,7	-74,9
Castellón	1.084	1.117	11,2	762	12,9	-31,8
C.Colón	308	176	1,8	35	0,6	-80,2
Escombreras	578	948	9,5	204	3,5	-78,5
Foix	520	1.370	13,7	938	15,9	-31,5
GICC-PL ELCOGAS	320	1.544	15,4	1.456	24,7	-5,7
Sabón	470	668	6,7	382	6,5	-42,9
S. Adrián	1.050	1.040	10,4	279	4,7	-73,1
Santurce	936	1.014	10,1	655	11,1	-35,4
Total	6.647	10.013	100	5.905	100,0	-41,0

Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 1	314	550	6.221	21,3	28,1	0,0	6,4	93,6
Aceca 2	314	367	4.431	14,0	26,4	3,7	1,2	95,1
Algeciras 1	220	89	1.107	5,3	36,6	0,0	12,8	87,2
Algeciras 2	533	188	921	4,5	38,2	0,0	10,3	89,7
Castellón 1	542	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 2	542	762	3.481	16,9	40,4	0,0	5,4	94,6
C.Colón 2	148	35	511	2,9	46,2	0,0	6,4	93,6
C.Colón 3	160	0	0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Escombreras 4	289	99	791	4,1	43,2	0,0	4,1	95,9
Escombreras 5	289	105	867	4,6	42,1	0,0	8,8	91,2
Foix	520	938	3.831	20,7	47,1	0,0	0,9	99,1
GICC-PL ELCOGAS	320	1.456	5.912	75,7	77,0	13,5	18,1	68,4
Sabón 1	120	22	275	2,5	66,3	18,4	0,2	81,4
Sabón 2	350	360	2.661	17,0	38,7	12,5	18,8	68,7
S. Adrián 1	350	84	783	3,1	30,7	5,8	6,1	88,1
S. Adrián 2	350	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
S. Adrián 3	350	195	1.142	6,5	48,8	0,0	3,0	97,0
Santurce 1	377	230	1.053	7,6	58,0	0,0	8,0	92,0
Santurce 2	542	425	1.880	9,3	41,7	3,7	0,7	95,6
Santurce 3	17	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Total	6.647	5.905	2.025	13,4	43,9	4,8	19,5	75,7

(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 ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2005		2006		% 06/05
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.040	2,1	1.231	1,9	18,4
Aceca 4	374	10	0,0	1.558	2,5	-
Amorebieta	749	2.687	5,5	3.150	5,0	17,2
Arcos 1	396	1.706	3,5	1.235	1,9	-27,6
Arcos 2	379	1.803	3,7	1.348	2,1	-25,3
Arcos 3	844	74	0	2.774	4,4	-
Arrúbal 1	393	1.973	4,0	2.284	3,6	15,7
Arrúbal 2	397	1.932	4,0	2.367	3,7	22,5
Bahía de Bizkaia	800	4.177	8,5	4.413	6,9	5,7
Besós 3	412	2.330	4,8	2.403	3,8	3,1
Besós 4	400	1.924	3,9	2.567	4,0	33,4
Campo Gibraltar 1	393	2.050	4,2	1.891	3,0	-7,8
Campo Gibraltar 2	388	2.065	4,2	1.904	3,0	-7,8
Cartagena 1	425	210	0,4	2.776	4,4	-
Cartagena 2	425	148	0,3	2.464	3,9	-
Cartagena 3	419	125	0,3	2.510	4,0	-
Castejón 1	393	2.149	4,4	1.724	2,7	-19,8
Castejón 2	378	1.525	3,1	1.329	2,1	-12,8
Castellón 3	800	3.752	7,7	3.239	5,1	-13,7
Castelnou	731	-	-	1.790	2,8	-
Colón 4	398	-	-	640	1,0	-
El Fangal 1	390	-	-	186	0,3	-
El Fangal 2	394	-	-	153	0,2	-
El Fangal 3	394	-	-	108	0,2	-
Escombreras 6	814	-	-	718	1,1	-
Palos 1	401	2.320	4,7	2.383	3,8	2,7
Palos 2	396	1.815	3,7	2.276	3,6	25,4
Palos 3	398	1.040	2,1	2.520	4,0	142,3
San Roque 1	397	2.079	4,3	2.356	3,7	13,3
San Roque 2	400	2.799	5,7	2.164	3,4	-22,7
Santurce 4	400	2.007	4,1	1.247	2,0	-37,9
Tarragona Endesa	400	2.801	5,7	1.910	3,0	-31,8
Tarragona Power	424	2.344	4,8	1.887	3,0	-19,5
Total	15.500	48.885	100	63.506	100	29,9

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 3	400	1.231	4.144	54,6	74,3	2,2	33,6	64,2
Aceca 4	374	1.558	5.124	57,7	81,3	3,6	14,1	82,3
Amorebieta	749	3.150	5.094	49,1	82,6	0,0	2,4	97,6
Arcos 1	396	1.235	4.092	36,4	76,3	1,3	1,1	97,6
Arcos 2	379	1.348	4.494	41,4	79,1	0,0	2,2	97,8
Arcos 3	844	2.774	6.552	41,4	50,2	0,0	9,6	90,4
Arrúbal 1	393	2.284	6.901	68,7	84,2	0,0	3,7	96,3
Arrúbal 2	397	2.367	7.107	70,3	83,9	0,0	3,5	96,5
Bahía de Bizkaia	800	4.413	7.909	64,5	69,7	2,1	0,5	97,4
Besós 3	412	2.403	7.716	68,8	75,6	1,3	2,2	96,5
Besós 4	400	2.567	7.452	78,5	86,1	0,0	6,9	93,1
Campo de Gibraltar 1	393	1.891	7.008	56,0	68,7	0,0	2,1	97,9
Campo de Gibraltar 2	388	1.904	7.052	57,3	69,6	1,9	0,6	97,5
Cartagena 1	425	2.776	7.867	76,6	83,1	0,0	2,8	97,2
Cartagena 2	425	2.464	7.054	67,6	82,3	0,0	2,3	97,7
Cartagena 3	419	2.510	7.072	69,8	84,7	0,0	2,4	97,6
Castejón 1	393	1.724	6.773	57,4	64,8	0,0	12,9	87,1
Castejón 2	378	1.329	4.425	40,7	79,5	0,0	1,5	98,5
Castellón 3	800	3.239	7.073	53,0	57,2	10,9	2,1	87,0
Castelnou	731	1.790	3.673	28,9	66,7	0,0	3,7	96,3
Colón 4	398	640	2.401	18,5	67,0	0,0	1,2	98,8
El Fangal 1	390	186	636	5,5	75,0	0,0	0,6	99,4
El Fangal 2	394	153	492	4,4	78,9	0,0	0,0	100,0
El Fangal 3	394	108	363	3,1	75,5	0,0	0,0	100,0
Escombreras 6	814	718	1.992	10,1	44,3	0,0	1,0	99,0
Palos 1	401	2.383	7.675	69,1	77,4	1,9	0,3	97,8
Palos 2	396	2.276	7.150	65,7	80,5	0,0	0,3	99,7
Palos 3	398	2.520	7.818	73,5	81,0	0,0	1,9	98,1
San Roque 1	397	2.356	6.896	77,3	86,1	0,0	12,6	87,4
San Roque 2	400	2.164	6.864	64,8	78,8	0,0	4,9	95,1
Santurce 4	400	1.247	4.251	37,5	73,3	0,0	5,4	94,6
Tarragona Endesa	400	1.910	5.704	75,5	83,7	23,8	4,2	72,0
Tarragona Power	424	1.887	5.778	53,1	77,0	1,9	2,7	95,4
Total	15.500	63.506	5.537	49,8	74,0	1,8	4,5	93,8

(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 los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2005		2006		% 06/05
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.823	13,6	7.446	12,4	-4,8
Almaraz II	983	8.537	14,8	7.493	12,5	-12,2
Ascó I	1.028	8.018	13,9	7.772	12,9	-3,1
Ascó II	1.027	7.752	13,5	8.379	13,9	8,1
Cofrentes	1.085	7.030	12,2	9.219	15,3	31,1
José Cabrera (*)	-	1.161	2,0	417	0,7	-64,1
Garoña	466	3.678	6,4	3.837	6,4	4,3
Trillo I	1.066	8.645	15,0	8.243	13,7	-4,7
Vandellós II	1.087	4.894	8,5	7.319	12,2	49,5
Total	7.716	57.539	100,0	60.126	100,0	4,5

(*) Baja en abril 2006

■ 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	7.446	7.835	98,0	97,6	9,3	1,9	88,8
Almaraz II	983	7.493	7.747	97,8	98,4	6,6	4,7	88,7
Ascó I	1.028	7.772	7.972	97,8	94,8	9,3	2,7	88,0
Ascó II	1.027	8.379	8.335	97,6	97,9	0,0	4,8	95,2
Cofrentes	1.085	9.219	8.491	100,0	100,0	2,4	0,9	96,7
José Cabrera (*)	-	417	2.879	29,7	90,5	0,0	0,0	100,0
Garoña	466	3.837	8.489	98,4	97,0	0,0	4,7	95,3
Trillo I	1.066	8.243	7.792	96,0	99,2	0,0	8,3	91,7
Vandellós II	1.087	7.319	7.022	91,8	95,9	8,2	8,3	83,5
Total	7.716	60.126	7.920	97,7	98,4	4,7	4,5	90,8

(*) Baja en abril 2006

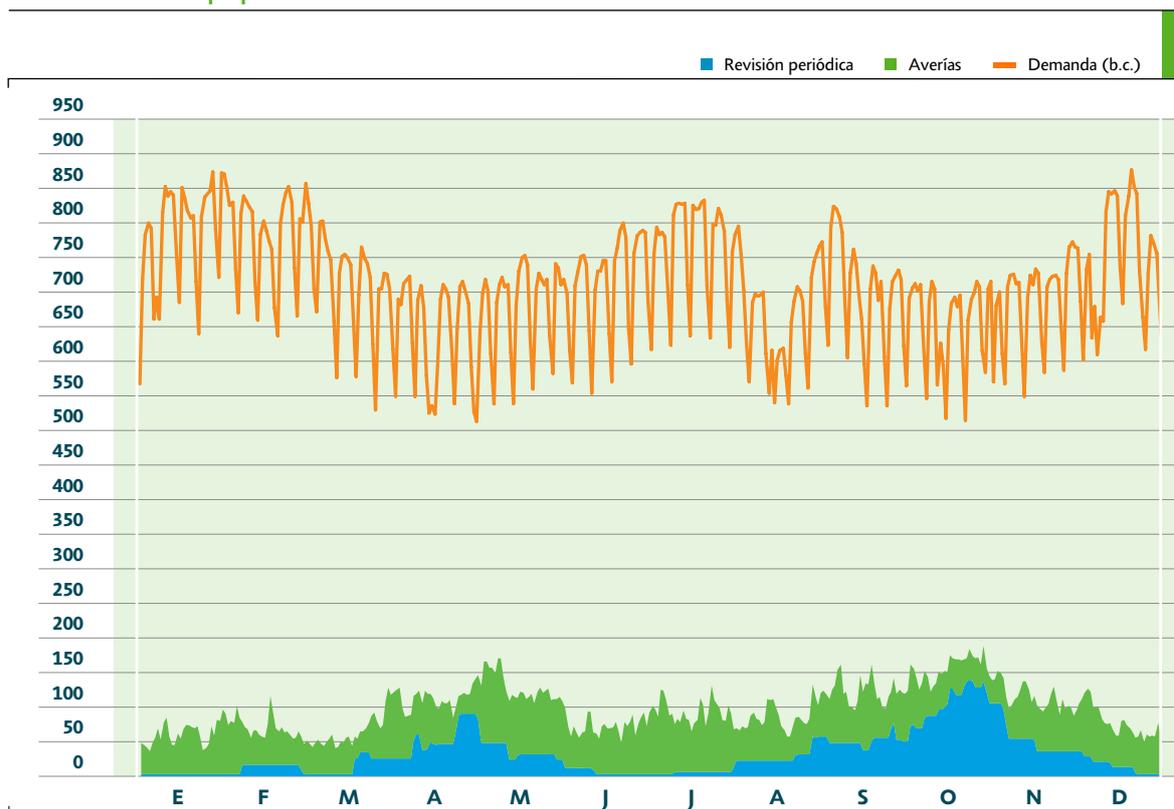
- (1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible.
 (2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la 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 (%)	
	2005	2006	2005	2006
Nuclear	97,5	97,7	85,3	90,8
Carbón	84,7	71,8	91,1	91,6
Hulla+antracita	84,1	68,0	92,0	91,3
Lignito pardo	88,5	78,4	84,1	91,7
Lignito negro	78,9	70,2	94,0	93,2
Carbón importado	87,4	78,0	93,3	91,1
Fuel/Gas (*)	22,6	13,4	76,0	75,7
Ciclo Combinado	51,0	49,8	89,3	93,8
Total térmicas	65,7	49,6	86,5	89,6

(*) Incluye GICC (Elcogás)

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



4

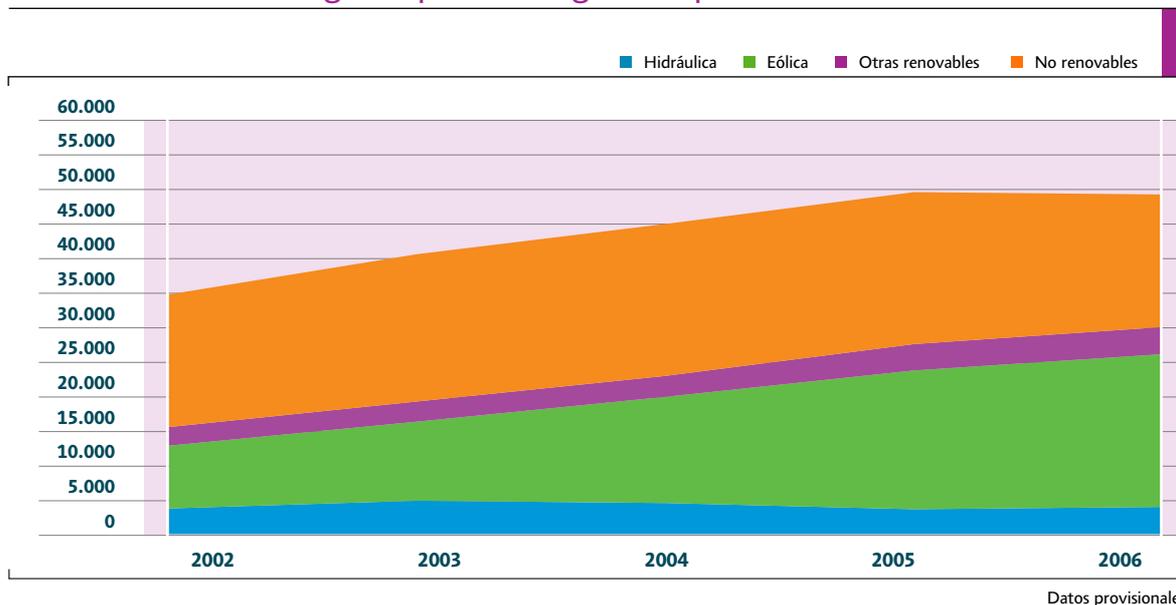
Sistema peninsular

Régimen especial



- 48** Evolución de la energía adquirida al régimen especial
- 48** Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible
- 49** Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible
- 49** Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible

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

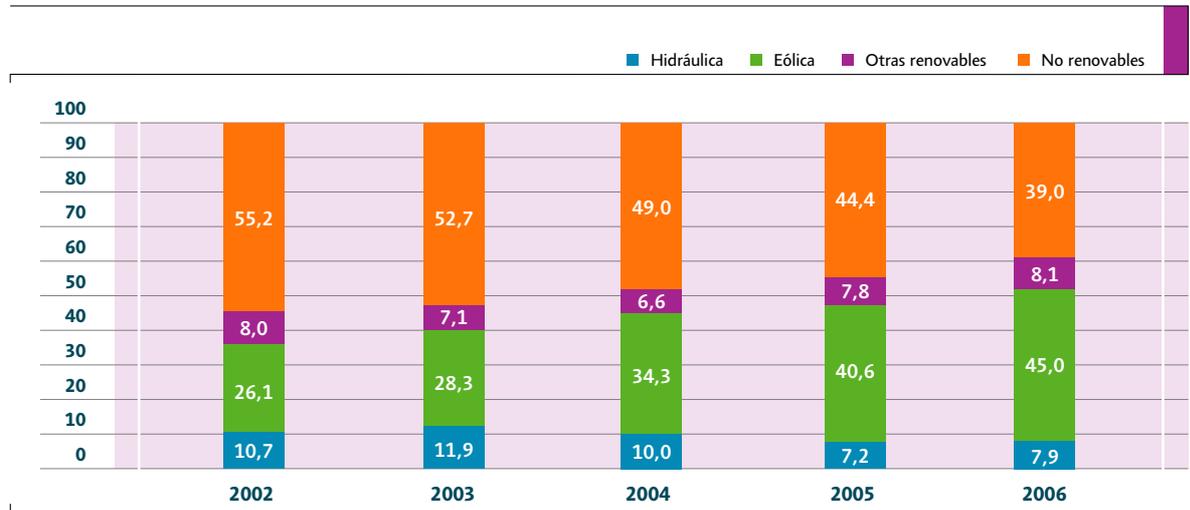


■ Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible (GWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	% 06/05
Renovables	15.858	19.608	23.387	28.143	30.651	8,9
Hidráulica	3.771	4.942	4.596	3.653	3.971	8,7
Eólica	9.257	11.720	15.753	20.532	22.631	10,2
Otras renovables	2.830	2.946	3.038	3.958	4.049	2,3
Biomasa	1.659	1.622	1.639	2.072	2.167	4,5
R.S. Industriales	814	838	725	818	820	0,3
R.S. Urbanos	352	477	657	1.028	966	-6,1
Solar	5	9	17	39	97	149,8
No renovables	19.543	21.804	22.481	22.464	19.587	-12,8
Calor residual	152	160	201	293	262	-10,9
Carbón	223	571	716	693	748	7,9
Fuel-gasoil	4.139	3.172	3.273	2.889	2.045	-29,2
Gas de refinería	370	508	592	460	294	-36,1
Gas natural	14.658	17.393	17.699	18.128	16.238	-10,4
Total	35.401	41.412	45.868	50.606	50.238	-0,7

Datos provisionales

■ Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible (%)



Datos provisionales

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

	2002	2003	2004	2005	2006	% 06/05
Renovables	7.065	8.481	10.956	12.605	14.039	11,4
Hidráulica	1.489	1.559	1.636	1.767	1.809	2,4
Eólica	4.950	6.220	8.442	9.890	11.140	12,6
Otras renovables	626	702	879	948	1.091	15,1
Biomasa	373	409	471	513	548	6,7
R.S. Industriales	168	170	178	178	195	9,7
R.S. Urbanos	79	114	213	224	249	11,2
Solar	5	9	16	33	100	200,6
No renovables	6.143	6.365	6.490	6.656	6.769	1,7
Calor residual	59	69	89	89	89	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-gasoil	1.321	1.323	1.325	1.325	1.325	0,0
Gas de refinería	210	210	210	210	210	0,0
Gas natural	4.484	4.695	4.799	4.964	5.078	2,3
Total	13.208	14.846	17.447	19.261	20.809	8,0

Datos provisionales



Sistema peninsular

Operación del sistema

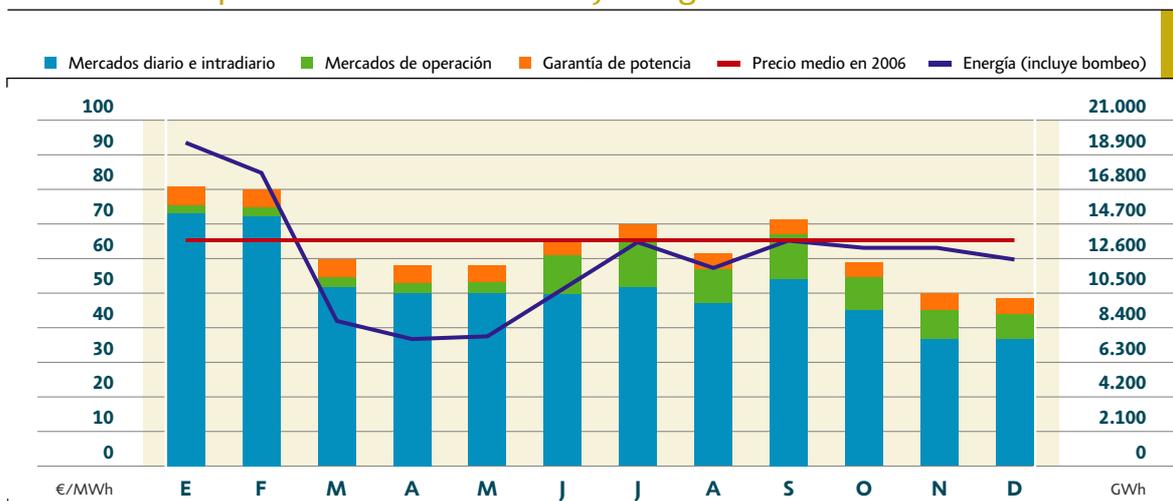
- 52** Precio final en el mercado de producción
- 52** Mercado de producción. Precios finales y energía
- 53** Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción
- 53** Energía y precios medios en el mercado diario
- 54** Mercado diario. Precio medio diario y energía
- 54** Energía y precios medios en el mercado intradiario
- 55** Energía gestionada en los mercados de operación
- 55** Repercusión de los mercados de operación en el precio final
- 56** Mercados de operación. Energía gestionada
- 56** Resolución de restricciones técnicas
- 57** Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía
- 57** Regulación secundaria
- 58** Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia
- 58** Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías
- 59** Regulación terciaria
- 59** Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías
- 60** Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías
- 60** Gestión de desvíos
- 61** Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías
- 61** Restricciones en tiempo real
- 62** Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías

Fuente: CNE, OMEL y REE

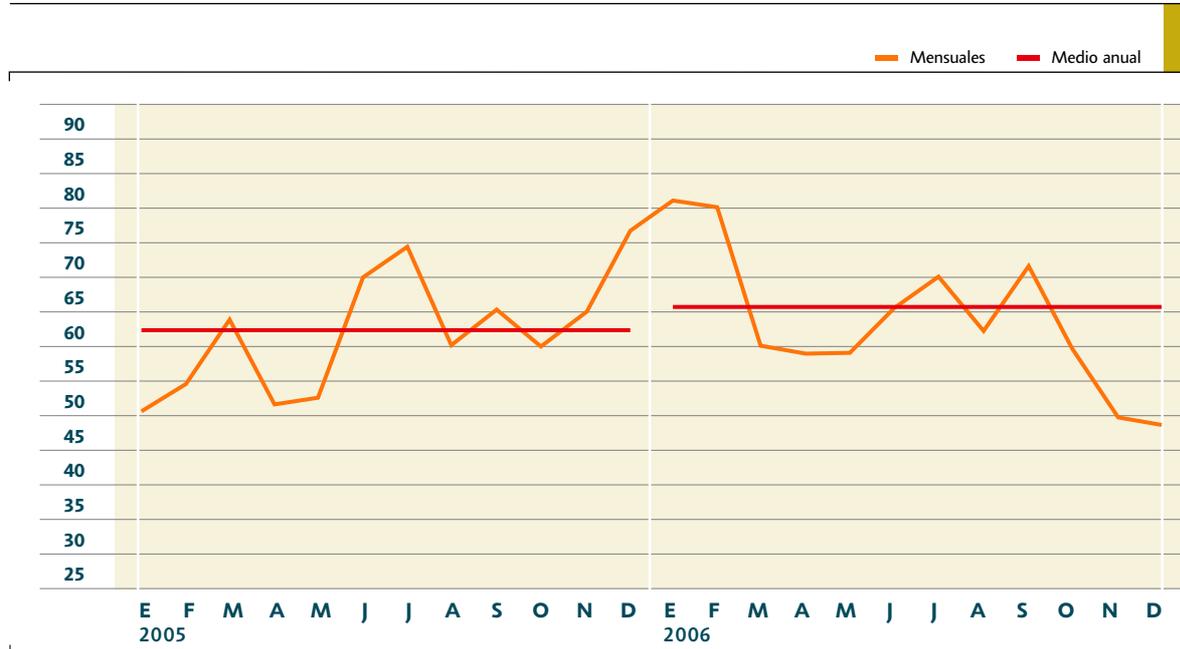
■ Precio final en el mercado de producción (€/MWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 06/05
Mercado diario	73,33	72,59	52,38	50,76	50,51	49,94	52,82	47,71	55,13	45,86	37,25	37,62	53,97	-3,0
Mercado intradiario	-0,08	-0,21	-0,34	-0,33	-0,30	-0,47	-0,75	-0,39	-0,58	-0,58	-0,31	-0,49	-0,39	-
Mercados de operación	2,37	2,43	2,89	2,74	3,07	11,61	13,68	9,95	12,65	9,56	8,31	6,99	7,20	177,5
Restricciones técnicas (PBF)	0,26	0,33	0,59	1,00	0,72	2,86	3,51	2,71	2,24	4,22	4,44	3,19	2,15	289,2
Banda de regulación secundaria	1,19	1,52	0,91	0,92	1,06	1,34	0,83	1,04	0,96	0,99	0,76	1,01	1,07	-21,6
Energía de operación	0,92	0,58	1,39	0,82	1,29	7,41	9,34	6,20	9,45	4,35	3,11	2,79	3,98	486,3
Contrato REE	0,12	0,15	0,26	0,63	0,78	0,17	0,13	0,25	0,16	0,21	0,22	0,17	0,23	-
Garantía de potencia	5,58	5,38	4,78	5,24	5,06	4,50	4,49	4,55	4,43	4,42	4,41	4,47	4,81	7,4
Precio final 2006	81,32	80,34	59,97	59,04	59,12	65,75	70,37	62,07	71,79	59,47	49,88	48,76	65,81	5,4
Precio final 2005	50,77	54,80	64,12	51,65	52,52	70,29	74,66	60,06	65,51	59,95	65,10	76,76	62,42	

■ Mercado de producción. Precios finales y energía



■ Evolución de los precios mensuales en el mercado de producción (€/MWh)

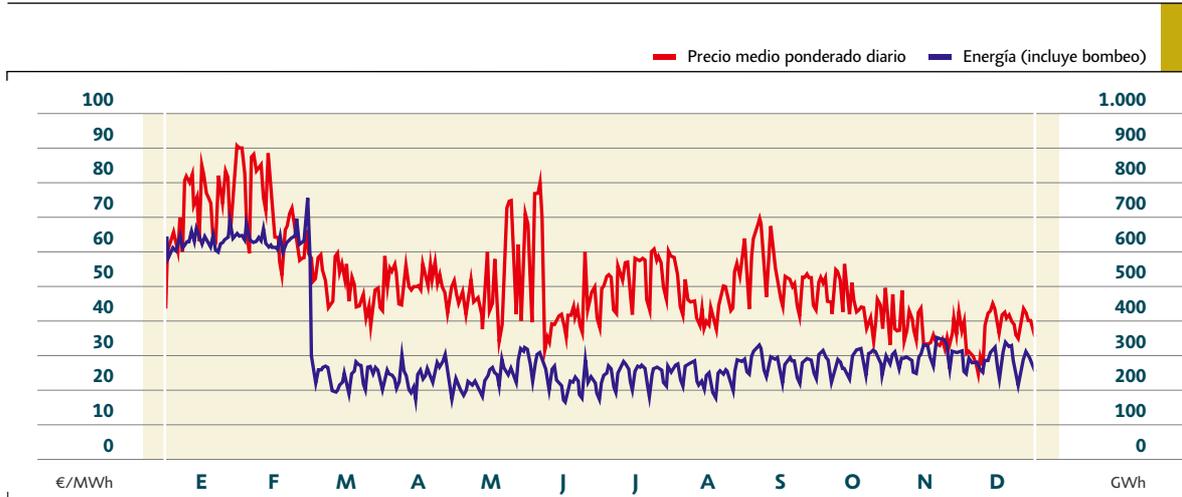


■ Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	19.491	5,00	73,33	118,02
Febrero	17.757	27,56	72,59	114,74
Marzo	8.586	4,90	52,38	105,79
Abril	7.236	13,75	50,76	110,00
Mayo	7.275	17,66	50,51	113,08
Junio	7.243	21,49	49,94	109,64
Julio	7.502	33,65	52,82	88,07
Agosto	7.655	33,60	47,71	88,06
Septiembre	8.352	33,65	55,13	102,50
Octubre	8.797	10,00	45,86	92,07
Noviembre	9.076	1,00	37,25	74,00
Diciembre	8.841	1,00	37,62	82,17
Total	117.811	1,00	53,97	118,02

(*) Incluye bombeo
Fuente: OMEL

■ Mercado diario. Precio medio diario y energía



■ Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

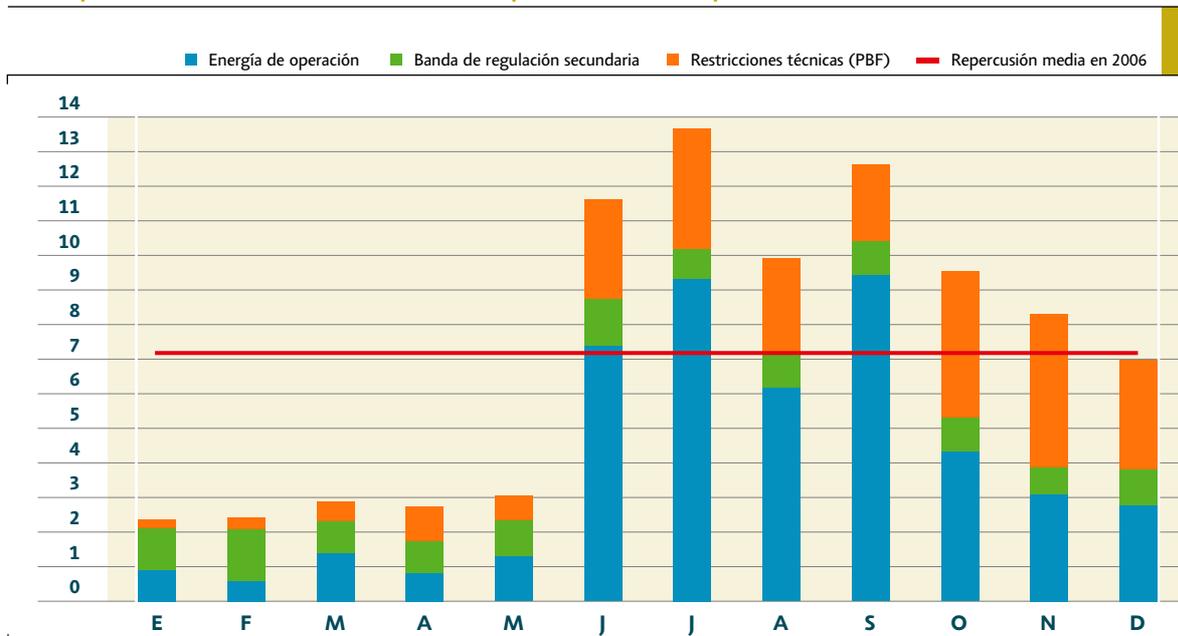
	Energía (GWh)		Precio medio (€/MWh)		
	Volumen	Demanda (1)	Mín. horario (2)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.667	280	3,73	74,29	116,38
Febrero	1.541	112	25,67	72,91	124,51
Marzo	1.671	368	0,00	45,26	85,86
Abril	1.419	289	19,44	45,28	91,86
Mayo	1.800	328	18,72	46,72	79,92
Junio	1.099	401	9,81	40,91	74,71
Julio	1.479	594	10,86	47,10	91,23
Agosto	1.365	489	5,89	42,34	88,17
Septiembre	1.636	561	13,75	51,04	104,41
Octubre	2.105	750	1,38	37,17	86,39
Noviembre	2.324	814	0,07	32,67	63,46
Diciembre	3.064	1.189	0,00	31,11	61,63
Total	21.169	6.176	0,00	45,61	124,51

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

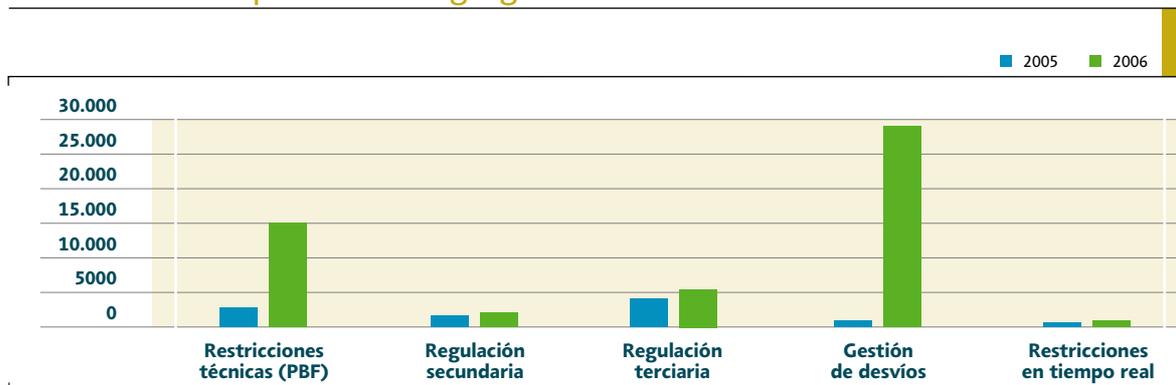
■ Energía gestionada en los mercados de operación (GWh)

	2005		2006		% 06/05	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF)	3.093		15.349		396,2	
Regulación secundaria	1.081	906	1.043	1.122	-3,5	23,8
Regulación terciaria	2.394	1.817	4.281	1.406	78,8	-22,6
Gestión de desvíos	817	533	28.584	412	3.397	-22,7
Restricciones en tiempo real	481	376	707	579	47,1	54,1
Energía total gestionada	11.498		53.483		365,1	

■ Repercusión de los mercados de operación en el precio final (€/MWh)



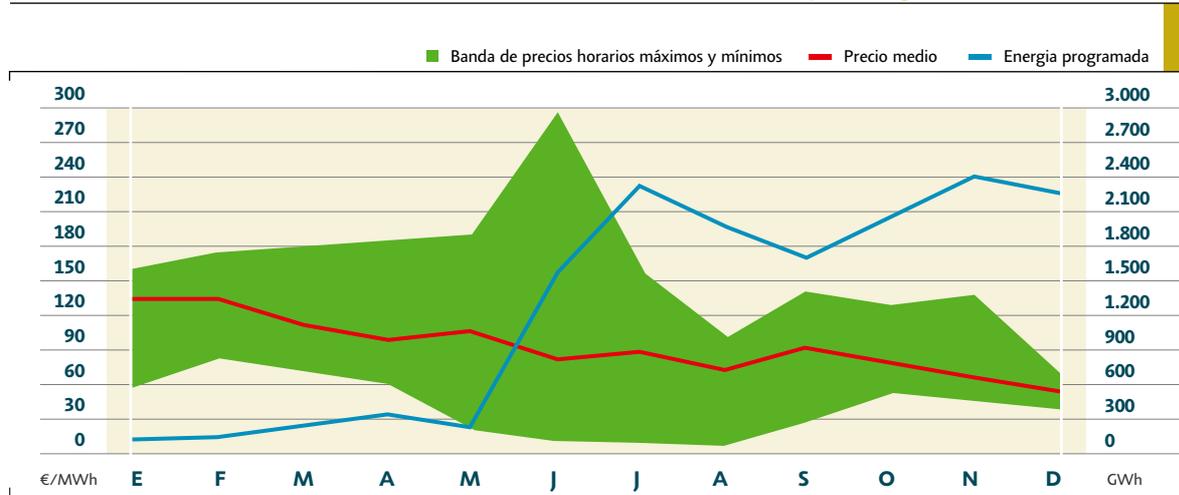
■ Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)



■ Resolución de restricciones técnicas

	Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio mensual	Máx. horario
Enero	159	132,88	164,61
Febrero	143	132,40	178,40
Marzo	224	112,98	178,52
Abril	351	100,55	183,40
Mayo	227	106,50	186,34
Junio	1.560	79,28	301,11
Julio	2.323	86,01	161,35
Agosto	1.945	65,38	97,35
Septiembre	1.693	80,98	142,10
Octubre	2.057	70,12	124,97
Noviembre	2.403	58,31	133,12
Diciembre	2.264	53,29	65,70
Total	15.349	72,81	301,11

Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía

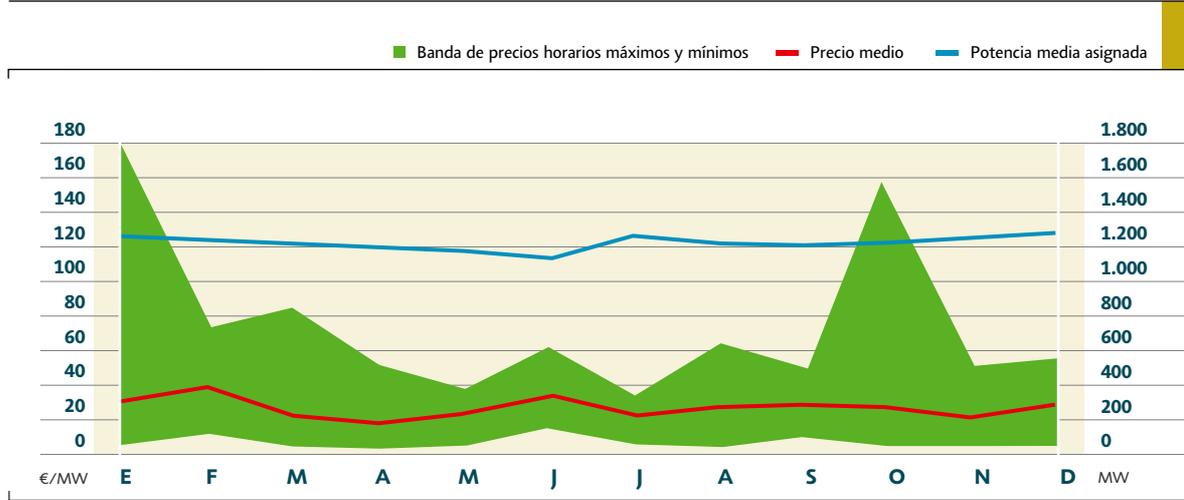


Regulación secundaria

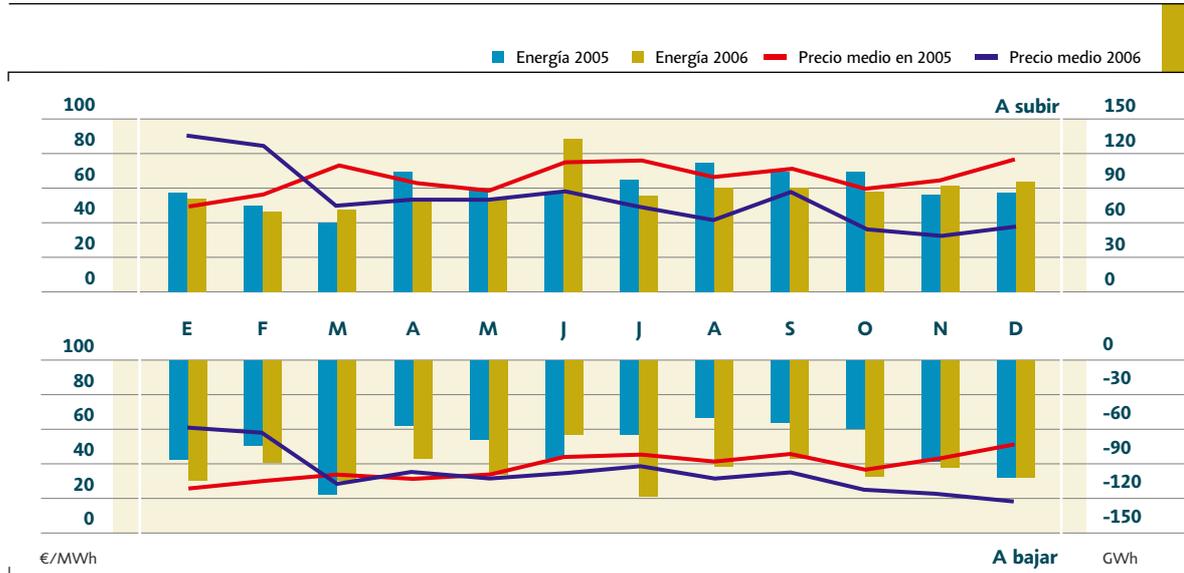
	Banda media					Energía							
	Potencia (MW)			Precio (€/MW)		Energía GWh	A subir		A bajar		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.		Medio (1)	Máx.	Medio (2)	Máx.			
Enero	742	518	1.260	29,26	180,00	80	90,52	180,07	100	58,60	110,72		
Febrero	721	523	1.244	38,40	75,09	67	85,18	170,06	88	57,19	109,00		
Marzo	715	510	1.225	22,46	85,00	74	51,93	137,79	102	30,03	83,00		
Abril	701	508	1.209	19,52	51,13	81	54,47	171,07	80	36,13	75,88		
Mayo	695	499	1.195	24,55	44,60	78	51,94	135,18	97	32,56	180,00		
Junio	673	477	1.150	28,77	62,50	130	58,41	150,25	64	35,67	109,14		
Julio	731	529	1.261	19,90	36,06	82	49,39	120,87	117	39,23	95,00		
Agosto	703	509	1.212	23,51	63,84	89	42,80	173,00	92	31,63	70,77		
Septiembre	709	499	1.207	23,14	51,08	89	58,09	805,00	86	35,04	93,98		
Octubre	698	503	1.201	22,28	160,00	86	38,38	180,32	99	26,83	85,00		
Noviembre	722	517	1.239	17,17	54,12	92	33,54	180,52	94	23,02	53,52		
Diciembre	738	532	1.270	23,13	57,14	94	35,63	632,50	103	19,03	80,00		
Total	712	509	1.223	24,25	180,00	1.043	53,63	805,00	1.122	35,28	180,00		

(1) Precio medio de venta. (2) Precio medio de recompra.

Banda de regulación secundaria. Precios mensuales y potencia



Regulación secundaria. Precios medios mensuales y energías



Regulación terciaria

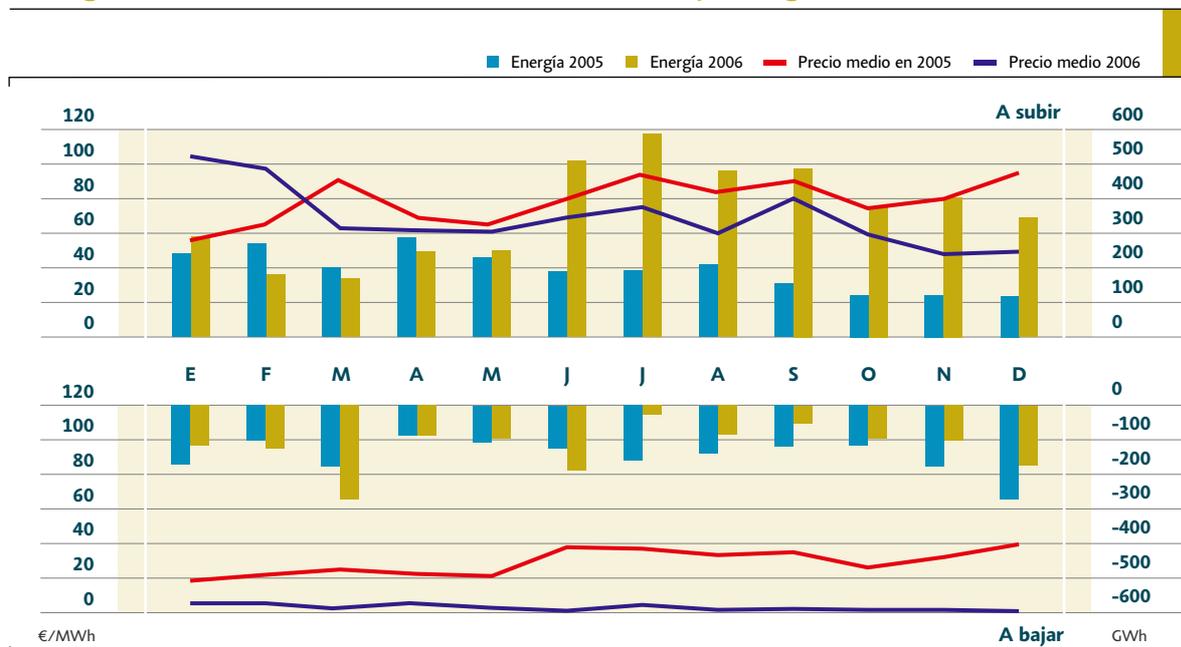
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (1) GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio(2)	Máx.		Medio (3)	Máx.
Enero	287	106,47	180,01	118	49,27	92,70
Febrero	174	99,21	160,00	127	49,74	88,88
Marzo	155	64,42	136,42	276	24,05	61,10
Abril	239	61,85	169,57	80	28,39	96,08
Mayo	243	61,19	128,88	92	26,99	45,00
Junio	518	69,59	143,88	186	14,59	55,87
Julio	585	74,21	153,06	26	31,87	75,74
Agosto	476	59,89	144,47	83	12,01	41,50
Septiembre	481	82,41	250,00	50	20,59	44,00
Octubre	369	58,17	180,32	108	9,80	50,00
Noviembre	405	48,11	180,50	96	9,64	35,93
Diciembre	348	47,99	180,76	165	9,49	35,93
Total	4.281	68,28	250,00	1.406	22,62	96,08

(1) Incluye la energía de terciaria de emergencia.

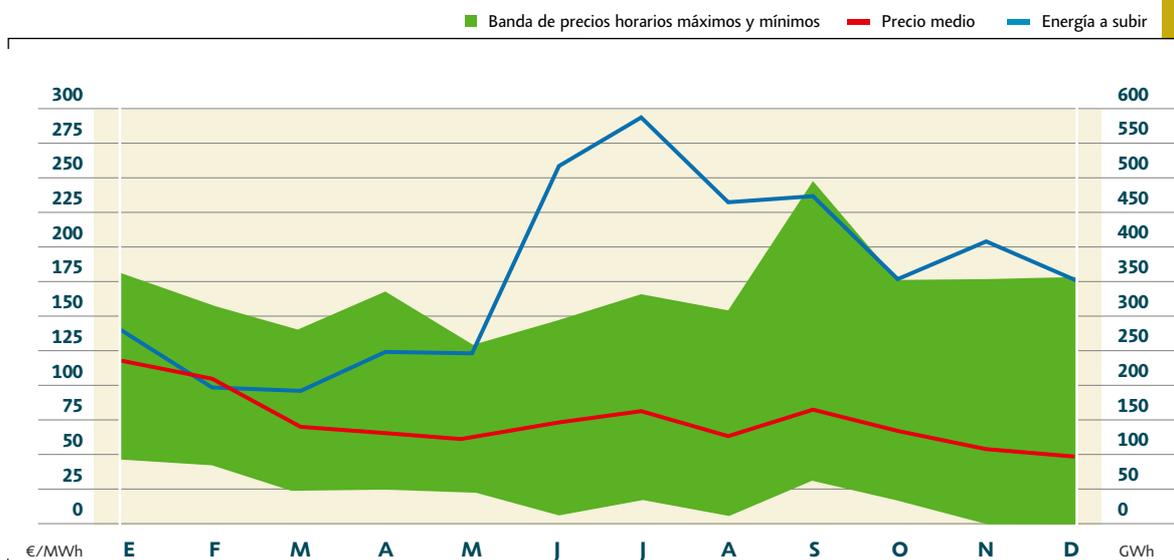
(2) Precio medio de venta.

(3) Precio medio de recompra.

Regulación terciaria. Precios medios mensuales y energías



Regulación terciaria a subir. Precios mensuales y energías



Gestión de desvíos

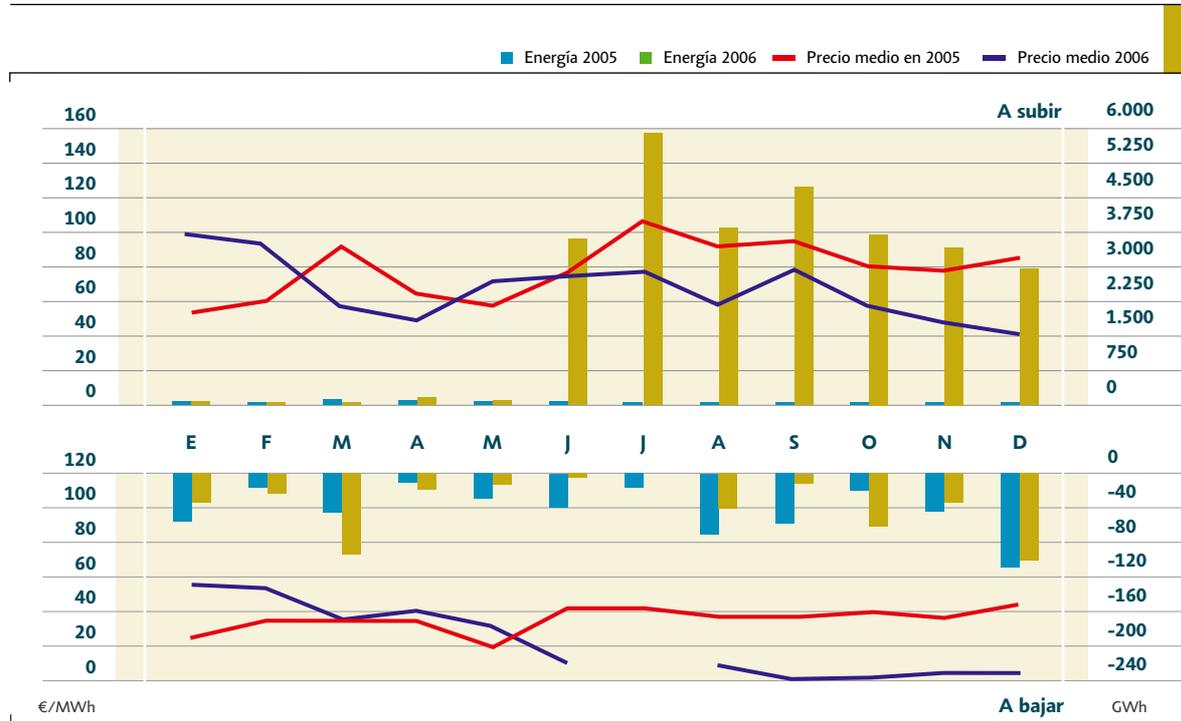
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (1) GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (2)	Máx.		Medio (3)	Máx.
Enero	103	98,38	177,07	30	53,92	81,21
Febrero	51	90,10	165,00	19	53,82	92,10
Marzo	54	57,04	87,00	95	34,08	51,50
Abril	136	50,41	80,50	11	38,84	48,94
Mayo	167	66,88	200,00	9	30,40	39,00
Junio	3.522	69,43	131,12	5	8,44	11,72
Julio	5.868	71,90	139,62	0	-	-
Agosto	3.892	59,48	140,00	40	9,68	33,65
Septiembre	4.830	78,00	255,27	5	1,03	2,50
Octubre	3.663	54,84	110,53	61	2,54	25,00
Noviembre	3.396	45,04	206,27	37	5,76	30,00
Diciembre	2.903	43,10	180,00	99	5,01	29,11
Total	28.584	62,60	255,27	412	19,19	92,10

(1) Incluye la energía de terciaria de emergencia.

(2) Precio medio de venta.

(3) Precio medio de recompra.

Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías

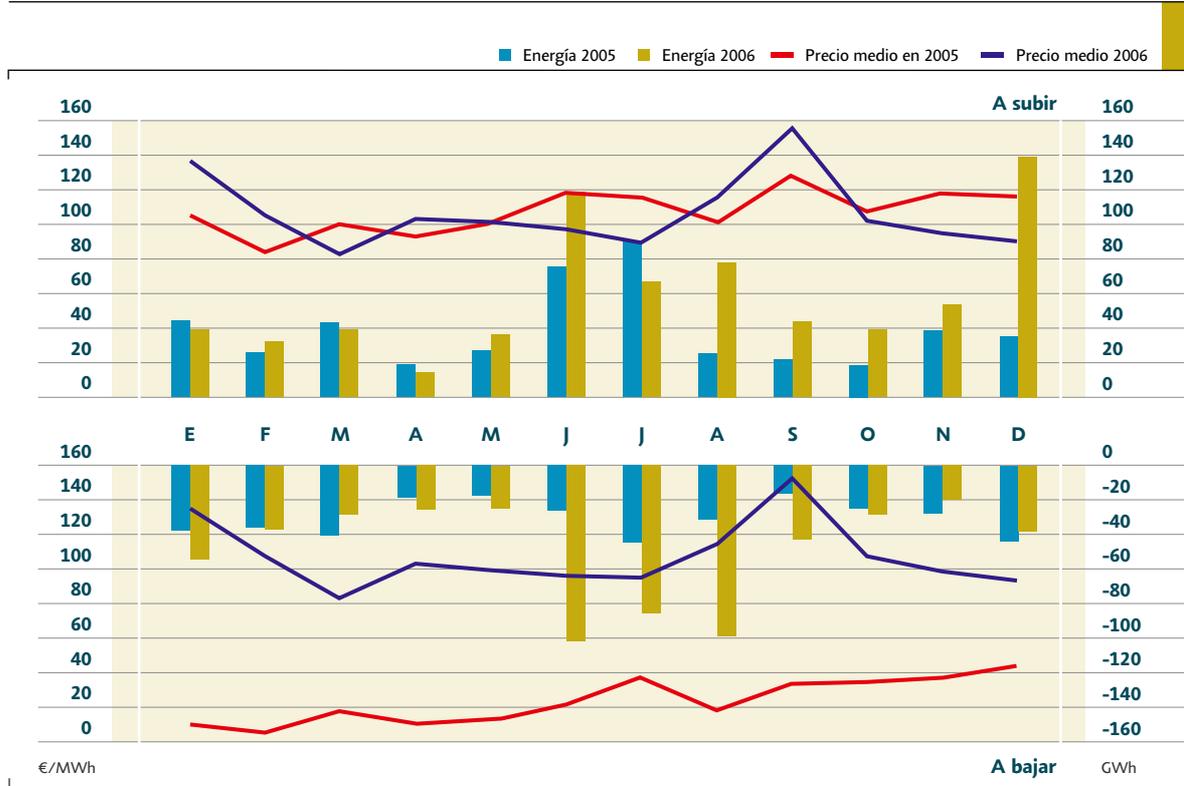


Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	39	136,49	300,00	52	136,49	167,74
Febrero	33	106,05	194,12	35	106,05	155,30
Marzo	40	82,08	197,12	30	82,08	197,27
Abril	15	102,32	240,41	27	102,32	240,41
Mayo	36	99,35	190,10	24	99,35	117,12
Junio	119	95,74	398,38	102	95,74	50,10
Julio	67	90,26	190,09	86	90,26	51,74
Agosto	77	114,12	203,50	97	114,12	70,55
Septiembre	46	154,24	7.579,30	43	154,24	54,60
Octubre	41	103,66	275,54	29	103,66	62,93
Noviembre	54	96,86	3.772,12	19	96,86	41,28
Diciembre	140	90,45	1.884,16	37	90,45	54,57
Total	707	102,79	7.579,30	579	106,42	240,41

(1) Precio medio de venta.
(2) Precio medio de compra.

■ Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías





6

Sistema peninsular

Red de transporte

- 66** Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2006
- 66** Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2006
- 67** Aumento de la capacidad de líneas en el 2006
- 67** Subestaciones puestas en servicio en el 2006
- 68** Transformación en subestaciones en el 2006
- 68** Evolución de la red de 400 y 220 kV
- 69** Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV
- 69** Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV
- 70** Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV
- 70** Líneas de la red de transporte con carga superior al 70%

■ Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2006

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
E/S Cabra - LN/Guadame-Tajo	Red Eléctrica	1	1,5	2.528
E/S El Palmar - LN/Litoral-Rocamora	Red Eléctrica	4	95,6	173.227
E/S Fausita - LN/Asomada-Escobreras	Red Eléctrica	2	0,5	841
L/ Cabra - La Roda	Red Eléctrica	2	82,0	200.162
E/ Brovales L/Balboa - T Alqueva	Red Eléctrica	1	0,6	997
S/ Brovales L/Balboa - T Alqueva	Red Eléctrica	1	0,4	652
2º Circuito España Marruecos (submarina)	Red Eléctrica	1	16,0	11.200
Escobreras - Rocamora (*)	Red Eléctrica	1	0,3	582
Total			196,8	390.189

(*) Corresponde a una actualización derivada de una variante

■ Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2006

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
E/S Almodóvar - LN/Casillas - Villanueva	Red Eléctrica	2	2,0	894
E/S Castellet - LN Foix2 - Viladecans	Red Eléctrica	1	0,8	358
L/ Fausita 400 KV - Fausita 220 kV (subterránea)	Red Eléctrica	1	0,22	145
L/ Puerto Real - T Alcores - Pinar del Rey	Red Eléctrica	1	41,0	40.836
E/S Benadresa - L/ La Plana - Castellón	Red Eléctrica	2	1,6	816
E/S Fuenlabrada - L/ Moraleja - Retamar (aérea)	Red Eléctrica	2	0,7	335
E/S Fuenlabrada - L/ Moraleja - Retamar (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	46
E/S Patraix-L/Torrente - F S Luis (subterránea)	Red Eléctrica	2	6,4	3.822
L/ Val D'Uxó - Segorbe	Red Eléctrica	2	46,0	36.763
E/S Cartujos - L/Montetorrero - Peñafior	Red Eléctrica	2	0,7	334
E/S Cervelló - L/Can Jordi - San Boi (aérea)	Red Eléctrica	2	2,1	1.036
E/S Cervelló - L/Can Jordi - San Boi (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	46
E/S Torres del Segre Mangraners - Mequinenza	Red Eléctrica	2	36,0	14.400
Lleida (Mangraners) - Mequinenza	Red Eléctrica	2	1,4	560
E/S La Selva L/ Tarragona - Escatrón B (aérea)	Red Eléctrica	2	0,8	416
E/S La Selva L/ Tarragona - Escatrón B (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	68
E/S Puigpelat (aérea)	Red Eléctrica	2	5,0	2.520
E/S Puigpelat (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	37
E/S Villafranca de Penedés (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	55
L/ Alvarado - Mérida	Red Eléctrica	1	41,9	20.841
L/ Magallón - Jalón (circuito 2)	Red Eléctrica	1	19,0	15.210
L/ San Sebastián de los Reyes - AENA (aérea)	Red Eléctrica	1	2,5	1.710
L/ San Sebastián de los Reyes - AENA (subterránea)	Red Eléctrica	1	1,0	426
E/S Daganzo - L/San Sebastián de los Reyes - Meco	Red Eléctrica	2	0,7	520
L/ Viladecans - Aena - Aeropuerto	Endesa	1	9,7	3.880
L/ Motors - Aeropuerto	Endesa	1	7,3	2.920
Total			227,3	148.995

■ Aumento de la capacidad de líneas en el 2006

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Caparacena-Gabias	220	16,7	105	1.758
L/ Santiponce-Guillena 1	220	25,1	105	2.636
L/ Santiponce-Guillena 2	220	25,1	105	2.636
Total 220 kV		66,9	315	7.029
L/ La Plana-Vandellós	400	154,4	431	66.555
L/ Soto-Robla	400	65,8	431	28.347
Total 400 kV		220,2	862	94.902
Total		287,1	1.177	101.931

■ Subestaciones puestas en servicio en el 2006

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Brovales	Red Eléctrica	400	-	-
Cabra	Red Eléctrica	400	-	-
El Palmar	Red Eléctrica	400	-	-
Jordana (*)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Morvedre (*)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Roda de Andalucía	Red Eléctrica	400	-	-
Segovia	Red Eléctrica	400	-	-
Albatarrec	Red Eléctrica	220	-	-
Almodóvar del Río	Red Eléctrica	220	-	-
Bechí	Red Eléctrica	220	-	-
Benadresa	Red Eléctrica	220	-	-
Cartujos	Red Eléctrica	220	-	-
Daganzo	Red Eléctrica	220	-	-
La Selva	Red Eléctrica	220	-	-
Parla	Red Eléctrica	220	-	-
Patraix	Red Eléctrica	220	-	-
Segorbe	Red Eléctrica	220	-	-
Torrijos	Red Eléctrica	220	-	-
Villares del Saz	Red Eléctrica	220	-	-

(*) Inventariado sólo transformador

■ Transformación en subestaciones en el 2006

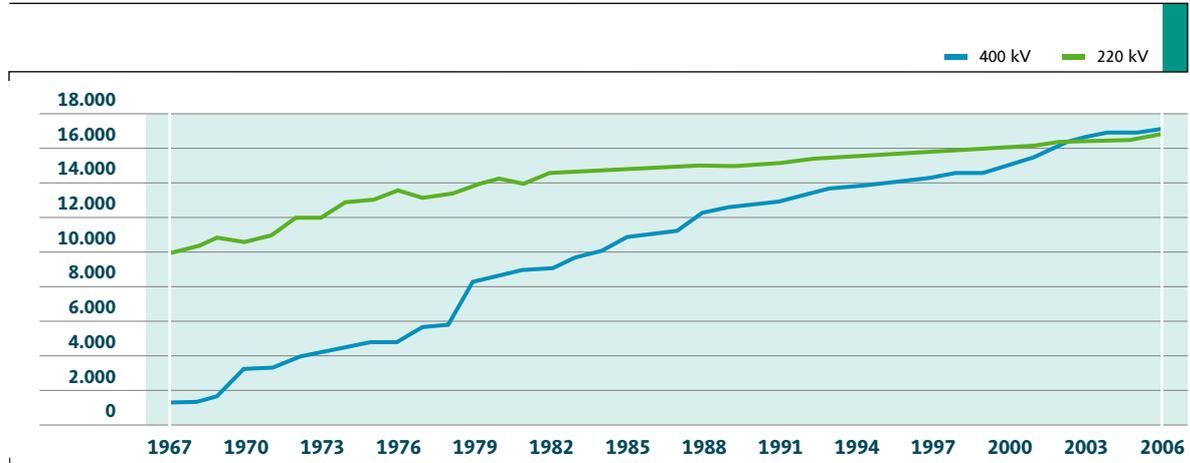
Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Jordana (*)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Morvedre (*)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Total				1.200

(*) Inventariado sólo transformador

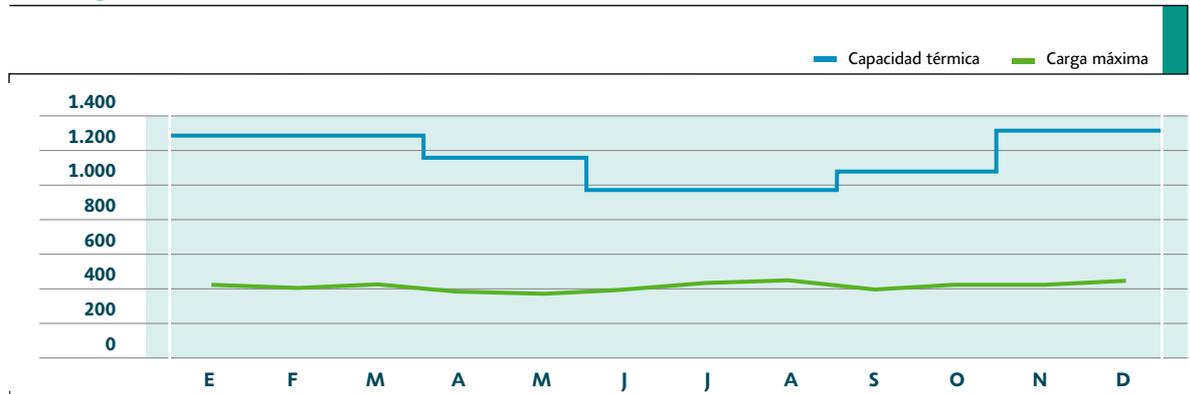
■ Evolución de la red de 400 y 220 kV (Km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
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	15.364	16.047
1982	8.975	14.451	2002	16.067	16.221
1983	9.563	14.476	2003	16.592	16.270
1984	9.998	14.571	2004	16.841	16.389
1985	10.781	14.625	2005	16.846	16.458
1986	10.978	14.719	2006	17.042	16.685

■ Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV (Km)



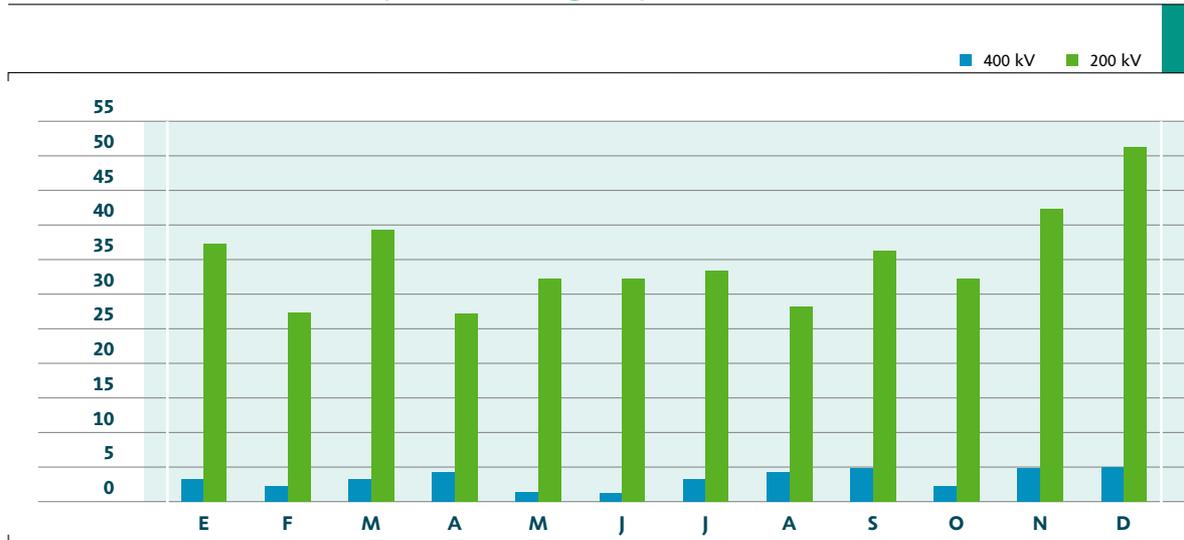
■ Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



■ 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



Sistema peninsular

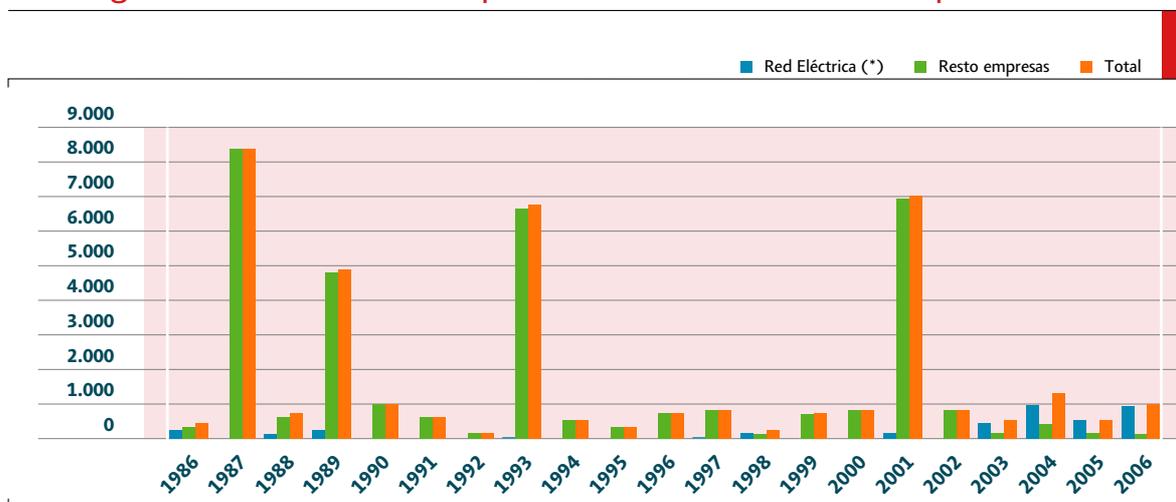
Calidad de servicio

7



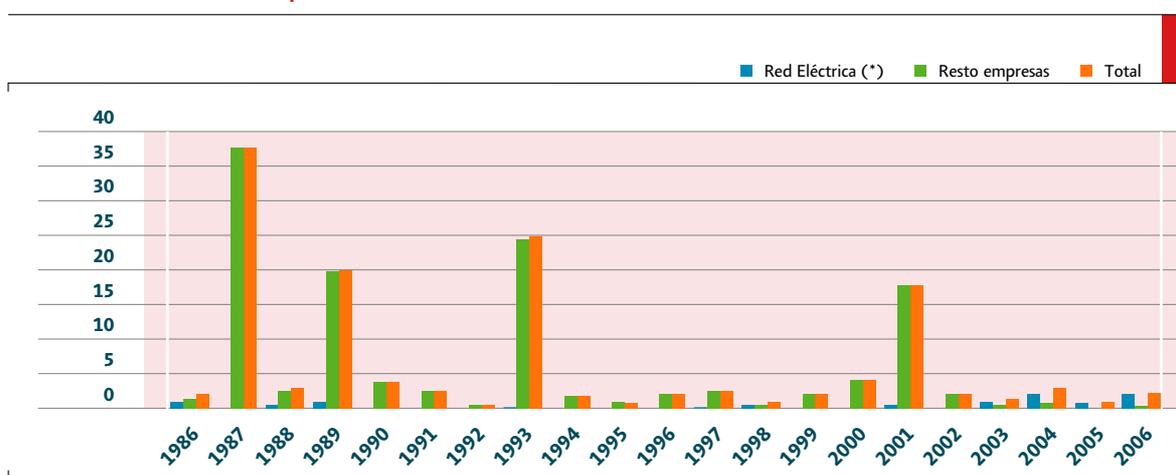
- 74** Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
- 74** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 75** Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 75** Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 76** Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV
- 76** Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV

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



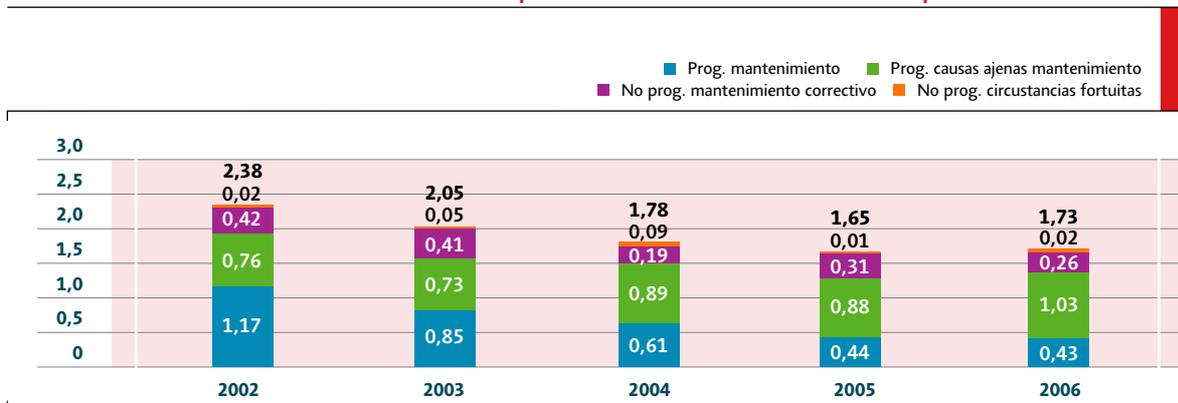
(*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas

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



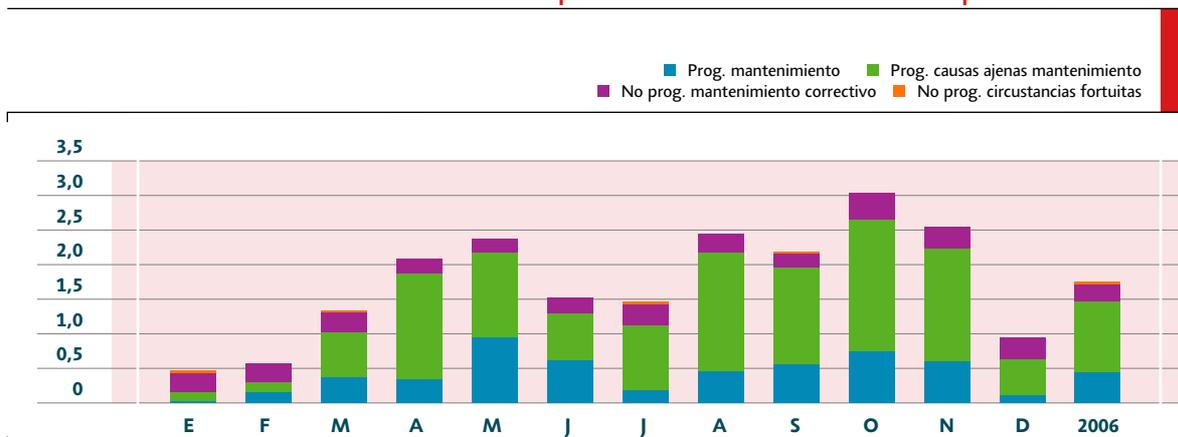
(*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas
TIM = ENS/Potencia media del sistema

■ Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)



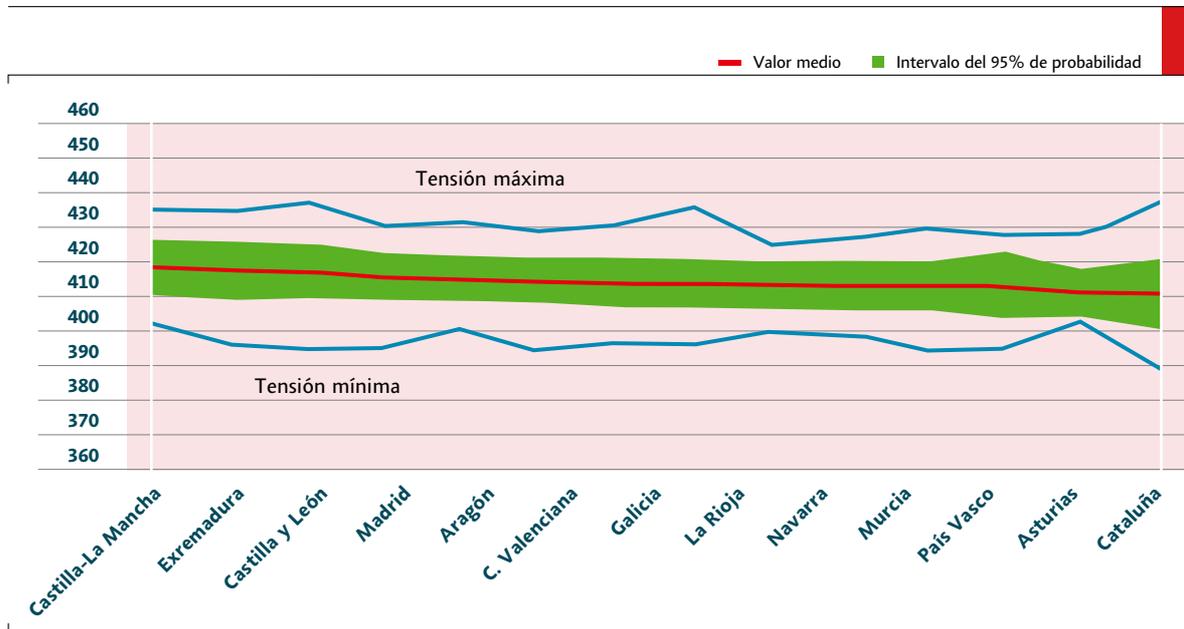
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000
 (*) Datos provisionales pendientes de auditoría

■ Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)

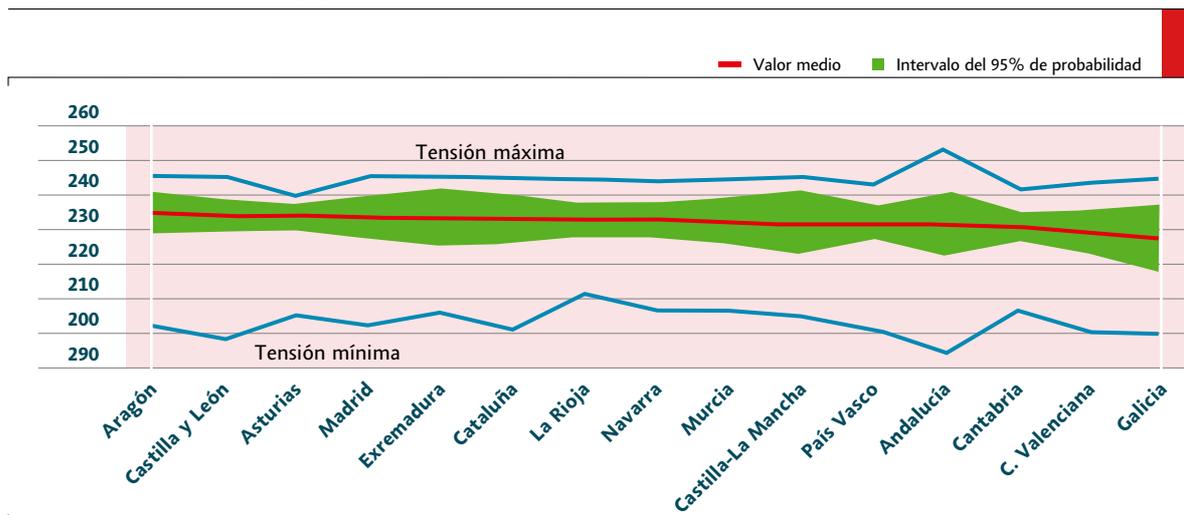


Nota: Clasificación según el RD 1955/2000
 Datos provisionales pendientes de auditoría

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



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





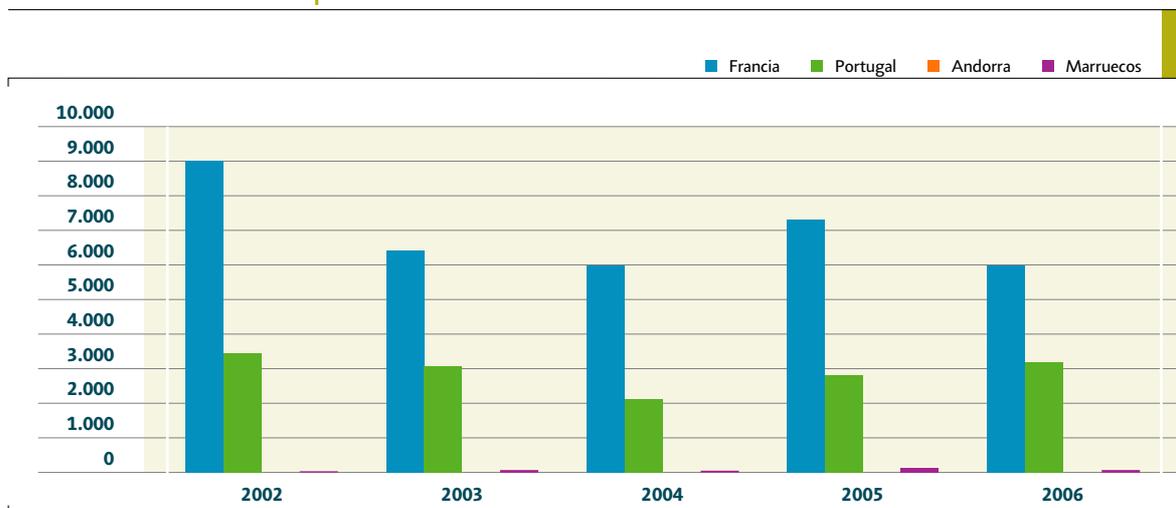
Sistema peninsular

Intercambios internacionales

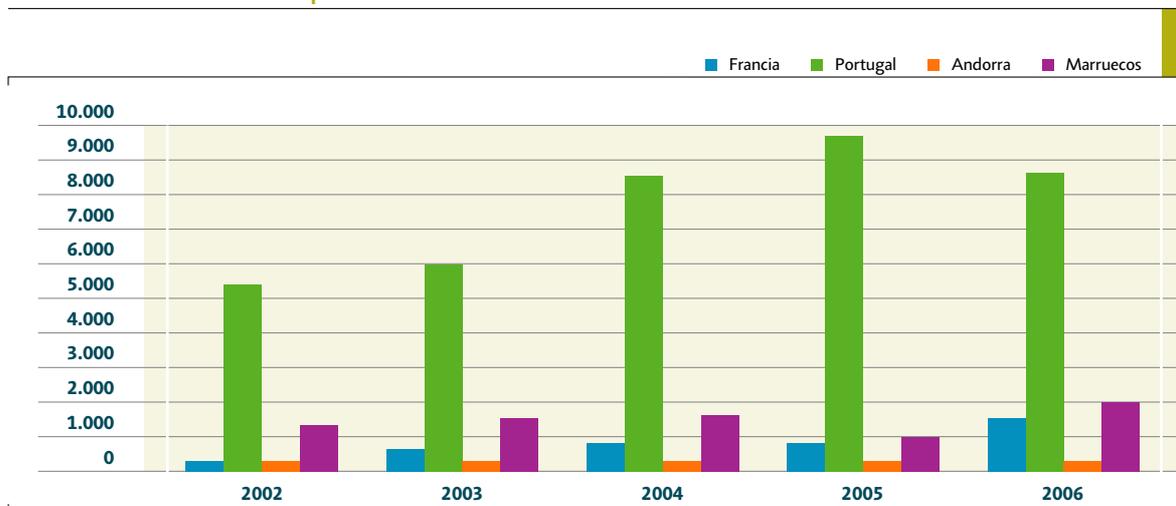


- 80** Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
- 80** Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 81** Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
- 81** Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión
- 82** Intercambios internacionales programados por interconexión
- 82** Intercambios internacionales físicos por interconexión
- 82** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica
- 83** Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
- 83** Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión
- 84** Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 84** Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones
- 85** Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 85** Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión España-Francia

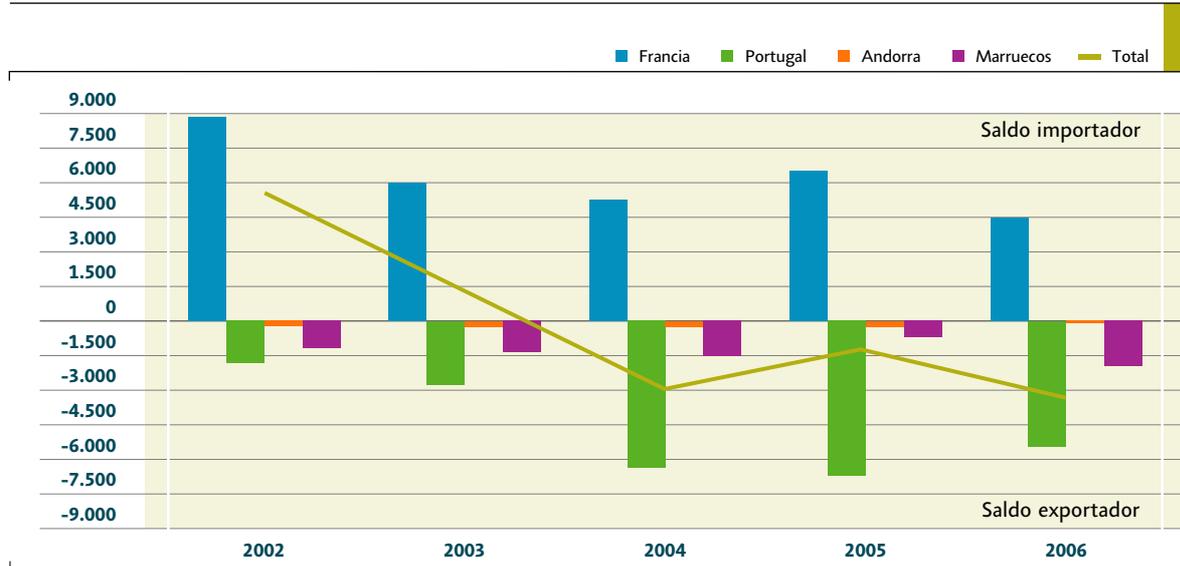
■ Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



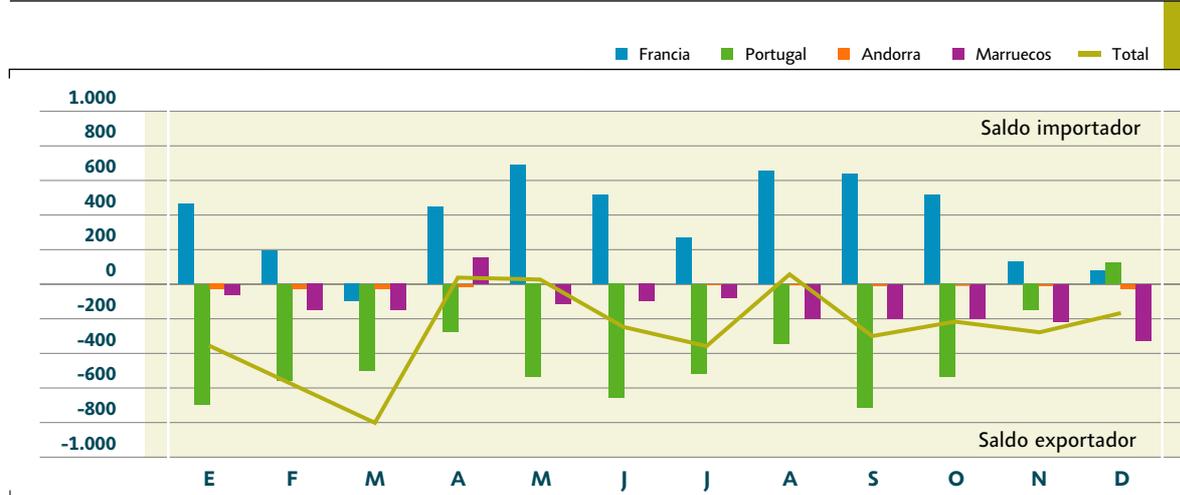
■ Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



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



■ Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)



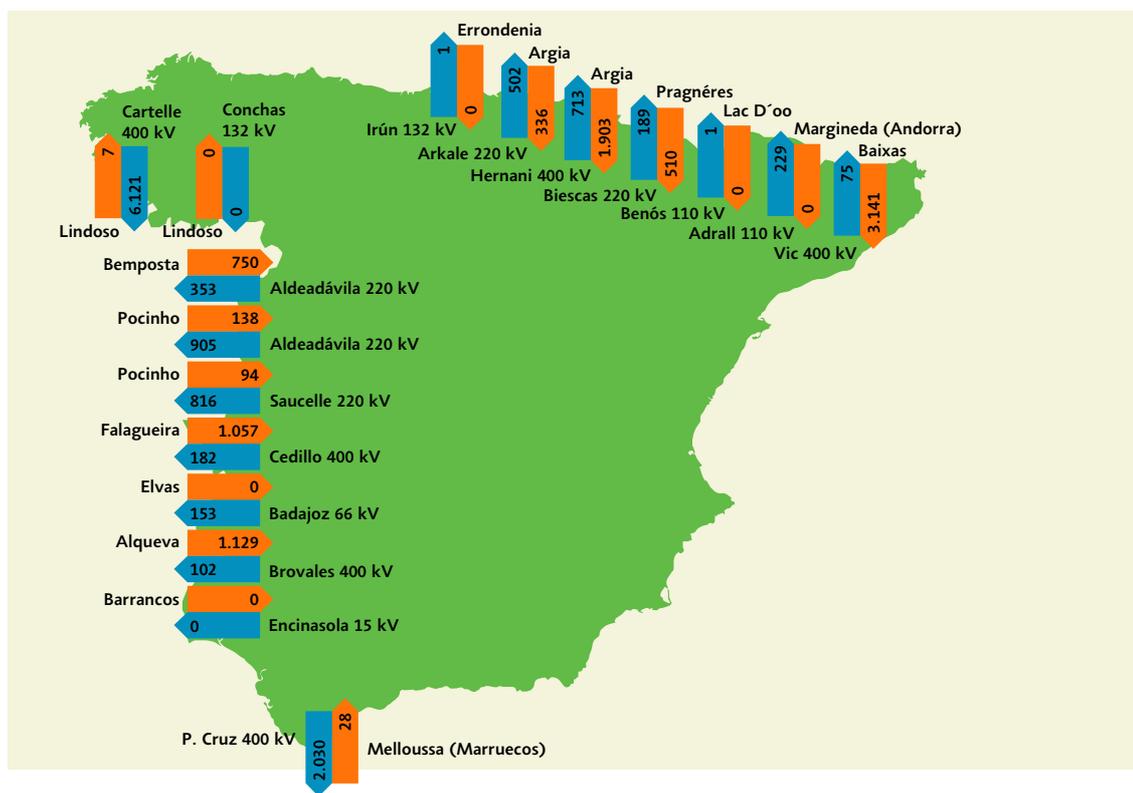
■ Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006
Francia	7.306	6.545	764	2.133	6.542	4.411
Portugal	718	2.276	7.543	7.729	-6.826	-5.453
Andorra	0	0	271	229	-271	-229
Marruecos	51	11	836	2.015	-784	-2.004
Total	8.075	8.831	9.414	12.106	-1.339	-3.275

■ Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo		Volumen	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006
Francia	7.300	5.890	756	1.481	6.545	4.410	8.056	7.371
Portugal	2.801	3.175	9.630	8.633	-6.829	-5.458	12.430	11.808
Andorra	0	0	271	229	-271	-229	271	229
Marruecos	110	28	898	2.030	-788	-2.002	1.009	2.058
Total	10.212	9.093	11.555	12.373	-1.343	-3.280	21.766	21.466

■ Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



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

	Importación	Exportación	Saldo
Contratos EDF - REE	1.747	0	1.747
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	7.084	12.089	-5.005
Francia (*)	4.798	2.116	2.681
Portugal	2.276	7.729	-5.453
Andorra	0	229	-229
Marruecos	11	2.015	-2.004
Intercambios de apoyo	0	0	0
Acciones coordinadas de balance	0	17	-17
Total intercambios programados	8.831	12.106	-3.275
Desvíos de regulación objeto de compensación			-5
Saldo físico de los intercambios internacionales			-3.280

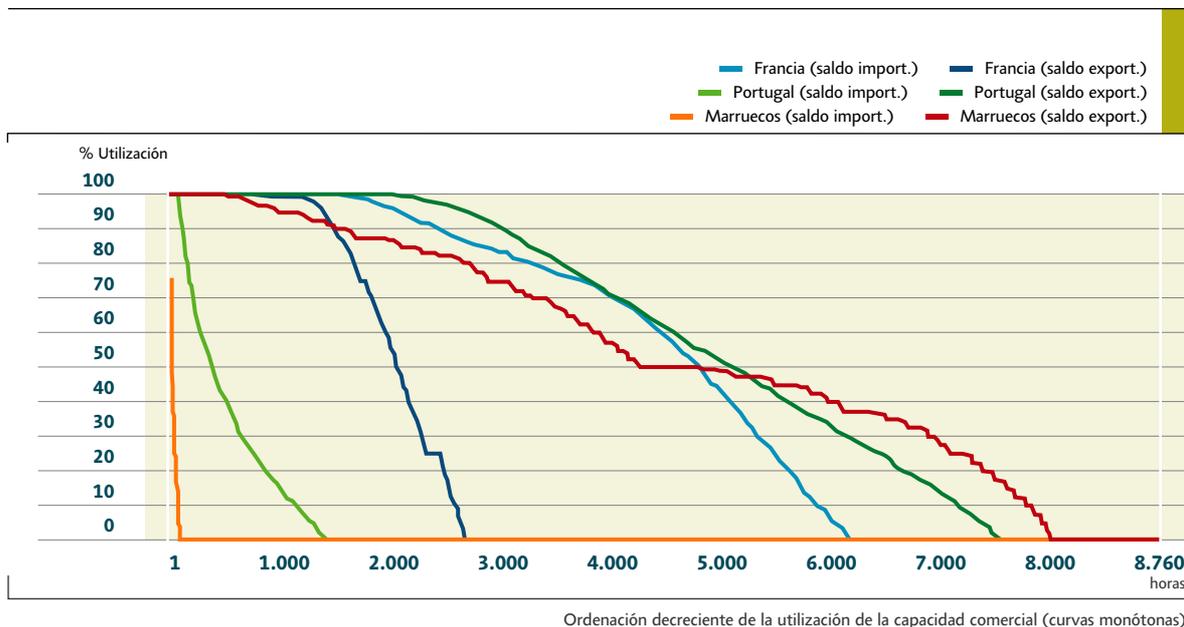
(*) Incluye intercambios con otros países europeos

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

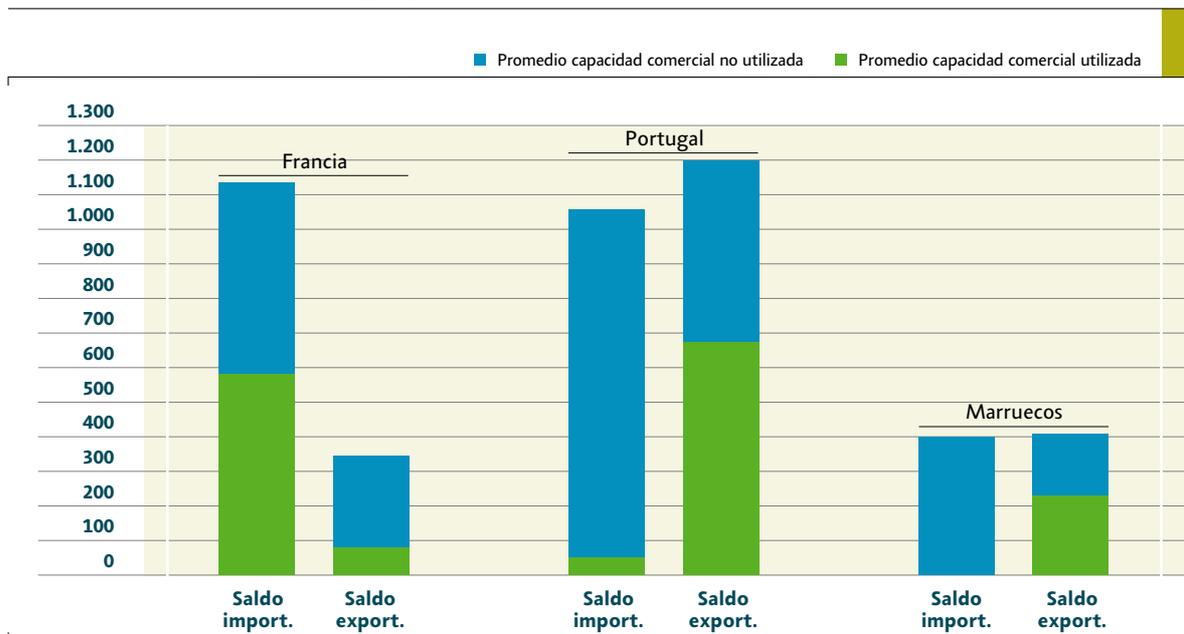
	Comercia- lizadoras		Agentes productores		Agentes externos		Inter- cambios de apoyo		Acciones coordinadas de balance		Contratos de Red Eléctrica		Total		Saldo
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	
Francia (*)	1.947	359	654	1.098	2.197	659	0	0	0	17	1.747	0	6.545	2.133	4.411
Portugal	0	1.325	0	1.909	2.276	4.495	0	0	0	0	0	0	2.276	7.729	-5.453
Andorra	0	192	0	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229	-229
Marruecos	0	0	0	0	11	2.015	0	0	0	0	0	0	11	2.015	-2.004
Total	1.947	1.876	654	3.044	4.483	7.169	0	0	0	17	1.747	0	8.831	12.106	-3.275

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

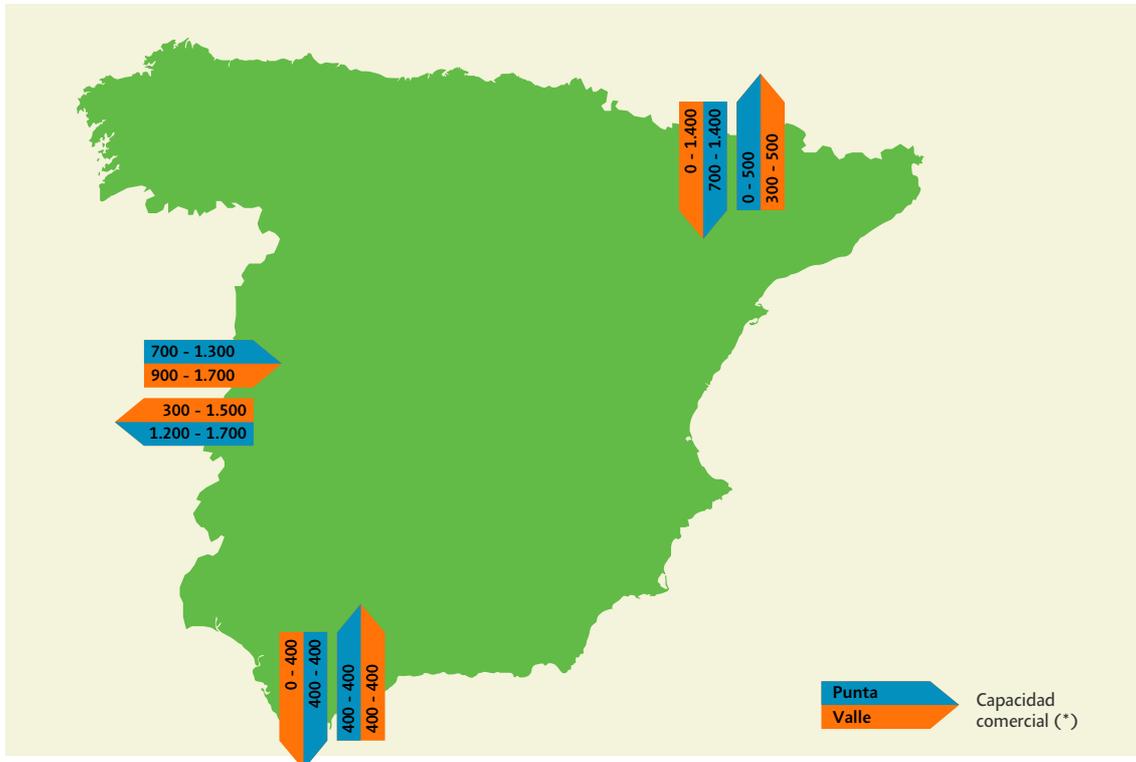
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



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



■ Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



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

■ Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión España-Francia (junio-diciembre 2006)

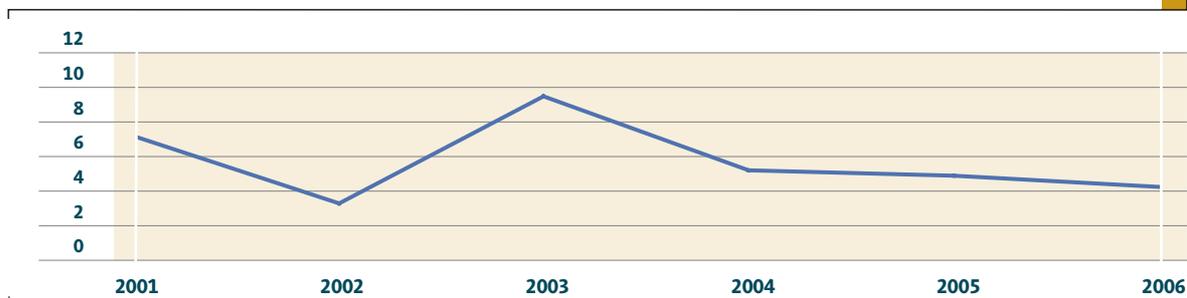
Fecha	Sentido	MWh	Observaciones
7 de junio	España → Francia	7.150	Reducción de capacidad por indisponibilidad de una línea de interconexión
8 de junio	España → Francia	9.314	
24 de julio	España → Francia	30	Reducción de capacidad por seguridad del Sistema Eléctrico Francés
27 de julio	España → Francia	595	
Total		17.089	



Sistemas extrapeninsulares

- 88** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 88** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 89** Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica
- 89** Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 90** Balance anual de energía eléctrica
- 90** Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 91** Potencia instalada a 31-12-2006
- 91** Evolución del sistema de transporte y transformación

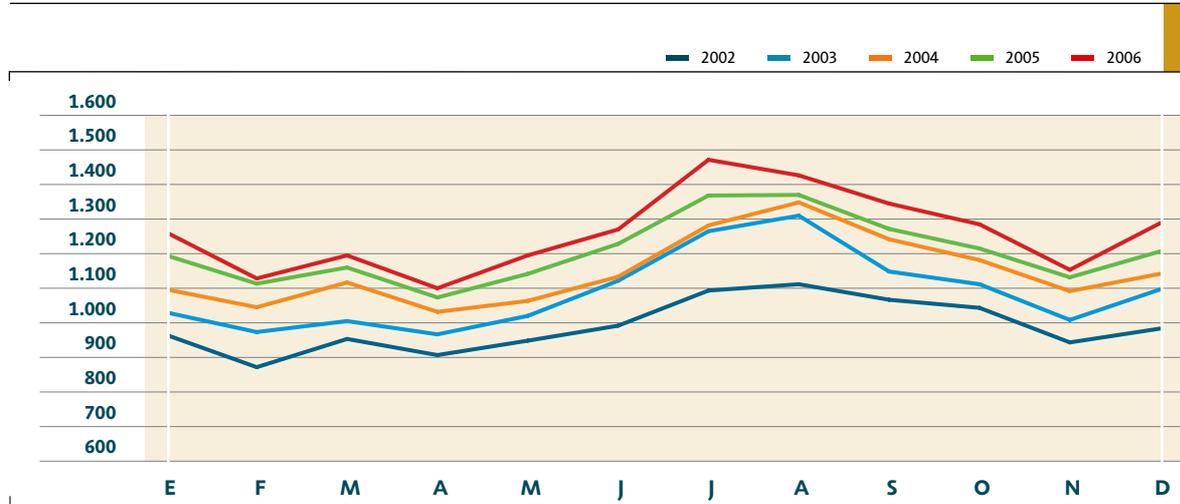
■ Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	2002		2003		2004		2005		2006	
	GWh	%								
Enero	972	8,1	1.036	7,9	1.101	8,0	1.198	8,3	1.262	8,3
Febrero	882	7,4	981	7,5	1.051	7,6	1.117	7,7	1.133	7,5
Marzo	961	8,0	1.012	7,7	1.121	8,1	1.164	8,0	1.197	7,9
Abril	916	7,7	975	7,4	1.039	7,5	1.079	7,4	1.105	7,3
Mayo	957	8,0	1.026	7,8	1.068	7,7	1.146	7,9	1.198	7,9
Junio	999	8,3	1.126	8,6	1.137	8,2	1.230	8,5	1.271	8,4
Julio	1.099	9,2	1.267	9,7	1.283	9,3	1.367	9,4	1.468	9,7
Agosto	1.117	9,3	1.310	10,0	1.348	9,8	1.368	9,4	1.425	9,4
Septiembre	1.072	9,0	1.153	8,8	1.244	9,0	1.273	8,8	1.344	8,9
Octubre	1.050	8,8	1.117	8,5	1.184	8,6	1.218	8,4	1.286	8,5
Noviembre	952	8,0	1.015	7,7	1.096	7,9	1.136	7,8	1.158	7,6
Diciembre	992	8,3	1.102	8,4	1.146	8,3	1.209	8,3	1.290	8,5
Total	11.969	100,0	13.121	100,0	13.818	100,0	14.506	100,0	15.135	100,0

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



■ Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	% 06/05
Hidráulica	1	1	0	0	0	-
Carbón	3.542	3.547	3.738	3.518	3.320	-5,6
Fuel/gas (*)	8.504	9.669	10.263	9.098	8.527	-6,3
Ciclo combinado	0	0	0	2.076	3.506	68,9
Régimen ordinario	12.046	13.217	14.001	14.693	15.353	4,5
- Consumos en generación	-809	-825	-852	-858	-863	0,6
Régimen especial	731	729	668	671	645	-3,8
Hidráulica	2	2	0	0	0	-
Eólica	348	342	311	314	293	-6,6
Otras renovables	118	130	151	148	135	-8,8
No renovables	264	255	206	209	217	3,8
Demanda (b.c.)	11.969	13.121	13.818	14.505	15.135	4,3

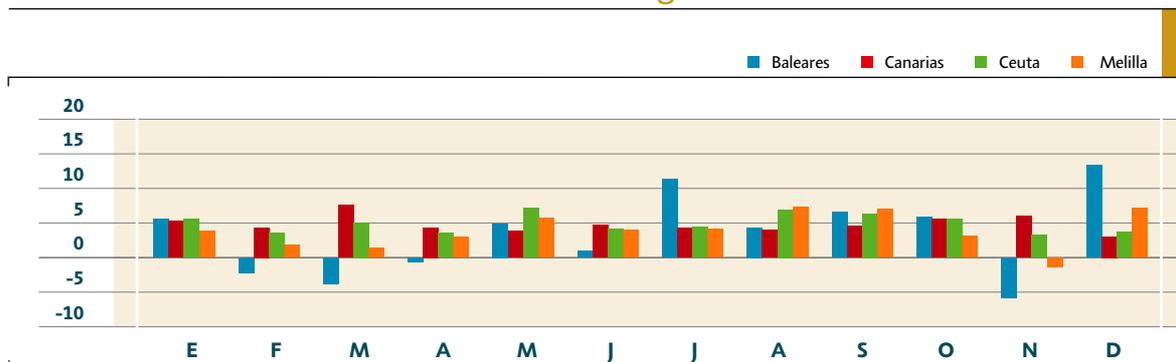
(*) Incluye grupos auxiliares

Balance anual de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	GWh	% 06/05	GWh	% 06/05	GWh	% 06/05	GWh	% 06/05	GWh	% 06/05
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Carbón	3.320	-5,6	0	-	0	-	0	-	3.320	-5,6
Fuel/gas (*)	1.335	6,5	6.803	-9,0	211	4,2	178	6,4	8.527	-6,3
Ciclo combinado	1.442	29,9	2.064	113,6	0	-	0	-	3.506	68,9
Regimen ordinario	6.097	3,7	8.867	5,0	211	4,2	178	6,4	15.353	4,5
- Consumos generación	-358	-2,7	-486	3,4	-9	-10,7	-10	1,4	-863	0,6
Régimen especial	138	-9,8	505	-1,3	0	-	2	-66,8	645	-3,8
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Eólica	5	-54,5	288	-4,8	0	-	0	-	293	-6,6
Otras renovables	133	-6,3	0	-	0	-	2	-66,8	135	-8,8
No renovables	0	-	217	3,8	0	-	0	-	217	3,8
Demanda (b.c.)	5.857	3,7	8.886	4,7	202	5,0	170	4,1	15.135	4,3

(*) Incluye grupos auxiliares

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



■ Potencia instalada a 31-12-2006

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	% 06/05	MW	% 06/05	MW	% 06/05	MW	% 06/05	MW	% 06/05
Hidráulica	0	-	1	0,0	0	-	0	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	0	-	0	-	0	-	510	0,0
Fuel/gas (*)	809	22,6	1.852	8,9	57	11,2	60	0,0	2.778	12,4
Ciclo combinado	458	0,0	452	0,0	0	-	0	-	910	0,0
Régimen ordinario	1.777	9,2	2.305	7,1	57	11,2	60	0,0	4.199	7,9
Hidráulica	0	-	0,5	0,0	0	-	0	-	0	0,0
Eólica	3	0,0	136	6,3	0	-	0	-	139	6,1
Otras renovables	35	0,0	0,2	0,0	0	-	2	0,0	37	0,0
No renovables	5	0,0	65	0,0	0	-	0	-	70	0,0
Régimen especial	43	0,0	202	4,1	0	-	2	0,0	246	3,4
Total	1.820	8,9	2.507	6,8	57	11,2	61	0,0	4.446	7,6

(*) Incluye grupos auxiliares

■ Evolución del sistema de transporte y transformación

		2002 (*)	2003 (*)	2004	2005	2006
km de circuito a 220 kV	Canarias	160	164	164	164	164
	Baleares	165	165	165	165	173
	Total	325	329	329	329	337
km de circuito ≤ 132 kV	Canarias	890	893	893	895	895
	Baleares	990	993	996	993	983
	Total	1.880	1.886	1.889	1.888	1.878
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	3.559	3.798	1.048	1.000	1.000
	Baleares	3.164	3.460	1.358	1.518	1.998
	Total	6.723	7.258	2.406	2.518	2.998

Incluye enlaces submarinos.

Datos provisionales

(*) Incluye transformación a distribución



El sistema eléctrico por comunidades autónomas

- 94** Balance de energía eléctrica
- 95** Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
- 95** Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 96** Potencia instalada del régimen ordinario
- 96** Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 97** Situación de las centrales eléctricas
- 98** Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 100** Potencia instalada del régimen especial
- 101** Estructura de la potencia instalada del régimen especial
- 101** Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 102** Energía adquirida al régimen especial
- 103** Previsión de instalación de ciclos combinados 2007-2009
- 104** Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares
- 105** Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2007
- 105** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2007
- 106** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólico 1999-2007
- 107** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2007
- 108** Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2007
- 109** Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

■ Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	843	2.296	1.484	0	1.026	0	682	521	6.470	2.716
Nuclear	0	0	0	0	9.219	0	0	8.660	3.837	23.470
Carbón	12.460	7.538	15.064	3.320	0	0	0	664	15.094	1.103
Fuel/gas (*)	312	0	0	1.335	762	6.803	0	2.373	0	1.218
Ciclo combinado	21.492	1.790	0	1.442	3.239	2.064	0	2.789	0	8.767
Régimen ordinario	35.107	11.623	16.548	6.097	14.247	8.867	682	15.007	25.402	37.274
- Consumos generación	-1.060	-605	-946	-358	-488	-486	-11	-998	-1.278	-1.538
Régimen especial	5.336	5.830	1.500	138	1.726	505	1.781	5.211	6.541	5.279
Generación neta	39.383	16.849	17.102	5.877	15.486	8.886	2.452	19.220	30.665	41.015
- Consumos bombeo	-692	-423	-171	0	-883	0	-871	-280	-1.082	-518
+ Saldo intercambios (**)	294	-5.569	-5.657	0	11.695	0	3.230	-7.532	-16.150	5.945
Demanda (b.c.) 2006	38.985	10.857	11.274	5.877	26.297	8.886	4.811	11.408	13.433	46.442
Demanda (b.c.) 2005	37.740	10.557	10.962	5.666	25.623	8.484	4.718	11.032	13.132	45.256
% 06/05	3,3	2,8	2,8	3,7	2,6	4,7	2,0	3,4	2,3	2,6

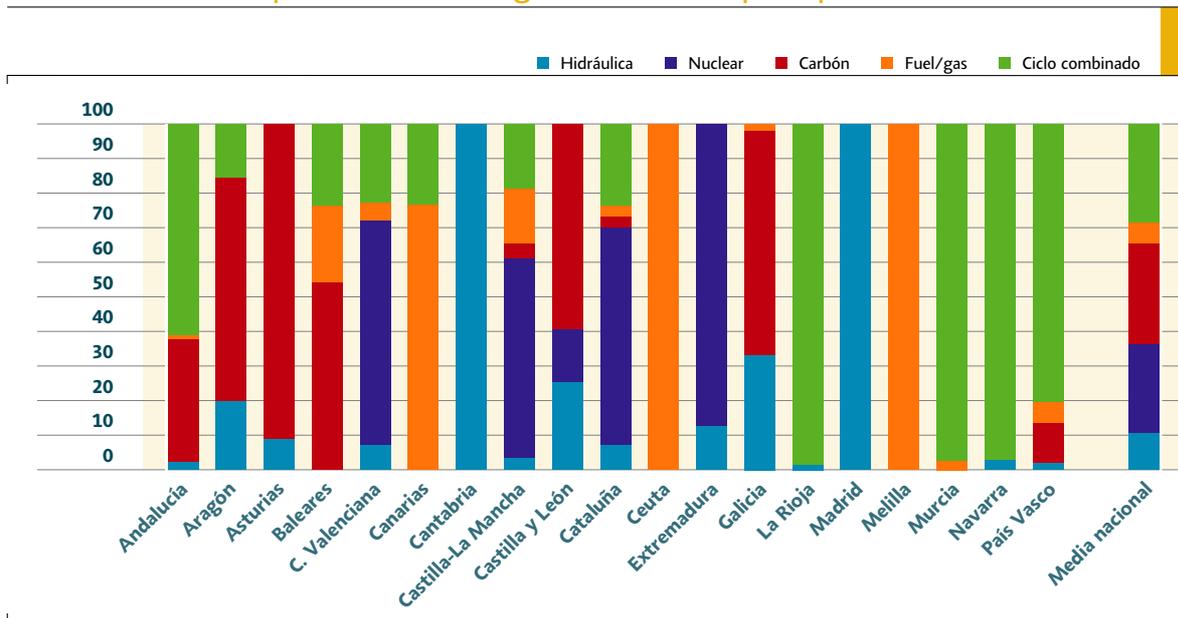
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	0	2.215	6.594	69	39	0	45	97	232	25.330
Nuclear	0	14.939	0	0	0	0	0	0	0	60.126
Carbón	0	0	12.826	0	0	0	0	0	1.256	69.326
Fuel/gas (*)	211	0	382	0	0	178	204	0	655	14.432
Ciclo combinado	0	0	0	4.651	0	0	8.914	3.053	8.810	67.012
Régimen ordinario	211	17.155	19.802	4.720	39	178	9.163	3.151	10.953	236.226
- Consumos generación	-9	-592	-794	-99	0	-10	-193	-69	-238	-9.770
Régimen especial	0	66	8.905	1.044	1.330	2	836	3.170	1.682	50.883
Generación neta	202	16.628	27.914	5.666	1.369	170	9.807	6.251	12.398	277.339
- Consumos bombeo	0	-53	-286	0	0	0	0	0	0	-5.261
+ Saldo intercambios (**)	0	-12.144	-8.429	-3.905	29.229	0	-1.666	-920	8.298	-3.280
Demanda (b.c.) 2006	202	4.431	19.199	1.761	30.598	170	8.141	5.332	20.696	268.798
Demanda (b.c.) 2005	192	4.336	18.670	1.725	29.749	163	7.937	5.213	20.172	261.328
% 06/05	5,0	2,2	2,8	2,0	2,9	4,1	2,6	2,3	2,6	2,9

(*) Incluye GICC (Elcogás)

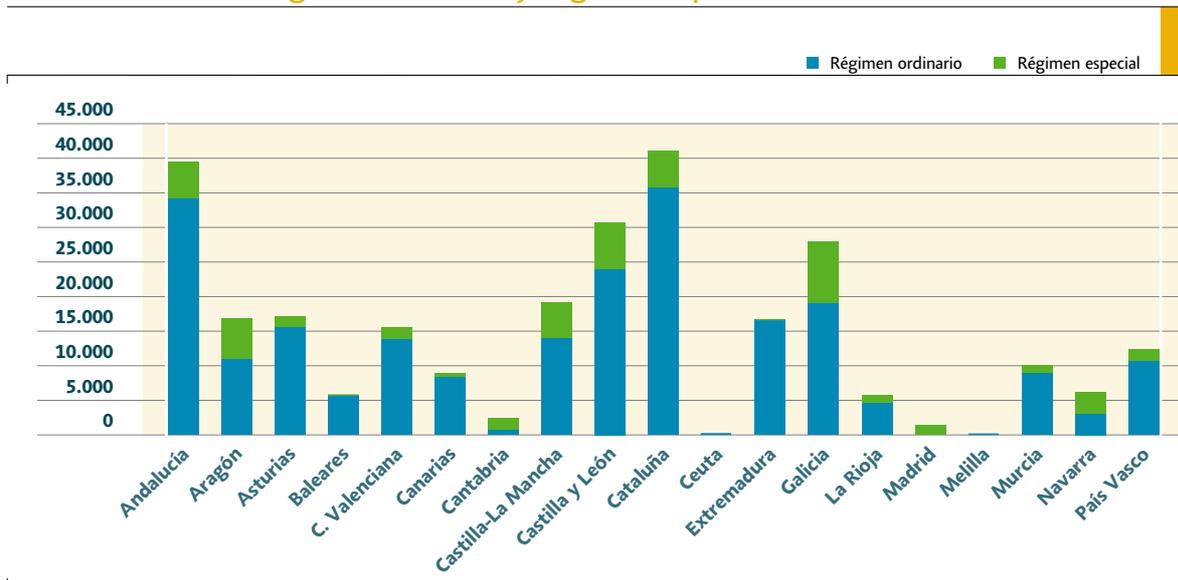
(**) Valor provisional.

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)



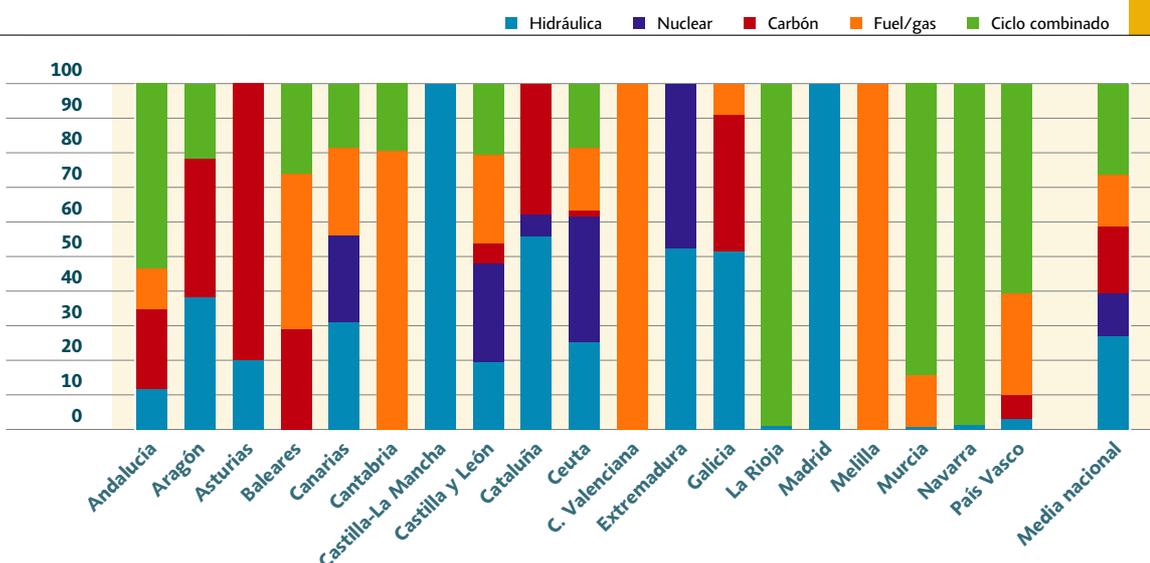
■ Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.046	1.284	661	-	1.326	1	389	725	3.979	2.206
Nuclear	-	-	-	-	1.085	-	-	1.066	466	3.142
Carbón	2.051	1.342	2.695	510	-	-	-	221	2.707	160
Fuel/gas (*)	1.061	-	-	809	1.084	1.852	-	948	-	1.570
Ciclo combinado	4.789	731	-	458	800	452	-	774	-	1.636
Total 2006	8.947	3.357	3.357	1.777	4.295	2.305	389	3.734	7.152	8.714
Total 2005	8.504	2.626	3.357	1.628	4.295	2.153	389	3.879	7.152	8.702
% 06/05	5,2	27,8	0,0	9,2	0,0	7,1	0,0	-3,7	0,0	0,1

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Hidráulica	-	2.148	2.681	8	59	-	28	11	105	16.658
Nuclear	-	1.957	-	-	-	-	-	-	-	7.716
Carbón	-	-	2.031	-	-	-	-	-	217	11.934
Fuel/gas (*)	57	-	470	-	-	60	578	-	936	9.425
Ciclo combinado	-	-	-	790	-	-	3.260	770	1.949	16.410
Total 2006	57	4.105	5.182	799	59	60	3.867	781	3.207	62.144
Total 2005	52	4.105	5.182	799	59	60	1.791	781	3.207	58.721
% 06/05	11,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	115,9	0,0	0,0	5,8

(*) Incluye GICC (Elcogás)

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



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

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2005	2006	% 06/05
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	2.424	1.589	-34,4
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159	8.432	7.180	-14,8
Los Barrios	Carbón importado	568	3.989	3.691	-7,5
Algeciras	Fuel/gas	753	1.105	277	-74,9
C.Colón	Fuel/gas	308	176	35	-80,2
San Roque 1	Ciclo combinado	397	2.079	2.356	13,3
San Roque 2	Ciclo combinado	400	2.799	2.164	-22,7
Arcos 1	Ciclo combinado	396	1.706	1.235	-27,6
Arcos 2	Ciclo combinado	379	1.803	1.348	-25,3
Arcos 3	Ciclo combinado	844	74	2.774	-
Palos 1	Ciclo combinado	401	2.320	2.383	2,7
Palos 2	Ciclo combinado	396	1.815	2.276	25,4
Palos 3	Ciclo combinado	398	1.040	2.520	142,3
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	2.050	1.891	-7,8
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	2.065	1.904	-7,8
Colón 4	Ciclo combinado	398	-	640	-
Andalucía		7.901	33.877	34.264	1,1
Escatrón	Lignito negro	80	47	3	-93,4
Escucha	Lignito negro	160	1.052	994	-5,5
Teruel	Lignito negro	1.102	7.688	6.540	-14,9
Castelnou	Ciclo combinado	731	-	1.790	-
Aragón		2.073	8.787	9.327	6,1
Aboño	Hulla+antracita	916	7.221	6.342	-12,2
Lada	Hulla+antracita	513	2.925	1.806	-38,3
Narcea	Hulla+antracita	595	3.306	2.808	-15,1
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	671	4.588	4.108	-10,5
Asturias		2.695	18.040	15.064	-16,5
José Cabrera (*)	Nuclear	-	1.161	417	-64,1
Trillo I	Nuclear	1.066	8.645	8.243	-4,7
Puertollano	Hulla+antracita	221	1.325	664	-49,9
Aceca	Fuel/gas	628	1.030	917	-11,0
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.040	1.231	18,4
Aceca 4	Ciclo combinado	374	10	1.558	-
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.544	1.456	-5,7
Castilla-La Mancha		3.009	14.755	14.486	-1,8
Garroña	Nuclear	466	3.678	3.837	4,3
Anllares	Hulla+antracita	365	2.616	2.266	-13,4
Compostilla	Hulla+antracita	1.171	8.428	6.563	-22,1
Guardo	Hulla+antracita	516	2.970	2.369	-20,2
La Robla	Hulla+antracita	655	4.613	3.896	-15,5
Castilla y León		3.173	22.305	18.932	-15,1

(sigue en página siguiente →)

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

(Continuación)

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2005	2006	% 06/05
Ascó I	Nuclear	1.028	8.018	7.772	-3,1
Ascó II	Nuclear	1.027	7.752	8.379	8,1
Vandellós II	Nuclear	1.087	4.894	7.319	49,5
Cercs	Lignito negro	160	993	1.103	11,1
Foix	Fuel/gas	520	1.370	938	-31,5
San Adrián	Fuel/gas	1.050	1.040	279	-73,1
Besós 3	Ciclo combinado	412	2.330	2.403	3,1
Besós 4	Ciclo combinado	400	1.924	2.567	33,4
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	2.801	1.910	-31,8
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	2.344	1.887	-19,5
Cataluña		6.508	33.465	34.558	3,3
Cofrentes	Nuclear	1.085	7.030	9.219	31,1
Castellón	Fuel/gas	1.084	1.117	762	-31,8
Castellón 3	Ciclo combinado	800	3.752	3.239	-13,7
C.Valenciana		2.969	11.899	13.220	11,1
Almaraz I	Nuclear	974	7.823	7.446	-4,8
Almaraz II	Nuclear	983	8.537	7.493	-12,2
Extremadura		1.957	16.360	14.939	-8,7
Meirama	Lignito pardo	563	3.651	3.292	-9,8
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	9.626	9.534	-1,0
Sabón	Fuel/gas	470	668	382	-42,9
Galicia		2.501	13.945	13.208	-5,3
Arrúbal 1	Ciclo combinado	393	1.973	2.284	15,7
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	1.932	2.367	22,5
La Rioja		790	3.905	4.651	19
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	210	2.776	-
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	148	2.464	-
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	125	2.510	-
Escombreras	Fuel/gas	578	948	204	-78,5
El Fangal 1	Ciclo combinado	390	-	186	-
El Fangal 2	Ciclo combinado	394	-	153	-
El Fangal 3	Ciclo combinado	394	-	108	-
Escombreras 6	Ciclo combinado	814	-	718	-
Murcia		3.838	1.432	9.118	536,9
Castejón 1	Ciclo combinado	393	2.149	1.724	-19,8
Castejón 2	Ciclo combinado	378	1.525	1.329	-12,8
Navarra		770	3.674	3.053	-16,9
Amorebieta	Ciclo combinado	749	2.687	3.150	17,2
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.499	1.256	-16,2
Santurce	Fuel/gas	936	1.014	655	-35,4
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	4.177	4.413	5,7
Santurce 4	Ciclo combinado	400	2.007	1.247	-37,9
País Vasco		3.102	11.384	10.721	-5,8
Total		41.287	193.830	195.543	0,9

(*) Baja en abril 2006

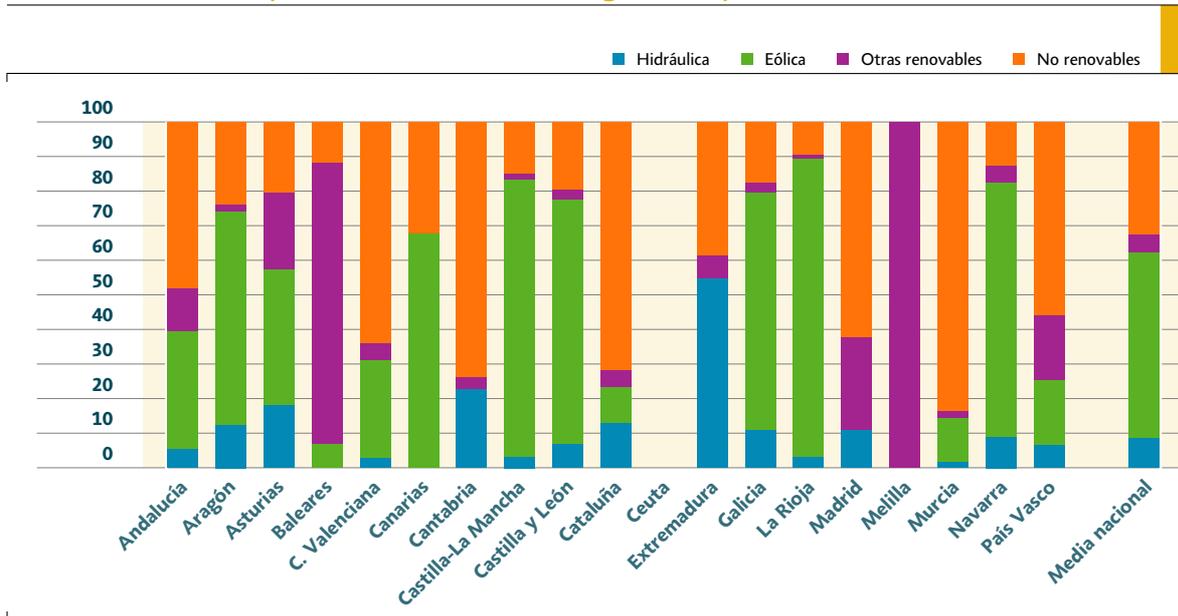
■ Potencia instalada del régimen especial (*) (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	919	1.825	330	38	383	137	102	2.423	2.258	543
Hidráulica	98	306	76	0	31	0	89	96	196	251
Eólica	598	1.475	162	3	299	136	0	2.284	1.984	198
Otras renovables	223	44	91	35	52	0	13	44	78	94
Biomasa	208	35	37	0	26	0	1	27	41	30
R.S. Industriales	0	7	54	0	7	0	10	8	0	9
R.S. Urbanos	10	0	0	34	1	0	2	0	25	46
Solar	4	1	0	1	18	0	0	9	12	9
No renovables	852	574	85	5	675	65	284	423	545	1.379
Calor residual	32	0	19	0	7	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0
Fuel-gasoil	122	46	27	5	74	65	12	217	104	273
Gas de refinería	121	0	0	0	31	0	0	0	0	0
Gas natural	576	527	39	0	563	0	203	206	441	1.106
Total 2006	1.770	2.399	415	43	1.058	202	386	2.846	2.803	1.922
Total 2005	1.600	2.314	415	43	766	194	376	2.425	2.539	1.858
% 06/05	10,6	3,7	0,0	0,0	38,2	4,1	2,7	17,4	10,4	3,4

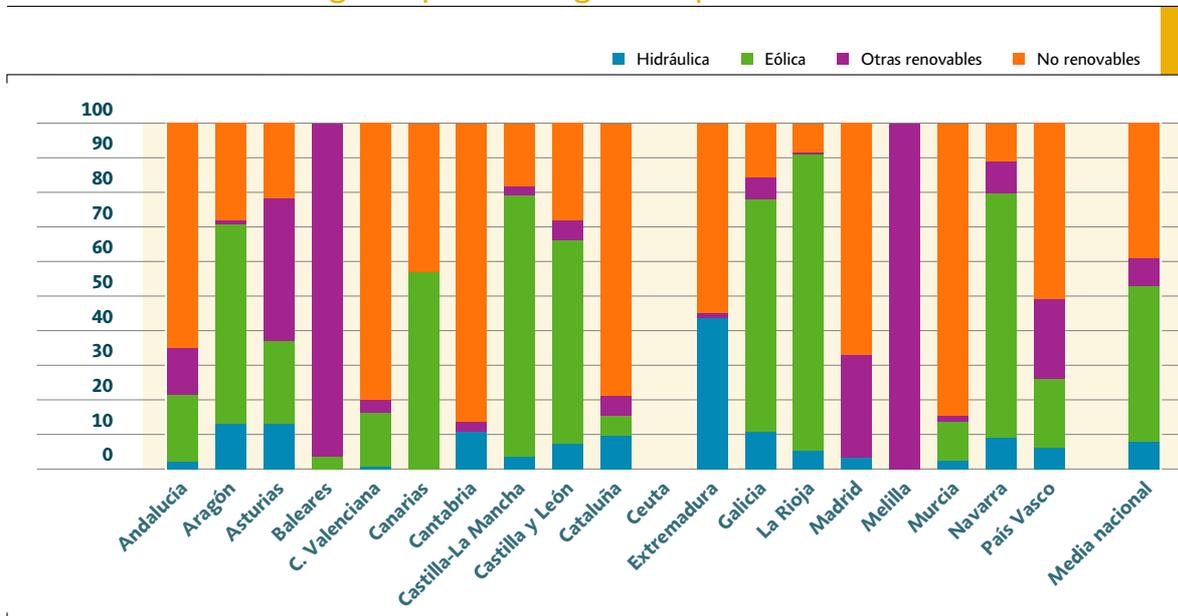
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Renovables	0	19	3.001	470	171	2	77	1.183	338	14.216
Hidráulica	0	17	400	17	49	0	8	124	51	1.809
Eólica	0	0	2.496	448	0	0	60	991	145	11.279
Otras renovables	0	2	105	5	122	2	9	67	142	1.128
Biomasa	0	1	37	3	41	0	3	40	17	548
R.S. Industriales	0	0	68	0	10	2	0	0	22	197
R.S. Urbanos	0	0	0	1	64	0	0	0	100	283
Solar	0	1	1	1	7	0	6	27	3	101
No renovables	0	12	633	49	280	0	387	169	423	6.840
Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	30	89
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
Fuel-gasoil	0	0	358	4	24	0	46	6	12	1.395
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	58	210
Gas natural	0	12	275	44	256	0	341	164	324	5.078
Total 2006	0	30	3.633	519	452	2	464	1.352	761	21.055
Total 2005	0	30	3.509	490	442	2	444	1.316	739	19.499
% 06/05	-	2,2	3,6	6,0	2,1	0,0	4,4	2,7	3,0	8,0

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 (%)



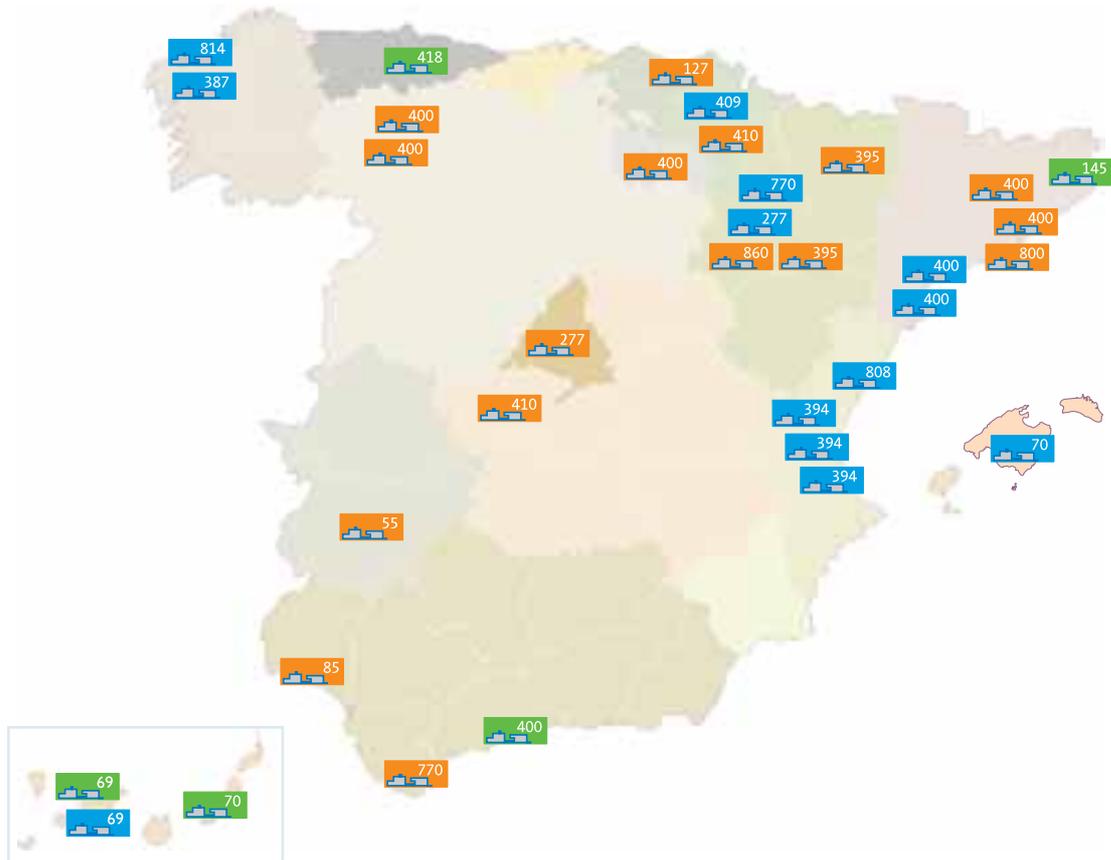
■ Energía adquirida al régimen especial (*) (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	1.879	4.192	1.175	138	350	288	245	4.265	4.704	1.133
Hidráulica	103	777	196	0	15	0	193	189	490	507
Eólica	1.042	3.342	357	5	266	288	0	3.935	3.840	301
Otras renovables	733	72	621	133	69	0	52	141	374	325
Biomasa	728	63	221	0	55	0	11	99	274	77
R.S. Industriales	0	8	400	0	0	0	34	34	0	10
R.S. Urbanos	0	0	0	133	0	0	7	0	87	231
Solar	5	1	0	0	13	0	0	8	14	7
No renovables	3.457	1.638	325	0	1.376	217	1.535	946	1.837	4.146
Calor residual	61	0	110	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	748	0	0	0
Fuel-gasoil	203	54	124	0	54	217	4	286	106	326
Gas de refinería	286	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas natural	2.908	1.584	91	0	1.322	0	783	660	1.731	3.820
Total 2006	5.336	5.830	1.500	138	1.726	505	1.781	5.211	6.541	5.279
Total 2005	5.995	5.597	1.599	153	1.577	512	1.758	4.648	5.705	5.952
% 06/05	-11,0	4,2	-6,2	-9,8	9,5	-1,3	1,3	12,1	14,6	-11,3

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
Renovables	0	30	7.497	958	440	2	131	2.827	826	31.079
Hidráulica	0	29	967	55	44	0	20	282	104	3.971
Eólica	0	0	5.970	897	0	0	93	2.248	339	22.924
Otras renovables	0	1	560	6	396	2	17	297	384	4.184
Biomasa	0	0	242	3	58	0	12	269	55	2.167
R.S. Industriales	0	0	317	0	0	2	0	0	17	822
R.S. Urbanos	0	0	0	2	330	0	0	0	309	1.099
Solar	0	1	1	1	8	0	6	28	3	97
No renovables	0	36	1.409	86	890	0	706	343	856	19.804
Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	90	262
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	748
Fuel-gasoil	0	0	757	3	34	0	64	1	28	2.262
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	8	294
Gas natural	0	36	651	83	856	0	642	341	730	16.238
Total 2006	0	66	8.905	1.044	1.330	2	836	3.170	1.682	50.883
Total 2005	0	48	8.644	1.168	1.433	6	899	3.512	1.830	51.036
% 06/05	-	37,1	3,0	-10,5	-7,2	-66,8	-7,0	-9,7	-8,1	-0,3

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

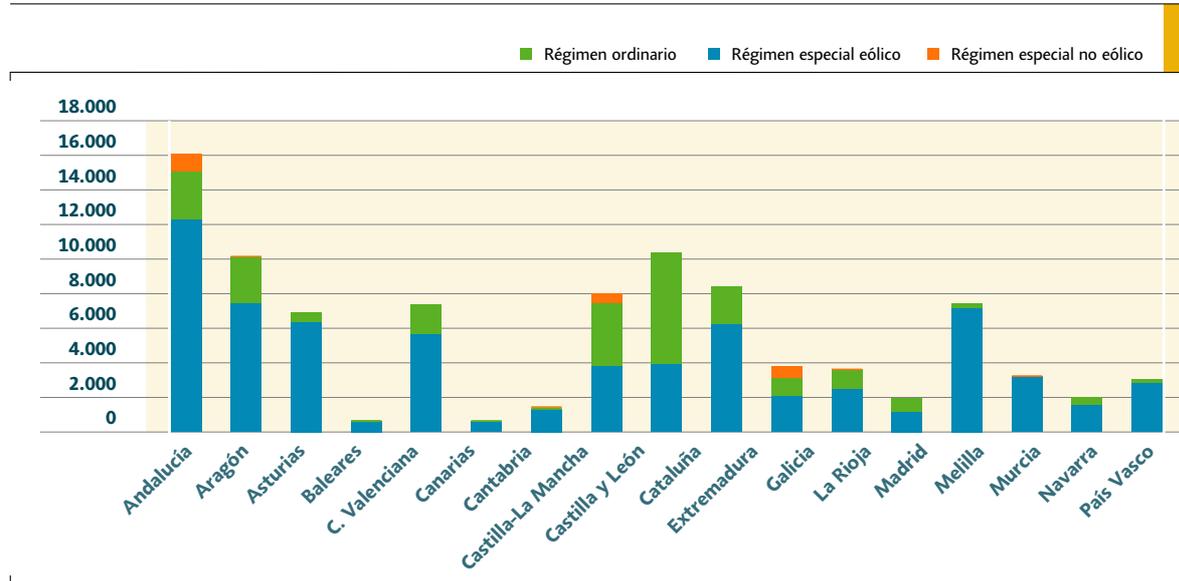
■ Previsión de instalación de ciclos combinados 2007-2009 (*) (MW)



	2007	2008	2009	Total
Andalucía	0	400	855	1.255
Aragón	1.047	0	1.650	2.697
Asturias	0	418	0	418
Cantabria	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	0	0	410	410
Castilla y León	0	0	800	800
Cataluña	800	145	1.600	2.545
C. Valenciana	1.990	0	0	1.990
Extremadura	0	0	55	55
Galicia	1.201	0	0	1.201
La Rioja	0	0	400	400
Madrid	0	0	277	277
Murcia	0	0	0	0
Navarra	409	0	410	819
País Vasco	0	0	127	127
Total peninsular	5.447	963	6.584	12.994
Baleares	70	0	0	70
Canarias	69	139	0	208
Total extrapeninsular	139	139	0	278
Totales	5.586	1.102	6.584	13.272

(*) Previsión realizada por Red Eléctrica.

Solicitudes de acceso de nueva generación a la red de transporte 1999-2007 (MW)



Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2007 (1) (2)

	Número de Solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	17	12.283	9.483	1.200	1.600
Aragón	10	7.466	6.676	790	0
Asturias	8	6.405	836	5.569	0
Cantabria	2	1.300	500	0	800
Castilla-La Mancha	7	3.832	3.832	0	0
Castilla y León	6	3.926	3.926	0	0
Cataluña	11	6.263	5.718	545	0
C. Valenciana	5	5.698	5.698	0	0
Extremadura	4	2.069	2.014	0	55
Galicia	4	2.529	1.776	753	0
La Rioja	2	1.176	776	400	0
Madrid	7	7.207	7.207	0	0
Murcia	3	3.227	3.227	0	0
Navarra	4	1.584	1.584	0	0
País Vasco	5	2.847	1.920	800	127
Total peninsular	95	67.810	55.171	10.057	2.582
Baleares	6	595	595	0	0
Canarias	7	622	607	15	0
Total extrapeninsular	13	1.217	1.202	15	0
Total Nacional	108	69.027	56.373	10.072	2.582

(1) De los 69.027 MW solicitados, el 94,8 % corresponde a ciclos combinados, el 3,4 % a generación de carbón y el 1,8 % a generación hidráulica.

(2) Datos a 31 de marzo del 2007. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

■ Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólico 1999-2007 (*)

	Número de Solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	17	2.785	2.504	175	107
Aragón	37	2.686	1.414	100	1.173
Asturias	3	534	534	0	0
Cantabria	1	126	126	0	0
Castilla-La Mancha	14	3.664	3.264	250	150
Castilla y León	48	6.481	5.300	18	1.163
Cataluña	12	2.165	1.924	128	113
C. Valenciana	7	1.741	1.741	0	0
Extremadura	8	1.072	0	0	1.072
Galicia	17	1.070	1.033	3	34
La Rioja	8	777	677	0	100
Madrid	1	214	0	0	214
Murcia	0	0	0	0	0
Navarra	11	473	468	0	5
País Vasco	2	200	100	0	100
Total peninsular	186	23.988	19.085	673	4.230
Baleares	7	113	100	13	0
Canarias	4	51	18	0	33
Total extrapeninsular	11	164	118	13	33
Total Nacional	197	24.152	19.203	687	4.263

(*) Datos a 31 de marzo de 2007. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

■ Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2007 (*)

	Número de Solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	11	1.011	512	100	400
Aragón	3	62	62	0	0
Asturias	0	0	0	0	0
Cantabria	1	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	7	529	150	270	110
Castilla y León	0	0	0	0	0
Cataluña	1	16	16	0	0
C. Valenciana	0	0	0	0	0
Extremadura	5	668	0	0	668
Galicia	3	54	29	0	25
La Rioja	0	0	0	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	1	40	0	0	40
Navarra	0	0	0	0	0
País Vasco	0	0	0	0	0
Total peninsular	32	2.458	845	370	1.243
Baleares	0	0	0	0	0
Canarias	3	22	2	0	20
Total extrapeninsular	3	22	2	0	20
Total Nacional	35	2.480	847	370	1.263

(*) Datos a 31 de marzo de 2007. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

■ Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2007 (*)

	Número de Solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MWA)	Solicitudes gestionadas (MWA)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MWA)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MWA)
Andalucía	67	9.771	5.413	1.559	2.799
Aragón	29	4.443	3.875	0	568
Asturias	7	1.020	300	450	270
Cantabria	4	162	42	120	0
Castilla-La Mancha	22	3.050	2.690	240	120
Castilla y León	17	1.805	1.680	0	125
Cataluña	80	9.205	7.455	1.430	320
C. Valenciana	44	6.410	5.770	0	640
Extremadura	18	2.338	1.023	0	1.315
Galicia	19	1.735	835	190	710
La Rioja	3	345	75	125	145
Madrid	74	9.930	9.050	570	310
Murcia	5	1.475	825	0	650
Navarra	6	585	210	375	0
País Vasco	15	1.635	720	915	0
Total peninsular	410	53.909	39.963	5.974	7.972
Baleares	5	166	113	53	0
Canarias	20	785	785	0	0
Total extrapeninsular	25	950	898	53	0
Total Nacional	435	54.859	40.860	6.027	7.972

(*) Datos a 31 de marzo de 2007. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

■ Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	RED ELÉCTRICA	Red de transporte	RED ELÉCTRICA	Red de transporte
Andalucía	14,3	14,3	0,19	0,19
Aragón	94,6	94,6	4,65	4,65
Asturias	0,2	0,2	0,01	0,01
Cantabria	401,6	401,6	52,63	52,63
Castilla-La Mancha	-	-	-	-
Castilla y León	14,8	14,8	0,57	0,57
Cataluña	33,1	33,1	0,38	0,38
C. Valenciana	17,1	17,1	0,31	0,31
Extremadura	8,1	8,1	0,78	0,78
Galicia	45,2	45,2	1,21	1,21
La Rioja	-	-	-	-
Madrid	18,4	83,8	0,33	1,51
Murcia	197,2	197,2	19,74	19,74
Navarra	-	-	-	-
País Vasco	26,0	26,0	0,73	0,73



Comparación internacional

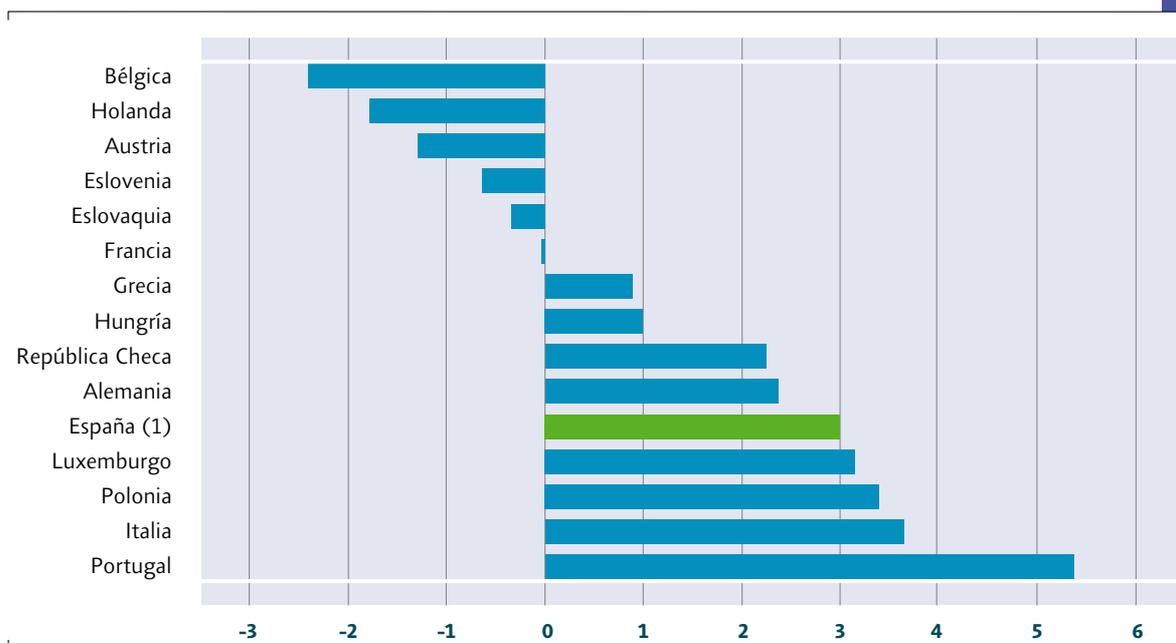
- 112** Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 112** Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2006/2005
- 113** Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 113** Incremento de la demanda de energía eléctrica 2006/2005
- 114** Incremento de la demanda de energía eléctrica 2006/2002
- 114** Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 115** Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 115** Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 116** Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 116** Cobertura de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 117** Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 117** Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 118** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2006. UCTE
- 119** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes
- 120** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 120** Tarifas de transporte en países pertenecientes a ETSO

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

	2005	2006	% 06/05
Alemania	574,1	587,8	2,4
Austria	63,8	63,0	-1,3
Bélgica	83,4	81,4	-2,4
Eslovaquia	29,1	29,0	-0,3
Eslovenia	13,2	13,1	-0,6
España (1)	254,5	262,2	3,0
Francia	549,2	549,1	0,0
Grecia	49,9	50,4	0,9
Holanda	96,4	94,7	-1,7
Hungría	33,1	33,4	1,0
Italia	290,8	301,5	3,7
Luxemburgo	4,1	4,2	3,2
Polonia	144,0	148,9	3,4
Portugal	43,6	46,0	5,4
República Checa	76,2	77,9	2,3
Total	2.305,4	2.342,6	1,6

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

■ Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2006/2005 (%)



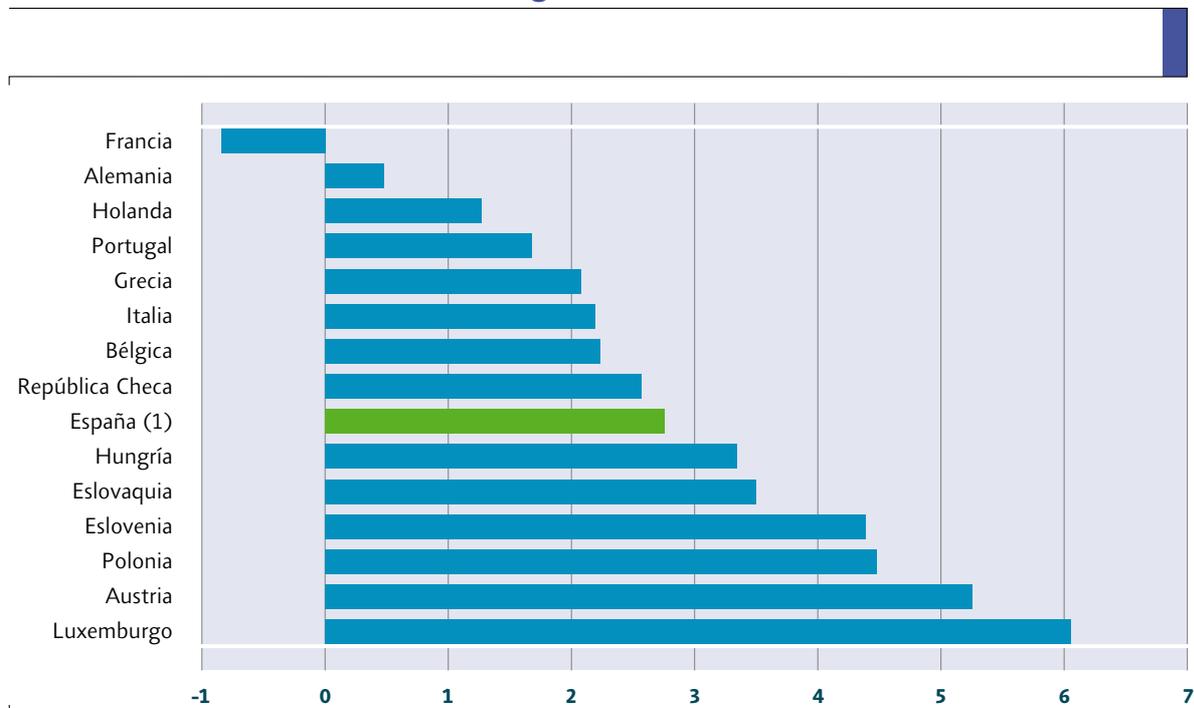
(1) Sistema peninsular

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

	2005	2006	% 06/05
Alemania	556,4	559,1	0,5
Austria	63,2	66,5	5,3
Bélgica	87,9	89,9	2,2
Eslovaquia	26,3	27,2	3,5
Eslovenia	12,8	13,3	4,4
España (1)	246,8	253,7	2,8
Francia	482,4	478,4	-0,8
Grecia	52,9	54,0	2,1
Holanda	114,7	116,1	1,3
Hungría	39,3	40,6	3,3
Italia	330,4	337,8	2,2
Luxemburgo	6,2	6,6	6,1
Polonia	130,6	136,5	4,5
Portugal	49,9	50,7	1,7
República Checa	62,7	64,3	2,6
Total	2.262,4	2.294,7	1,4

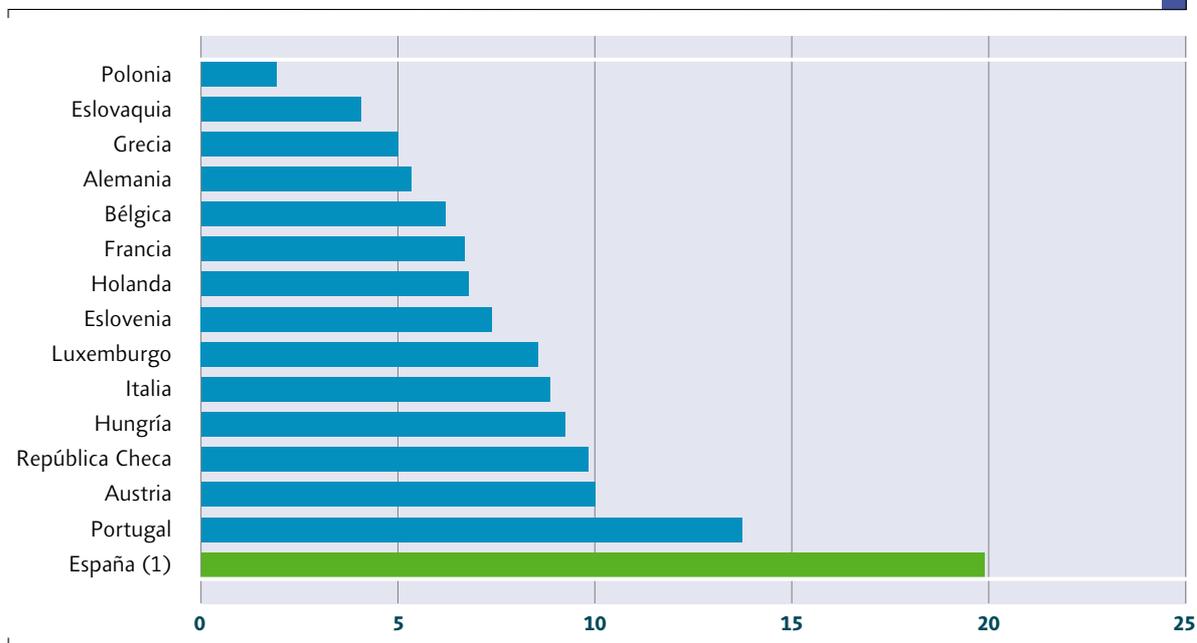
Fuente: UCTE
(1) Demanda peninsular en b.c.

■ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2006/2005 (%)



(1) Sistema peninsular

■ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2006/2002 (%)



(1) Sistema peninsular

■ Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura (°C)
Alemania	Lunes	11 de diciembre	17:30	77.800	3,4
Austria	Miércoles	25 de enero	18:00	9.481	-
Bélgica	Lunes	18 de diciembre	17:45	13.848	2,0
Eslovaquia	Jueves	26 de enero	18:00	4.423	-10,4
Eslovenia	Jueves	26 de enero	19:00	2.075	-6,7
España	Lunes	30 de enero	20:00	42.153	6,3
Francia	Viernes	27 de enero	19:00	86.280	-1,1
Grecia	Lunes	21 de agosto	13:00	9.889	36,0
Holanda	Jueves	12 de enero	17:30	16.496	1,9
Hungría	Miércoles	13 de diciembre	17:00	6.074	-0,7
Italia	Martes	27 de enero	11:00	55.619	-
Luxemburgo	Martes	12 de diciembre	18:00	1.035	0,3
Polonia	Martes	24 de enero	18:00	22.673	-18,4
Portugal	Lunes	30 de enero	20:30	8.804	6,3
República Checa	Miércoles	25 de enero	15:00	10.484	-9,9

Fuente: UCTE.

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

	2005	2006	% 06/05
Alemania	6.744	6.782	0,6
Austria	7.698	8.045	4,5
Bélgica	8.417	8.553	1,6
Eslovaquia	4.881	5.049	3,4
Eslovenia	6.391	6.654	4,1
España	5.735	5.797	1,1
Francia	7.716	7.593	-1,6
Grecia	4.771	4.853	1,7
Holanda	7.032	7.111	1,1
Hungría	3.893	4.032	3,6
Italia	5.652	5.750	1,7
Luxemburgo	13.708	14.398	5,0
Polonia	3.422	3.577	4,6
Portugal	4.736	4.797	1,3
República Checa	6.134	6.274	2,3
Total	6.124	6.184	1,0

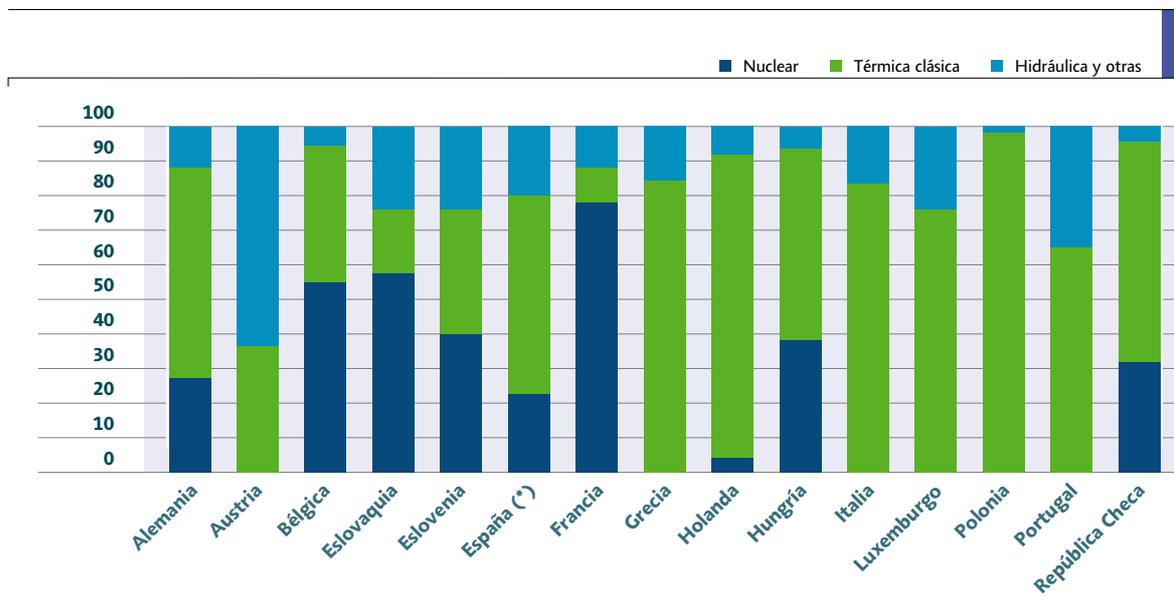
Fuente: UCTE
Consumo per cápita = Consumo total / nº hab.
Datos de población: Eurostat

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

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
Alemania	158,7	27,0	359,1	61,1	70,0	11,9	587,8
Austria	0,0	0,0	22,5	35,7	40,5	64,3	63,0
Bélgica	44,3	54,4	32,6	40,0	4,5	5,6	81,4
Eslovaquia	16,6	57,3	5,4	18,6	7,0	24,1	29,0
Eslovenia	5,3	40,2	4,7	36,0	3,1	23,8	13,1
España (*)	57,4	21,9	149,3	56,9	55,5	21,2	262,2
Francia	428,7	78,1	54,0	9,8	66,4	12,1	549,1
Grecia	0,0	0,0	42,7	84,6	7,7	15,4	50,4
Holanda	3,3	3,5	83,8	88,5	7,6	8,1	94,7
Hungría	12,7	37,9	18,7	56,1	2,0	6,1	33,4
Italia	0,0	0,0	250,7	83,1	50,9	16,9	301,5
Luxemburgo	0,0	0,0	3,2	75,9	1,0	24,1	4,2
Polonia	0,0	0,0	145,7	97,9	3,1	2,1	148,9
Portugal	0,0	0,0	30,0	65,2	16,0	34,8	46,0
República Checa	24,5	31,4	49,9	64,1	3,5	4,5	77,9
Total	751,5	32,1	1.252,2	53,5	338,9	14,5	2.342,6

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

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



(*) Sistema peninsular

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

	Hidráulica y otras	Nuclear	Térmica clásica	Producción total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	70,0	158,7	359,1	587,8	9,0	-19,8	559,1
Austria	40,5	0,0	22,5	63,0	3,3	6,8	66,5
Bélgica	4,5	44,3	32,6	81,4	1,7	10,2	89,9
Eslovaquia	7,0	16,6	5,4	29,0	0,2	-1,6	27,2
Eslovenia	3,1	5,3	4,7	13,1	0,0	0,2	13,3
España (*)	55,5	57,4	149,3	262,2	5,3	-3,3	253,7
Francia	66,4	428,7	54,0	549,1	7,4	-63,3	478,4
Grecia	7,7	0,0	42,7	50,4	0,6	4,2	54,0
Holanda	7,6	3,3	83,8	94,7	0,0	21,5	116,1
Hungría	2,0	12,7	18,7	33,4	0,0	7,2	40,6
Italia	50,9	0,0	250,7	301,5	8,6	44,9	337,8
Luxemburgo	1,0	0,0	3,2	4,2	1,1	3,5	6,6
Polonia	3,1	0,0	145,7	148,9	1,4	-11,0	136,5
Portugal	16,0	0,0	30,0	46,0	0,7	5,4	50,7
República Checa	3,5	24,5	49,9	77,9	1,0	-12,6	64,3

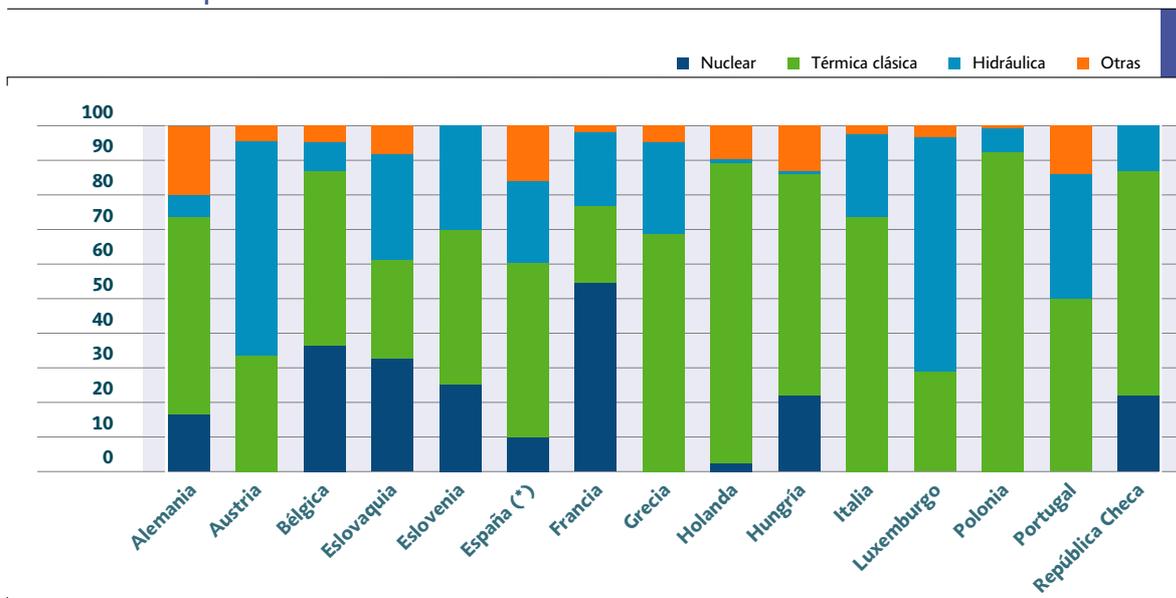
Fuente: UCTE
Incluye adquisiciones al régimen especial
(*) Sistema peninsular

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

	Nuclear		Térmica clásica (1)		Hidráulica		Otras		Total
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW
Alemania	20,3	16,3	70,4	56,6	9,1	7,3	24,5	19,7	124,3
Austria	0,0	0,0	6,3	33,1	11,8	62,4	0,8	4,5	18,9
Bélgica	5,8	36,0	8,2	50,6	1,4	8,7	0,7	4,6	16,1
Eslovaquia	2,6	32,9	2,3	28,3	2,4	30,2	0,7	8,7	8,0
Eslovenia	0,7	24,6	1,3	44,5	0,9	30,9	0,0	0,0	2,8
España (*)	7,4	9,6	39,1	50,8	18,2	23,7	12,2	15,9	76,9
Francia	63,3	54,6	24,8	21,4	25,5	22,0	2,4	2,1	116,0
Grecia	0,0	0,0	8,1	68,5	3,1	26,5	0,6	5,0	11,8
Holanda	0,5	2,2	19,3	87,1	0,04	0,2	2,3	10,5	22,1
Hungría	1,8	21,5	5,3	64,3	0,05	0,6	1,1	13,7	8,2
Italia	0,0	0,0	66,2	73,7	21,1	23,5	2,5	2,8	89,8
Luxemburgo	0,0	0,0	0,5	28,9	1,1	67,0	0,1	4,1	1,7
Polonia	0,0	0,0	29,8	92,3	2,3	7,2	0,2	0,5	32,3
Portugal	0,0	0,0	6,7	49,1	4,9	36,3	2,0	14,6	13,6
República Checa	3,5	21,6	10,6	64,6	2,2	13,3	0,1	0,5	16,4
Total	105,9	18,9	298,7	53,4	104,1	18,6	50,3	9,0	558,9

Fuente: UCTE.
 (*) Sistema peninsular
 (1) Incluye ciclos combinados

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



(*) Sistema peninsular

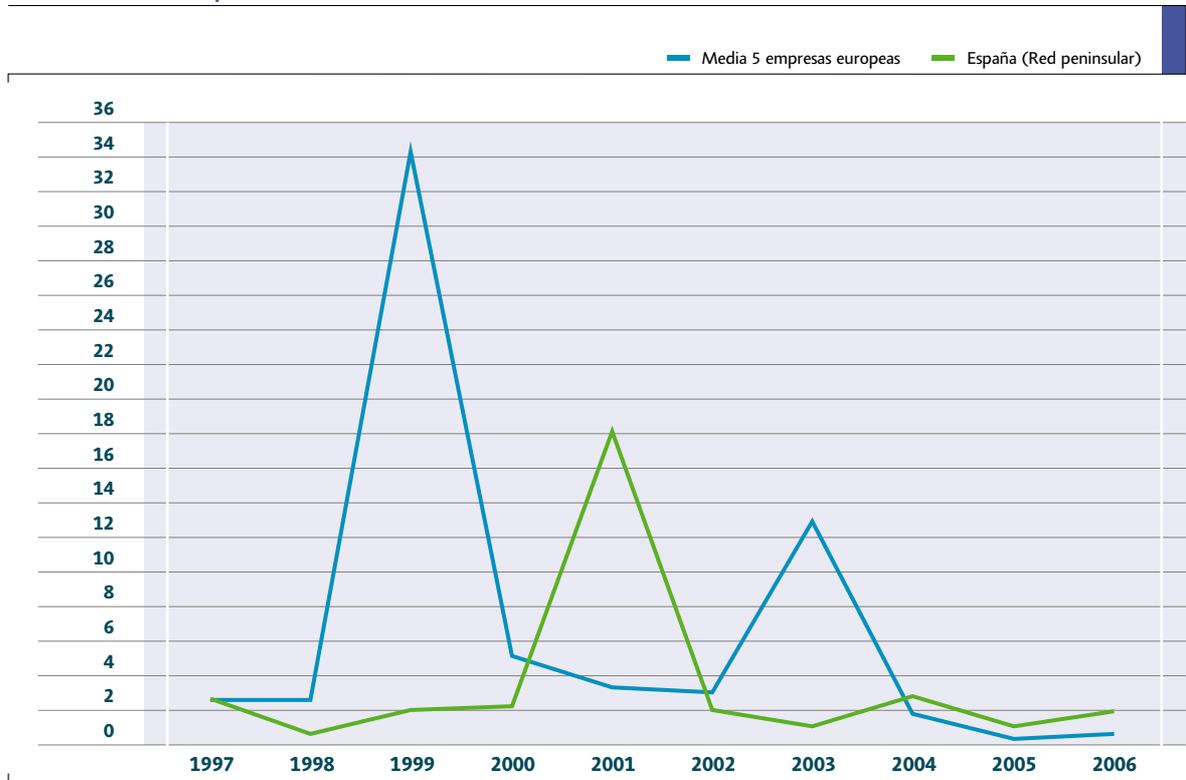
■ Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes (*) (GWh)

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	1.240	639	601
Alemania (DE)	46.140	65.912	-19.772
Austria (AT)	23.147	15.882	7.265
Bélgica (BE)	18.729	8.697	10.032
Bielorrusia (BY)	0	1.043	-1.043
Bosnia (BA)	3.015	5.123	-2.108
Bulgaria (BG)	1.138	8.875	-7.737
Chequia (CZ)	11.463	24.092	-12.629
Croacia (HR)	13.249	7.577	5.672
Dinamarca (DK_W)	5.688	9.922	-4.234
Eslovaquia (SK)	9.325	10.925	-1.600
Eslovenia (SI)	7.716	7.487	229
España (ES)	9.093	11.990	-2.897
Francia (FR)	8.081	69.848	-61.767
FYROM (MK)	2.998	1.202	1.796
Gran Bretaña (GB)	10.929	899	10.030
Grecia (GR)	6.151	1.936	4.215
Holanda (NL)	27.355	5.886	21.469
Hungría (HU)	15.399	8.185	7.214
Italia (IT)	46.525	1.618	44.907
Luxemburgo (LU)	6.831	3.286	3.545
Marruecos (MA)	2.030	28	2.002
Noruega (NO)	2.324	1.127	1.197
Polonia (PL)	4.771	15.777	-11.006
Portugal (PT)	8.480	3.175	5.305
Rumanía (RO)	1.635	5.884	-4.249
Serbia y Montenegro (CS)	9.739	7.789	1.950
Suecia (SE)	5.187	2.344	2.843
Suiza (CH)	32.742	29.040	3.702
Ucrania (UA_W)	1.777	6.708	-4.931

Fuente: UCTE. Datos a junio 2007

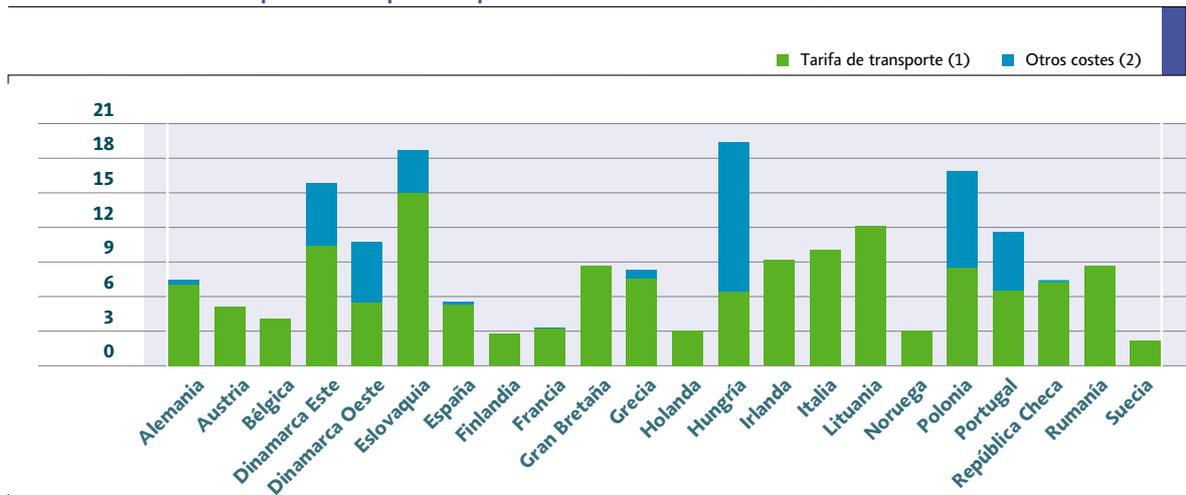
(*) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV

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



TIM = ENS/Potencia media del sistema
Fuente: Empresas europeas (Italia, Reino Unido, Portugal, Suecia y Francia). Elaboración propia

■ Tarifas de transporte en países pertenecientes a ETSO (*) (€/MWh)



Fuente: ETSO. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2006

(*) Tarifas aplicadas a consumidor conectado en la red de transporte de 400-380 kV, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización.
(1) Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas, servicios del sistema, congestiones.
(2) Otros costes no relacionados directamente con los costes de transporte: costes de transición a la competencia, fomento de renovables, etc.



Glosario

Acción coordinada de balance: programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

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

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

Intercambios internacionales físicos: comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión

internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

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

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

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

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

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

Mercados de operación: tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la

gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

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

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

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

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

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

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

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

especial y los contratos bilaterales ejecutados.

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

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

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

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

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

Regulación terciaria: servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Renta de la congestión: Ingresos derivados de la asignación de capacidad de interconexión, destinados en primer lugar a garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada y el restante será incluido en los ingresos/costes para el cálculo de las tarifas de acceso.

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

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

Restricciones técnicas PBF: con posterioridad al Programa base de funcionamiento, se analizan los

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

Servicios complementarios: servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

Subasta de capacidad: Proceso utilizado para asignar capacidad basado en mecanismos de mercado, mediante subastas anuales, subastas mensuales, subastas diarias y/o subastas intradiarias.

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

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



Información elaborada con datos a 30 de junio del 2007

Edita:

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

Diseño y maquetación:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com

Depósito legal: M-XXXX-2007

Red Eléctrica contribuye al desarrollo sostenible.
Este libro ha sido impreso con papel ecológico libre de cloro y certificado según los estándares del FSC (Forest Stewardship Council) que asegura un uso forestal eficiente para la conservación de los bosques.



En cuanto a la accesibilidad, Red Eléctrica trabaja en la selección de fuentes tipográficas más legibles en sus publicaciones. Los textos de este libro se han compuesto con la fuente tipográfica Agilita light de 9,5 puntos con interlineado de 16,5 puntos.



Esta memoria ha sido revisada por
la Fundación del Español Urgente (Fundéu)

www.fundeu.es



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

P.º del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas · Madrid
www.ree.es

