




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

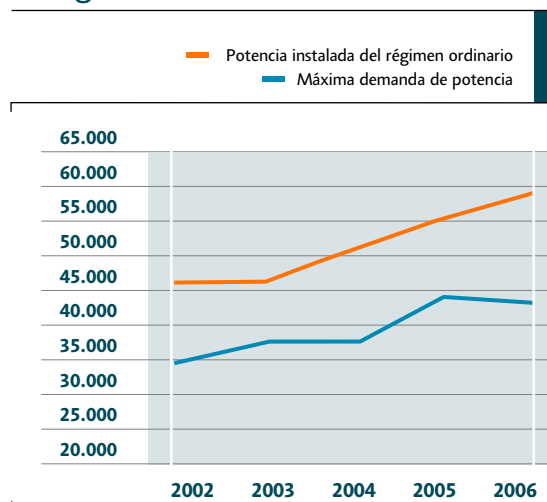
■ Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	% 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.

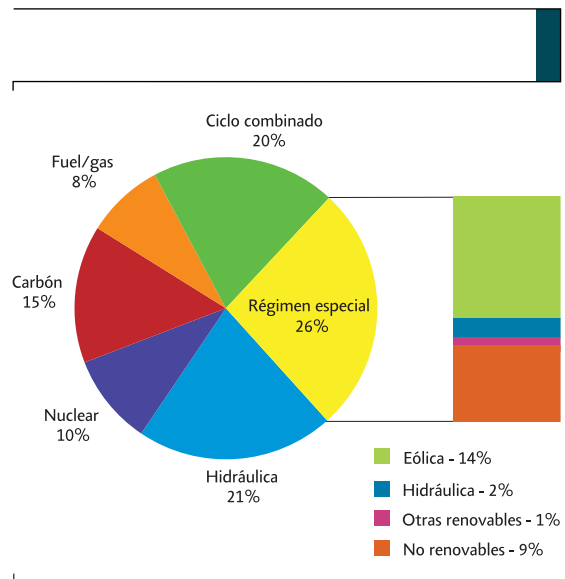
Este aumento de capacidad proviene en su mayor parte de la incorporación de 3.121 MW de seis nuevos grupos de ciclo combinado y de 1.250 MW de potencia eólica. En cuanto a las bajas, hay que destacar el cierre de la central nuclear José Cabrera de 160 MW de potencia.

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.

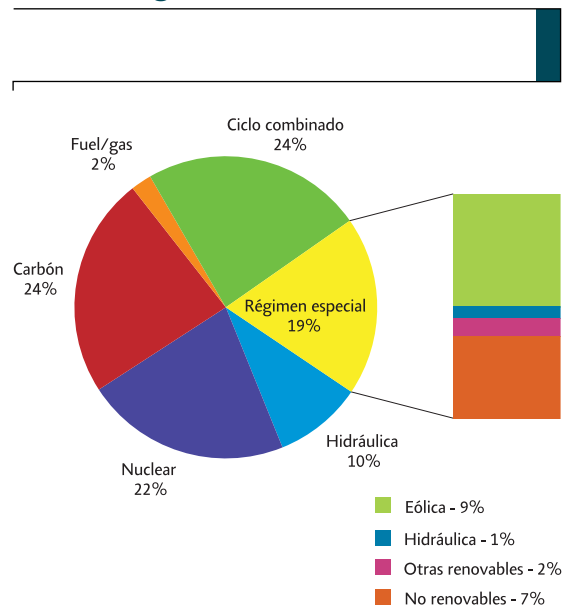
Régimen ordinario

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



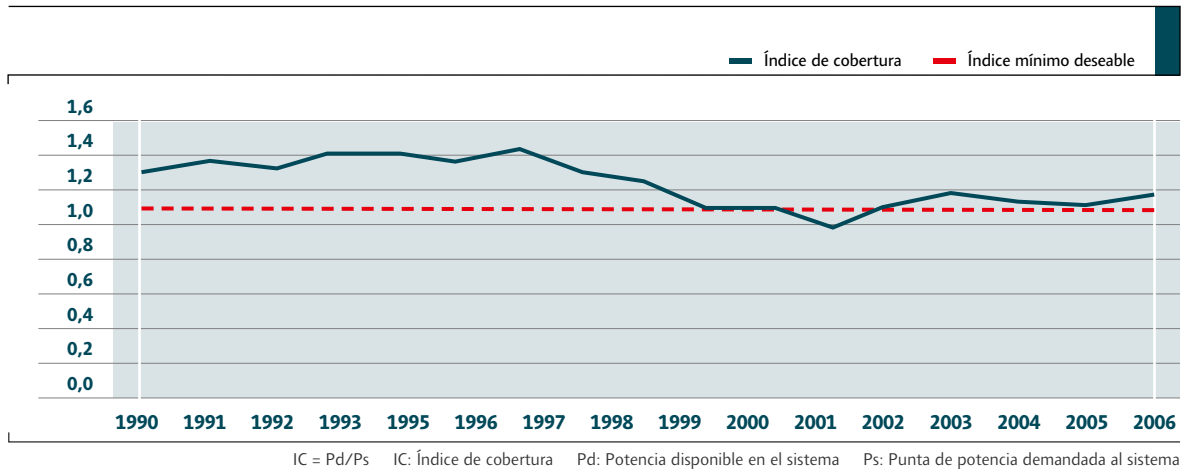
Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica (*)



(*) 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

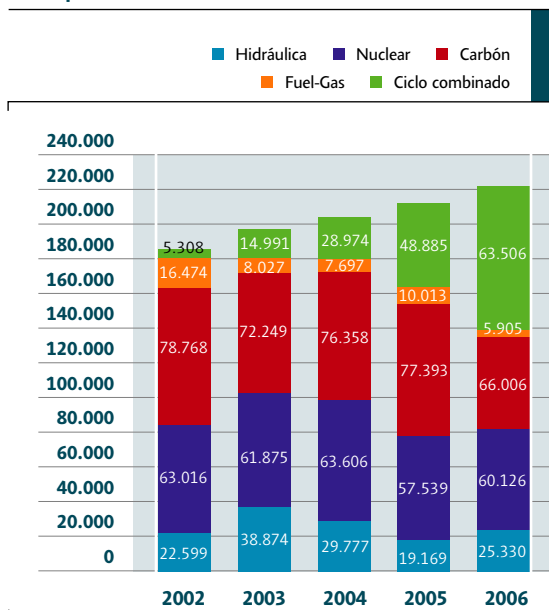
■ Evolución del índice de cobertura



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 %.

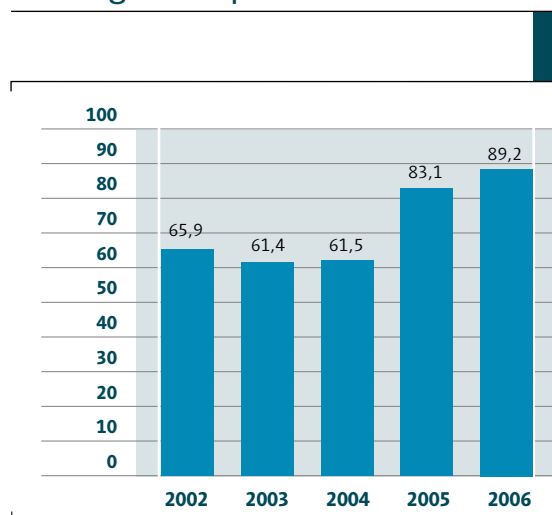
Hay que destacar que el progresivo protagonismo de la generación eólica ha dado lugar a que el 8 de diciembre esta energía cubriera el 25 % de la demanda de ese día, al registrarse un máximo histórico de producción eólica con una energía diaria de 164.138 MWh.

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)

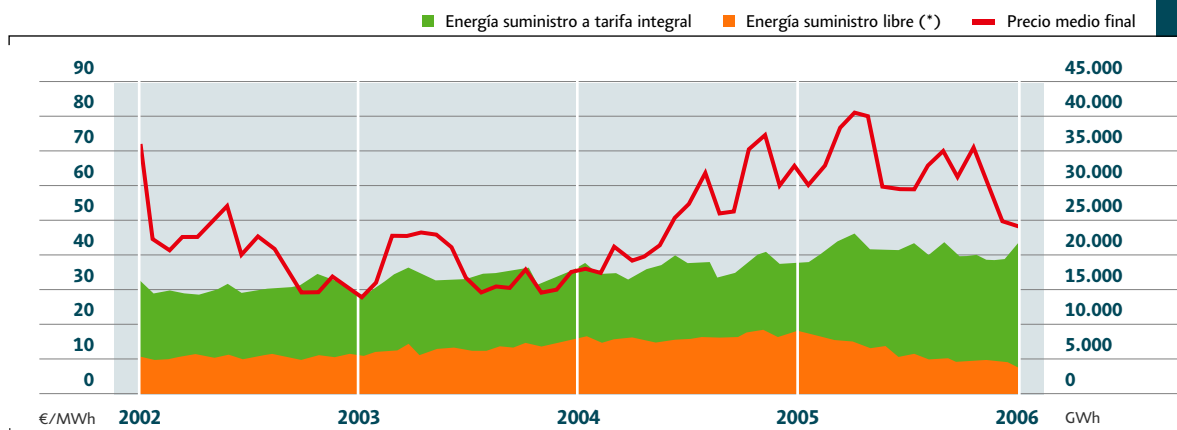


Datos provisionales. Fuente: CNE

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,

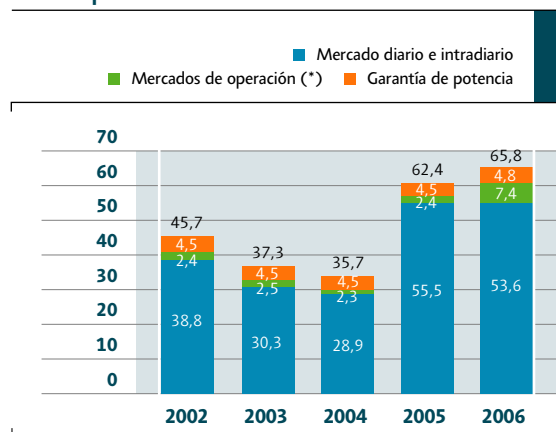
la energía adquirida en el mercado diario disminuyó un 47,2 % mientras que el precio se ha reducido en un 3 %. La entrada en vigor en marzo del RDL 3/2006 unida a la elevada cantidad de energía de comercializadoras que se ha retirado del mercado, ha causado que gran parte de la generación que hasta ahora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

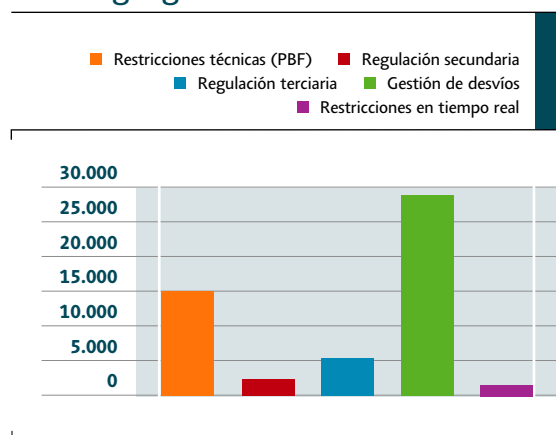
En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 21.169 GWh del que un 29,2 % ha supuesto un aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario es de 45,61 €/MWh, un 15,5 % inferior al del mercado diario. La repercusión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



■ Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)



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.

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

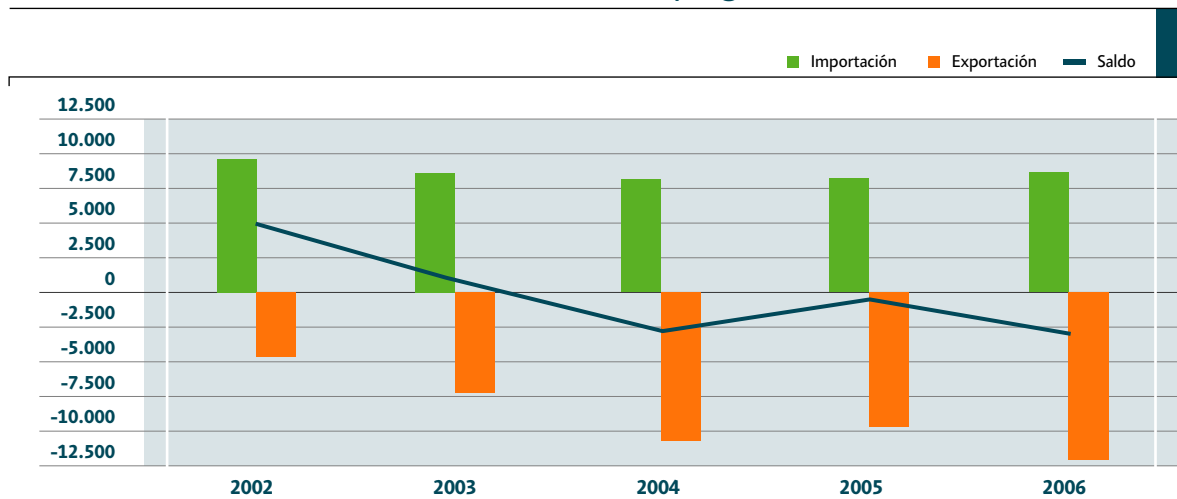
(*) Nueva modalidad financiera de suministro del contrato de REE a EDF: 900 MWh. Utilización en "modalidad financiera" respecto a la energía preavisada por EDF.

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)



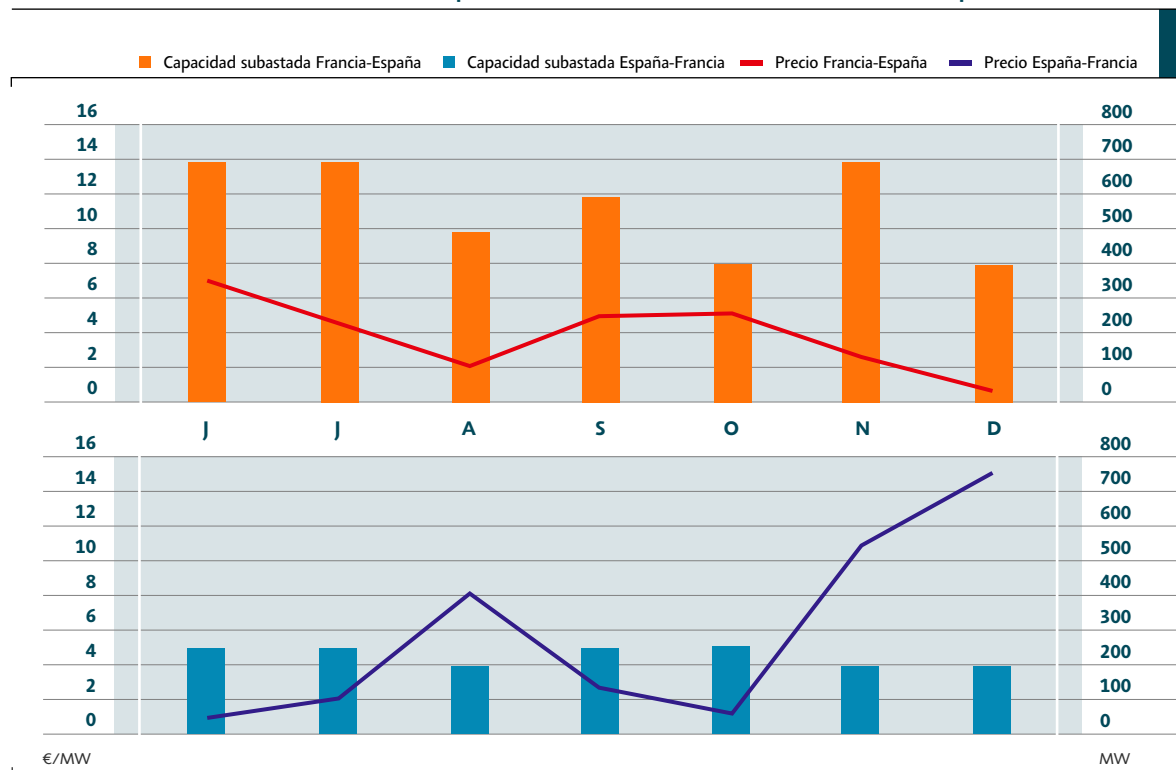
El saldo de los programas de intercambio ha mantenido por tercer año consecutivo el signo exportador, con un valor de 3.275 GWh, cifra superior en un 145 % respecto a la del 2005. Las principales causas de este elevado incremento son el aumento de las exportaciones a Marruecos y el menor saldo importador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

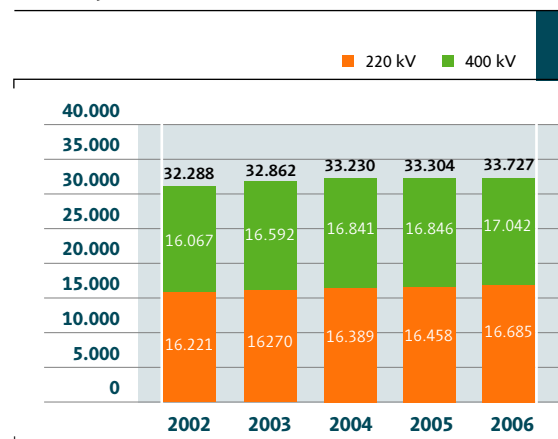
A finales del 2006, el número de sujetos autorizados para participar en las subastas de capacidad ascendió a un total de 22 de 8

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.