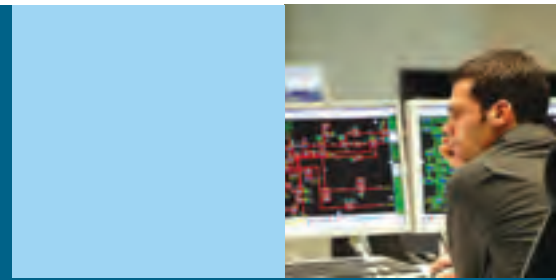


El sistema eléctrico español en el 2007



El aspecto más destacado del comportamiento del sector eléctrico español en el 2007 ha sido de nuevo la evolución del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el impulso de nuevas medidas regulatorias entre las que destaca la publicación de una nueva ley del sector eléctrico.

La demanda de energía eléctrica ha experimentado un crecimiento a nivel nacional del 3,1 % situándose, al igual que en años anteriores, por encima de la media registrada en los países de la Unión Europea pertenecientes a la UCTE que fue del 0,9 %.

Este crecimiento del consumo eléctrico se produce en un contexto de buen comportamiento de la economía española, cuyo Producto Interior Bruto alcanzó en el 2007 el 3,8 %, mientras que en el conjunto de países de la zona euro el crecimiento del PIB se situó en el 2,7 %.

En el ámbito regulatorio, la principal novedad del 2007 ha sido la publicación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio del 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Esta Ley establece 74 modificaciones de la Ley 54/1997, que afectan a todas las actividades destinadas al suministro eléctrico y a las funciones de los distintos organismos reguladores del sector eléctrico, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Se determina que el 1 de enero del 2009 desaparece el sistema tarifario integral y se establece la «tarifa de último recurso», que será fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la que podrán acogerse todos los consumidores durante el 2009. A partir del 1 de enero del 2010 solo podrán permanecer acogidos a la «tarifa de último recurso» los suministros en baja tensión y desde 2011 solo podrán acogerse a estas tarifas los consumidores de potencia contratada inferior a 50 kW.

- Se crea la Oficina de Cambio de Suministrador, nuevo ente de carácter mercantil al que se le encomienda el control de los procesos de cambio de suministrador.
- Las empresas distribuidoras pierden la capacidad de vender electricidad a tarifa, que pasa a ser función de un nuevo sujeto, el comercializador de último recurso, a partir del 1 de enero de 2009.
- Se elimina la figura de agente externo, que pasa a ser incluida en la figura de comercializador.
- Se establecen nuevas condiciones para que bajo un mismo grupo empresarial coexistan actividades reguladas y no reguladas.
- Se crea la figura del transportista único, función que se asigna a Red Eléctrica, que ejercerá la actividad junto a las de operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para hacer efectiva la figura del transportista único, se obliga a las empresas que sean titulares de instalaciones de transporte a transmitir dichas instalaciones a Red Eléctrica en un plazo máximo de tres años.
- Se obliga a Red Eléctrica a la creación, en el plazo de un año, de una nueva estructura corporativa con una sociedad matriz que tenga la totalidad del capital de la sociedad filial a la que corresponden las funciones de operador del sistema, gestor de la red de transporte y transportista único, y que se creará con la aportación de todos los activos materiales y personales actualmente dedicados al ejercicio de estas actividades. Asimismo, se transmiten a la sociedad matriz de la nueva estructura

corporativa los límites accionariales derivados del ejercicio de la actividad de operación del sistema, que también se modifican.

Además de la Ley 17/2007, durante el 2007 se han publicado numerosas disposiciones que regulan el funcionamiento del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en el que se establece un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004.
- Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre del 2007, en la que, además de la revisión de las tarifas establecidas en el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, se establecen modificaciones de otros aspectos de la regulación del sector eléctrico, entre los que destaca la revisión de los periodos horarios que se aplicarán en las tarifas, tanto de suministro como de acceso, para adaptarlos a las curvas de demanda registradas en los últimos años, así como la definición de los principios generales de una nueva regulación de los pagos por capacidad, garantía de potencia según su anterior denominación.
- Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Al amparo de los mismos principios que justificaron la minoración recogida en el Real

Decreto-Ley 3/2006, este real decreto-ley extiende la minoración a partir del 1 de enero de 2008 teniendo en cuenta el nuevo Plan de Asignación 2008-2012, establecido en el Real Decreto 1370/2006 y modificado por el Real Decreto 1030/2007.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ha ascendido a 261.273 GWh, lo que supone un incremento del 3,1 % respecto al 2006.

Descontados los efectos de la laboralidad y de la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica es del 4,4 %, 0,4 puntos más que en el 2006.

El crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares —Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla— al contrario que en los últimos años, ha sido similar al registrado en el sistema peninsular, al alcanzar este año el 3,2 %.

Como resultado, la demanda eléctrica nacional registró un crecimiento del 3,1 % en el ejercicio 2007, frente al 3,0 % del año anterior.

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

	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2003	3,1	5,5	6,8
2004	3,3	4,2	4,5
2005	3,6	3,1	4,3
2006	3,9	4,0	3,0
2007	3,8	4,4	3,1

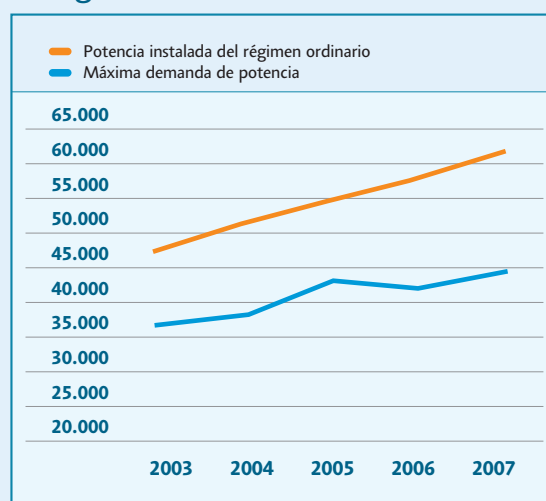
● Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	%06/05	%07/06
Demanda en b.c.	3,0	3,1
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,0	-1,2
Efecto laboralidad	-0,1	0,0
Efecto actividad económica y otros	4,0	4,4

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

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

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



En cuanto a las demandas mensual, diaria y horaria del sistema peninsular, durante el 2007 se han establecido nuevos máximos históricos. Así, el nuevo máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en enero con 24.078 GWh, mientras que el máximo valor de energía diaria se registró el 18 de diciembre con 898 GWh, un 4,7 % superior al máximo alcanzado en el 2006. Asimismo, el 17 de diciembre se produjo el récord histórico de demanda de potencia media horaria entre las 19 y las 20 horas con 44.876 MW, valor superior en un 3,5 % respecto al máximo histórico anterior registrado en el 2005.

● Balance de potencia a 31-12-2007. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 07/06	MW	% 07/06	MW	% 07/06
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.357	-0,6	510	0,0	11.867	-0,6
Fuel/gas (1)(2)	4.810	-27,6	2.819	1,5	7.629	-19,0
Ciclo combinado	20.958	35,2	1.149	26,2	22.107	34,7
Total régimen ordinario	61.498	6,1	4.479	6,7	65.977	6,2
Hidráulica	1.913	2,3	0,5	0,0	1.914	2,3
Eólica	13.909	21,3	149	0,4	14.058	21,0
Otras renovables	1.507	33,8	91	12,1	1.598	32,3
No renovables	6.871	1,1	41	0,0	6.912	1,1
Total régimen especial	24.200	13,8	282	3,9	24.481	13,7
Total	85.698	8,2	4.761	6,5	90.459	8,1

(1) Incluye GICC (Elcogás).

(2) En el sistema eléctrico Canario se incluye la potencia de los grupos auxiliares.

● Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06
Hidráulica	26.352	4,0	0	-	26.352	4,0
Nuclear	55.102	-8,4	-	-	55.102	-8,4
Carbón	71.833	8,8	3.195	-4,1	75.028	8,2
Fuel/gas (1)(2)	2.397	-59,4	8.430	-0,2	10.827	-24,5
Ciclo combinado	68.139	7,3	4.080	21,8	72.219	8,0
Régimen ordinario	223.823	1,3	15.705	3,8	239.529	1,5
- Consumos en generación	-8.753	-1,7	-846	16,0	-9.600	-0,4
Régimen especial	56.302	12,6	717	2,9	57.020	12,4
Hidráulica	3.965	-0,9	1	-	3.966	-0,9
Eólica	26.888	18,3	359	8,6	27.247	18,1
Otras renovables	4.876	20,6	350	-2,4	5.226	18,7
No renovables	20.574	7,0	6	-16,0	20.580	6,9
Generación neta	271.372	3,6	15.576	3,2	286.948	3,6
- Consumos en bombeo	-4.349	-17,3	-	-	-4.349	-17,3
+ Intercambios internacionales (3)	-5.750	75,3	-	-	-5.750	75,3
Demanda (b.c.)	261.273	3,1	15.576	3,2	276.849	3,1

(1) Incluye GICC (Elcogás).

(2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Respecto al periodo de verano, las suaves temperaturas de este año han dado lugar a que los máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria alcanzados el 31 de julio con

39.038 MW y 799 GWh respectivamente, hayan sido inferiores a los máximos históricos alcanzados en los meses de verano del 2006, periodo en el que se registraron elevadas temperaturas.

Cobertura de la demanda

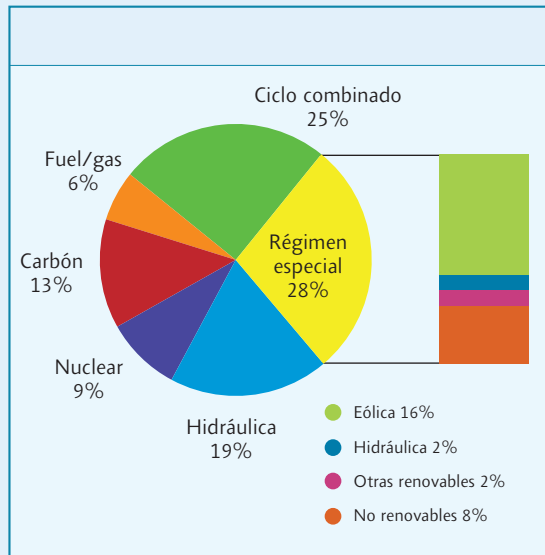
La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó durante el 2007 en 6.494 MW, lo que supone un incremento de la capacidad del sistema del 8,2 % respecto al año anterior. Con este crecimiento, la potencia instalada peninsular alcanzó al terminar el año los 85.698 MW, de los cuales 61.498 MW corresponden al régimen ordinario y 24.200 MW al régimen especial.

La mayor parte del aumento de capacidad proviene de la entrada en servicio de 11 grupos de ciclo combinado y de nuevos parques eólicos, que han incorporado al sistema 5.458 MW y 2.439 MW, respectivamente. Por el contrario, se han dado de baja 1.904 MW que corresponden mayoritariamente a grupos de fuel-gas.

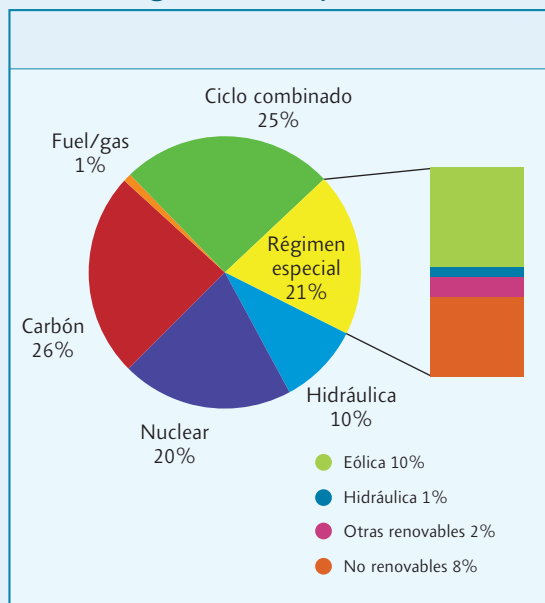
Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, la generación de las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aportando el 81 % de la demanda, casi un punto porcentual menos que en el 2006. Por el contrario, las adquisiciones procedentes del régimen especial han elevado su participación hasta el 21,2 %, dos puntos porcentuales más que el año anterior. Este aumento se debe principalmente al desarrollo de las energías renovables, en especial la eólica que ha cubierto este año el 10 % de la demanda.

Si tenemos en cuenta el balance de generación en su conjunto, las energías renovables (principalmente la hidráulica y la eólica) han cubierto este año el 23 % de la demanda, lo que las aproxima al peso que tienen las principales tecnologías en la cobertura de la demanda.

Potencia instalada a 31.12.07 Sistema eléctrico peninsular



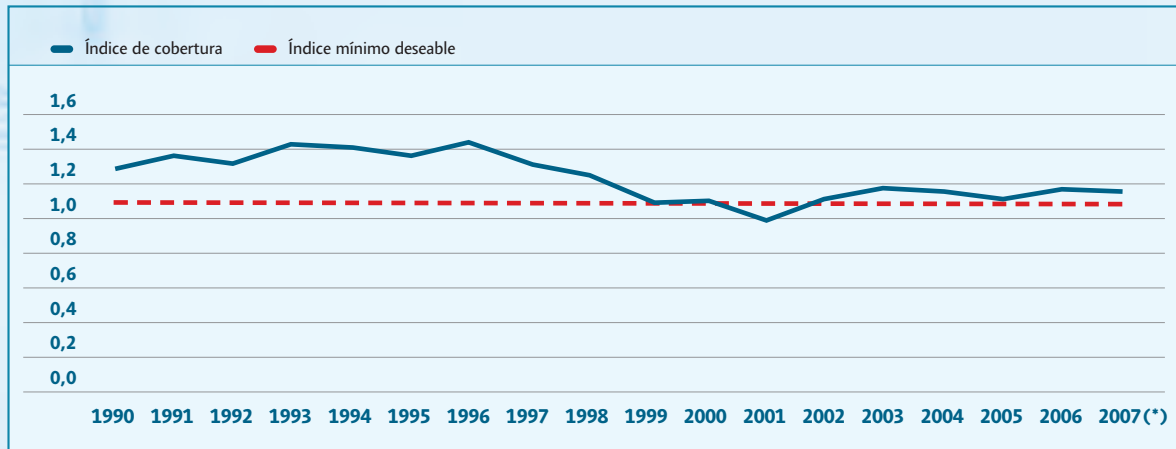
Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular (*)



(*) Incluye la demanda correspondiente al saldo exportador de intercambios internacionales que **resta el 2,2% del total**.

El saldo de intercambios internacionales, exportador por cuarto año consecutivo, se ha cubierto con el 2,2 % de la producción.

● Evolución del índice de cobertura

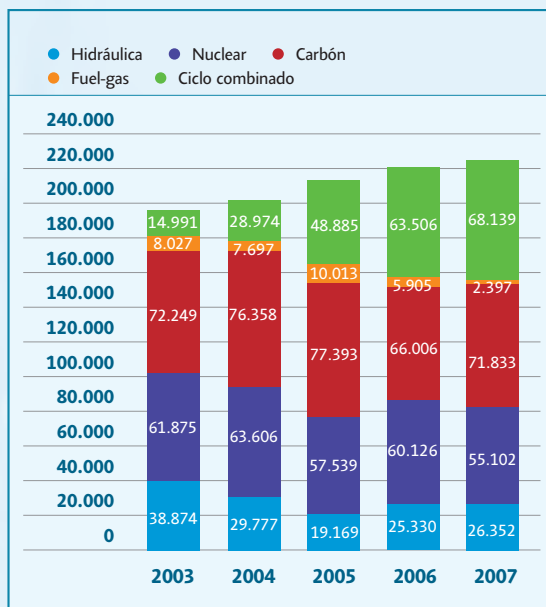


IC = Pd/Ps. IC: Índice de cobertura. Pd: Potencia disponible en el sistema. Ps: Punta de potencia demandada al sistema
(*) Estimación REE.

Régimen ordinario

La estructura de la producción de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario ha presentado durante el 2007 algunas diferencias respecto al año anterior. Los aspectos más destacados son los siguientes:

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



La generación de ciclo combinado ha aumentado un 7,3 % respecto al año anterior y ha alcanzado un peso en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario del 30,4 %, casi dos puntos más que en el 2006.

La producción hidráulica, pese a la sequía registrada durante el año, ha sido un 4 % superior a la del 2006 y ha aportado el 11,8 % de la generación del régimen ordinario, valor similar al del año anterior.

Asimismo, los grupos de carbón aumentaron su producción un 8,8 % respecto al 2006, cifra que representa el 32,1 % de la producción del régimen ordinario, dos puntos porcentuales más que el año anterior.

Por el contrario, las centrales nucleares y de fuel-gas registraron descensos de producción del 8,4 % y 59,4 % respectivamente, por lo que sus aportaciones a la producción bruta del régimen ordinario se situaron en el 24,6 % en el caso de la nuclear (casi tres puntos menos que en el 2006) y en el 1,1 % en el caso del fuel-gas

(casi dos puntos menos que en el mismo periodo del año anterior).

Desde el punto de vista hidrológico el 2007 ha sido seco por tercer año consecutivo, alcanzándose un producible hidráulico peninsular de 18.263 GWh, un 36 % inferior al valor histórico medio y un 21,6 % inferior al del 2006.

Las escasas lluvias de los últimos tres meses del año produjeron un significativo descenso de las reservas hidroeléctricas peninsulares, que se situaron al acabar el año en un 31 % de su capacidad máxima, veinticuatro puntos porcentuales por debajo de las reservas existentes al terminar el 2006.

Régimen especial

La energía procedente del régimen especial ha aumentado un 12,6 % en el 2007 y ha cubierto el 21,2 % de la demanda peninsular, casi dos puntos porcentuales más que en el 2006. Este crecimiento se debe principalmente al progresivo desarrollo de las energías renovables que han aumentado este año un 16,1 %, lo que representa casi el 14 % de la demanda peninsular.

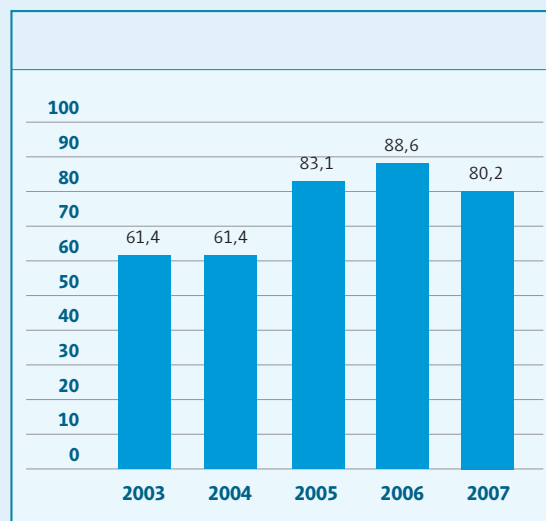
Dentro de las energías renovables, destacan los incrementos del 18,3 % de la energía eólica que ha elevado su aportación en la cobertura de la demanda peninsular hasta el 10 % y la energía solar que, aunque con poco peso en la cobertura de la demanda, ha producido casi cinco veces más que en el 2006.

El creciente protagonismo de la energía eólica ha dado lugar a que el 19 de marzo de este año se superara el máximo histórico de producción eólica

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



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

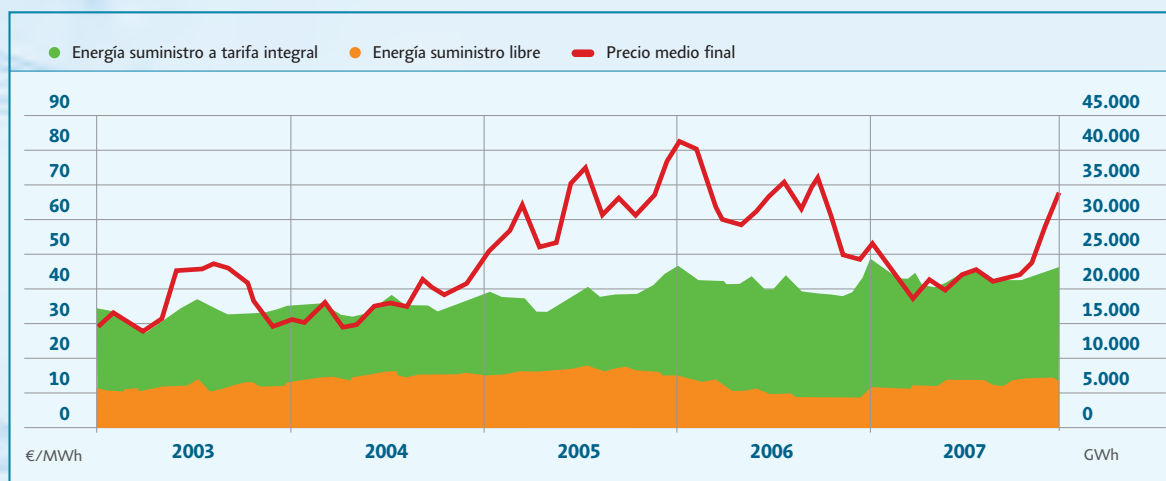


Datos provisionales. Fuente: CNE.

con una energía diaria de 169.194 MWh, que cubrió el 23,2 % de la demanda eléctrica de ese día.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 80,2 €/MWh, un 9,4 % inferior al del año anterior.

● Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (*)



Incluye bilaterales y excluye demanda de consumo de bombeo.
 (*) Datos de demanda peninsular (mercado regulado + libre) y agentes externos.

Operación del sistema

Durante el 2007 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda peninsular —mercado regulado más libre— y agentes externos) ha sido de 264.681 GWh, un 6 % más que en el año anterior. De este total, el 30,4 % corresponde a suministro libre y el 69,6 % restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 47,38 €/MWh, un 28,0 % inferior al del 2006.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios ha representado el 86,7 % del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia y pagos de capacidad ha supuesto el 8,2 % y el coste resultante de los procesos de operación del sistema el 5,1 % restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 195.183 GWh, con un precio medio de 40,73 €/MWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario ha aumentado en un 65,7 %, mientras que el precio se redujo en un 23,9 %.

En el mercado intradiario el volumen de energía negociada ha ascendido a 25.979 GWh, correspondiendo un 23,8 % de este valor a un aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado intradiario ha sido de 45,61 €/MWh, un 11,0 % superior al del mercado diario.

La energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el 2007 ha sido de 20.200 GWh, un 62,6 % inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 2,41 €/MWh, un 66,5 % inferior al 2006.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 8.162 GWh a subir y de 2.665 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 1,23 €/MWh frente a los 2,15 €/MWh del año anterior.

En el 2007 la reserva de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 904 MW, con una repercusión en el precio medio final de

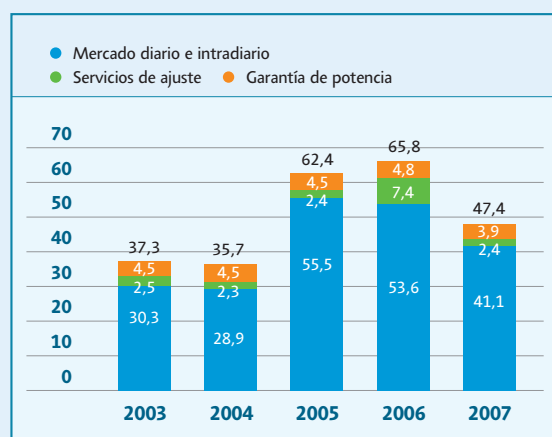
0,83 €/MWh, valor inferior al 1,07 €/MWh registrado en el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,36 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor muy inferior a los 3,87 €/MWh del 2006.

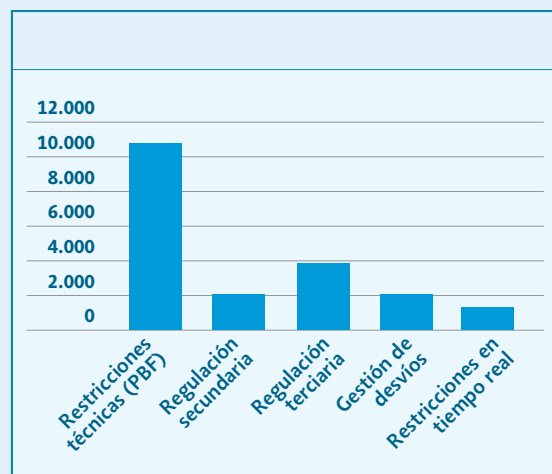
La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2007 ha ascendido a 2.133 GWh, la energía de regulación terciaria a 3.859 GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.159 GWh y la solución de restricciones técnicas en tiempo real a 1.221 GWh.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema tiene que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste en tiempo real han sido de 5.599 GWh a subir y 5.038 GWh a bajar, con un precio medio de 31,32 €/MWh a subir y 42,27 €/MWh a bajar.

● Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico (€/MWh)



● Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)



Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados en el 2007 han ascendido a un total de 23.501 GWh, valor que es un 12 % superior al registrado en el 2006. Este incremento se ha debido a la evolución del volumen de los programas de exportación, que han experimentado un aumento del 21 %, mientras que el volumen de importaciones ha permanecido prácticamente igual al del año anterior.

El saldo de los programas de intercambio ha sido exportador por cuarto año consecutivo,

situándose en 5.754 GWh, un 76 % superior al del 2006. Este incremento se ha debido principalmente al aumento de las exportaciones a Portugal y Marruecos.

Del volumen total de programas de importación, 8.874 GWh, un 82 % se ha ejecutado a través de la interconexión con Francia (7.256 GWh), un 18 % a través de la interconexión con Portugal (1.607 GWh) y se programó únicamente una importación de 11 GWh a través de la interconexión con Marruecos.

Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 14.627 GWh. Se ejecutaron en un 62 % a través de la interconexión con Portugal (9.103 GWh), y en un 24 % y un 12 % a través de las interconexiones con Marruecos y con Francia respectivamente; además se exportó un total de 261 GWh a través de la interconexión con Andorra.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones

● Utilización de los contratos previos a la Ley 54/1997

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	2.415	92
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	2,7	41

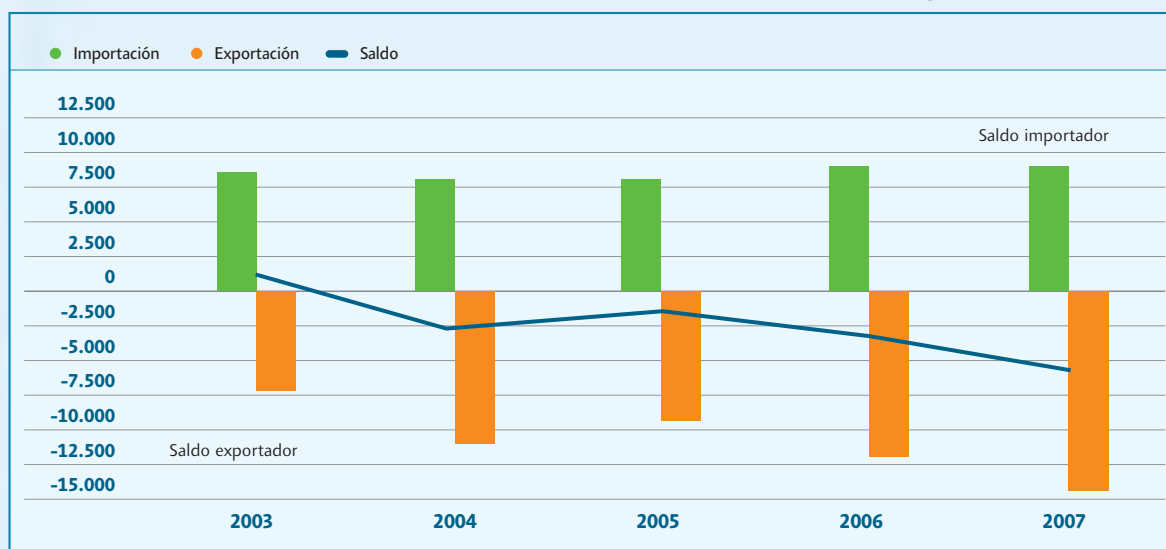
(*) Ejecución en nueva modalidad financiera de suministro del contrato de REE a EDF: 2.700 MWh.

● Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2007
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-8.136
Comercializadores	-597
Agentes productores	-326
Agentes externos	-2.615
Saldo interconexión con Portugal (A partir del 01/07/07)	-4.598
Acciones coordinadas de balance (Francia y Portugal)	-32
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.415
Intercambios de apoyo	0
Total	-5.754

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

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



internacionales cabe destacar que, en sentido de flujo exportador, se ha registrado un aumento significativo respecto al 2006 en las interconexiones con Portugal y Marruecos, en especial con Portugal que ha pasado de una utilización media de un 57 % en el 2006 a un 80 % en el 2007. De signo contrario ha sido la evolución del nivel de utilización de la interconexión con Francia en sentido exportador donde se ha observado un descenso de 4 puntos, al pasar de un 23 % en el 2006 a un 19 % en el 2007. Por lo que respecta al flujo importador cabe destacar el aumento de su nivel de utilización en la interconexión con Francia, con un promedio de un 62 % en el 2007 frente a un 50 % en el 2006, mientras que en la interconexión con Portugal la utilización media en sentido importador se ha situado en torno a un 3 % frente al 6 % del año anterior.

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

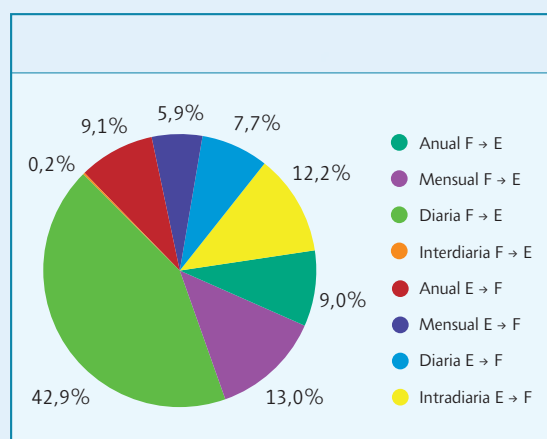
El 1 de julio del 2007 entró en vigor la versión 2.0 de las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia – España (Reglas IFE), que sustituye a la versión 1.0 de 26 de abril del 2006, así como el Procedimiento de Operación PO 4.1 “Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España”, aprobado por Resolución Ministerial de 26 de junio del 2007. Las principales novedades de esta versión son la implantación de los mercados secundarios de capacidad y la firmeza de capacidad asignada, anual y mensual, desde el envío al participante de la autorización para programar.

Durante el 2007, el número de sujetos autorizados para participar en las subastas de capacidad ascendió a 27 agentes de 11 países diferentes. El total de las rentas de la congestión recaudadas durante el año fue de 75,5 millones de euros, de los que el 50 % correspondió al sistema eléctrico español y el otro 50% al sistema eléctrico francés.

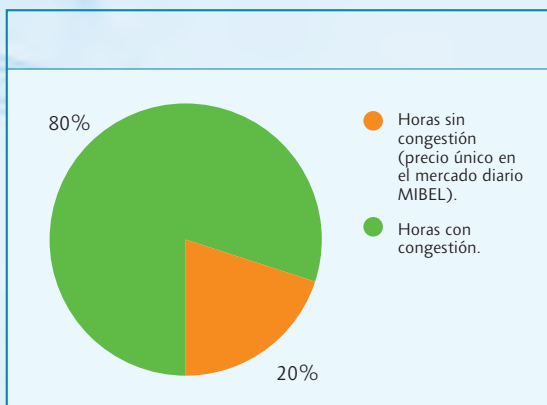
El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia - España se registró en el mes de mayo (10,93 €/MW), mientras que en el sentido España - Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente al mes de diciembre (95,21 €/MW).

En el 2007 fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en contradirección ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en 14 ocasiones en los meses de enero, febrero, julio, noviembre y diciembre por un total de 49.741 MWh.

● Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (75.461 miles de €)



● Horas de congestión en la interconexión con Portugal



● Renta de congestión del market splitting en la interconexión con Portugal

	Miles de €	%
Mercado diario	46.218	99,51
Mercado intradiario	229	0,49
Total	46.447	100,00

Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Portugal

El 1 de julio del 2007 entró en funcionamiento el Mercado Diario e Intradiario Ibérico de Electricidad, tal como estaba previsto en la Orden Ministerial ITC/843/2007, Anexo III. Con la implantación de este mercado integrado en el marco de la península Ibérica, se da un paso decisivo en el suroeste de Europa en el avance hacia el Mercado Interior Europeo de la Electricidad y el Gas en Europa.

En el período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre del 2007, en un 20 % de las horas se registró un precio único (sin congestión en la interconexión) en el Mercado Ibérico, mientras que en las restantes 80 % horas el precio alcanzado en la zona española fue inferior al

precio de la zona portuguesa, debido a la situación de congestión registrada en esta interconexión en sentido España - Portugal.

El total de las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante este período fue de 46,45 millones de euros, de los que el 50 % correspondió al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico portugués.

En el 2007 fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* en 5 ocasiones en los meses de julio, noviembre y diciembre por un total de 11.500 MWh.

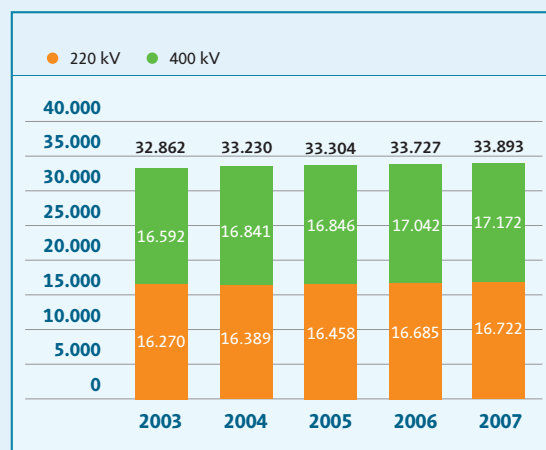
La implantación del sistema de subastas explícitas previsto en la interconexión entre España y Portugal está pendiente de la aprobación de las Reglas de acceso a la interconexión (Reglas IPE) que regularán su aplicación en el sistema eléctrico español.

Red de transporte

Durante el 2007 la red de transporte se ha situado próxima a los 34.000 km de circuito, al aumentar

● Evolución de la red de transporte

(400 y 220 kV) (km)



● Evolución del sistema de transporte y transformación

		2003	2004	2005	2006	2007
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	16.308	16.548	16.808	17.005	17.134
	Otras empresas	285	293	38	38	38
	Total	16.592	16.841	16.846	17.042	17.172
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	11.168	11.386	16.213	16.424	16.461
	Otras empresas	5.102	5.003	245	261	261
	Total	16.270	16.389	16.458	16.685	16.722
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	32.566	37.216	54.272	56.072	58.022
	Otras empresas	14.856	14.256	800	800	800
	Total	47.422	51.472	55.072	56.872	58.822

Los datos de 2005 reflejan una de las adquisiciones 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
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	1,82	0,14	1,95
2007	552	205	757	1,12	0,41	1,53

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

este año en 166 km, de los cuales 129 corresponden a circuitos de 400 kV y 37 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 1.950 MVA.

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 98,09 %, ligeramente inferior a la registrada en 2006, que fue del 98,35 %. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,06 %.

Durante el 2007 se registraron 34 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 757 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte fue de 1,53 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.