



El Sistema Eléctrico Español

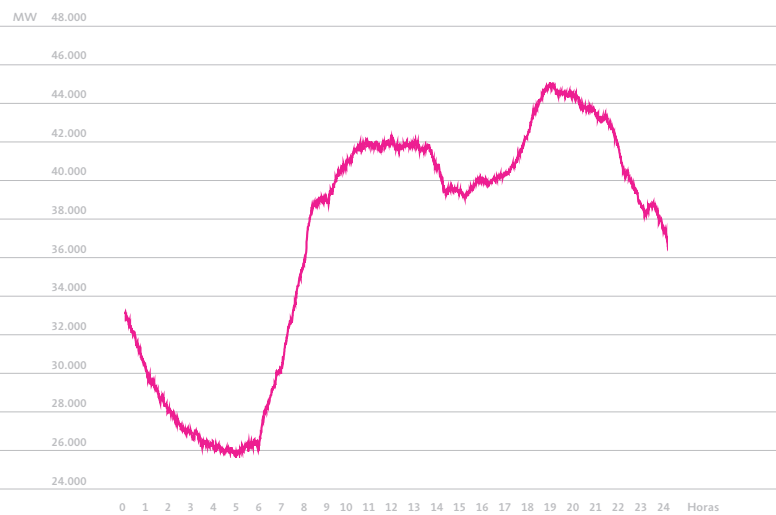
07



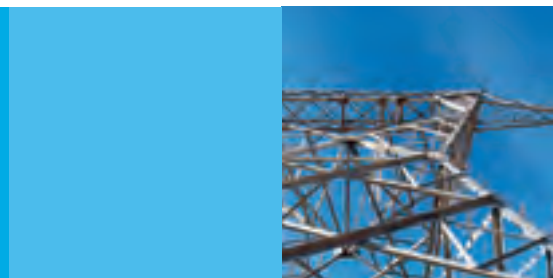
RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

El Sistema Eléctrico Español

07



Índice general



5 El sistema eléctrico español
en el 2007

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

93 Sistemas extrapeninsulares

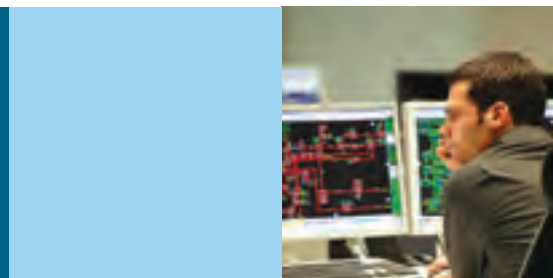
101 El sistema eléctrico por
comunidades autónomas

119 Comparación internacional

131 Glosario



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

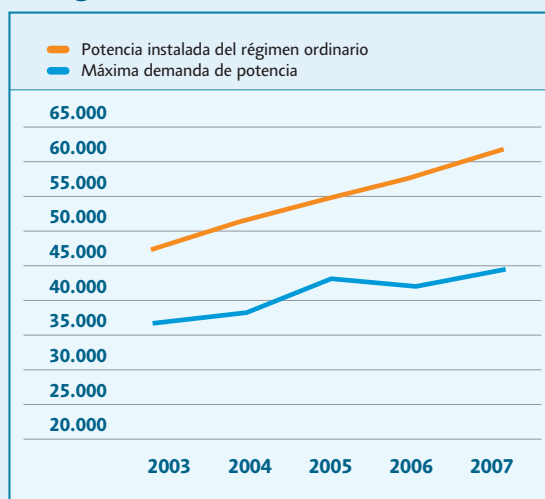
Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	%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

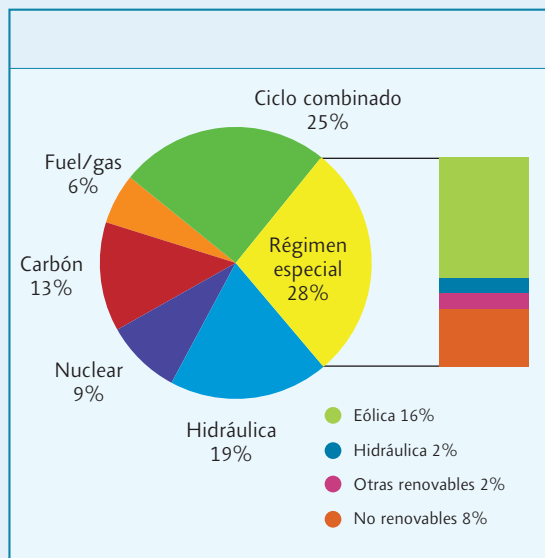
La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó durante el 2007 en 6.494 MW, lo que supone un incremento de la capacidad del sistema del 8,2 % respecto al año anterior. Con este crecimiento, la potencia instalada peninsular alcanzó al terminar el año los 85.698 MW, de los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

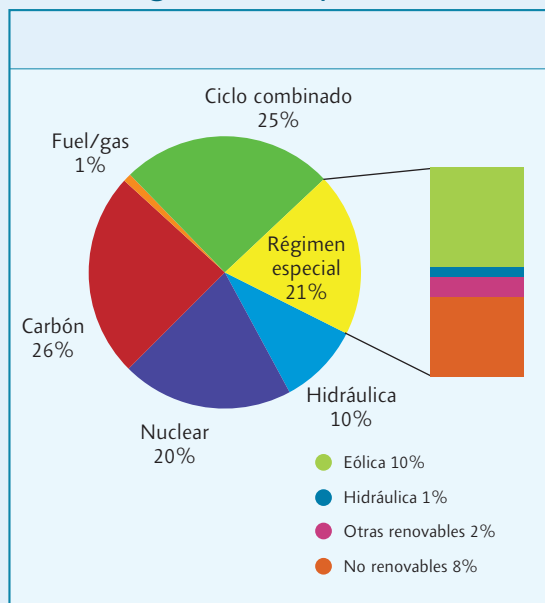
Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, la generación de las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aportando el 81 % de la demanda, casi un punto porcentual menos que en el 2006. Por el contrario, las adquisiciones procedentes del régimen especial han elevado su participación hasta 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



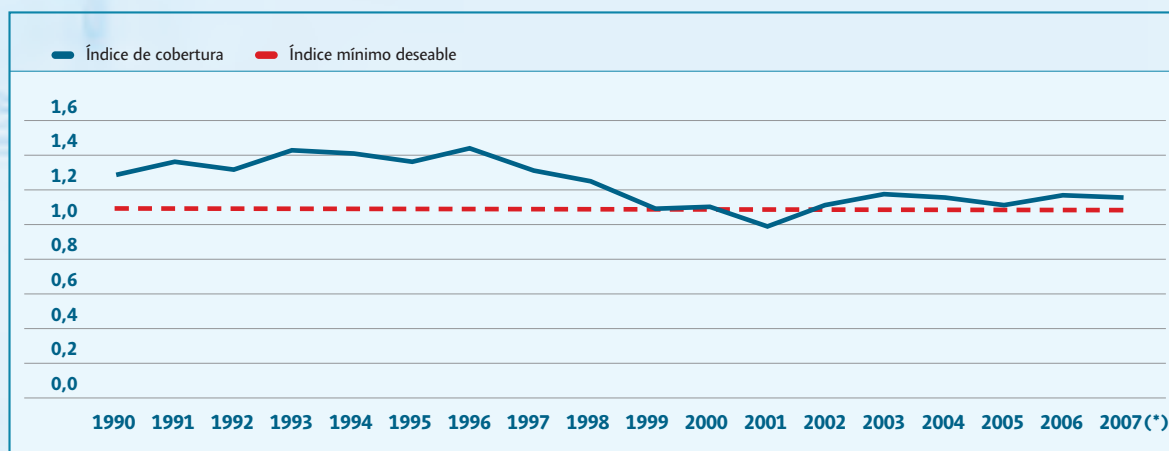
● Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular (*)



(*) 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

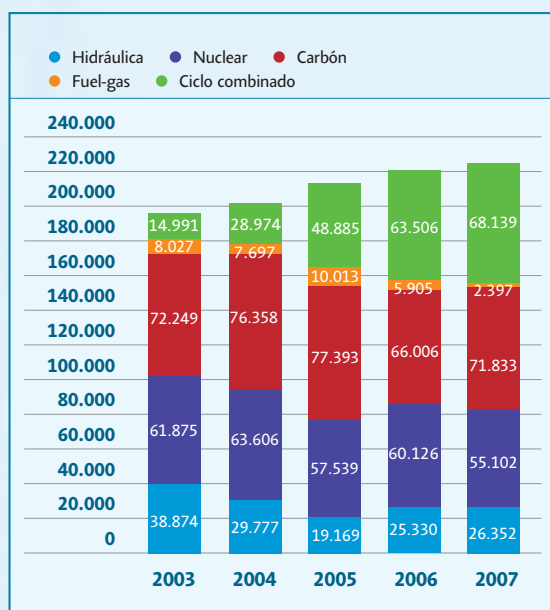


IC = Pd/Ps. IC: Índice de cobertura. Pd: Potencia disponible en el sistema. Ps: Punta de potencia demandada al sistema
(*) Estimación REE.

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.

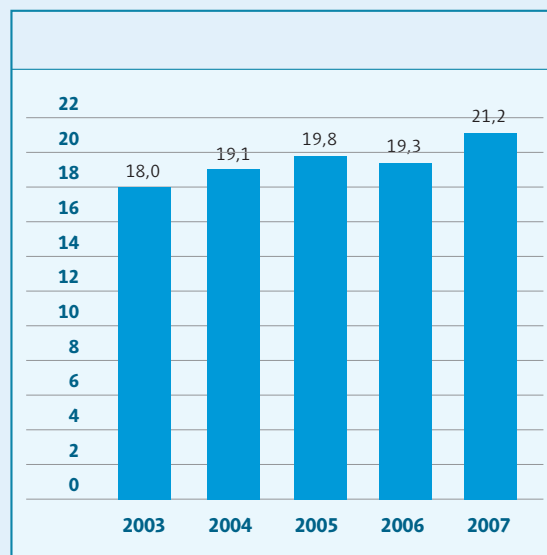
Régimen especial

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.

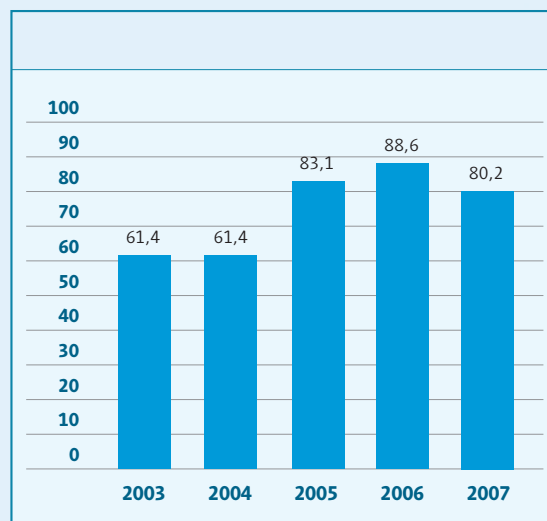
Dentro de las energías renovables, destacan los incrementos del 18,3 % de la energía eólica que ha elevado su aportación en la cobertura de la demanda peninsular hasta el 10 % y la energía solar que, aunque con poco peso en la cobertura de la demanda, ha producido casi cinco veces más que en el 2006.

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)

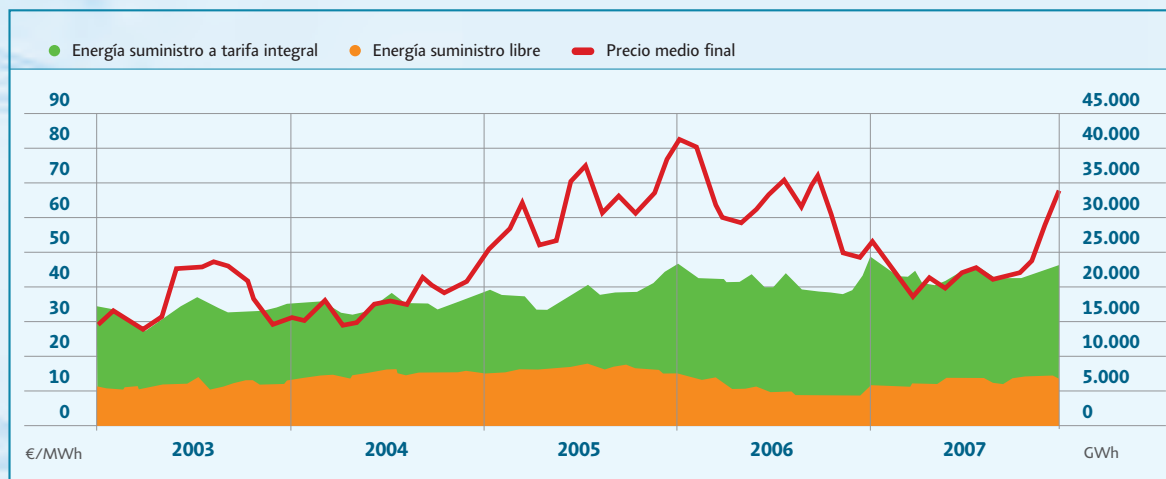


Datos provisionales. Fuente: CNE.

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

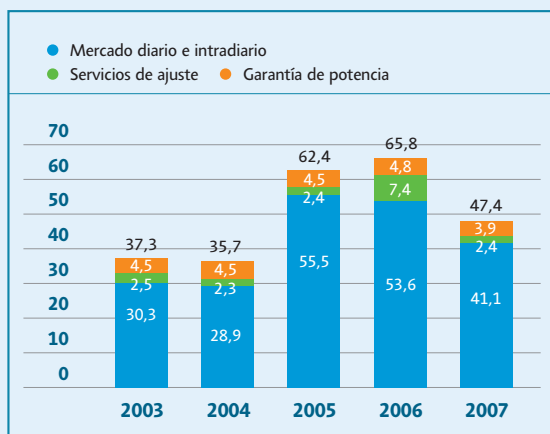
0,83 €/MWh, valor inferior al 1,07 €/MWh registrado en el año anterior.

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.

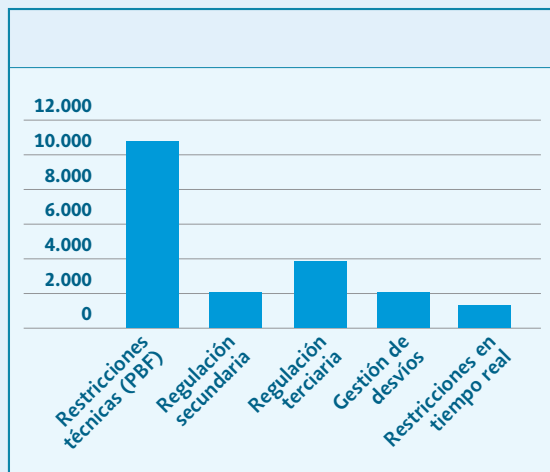
La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2007 ha ascendido a 2.133 GWh, la energía de regulación terciaria a 3.859 GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.159 GWh y la solución de restricciones técnicas en tiempo real a 1.221 GWh.

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

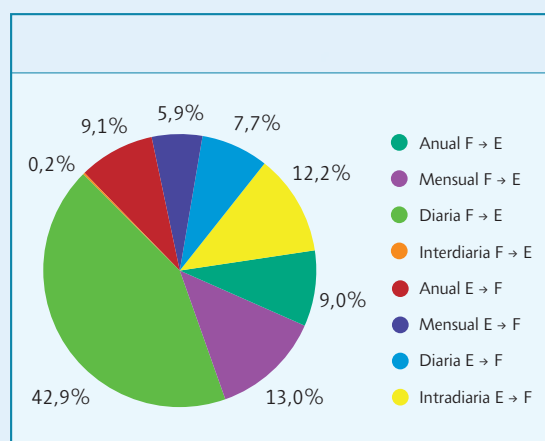
El 1 de julio del 2007 entró en vigor la versión 2.0 de las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia – España (Reglas IFE), que sustituye a la versión 1.0 de 26 de abril del 2006, así como el Procedimiento de Operación PO 4.1 “Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España”, 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.

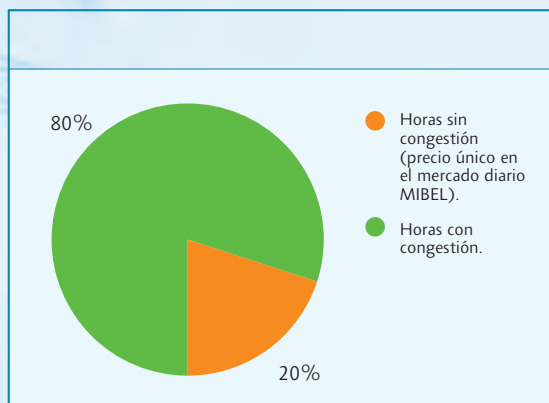
El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia - España se registró en el mes de mayo (10,93 €/MW), mientras que en el sentido España - Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente al mes de diciembre (95,21 €/MW).

En el 2007 fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en contradi dirección 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.

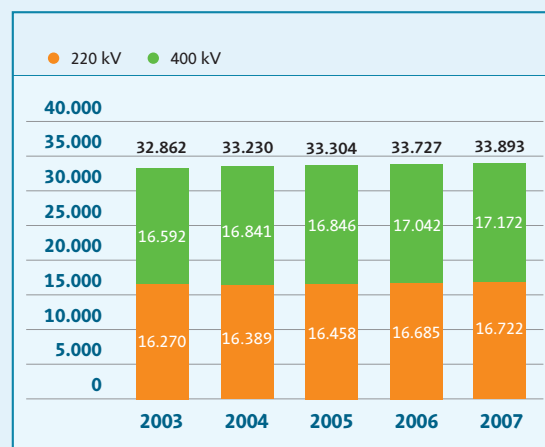
En el 2007 fue necesario aplicar acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* en 5 ocasiones en los meses de julio, noviembre y diciembre por un total de 11.500 MWh.

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.

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 %.

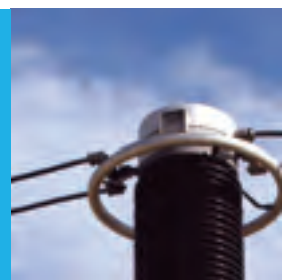
Calidad de servicio

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.

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.

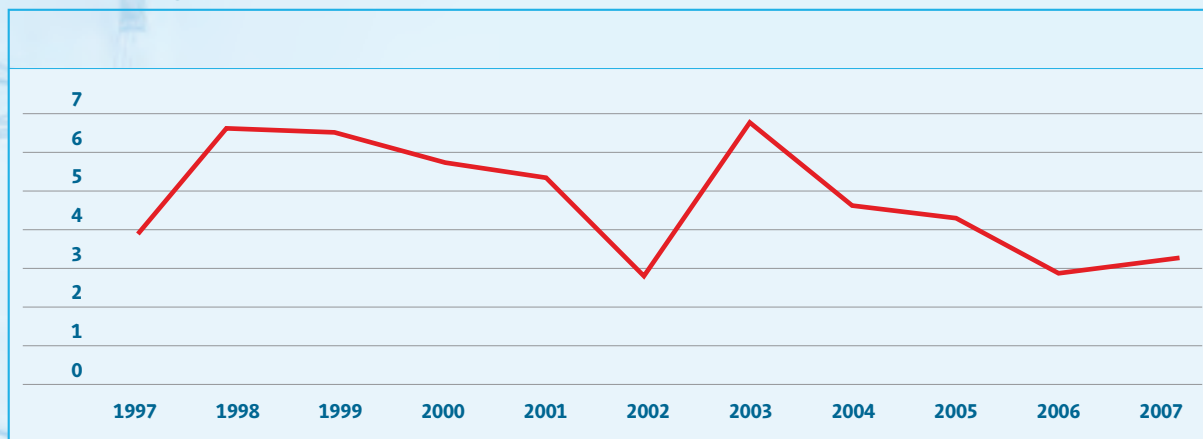
Sistema peninsular

Demanda
de energía
eléctrica

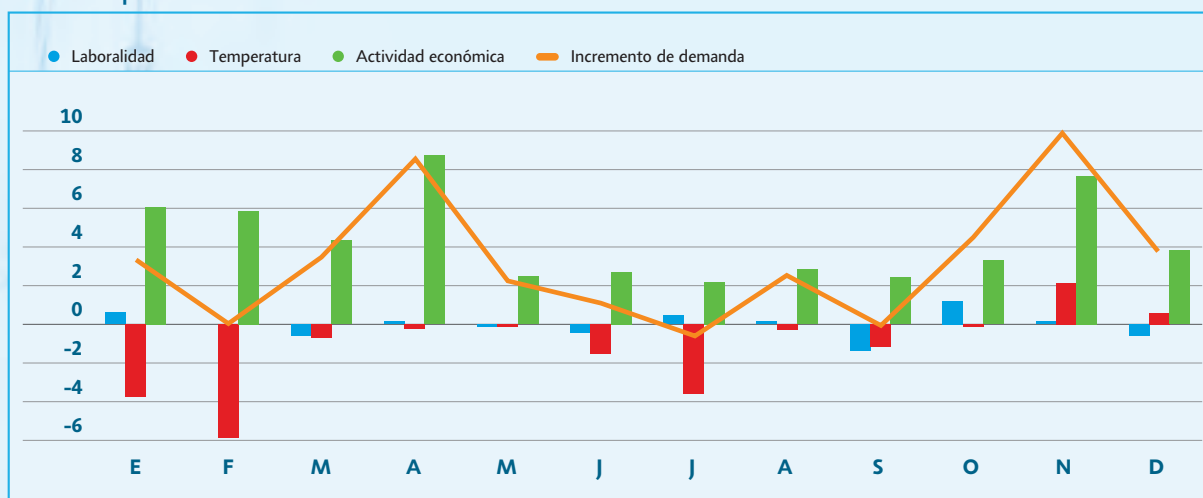


- 20 Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 20 Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 21 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 21 Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 22 Curvas de carga de los días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

● Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



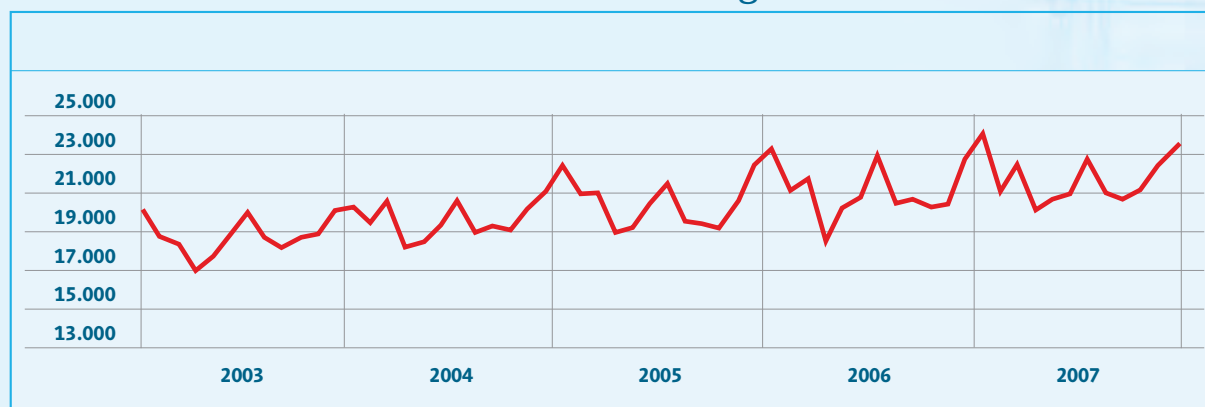
● Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



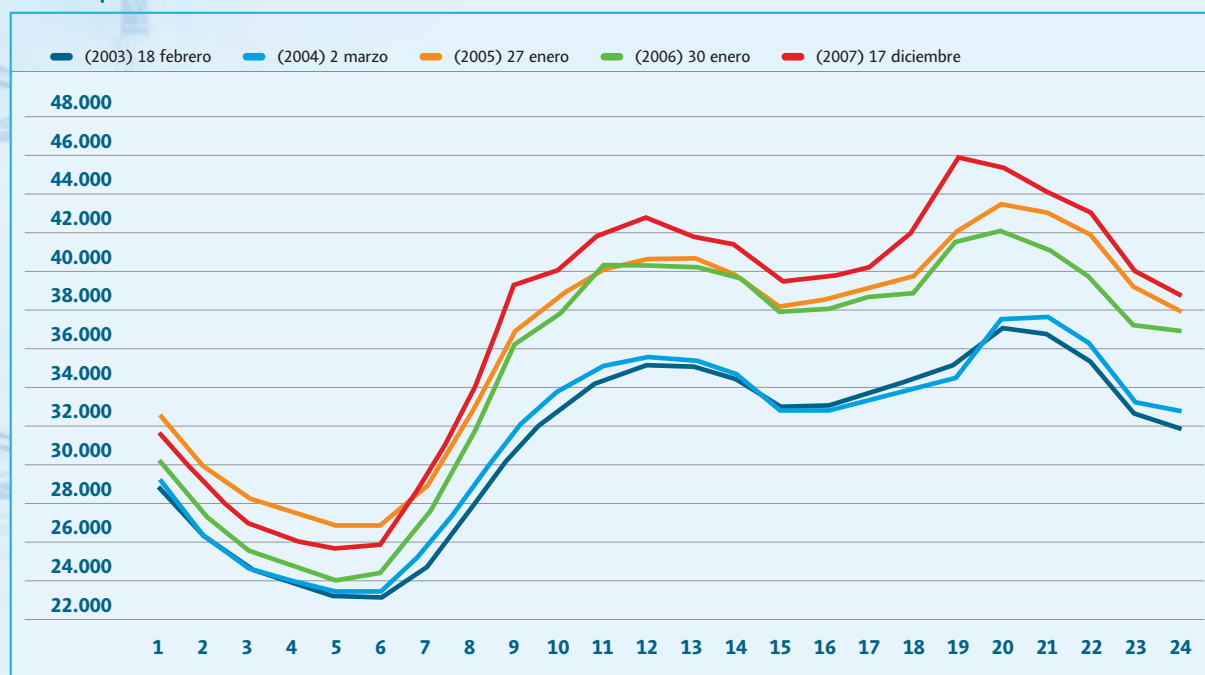
● Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2003		2004		2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	20.206	8,9	20.334	8,6	22.435	9,1	23.302	9,2	24.078	9,2
Febrero	18.769	8,3	19.482	8,3	20.982	8,5	21.098	8,3	21.095	8,1
Marzo	18.425	8,2	20.594	8,7	21.029	8,5	21.787	8,6	22.483	8,6
Abril	17.004	7,5	18.262	7,7	19.050	7,7	18.528	7,3	20.148	7,7
Mayo	17.751	7,9	18.519	7,8	19.203	7,8	20.253	8,0	20.744	7,9
Junio	18.913	8,4	19.384	8,2	20.501	8,3	20.770	8,2	20.966	8,0
Julio	20.073	8,9	20.653	8,8	21.539	8,7	22.945	9,1	22.775	8,7
Agosto	18.736	8,3	18.987	8,0	19.548	7,9	20.526	8,1	21.049	8,1
Septiembre	18.193	8,1	19.300	8,2	19.496	7,9	20.746	8,2	20.698	7,9
Octubre	18.747	8,3	19.135	8,1	19.232	7,8	20.297	8,0	21.185	8,1
Noviembre	18.898	8,4	20.212	8,6	20.662	8,4	20.446	8,1	22.470	8,6
Diciembre	20.135	8,9	21.138	9,0	22.507	9,1	22.749	9,0	23.581	9,0
Total	225.850	100,0	235.999	100,0	246.183	100,0	253.445	100,0	261.273	100,0

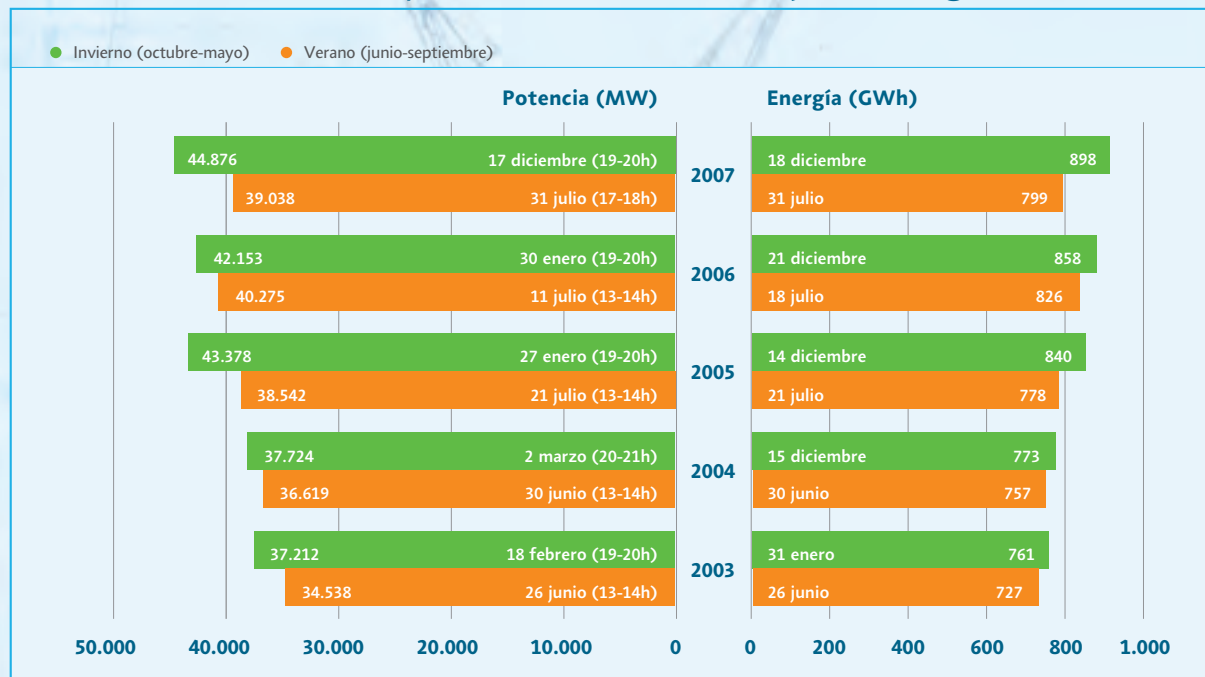
● Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



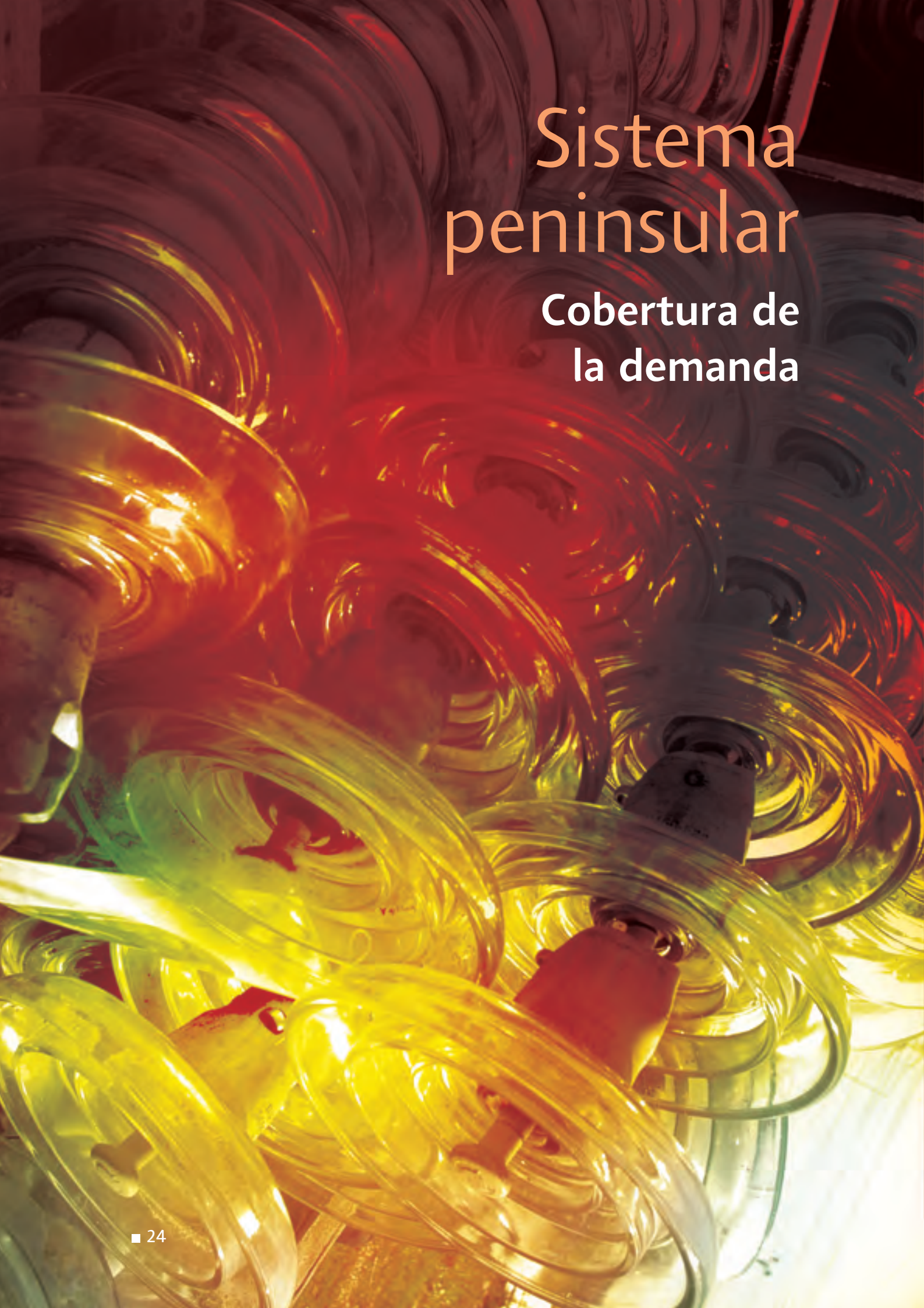
● Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW)



● Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria







Sistema peninsular

Cobertura de
la demanda



- 26 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima
- 26 Evolución anual de la 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)

	2003 18 febrero 19-20h	2004 2 marzo 20-21h	2005 27 enero 19-20h	2006 30 enero 19-20h	2007 17 diciembre 19-20h
Hidráulica	9.023	8.998	5.530	4.179	5.082
Hidráulica	7.564	7.663	3.907	3.088	3.779
Bombeo	1.459	1.335	1.623	1.091	1.303
Térmica	22.898	22.788	27.499	30.711	34.484
Nuclear	7.427	7.356	7.519	7.471	7.392
Carbón	9.276	8.455	9.302	9.314	8.394
Fuel/gas	3.596	2.904	3.704	3.567	2.496
Ciclo combinado	2.599	4.073	6.974	10.359	16.229
Total producción programa	31.921	31.786	33.029	34.890	39.565
Diferencias por regulación	-148	43	-223	-	-596
Total régimen ordinario	31.773	31.829	32.806	34.890	38.969
Saldo físico interconexiones internacionales (*)	458	116	1.436	77	524
Andorra	-102	-94	-63	-69	-43
Francia	285	855	1.349	147	567
Portugal	385	-463	150	-1	0
Marruecos	-110	-182	0	0	0
Régimen especial	4.981	5.780	9.136	7.186	5.383
Demanda (b.c.)	37.212	37.724	43.378	42.153	44.876

(*) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

● Evolución anual de la potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica convencional y mixta	13.930	13.930	13.930	13.930	13.930
Bombeo puro	2.727	2.727	2.727	2.727	2.727
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.816	7.876	7.876	7.716	7.716
Hulla + antracita	6.088	6.088	5.947	5.947	5.880
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	11.424	11.424	11.357
Fuel/gas (*)	6.947	6.947	6.647	6.647	4.810
Ciclo combinado	4.347	8.233	12.224	15.500	20.958
Total régimen ordinario	47.333	51.279	54.829	57.944	61.498
Hidráulica	1.559	1.636	1.767	1.869	1.913
Eólica	6.240	8.462	9.910	11.470	13.909
Otras renovables	709	886	956	1.126	1.507
No renovables	6.370	6.495	6.661	6.794	6.871
Total régimen especial	14.879	17.479	19.294	21.259	24.200
Total	62.212	68.758	74.123	79.203	85.698

(*) Incluye GICC (Elcogás).

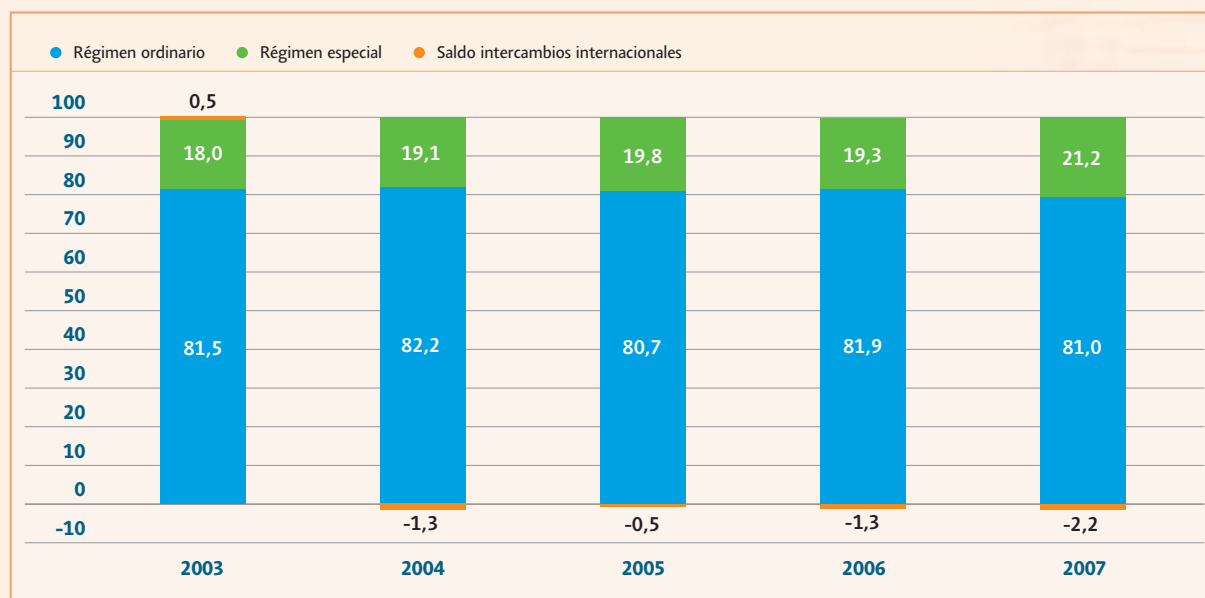
● Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	%07/06
Hidráulica	38.874	29.777	19.169	25.330	26.352	4,0
Nuclear	61.875	63.606	57.539	60.126	55.102	-8,4
Carbón	72.249	76.358	77.393	66.006	71.833	8,8
Fuel/gas (*)	8.027	7.697	10.013	5.905	2.397	-59,4
Ciclo combinado	14.991	28.974	48.885	63.506	68.139	7,3
Régimen ordinario	196.015	206.412	212.999	220.873	223.823	1,3
- Consumos en generación	-8.162	-8.649	-9.082	-8.904	-8.753	-1,7
Régimen especial	41.412	45.868	49.967	50.017	56.302	12,6
Hidráulica	4.942	4.596	3.652	4.001	3.965	-0,9
Eólica	11.720	15.753	20.520	22.736	26.888	18,3
Otras renovables	2.946	3.038	3.970	4.045	4.876	20,6
No renovables	21.804	22.482	21.824	19.236	20.574	7,0
Generación neta	229.265	243.631	253.884	261.986	271.372	3,6
- Consumos en bombeo	-4.678	-4.605	-6.358	-5.261	-4.349	-17,3
+ Intercambios internacionales (**)	1.264	-3.027	-1.343	-3.280	-5.750	75,3
Demanda (b.c.)	225.850	235.999	246.183	253.445	261.273	3,1

(*) Incluye GICC (Elcogás).

(**) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

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



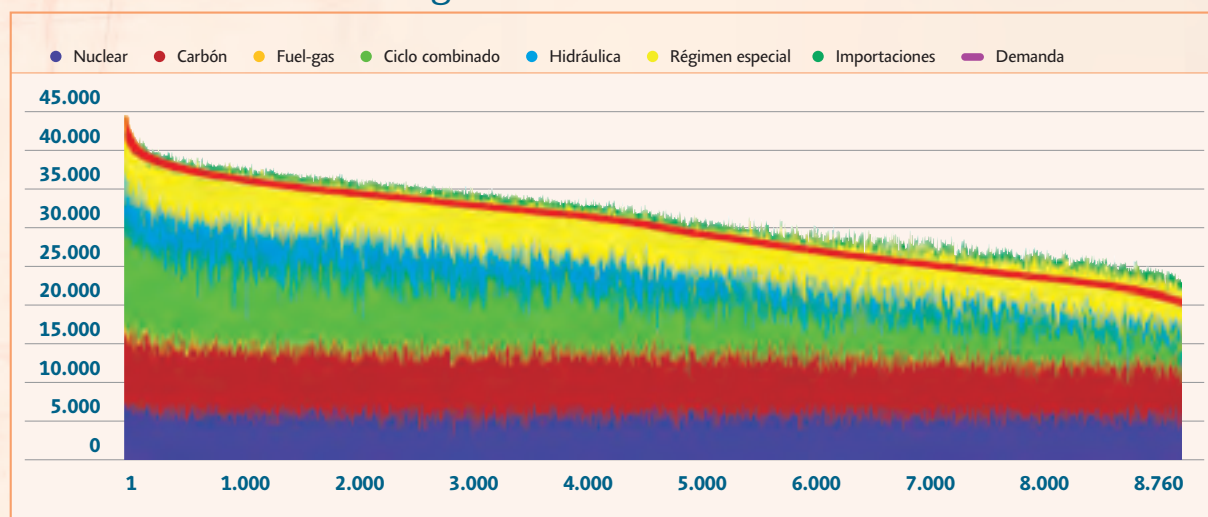
● Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.207	2.839	3.700	2.561	2.621	2.165	2.418	1.800	1.454	1.772	1.444	1.372	26.352
Nuclear	5.567	4.985	5.166	4.542	3.650	3.304	4.050	4.178	5.114	5.125	4.117	5.305	55.102
Carbón	6.469	5.200	5.149	6.191	6.361	6.127	6.319	6.252	5.835	5.675	5.811	6.443	71.833
Fuel/gas (*)	123	252	221	134	194	97	308	242	267	147	222	190	2.397
Ciclo combinado	6.170	3.903	3.920	4.147	4.439	6.301	6.733	5.275	5.770	6.240	7.793	7.449	68.139
Régimen ordinario	20.537	17.179	18.156	17.574	17.265	17.995	19.827	17.747	18.439	18.959	19.387	20.759	223.823
- Consumos en generación	-785	-656	-649	-685	-686	-661	-787	-751	-769	-753	-738	-833	-8.753
Régimen especial	4.594	5.195	5.595	3.812	5.056	4.207	4.356	4.736	4.212	4.436	5.250	4.852	56.302
Hidráulica	336	467	503	513	489	394	292	246	173	175	178	198	3.965
Eólica	2.152	2.865	3.068	1.349	2.582	1.778	1.878	2.404	1.899	1.890	2.724	2.299	26.888
Otras renovables	363	322	384	371	385	399	446	437	425	474	435	436	4.876
No renovables	1.744	1.541	1.640	1.579	1.600	1.637	1.741	1.650	1.715	1.896	1.912	1.919	20.574
Generación neta	24.346	21.719	23.102	20.700	21.636	21.541	23.396	21.732	21.883	22.642	23.898	24.777	271.372
- Consumos bombeo	-363	-389	-376	-292	-397	-351	-331	-368	-338	-303	-375	-467	-4.349
+ Intercambios internacionales (**)	95	-235	-243	-261	-495	-223	-290	-314	-847	-1.154	-1.053	-730	-5.750
Demanda (b.c.)	24.078	21.095	22.483	20.148	20.744	20.966	22.775	21.049	20.698	21.185	22.470	23.581	261.273

(*) Incluye GICC (Elcogás).

(**) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

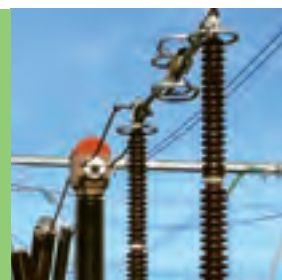
● Curva monótona de carga (MW)





Sistema peninsular

Régimen
ordinario



- 32 Variaciones de potencia en el equipo generador
- 32 Producción hidroeléctrica por cuencas
- 33 Energía producible hidráulica diaria durante 2007 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.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

● Variaciones de potencia en el equipo generador

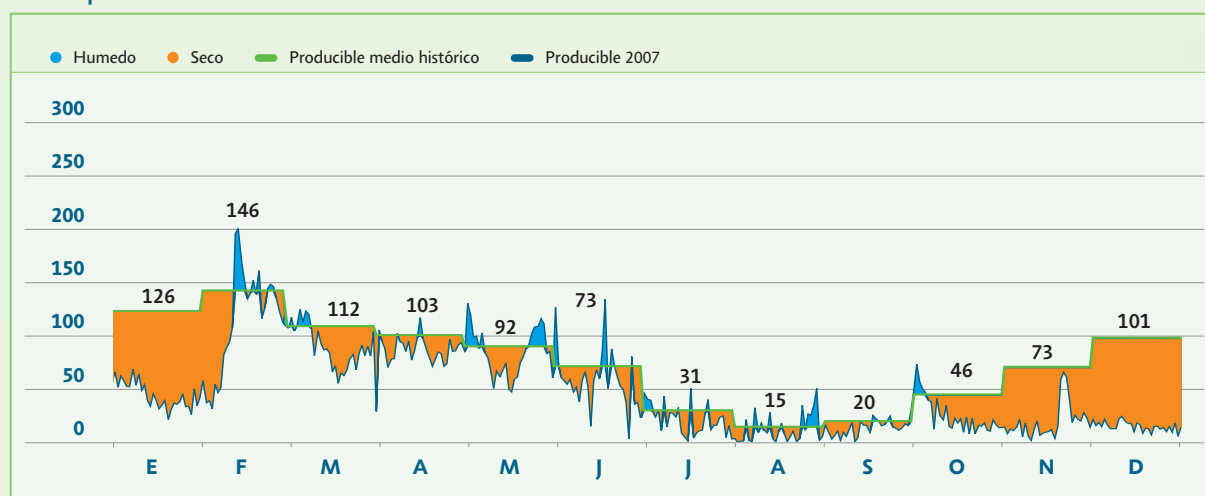
Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Castejón 3 (1)	Ciclo combinado	septiembre-07	416
Castellón 4 (1)	Ciclo combinado	diciembre-07	800
Castelnou	Ciclo combinado	enero-07	71
Escatrón 3 (1)	Ciclo combinado	octubre-07	800
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	octubre-07	196
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	julio-07	404
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	julio-07	400
Puentes García Rodríguez 5 (1)	Ciclo combinado	agosto-07	784
Sabón 3 (1)	Ciclo combinado	agosto-07	396
Sagunto 1	Ciclo combinado	julio-07	397
Sagunto 2	Ciclo combinado	septiembre-07	389
Sagunto 3	Ciclo combinado	octubre-07	405
Total altas			5.458
Algeciras 1	Fuel-gas	agosto-07	220
Algeciras 2	Fuel-gas	agosto-07	533
Castellón 1	Fuel-gas	diciembre-07	542
Castellón 2	Fuel-gas	diciembre-07	542
Soto de la Ribera 1	Hulla-antracita	diciembre-07	67
Total bajas			1.904
Saldo			3.554

(1) Grupo en pruebas.

● Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producible (GWh)		
		2006	2007	% 07/06	2006	2007	% 07/06
Norte	4.194	9.526	8.672	-9,0	8.212	5.946	-27,6
Duero	3.556	5.979	7.965	33,2	6.705	5.945	-11,3
Tajo-Júcar-Segura	4.175	3.850	3.853	0,1	3.219	2.038	-36,7
Guadiana	233	97	78	-19,3	28	47	71,2
Guadalquivir-Sur	1.016	825	565	-31,5	255	140	-45,1
Ebro-Pirineo	3.483	5.054	5.218	3,2	4.868	4.146	-14,8
Total	16.657	25.330	26.352	4,0	23.286	18.263	-21,6

● Energía producible hidráulica diaria durante 2007 comparada con el producible medio histórico (GWh)



● Energía producible hidroeléctrica mensual

	2006				2007			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.212	1.212	0,31	0,31	1.425	1.425	0,37	0,37
Febrero	1.802	3.014	0,44	0,38	3.263	4.688	0,80	0,59
Marzo	3.498	6.512	1,00	0,57	2.903	7.591	0,84	0,66
Abril	1.908	8.420	0,61	0,58	2.637	10.228	0,85	0,70
Mayo	1.645	10.065	0,57	0,57	2.672	12.900	0,94	0,74
Junio	425	10.489	0,19	0,53	1.813	14.713	0,83	0,75
Julio	727	11.217	0,75	0,54	699	15.413	0,73	0,75
Agosto	360	11.577	0,75	0,55	413	15.825	0,87	0,75
Septiembre	539	12.116	0,87	0,56	444	16.270	0,72	0,75
Octubre	2.624	14.740	1,84	0,63	842	17.111	0,59	0,74
Noviembre	4.318	19.058	1,98	0,75	637	17.748	0,29	0,70
Diciembre	4.229	23.286	1,35	0,82	515	18.263	0,17	0,64

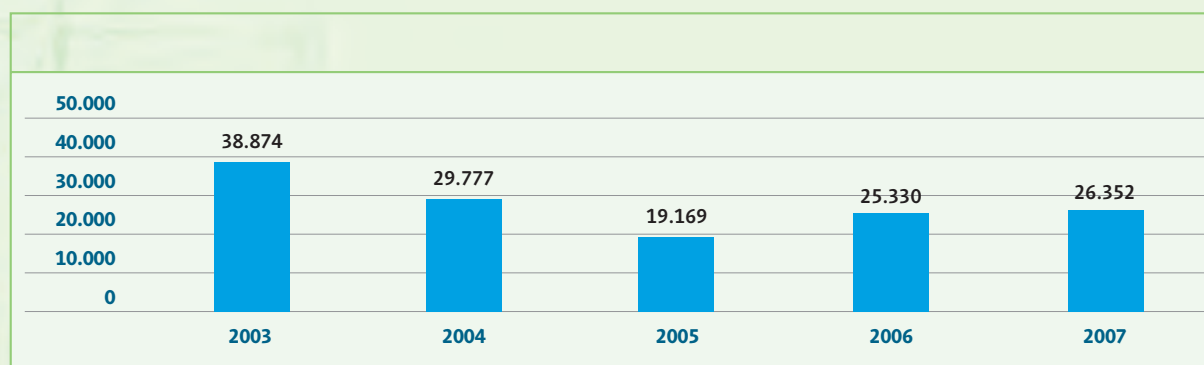
● Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2006						2007					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.705	44	3.223	34	6.928	39	5.205	62	4.409	46	9.614	54
Febrero	3.971	48	3.347	35	7.319	41	6.044	72	4.764	50	10.808	60
Marzo	5.219	62	3.803	40	9.021	50	5.656	67	4.737	50	10.392	58
Abril	5.314	64	4.057	43	9.372	52	6.066	72	4.843	51	10.909	61
Mayo	4.867	58	4.087	43	8.954	50	6.509	78	4.956	52	11.464	64
Junio	4.412	53	3.990	42	8.402	47	6.406	76	4.965	52	11.371	63
Julio	3.716	44	3.836	40	7.552	42	5.115	61	4.540	48	9.655	54
Agosto	3.302	39	3.721	39	7.024	39	4.167	50	4.168	44	8.335	46
Septiembre	2.924	35	3.665	38	6.589	37	3.526	42	3.964	42	7.490	42
Octubre	3.906	47	3.996	42	7.902	44	2.915	35	3.773	40	6.688	37
Noviembre	5.833	70	4.401	46	10.233	57	2.709	32	3.386	35	6.095	34
Diciembre	5.357	64	4.494	47	9.851	55	2.606	31	3.028	32	5.633	31

● Valores extremos de las reservas

		2007			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.567	3 junio	78,3	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	5.021	24 junio	52,6	abril de 1979	91,1
	Conjunto	11.576	21 junio	64,6	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	2.606	31 diciembre	31,1	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.028	31 diciembre	31,7	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	5.633	31 diciembre	31,4	octubre de 1995	23,6

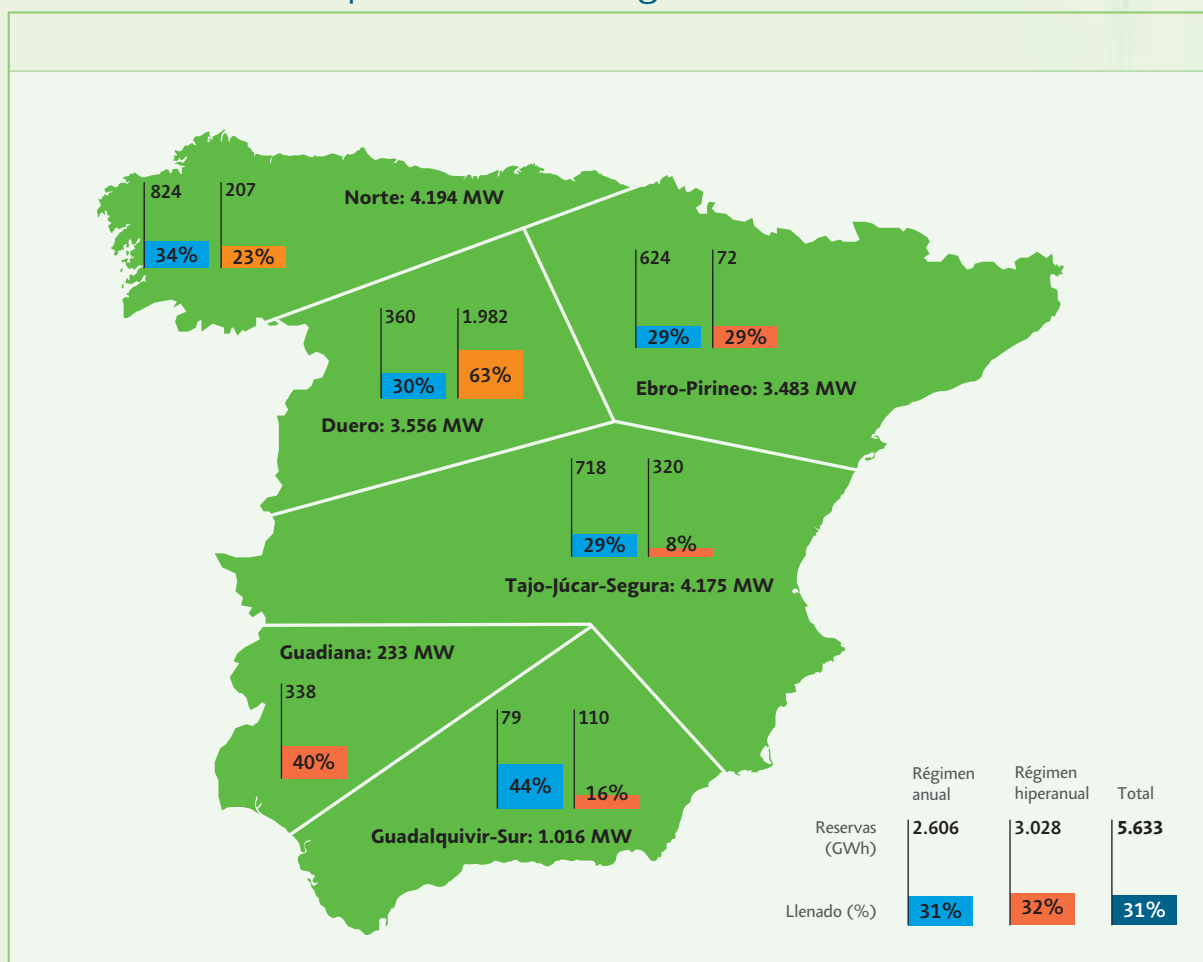
● Producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



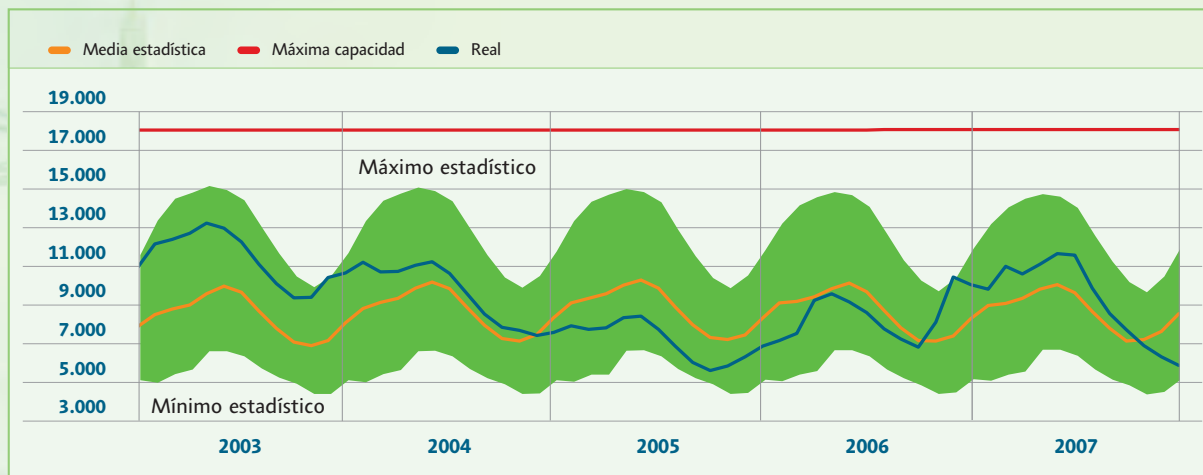
● Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2003	33.213	1,15	30%
2004	22.693	0,79	80%
2005	12.900	0,45	100%
2006	23.286	0,82	74%
2007	18.263	0,64	93%

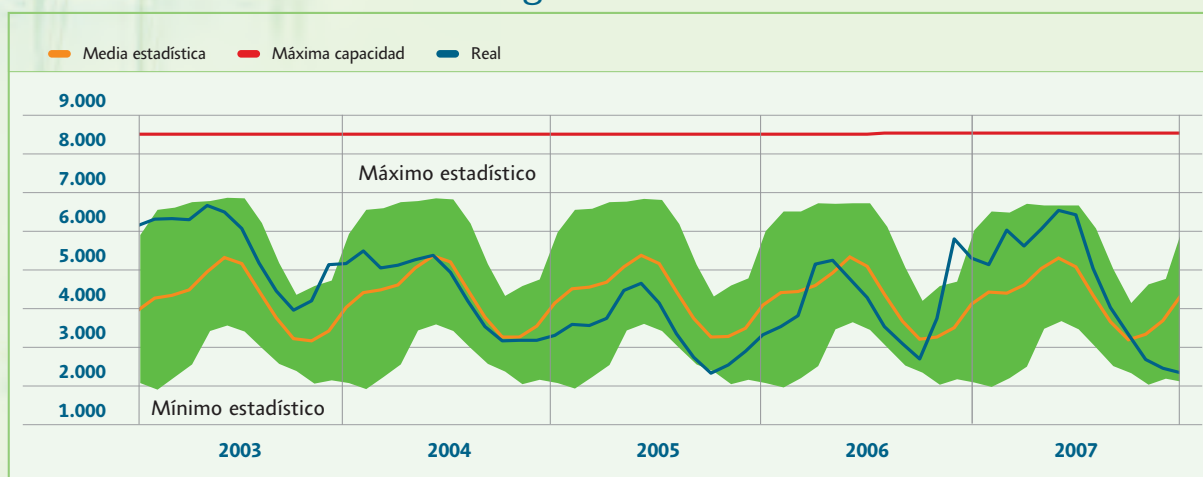
● Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



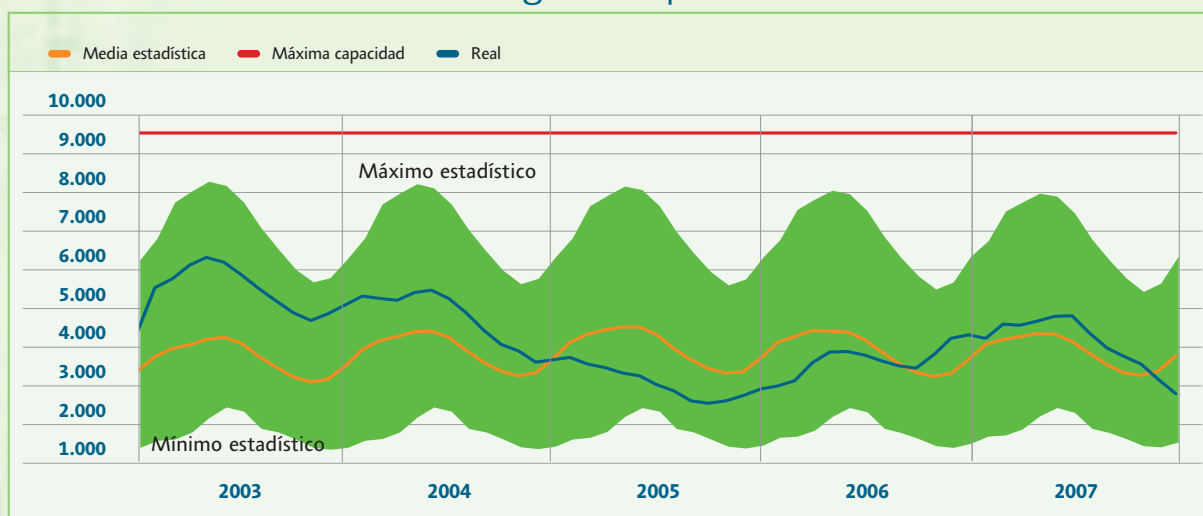
● Reservas hidroeléctricas (GWh)



● Reservas hidroeléctricas en régimen anual (GWh)



● Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual (GWh)



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

Centrales	Potencia MW	2006		2007		% 07/06
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	6.342	9,6	7.086	9,9	11,7
Anllares	365	2.266	3,4	2.353	3,3	3,8
Compostilla II	1.171	6.563	9,9	6.387	8,9	-2,7
Guardo	516	2.369	3,6	2.883	4,0	21,7
La Robla	655	3.896	5,9	3.739	5,2	-4,0
Lada	513	1.806	2,7	2.761	3,8	52,9
Narcea	595	2.808	4,3	3.593	5,0	28,0
Puentenuevo 3	324	1.589	2,4	2.115	2,9	33,0
Puertollano	221	664	1,0	1.162	1,6	75,0
Soto de la Ribera	604	4.108	6,2	3.672	5,1	-10,6
Total hulla+antracita	5.880	32.412	49,1	35.751	49,8	10,3
Litoral de Almería	1.159	7.180	10,9	8.485	11,8	18,2
Los Barrios	568	3.691	5,6	4.228	5,9	14,6
Pasajes	217	1.256	1,9	1.419	2,0	13,0
Total carbón importado	1.944	12.127	18,4	14.132	19,7	16,5
Cercs	160	1.103	1,7	778	1,1	-29,5
Escatrón	80	3	0,0	0	0,0	-100,0
Escucha	160	994	1,5	413	0,6	-58,5
Teruel	1.102	6.540	9,9	7.122	9,9	8,9
Total lignito negro	1.502	8.641	13,1	8.313	11,6	-3,8
Meirama	563	3.292	5,0	4.002	5,6	21,6
Puentes García Rodríguez	1.468	9.534	14,4	9.635	13,4	1,1
Total lignito pardo	2.031	12.826	19,4	13.637	19,0	6,3
Total	11.357	66.006	100,0	71.833	100,0	8,8

● 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	2.724	8.552	87,0	88,5	0,0	1,0	99,0
Aboño 2	556	4.361	8.441	92,1	92,9	0,0	3,0	97,0
Anllares	365	2.353	7.078	86,3	91,1	0,0	15,0	85,0
Compostilla 2	141	767	7.121	64,1	76,4	0,0	3,4	96,6
Compostilla 3	330	1.953	7.328	71,9	80,8	0,0	6,2	93,8
Compostilla 4	350	1.804	5.811	76,5	88,7	21,3	2,0	76,7
Compostilla 5	350	1.862	5.945	75,6	89,5	15,8	4,1	80,1
Guardo 1	155	816	7.115	60,6	74,0	0,0	1,1	98,9
Guardo 2	361	2.067	7.160	69,5	80,0	0,0	6,2	93,8
Lada 3	155	587	6.133	48,4	61,8	0,0	10,8	89,2
Lada 4	358	2.173	7.866	72,8	77,2	0,0	5,1	94,9
Narcea 1	65	15	429	2,6	53,9	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	905	7.090	63,4	76,9	0,0	2,1	97,9
Narcea 3	364	2.674	8.187	87,4	89,7	0,0	4,3	95,7
Puertollano	221	1.162	6.729	67,8	78,2	0,0	11,7	88,3
Puentenuevo 3	324	2.115	7.064	83,0	92,4	0,0	10,4	89,5
La Robla 1	284	2.018	8.136	84,5	87,3	0,0	4,3	95,7
La Robla 2	371	1.721	5.456	73,9	85,0	0,0	28,5	71,5
Soto de la Ribera 1 (*)	-	0	0	0,0	-	0,0	73,1	26,9
Soto de la Ribera 2	254	1.695	8.148	77,4	81,9	0,0	1,8	98,2
Soto de la Ribera 3	350	1.977	6.956	80,4	81,2	18,3	1,7	80,0
Total hulla+antracita	5.880	35.751	7.168	77,4	84,8	3,3	7,3	89,4
Los Barrios	568	4.228	8.378	88,3	88,8	0,0	4,0	96,0
Litoral de Almería 1	577	4.367	8.364	89,6	90,5	2,5	1,4	96,2
Litoral de Almería 2	582	4.118	8.260	83,4	85,7	0,0	3,5	96,5
Pasajes	217	1.419	8.414	75,2	77,7	0,0	1,0	99,0
Total carbón importado	1.944	14.132	8.343	85,7	87,1	0,7	2,7	96,6
Cercs	160	778	6.040	66,1	80,5	11,5	4,9	83,7
Escucha	160	413	3.166	62,9	81,5	43,2	10,1	46,7
Escatrón	80	0	0	0,0	-	0,0	100,0	0,0
Teruel 1	368	2.536	8.193	80,4	84,1	0,0	2,5	97,5
Teruel 2	368	2.322	7.487	75,0	84,3	0,0	4,2	95,8
Teruel 3	366	2.265	7.142	74,5	86,6	0,0	5,5	94,5
Total lignito negro	1.502	8.313	6.563	74,0	84,3	5,6	9,3	85,1
Meirama	563	4.002	7.794	85,0	91,2	0,0	4,8	95,2
Puentes 1	369	2.732	7.860	89,5	94,2	0,0	5,8	94,2
Puentes 2	366	1.802	5.372	85,3	91,6	0,0	34,3	65,7
Puentes 3	366	2.685	8.558	83,9	85,7	0,0	0,4	99,6
Puentes 4	367	2.417	7.811	75,7	84,3	0,0	0,9	99,1
Total lignito pardo	2.031	13.637	7.510	83,8	89,4	0,0	8,8	91,2
Total	11.357	71.833	7.350	79,7	86,1	2,6	7,0	90,4

(*) Baja en diciembre 2007.

(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

	2006		2007		% 07/06
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	26.514	40,2	27.790	38,7	4,8
Hulla + antracita	18.018	27,3	19.418	27,0	7,8
Lignito negro	3.995	6,1	3.994	5,6	0,0
Lignito pardo	4.501	6,8	4.378	6,1	-2,7
Carbón importado	36.774	55,7	42.311	58,9	15,1
Total carbón	63.288	95,9	70.101	97,6	10,8
Combustibles de apoyo	2.718	4,1	1.731	2,4	-36,3
Fuel	1.559	2,4	393	0,5	-74,8
Gas natural	104	0,2	93	0,1	-10,6
Gas siderúrgico	1.056	1,6	1.246	1,7	18,0
Total	66.006	100,0	71.833	100,0	8,8

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

Centrales	Potencia MW	2006		2007		% 07/06
		GWh	%	GWh	%	
Aceca	628	917	15,5	223	9,3	-75,7
Algeciras (*)	-	277	4,7	9	0,4	-96,9
Castellón (**)	-	762	12,9	92	3,8	-87,9
C.Colón	308	35	0,6	0	0,0	-
Escombreras	578	204	3,5	30	1,3	-85,3
Foix	520	938	15,9	250	10,4	-73,4
GICC-PL ELCOGAS	320	1.456	24,7	1.387	57,9	-4,7
Sabón	470	382	6,5	161	6,7	-57,9
S. Adrián	1.050	279	4,7	161	6,7	-42,2
Santurce	936	655	11,1	85	3,5	-87,1
Total	4.810	5.905	100,0	2.397	100,0	-59,4

(*) Baja en agosto 2007.

(**) Baja en diciembre 2007.

● Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 1	314	140	1.750	5,3	25,5	3,4	0,4	96,2
Aceca 2	314	82	1.107	3,1	23,7	1,8	0,7	97,5
Algeciras 1 (*)	-	9	131	0,5	30,0	0,0	14,9	85,1
Algeciras 2 (*)	-	0	0	0,0	-	0,0	6,5	93,5
Castellón 1 (**)	-	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Castellón 2 (**)	-	92	497	2,4	34,2	15,7	3,4	80,9
C.Colón 2	148	0	0	0,0	-	0,0	13,6	86,4
C.Colón 3	160	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Escombreras 4	289	15	120	0,6	43,7	5,6	0,0	94,4
Escombreras 5	289	15	101	0,6	51,0	5,5	3,9	90,5
Foix	520	250	1.471	6,0	32,7	0,0	8,1	91,9
GICC-PL ELCOGAS	320	1.387	5.748	63,0	75,4	0,0	21,7	78,3
Sabón 1	120	39	633	3,7	51,7	0,0	0,3	99,7
Sabón 2	350	121	1.112	5,9	31,2	0,0	33,6	66,4
S. Adrián 1	350	81	606	2,7	38,1	0,0	2,4	97,6
S. Adrián 2	350	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
S. Adrián 3	350	81	591	2,8	38,9	0,0	6,6	93,4
Santurce 1	377	29	184	1,0	41,9	8,9	0,5	90,6
Santurce 2	542	56	311	1,3	33,0	7,3	0,1	92,6
Santurce 3	17	0	0	0,0	-	0,0	99,7	0,3
Total	4.810	2.397	974	7,7	51,1	3,3	22,7	74,0

(*) Baja en agosto 2007.

(**) Baja en diciembre 2007.

(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	2006		2007		% 07/06
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.231	1,9	1.835	2,7	49,0
Aceca 4	374	1.558	2,5	2.595	3,8	66,6
Amorebieta	749	3.150	5,0	2.336	3,4	-25,8
Arcos 1	396	1.235	1,9	586	0,9	-52,5
Arcos 2	379	1.348	2,1	661	1,0	-51,0
Arcos 3	844	2.774	4,4	2.341	3,4	-15,6
Arrúbal 1	393	2.284	3,6	1.825	2,7	-20,1
Arrúbal 2	397	2.367	3,7	2.221	3,3	-6,2
Bahía de Bizkaia	800	4.413	6,9	4.195	6,2	-5,0
Besós 3	412	2.403	3,8	2.157	3,2	-10,2
Besós 4	400	2.567	4,0	2.498	3,7	-2,7
Campo Gibraltar 1	393	1.891	3,0	1.700	2,5	-10,1
Campo Gibraltar 2	388	1.904	3,0	2.272	3,3	19,3
Cartagena 1	425	2.776	4,4	2.181	3,2	-21,4
Cartagena 2	425	2.464	3,9	1.781	2,6	-27,7
Cartagena 3	419	2.510	4,0	1.721	2,5	-31,4
Castejón 1	393	1.724	2,7	1.822	2,7	5,6
Castejón 2	378	1.329	2,1	1.109	1,6	-16,6
Castejón 3 (1)	416	-	-	171	0,3	-
Castellón 3	800	3.239	5,1	2.371	3,5	-26,8
Castellón 4 (1)	800	-	-	12	0,0	-
Castelnou	802	1.790	2,8	2.294	3,4	28,2
Colón 4	398	640	1,0	2.085	3,1	225,9
El Fangal 1	390	186	0,3	905	1,3	385,9
El Fangal 2	394	153	0,2	773	1,1	406,2
El Fangal 3	394	108	0,2	594	0,9	452,3
Escatrón 3 (1)	800	-	-	13	0,0	-
Escatrón Peaker	196	-	-	186	0,3	-
Escombreras 6	814	718	1,1	1.925	2,8	168,0
Palos 1	401	2.383	3,8	2.355	3,5	-1,2
Palos 2	396	2.276	3,6	2.248	3,3	-1,3
Palos 3	398	2.520	4,0	2.267	3,3	-10,0
Plana del Vent 1	404	-	-	1.412	2,1	-
Plana del Vent 2	400	-	-	1.306	1,9	-
Puentes García Rodríguez 5 (1)	784	-	-	275	0,4	-
Sabón 3 (1)	396	-	-	26	0,0	-
Sagunto 1	397	-	-	1.391	2,0	-
Sagunto 2	389	-	-	802	1,2	-
Sagunto 3	405	-	-	580	0,9	-
San Roque 1	397	2.356	3,7	1.575	2,3	-33,1
San Roque 2	400	2.164	3,4	1.861	2,7	-14,0
Santurce 4	400	1.247	2,0	1.024	1,5	-17,9
Tarragona Endesa	400	1.910	3,0	2.171	3,2	13,6
Tarragona Power	424	1.887	3,0	1.685	2,5	-10,7
Total	20.958	63.506	100,0	68.139	100,0	7,3

(1) Grupo en pruebas.

● Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 3	400	1.835	6.664	53,7	68,8	0,0	2,7	97,3
Aceca 4	374	2.595	8.051	82,9	86,2	3,3	1,4	95,3
Amorebieta	749	2.336	3.969	37,3	78,6	0,0	4,7	95,3
Arcos 1	396	586	2.171	17,1	68,3	0,0	1,4	98,6
Arcos 2	379	661	2.389	19,8	72,9	0,0	0,0	100,0
Arcos 3	844	2.341	5.809	32,0	47,8	0,0	1,2	98,8
Arrúbal 1	393	1.825	5.907	59,2	78,6	7,7	3,1	89,2
Arrúbal 2	397	2.221	7.023	64,8	79,7	1,6	0,1	98,3
Bahía Bizkaia	800	4.195	7.334	65,6	71,5	2,7	6,3	91,0
Besós 3	412	2.157	8.063	61,6	64,9	2,2	1,0	96,8
Besós 4	400	2.498	7.751	72,8	80,6	0,0	2,4	97,6
Campo de Gibraltar 1	393	1.700	5.443	56,9	79,5	12,0	1,4	86,6
Campo de Gibraltar 2	388	2.272	7.339	73,8	79,8	0,0	9,6	90,4
Cartagena 1	425	2.181	6.754	59,7	76,1	1,0	1,0	98,0
Cartagena 2	425	1.781	5.503	49,5	76,2	0,0	3,6	96,4
Cartagena 3	419	1.721	5.333	48,7	77,0	0,0	4,0	96,0
Castejón 1	393	1.822	6.998	71,1	66,3	15,2	10,6	74,2
Castejón 2	378	1.109	3.888	33,9	75,5	0,0	1,4	98,6
Castejón 3 (3)	416	171	786	4,7	52,4	0,0	0,0	100,0
Castellón 3	800	2.371	6.903	36,9	42,9	0,0	8,7	91,3
Castellón 4 (3)	800	12	214	0,2	7,2	0,0	0,0	100,0
Castelnou	802	2.294	4.320	52,9	66,2	1,9	36,5	61,6
Colón 4	398	2.085	7.090	61,0	73,9	0,0	2,1	97,9
El Fangal 1	390	905	2.815	26,4	82,5	0,0	0,0	100,0
El Fangal 2	394	773	2.298	22,3	85,4	0,0	0,0	100,0
El Fangal 3	394	594	1.935	18,6	77,8	0,0	7,7	92,3
Escatrón 3 (3)	800	13	305	0,2	5,4	0,0	0,7	99,3
Escatrón Peaker	196	186	1.366	11,7	69,5	0,0	7,7	92,3
Escombreras 6	814	1.925	5.960	30,2	39,7	0,0	10,9	89,1
Palos 1	401	2.355	7.543	73,1	77,8	8,4	0,2	91,4
Palos 2	396	2.248	7.128	65,9	79,7	1,9	0,0	98,1
Palos 3	398	2.267	7.042	65,8	80,9	1,3	0,1	98,6
Plana del Vent 1	404	1.412	4.143	40,7	84,4	0,0	2,3	97,7
Plana del Vent 2	400	1.306	3.774	38,2	86,4	0,0	2,8	97,2
Puentes García Rodríguez 5 (3)	784	275	1.183	4,0	29,7	0,0	0,0	100,0
Sabón 3 (3)	396	26	222	0,7	29,5	0,0	0,0	100,0
Sagunto 1	397	1.391	4.270	42,4	82,1	0,0	5,8	94,2
Sagunto 2	389	802	2.633	25,9	78,3	0,0	9,3	90,7
Sagunto 3	405	580	1.766	20,1	81,1	0,0	19,0	81,0
San Roque 1	397	1.575	4.826	69,7	82,2	0,0	35,2	64,8
San Roque 2	400	1.861	6.941	61,0	67,0	0,0	13,2	86,8
Santurce 4	400	1.024	3.629	30,6	70,5	0,0	4,8	95,2
Tarragona Endesa	400	2.171	7.070	64,5	76,8	0,0	4,3	95,7
Tarragona Power	424	1.685	5.385	46,4	73,8	0,0	2,5	97,5
Total	20.958	68.139	4.644	40,1	70,0	1,4	6,2	92,4

(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).

(3) Grupo en pruebas.

● Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2006		2007		% 07/06
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.446	12,4	8.523	15,5	14,5
Almaraz II	983	7.493	12,5	7.430	13,5	-0,8
Ascó I	1.028	7.772	12,9	7.917	14,4	1,9
Ascó II	1.027	8.379	13,9	7.467	13,6	-10,9
Cofrentes	1.085	9.219	15,3	6.241	11,3	-32,3
José Cabrera (*)	-	417	0,7	-	-	-
Garóña	466	3.837	6,4	3.478	6,3	-9,4
Trillo I	1.066	8.243	13,7	8.515	15,5	3,3
Vandellós II	1.087	7.319	12,2	5.532	10,0	-24,4
Total	7.716	60.126	100,0	55.102	100,0	-8,4

(*) Baja en abril del 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	8.523	8.760	99,6	99,9	0,0	0,0	100,0
Almaraz II	983	7.430	7.668	97,1	98,6	11,4	0,0	88,6
Ascó I	1.028	7.917	7.877	96,5	97,8	8,8	0,4	90,8
Ascó II	1.027	7.467	7.536	93,6	96,5	8,2	3,3	88,5
Cofrentes	1.085	6.241	5.905	96,2	97,3	25,2	6,8	68,0
Garóña	466	3.478	7.893	98,1	94,6	9,0	4,4	86,6
Trillo I	1.066	8.515	8.046	98,9	99,3	7,4	0,6	92,0
Vandellós II	1.087	5.532	5.350	94,9	95,1	34,8	4,1	61,1
Total	7.716	55.102	7.307	96,9	97,7	13,7	2,4	83,9

(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.

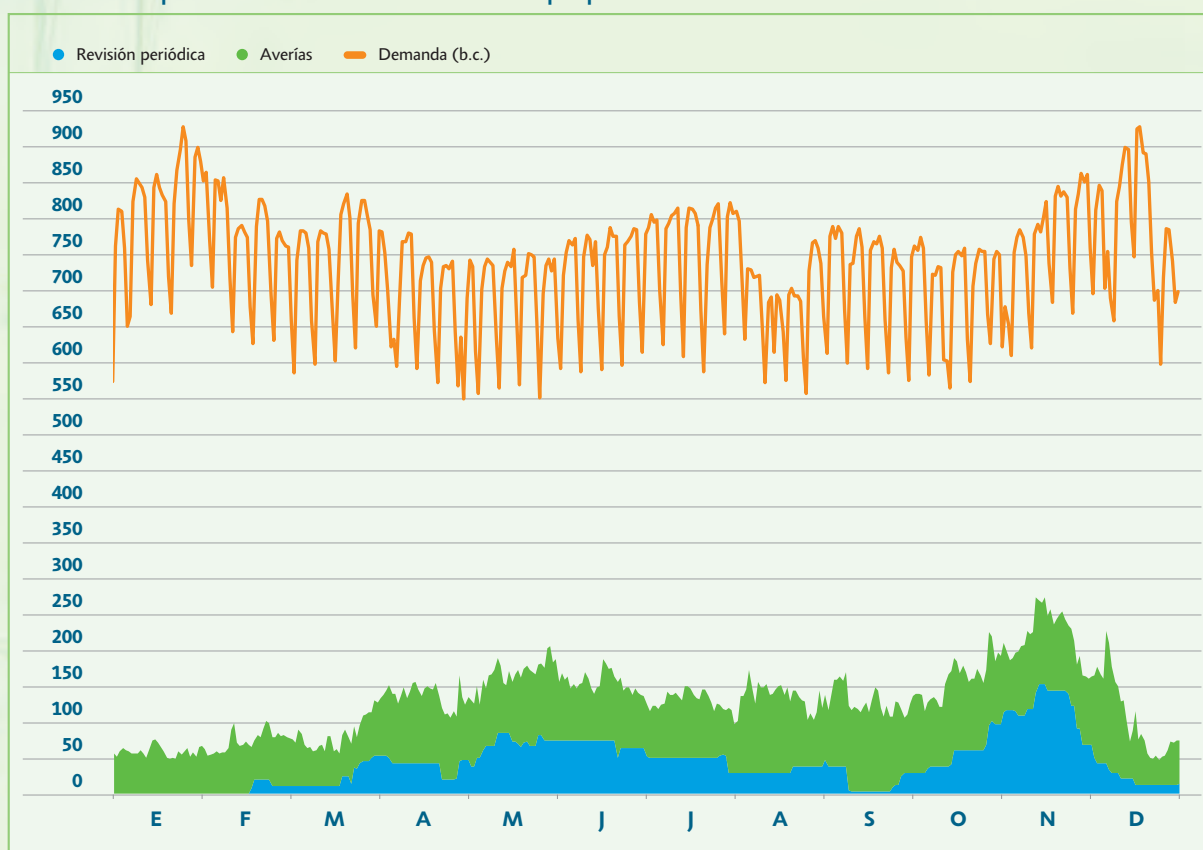
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

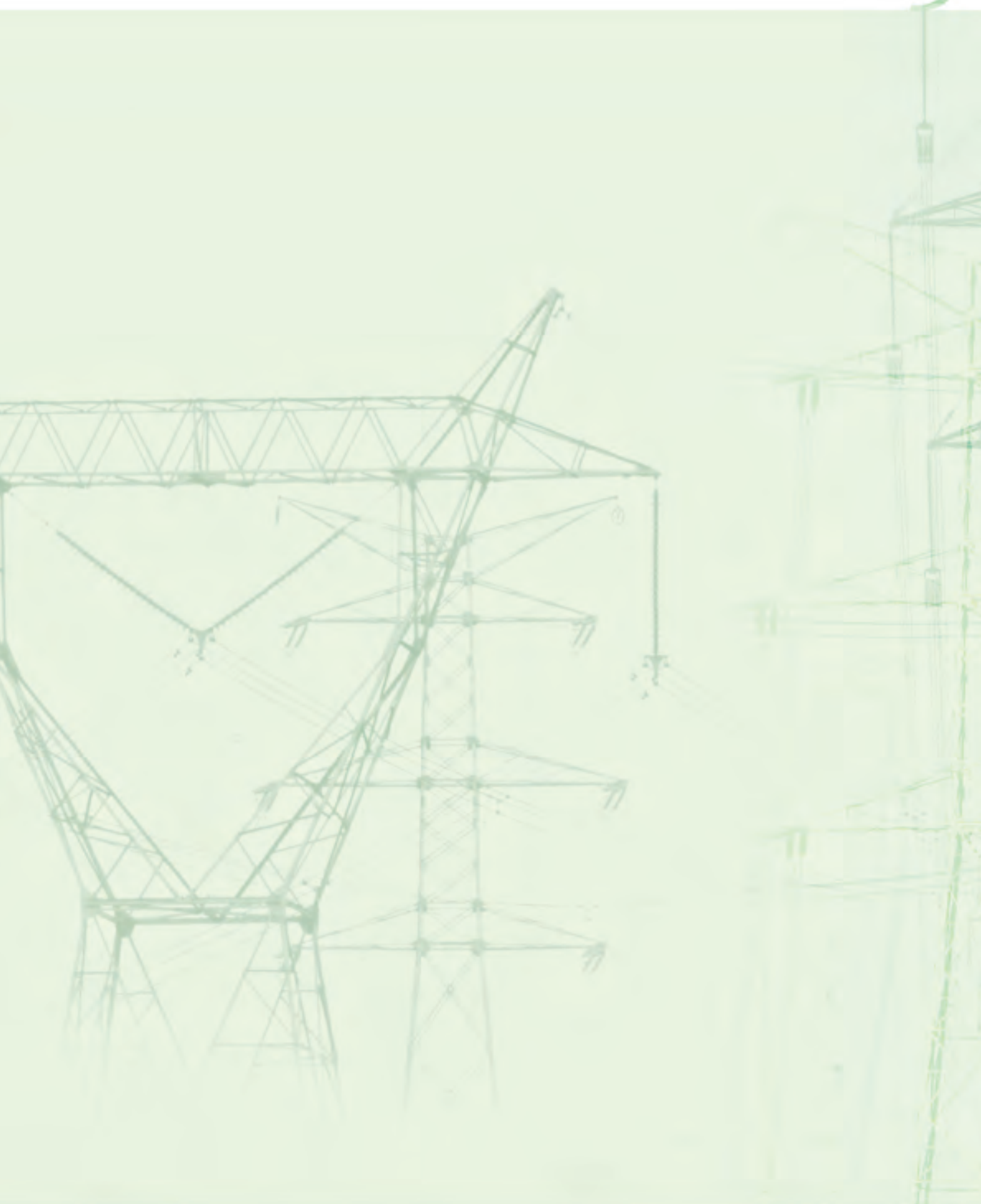
● Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2006	2007	2006	2007
Nuclear	97,7	96,9	90,8	83,9
Carbón	71,8	79,7	91,6	90,4
Hulla+antracita	68,0	77,4	91,3	89,4
Lignito pardo	78,4	83,8	91,7	91,2
Lignito negro	70,2	74,0	93,2	85,1
Carbón importado	78,0	85,7	91,1	96,6
Fuel/gas (*)	13,4	7,7	75,7	74,0
Ciclo combinado	49,8	40,1	93,7	92,4
Total térmicas	59,0	56,4	89,6	87,7

(*) Incluye GICC. (Elcogás).

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

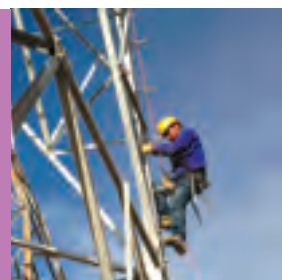






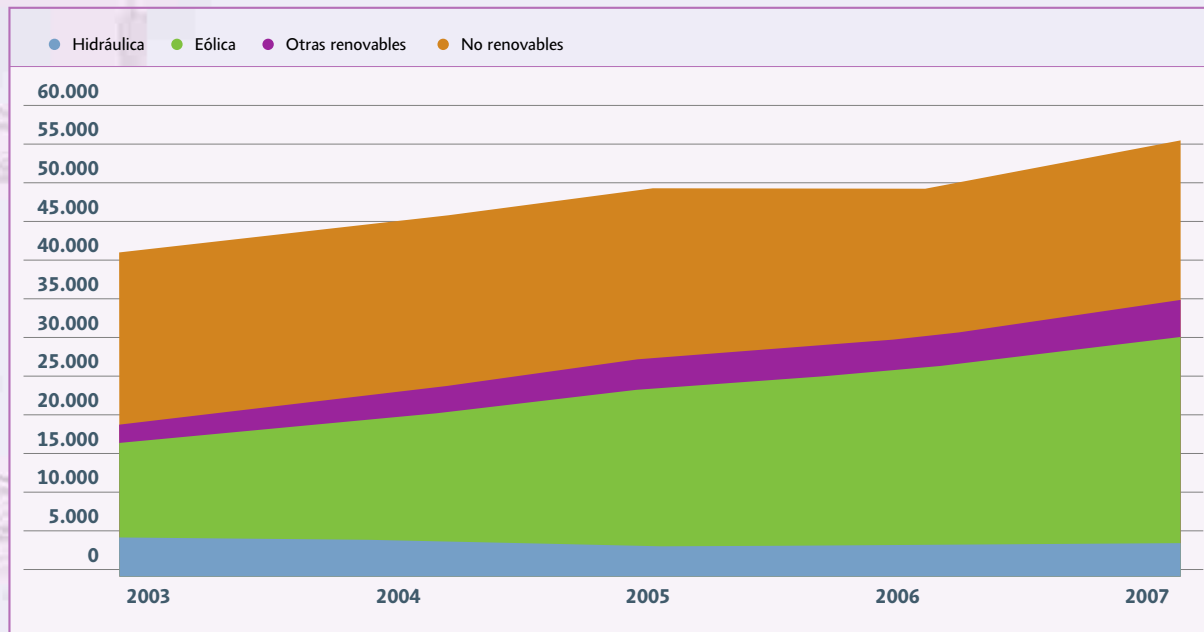
Sistema peninsular

Régimen especial



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

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



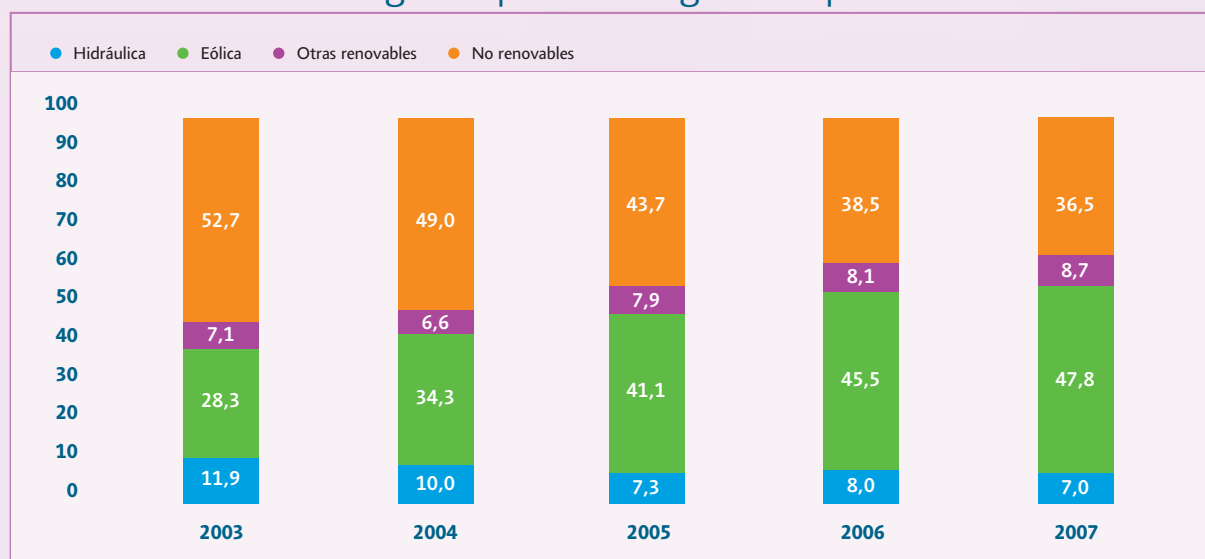
Datos provisionales.

● Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	% 07/06
Renovables	19.608	23.386	28.143	30.782	35.729	16,1
Hidráulica	4.942	4.596	3.652	4.001	3.965	-0,9
Eólica	11.720	15.753	20.520	22.736	26.888	18,3
Otras renovables	2.946	3.038	3.970	4.045	4.876	20,6
Biomasa	1.622	1.639	2.120	2.194	2.271	3,5
R.S. Industriales	838	725	783	786	853	8,4
R.S. Urbanos	477	657	1.028	966	1.296	34,2
Solar	9	17	39	99	457	360,5
No renovables	21.804	22.482	21.824	19.236	20.574	7,0
Calor residual	160	201	293	262	253	-3,1
Carbón	571	716	693	748	737	-1,4
Fuel-gasoil	3.172	3.280	2.481	1.808	2.517	39,3
Gas de refinería	508	592	310	294	298	1,2
Gas natural	17.393	17.692	18.047	16.124	16.768	4,0
Total	41.412	45.868	49.967	50.017	56.302	12,6

Datos provisionales.

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



Datos provisionales.

● Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tecnologías (MW)

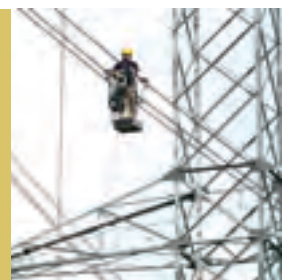
	2003	2004	2005	2006	2007	% 07/06
Renovables	8.509	10.984	12.633	14.465	17.329	19,8
Hidráulica	1.559	1.636	1.767	1.869	1.913	2,3
Eólica	6.240	8.462	9.910	11.470	13.909	21,3
Otras renovables	709	886	956	1.126	1.507	33,8
Biomasa	416	486	529	569	593	4,4
R.S. Industriales	170	170	170	188	188	0,0
R.S. Urbanos	114	213	224	258	258	0,0
Solar	9	17	33	111	467	319,7
No renovables	6.370	6.495	6.661	6.794	6.871	1,1
Calor residual	69	89	89	89	89	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-gasoil	1.323	1.325	1.325	1.325	1.325	0,0
Gas de refinería	210	210	210	210	210	0,0
Gas natural	4.700	4.803	4.969	5.102	5.180	1,5
Total	14.879	17.479	19.294	21.259	24.200	13,8

Datos provisionales.



Sistema peninsular

Operación
del sistema



- 52** Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Componentes del precio final medio
- 52** Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Precios finales y energía
- 53** Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio
- 53** Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Evolución de los precios mensuales
- 54** Energía y precios medios ponderados en el mercado diario
- 54** Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía
- 55** Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario
- 55** Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema
- 56** Resolución de restricciones técnicas
- 56** Resolución de restricciones técnicas. Precios mensuales y energía
- 57** Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada
- 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** Gestión de desvíos
- 60** Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías
- 61** Restricciones en tiempo real
- 61** Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías
- 62** Desvíos netos medidos. Precios medios mensuales y energía neta
- 62** Desvíos netos medidos
- 63** Coste del desvío en relación al precio del mercado diario
- 63** Horas de desvíos contrarios al sistema

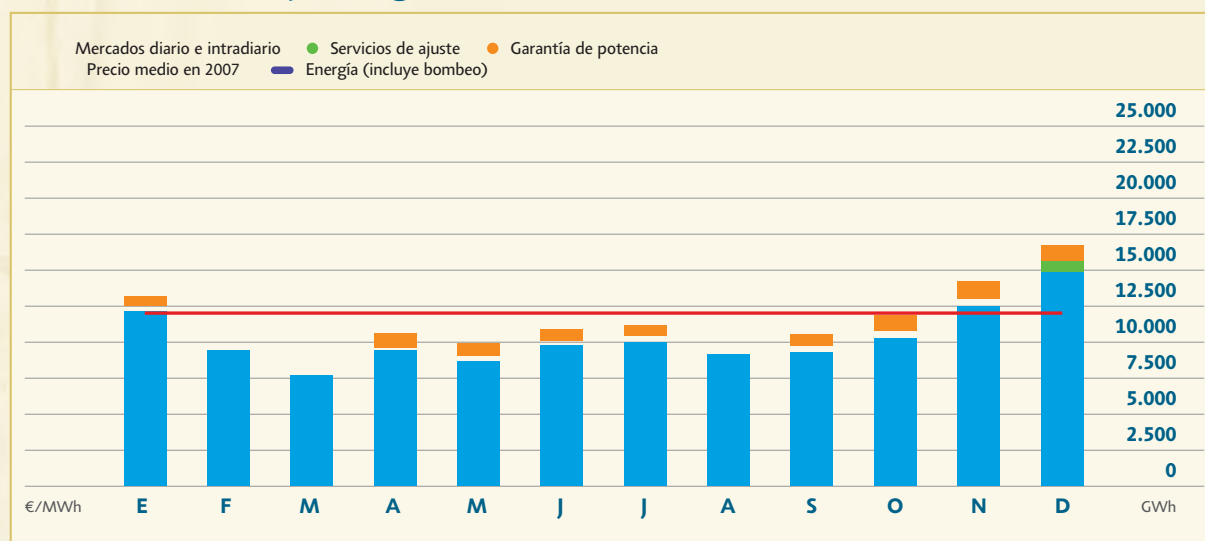
Fuente: CNE, OMEL y REE

● Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Componentes del precio final medio (€/MWh)

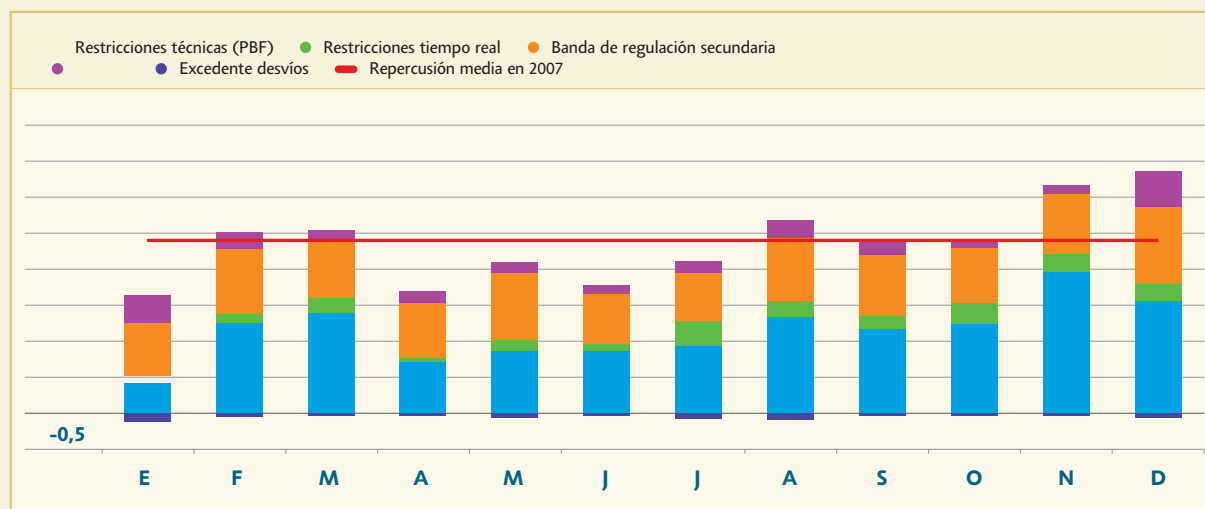
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 07/06
Mercado diario	47,88	37,56	30,48	37,65	34,05	38,90	39,85	36,15	36,97	39,56	49,14	60,49	41,07	-23,9
Mercado intradiario	0,00	0,02	0,00	-0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,00	0,00	-
Servicios de ajuste del sistema	1,52	2,42	2,47	1,65	2,01	1,71	2,02	2,60	2,37	2,37	3,12	3,26	2,41	-66,5
Restricciones técnicas (PBF)	0,37	1,23	1,37	0,66	0,85	0,82	0,96	1,31	1,20	1,24	1,97	1,58	1,23	-43,1
Restricciones tiempo real	0,13	0,14	0,26	0,12	0,16	0,12	0,32	0,30	0,14	0,28	0,26	0,22	0,21	-
Banda de regulación secundaria	0,78	0,87	0,74	0,77	0,92	0,73	0,66	0,85	0,86	0,75	0,82	1,05	0,83	-22,4
Desvíos	0,40	0,27	0,18	0,18	0,18	0,13	0,21	0,27	0,23	0,15	0,14	0,51	0,23	-94,1
Excedente desvíos	-0,16	-0,09	-0,08	-0,08	-0,10	-0,09	-0,13	-0,13	-0,06	-0,05	-0,07	-0,10	-0,09	-
Garantía de potencia (1)	3,70	3,67	3,70	3,72	3,96	3,84	3,76	3,60	3,35	4,45	4,47	4,47	3,90	-18,9
Precio final 2007	53,10	43,67	36,65	43,00	40,02	44,45	45,63	42,36	42,69	46,37	56,74	68,22	47,38	-28,0
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	

(1) Garantía de potencia de pagos de capacidad.

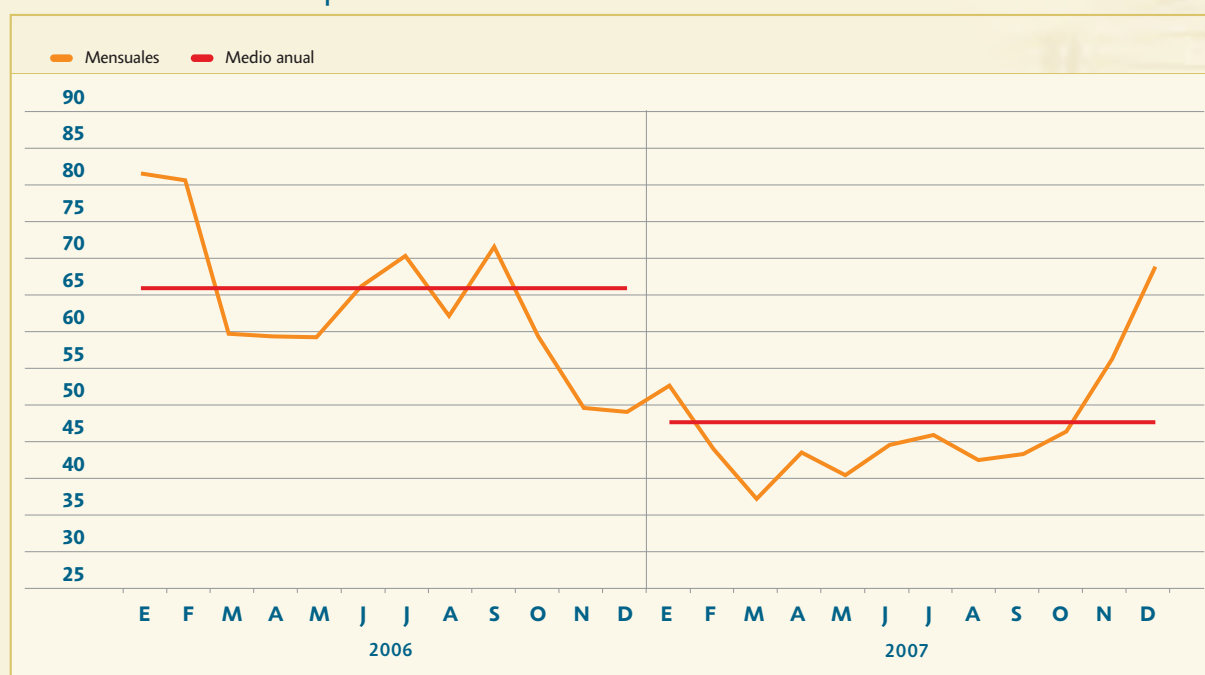
● Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Precios finales y energía



● Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio (€/MWh)



● Demanda peninsular (Mercado regulado + libre). Evolución de los precios mensuales (€/MWh)

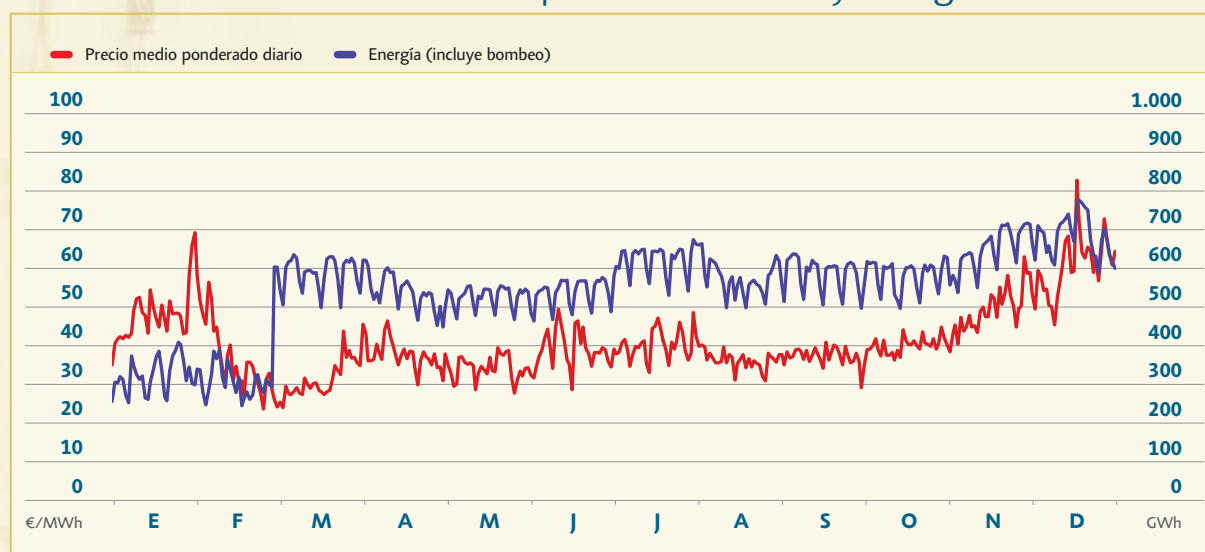


● Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	9.856	10,00	47,20	84,79
Febrero	8.478	5,00	37,14	77,00
Marzo	17.931	7,00	30,21	61,32
Abril	16.009	22,50	37,45	69,70
Mayo	15.941	18,67	33,75	55,00
Junio	15.862	20,07	38,44	64,59
Julio	18.733	22,07	39,61	65,12
Agosto	17.594	18,67	36,00	61,30
Septiembre	17.207	17,50	36,74	54,58
Octubre	17.741	10,10	39,29	74,90
Noviembre	19.088	21,63	48,77	76,75
Diciembre	20.743	17,83	60,01	130,00
Total	195.183	5,00	40,73	130,00

(*) Incluye bombeo.

● Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía



● Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precio medio (€/MWh)	
	Volumen	Demanda (1)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.747	475	44,04	120,00
Febrero	1.980	375	32,45	113,50
Marzo	2.320	649	29,46	113,50
Abril	2.020	607	35,05	70,00
Mayo	2.167	512	32,79	58,85
Junio	2.066	537	36,72	73,86
Julio	2.283	597	37,56	91,01
Agosto	2.245	485	33,60	67,43
Septiembre	2.412	419	35,26	65,00
Octubre	2.654	533	37,98	82,77
Noviembre	2.261	574	47,48	106,87
Diciembre	1.824	418	56,79	150,01
Total	25.979	6.181	45,61	150,01

(1) Incluye bombeo.

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

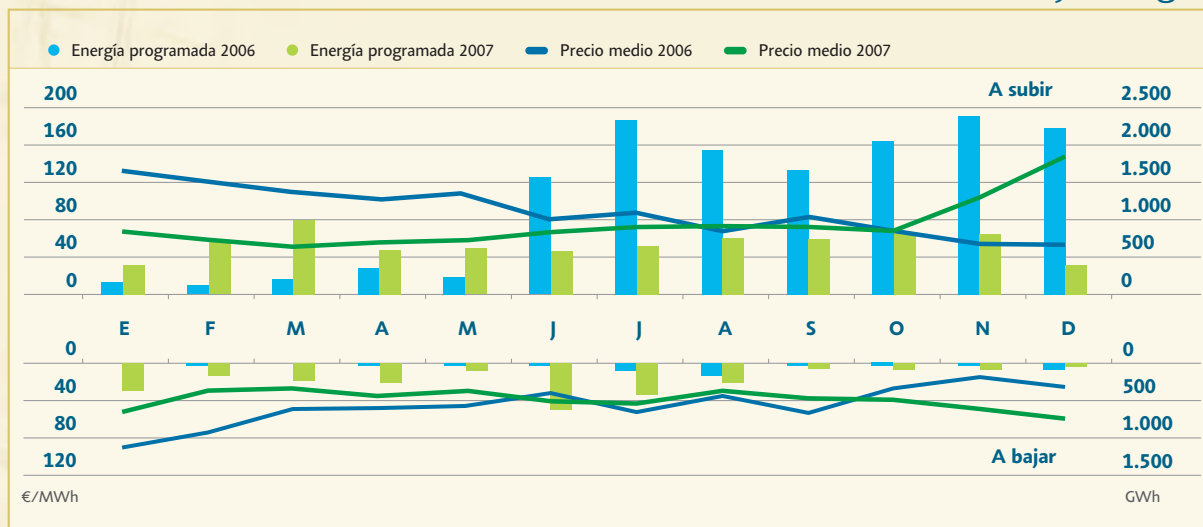
	2006		2007		% 07/06	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF) (1)	15.349	507	8.162	2.665	-46,8	426,0
Regulación secundaria	1.043	1.122	946	1.187	-9,3	5,8
Regulación terciaria	4.281	1.406	1.752	2.107	-59,1	49,8
Gestión de desvíos	28.588	412	829	1.330	-97,1	222,8
Restricciones en tiempo real	705	548	864	358	22,5	-34,8
Energía total gestionada	53.961		20.200		-62,6	

(1) Energía incrementada o reducida en la fase I de restricciones (Resolución de 24 de mayo de 2006).

● Resolución de restricciones técnicas (PBF) Fase I

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio	Máx.		Medio	Máx.
Enero	413	66,91	343,2	309	48,70	84,8
Febrero	711	59,81	231,7	158	28,34	77,0
Marzo	1.007	55,54	124,8	208	26,76	57,6
Abril	585	57,72	161,0	252	36,73	69,7
Mayo	596	58,74	313,3	130	31,18	55,0
Junio	597	64,19	180,3	610	40,91	64,6
Julio	672	71,70	180,3	445	41,51	65,1
Agosto	742	72,04	115,5	248	34,90	61,3
Septiembre	742	70,76	154,8	102	36,88	50,0
Octubre	843	69,68	155,7	81	37,99	74,9
Noviembre	824	102,28	335,4	88	46,79	76,8
Diciembre	430	147,76	480,9	34	60,48	130,0
Total	8.162	72,76	480,9	2.665	38,84	130,0

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



● Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada (*) (GWh)



(*) No incluye restricciones técnicas PBF.

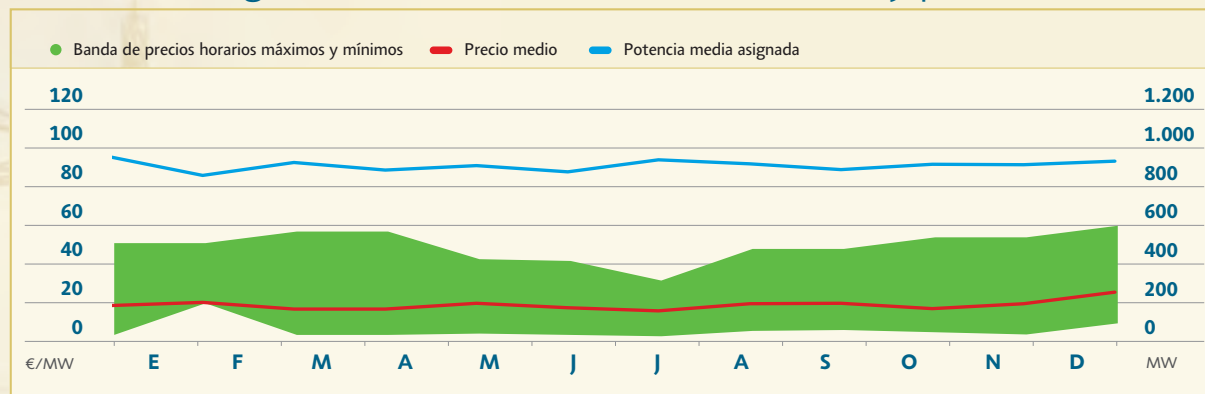
● Regulación secundaria

	Banda media					Energía					
	Potencia (MW)			Precio (€/MWh)		A subir			A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio (1)	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio (2)	Máx.
Enero	552	395	947	17,96	51,13	86	44,07	139,00	110	27,08	75,41
Febrero	492	360	852	19,51	51,13	68	34,76	76,99	100	20,98	71,01
Marzo	531	388	920	16,03	57,14	87	32,39	180,30	100	20,13	54,50
Abril	510	370	880	16,10	57,14	80	38,23	80,10	84	26,56	47,50
Mayo	520	382	902	19,13	42,83	72	36,36	171,07	97	23,09	180,00
Junio	507	365	871	16,87	41,94	65	37,75	97,88	83	26,64	61,89
Julio	543	390	933	15,19	31,68	78	38,10	93,23	95	27,44	72,45
Agosto	532	380	911	18,80	48,11	104	38,47	276,00	75	25,16	63,36
Septiembre	512	370	882	19,06	48,11	93	37,28	345,00	89	23,90	66,57
Octubre	527	382	910	16,25	54,07	65	40,16	345,00	113	26,60	54,80
Noviembre	525	383	908	18,97	54,12	67	50,59	140,00	118	30,94	70,00
Diciembre	539	386	926	24,85	60,10	81	67,45	180,30	123	33,66	90,00
Total	524	379	904	18,23	60,10	946	41,27	345,00	1.187	26,27	180,0

(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

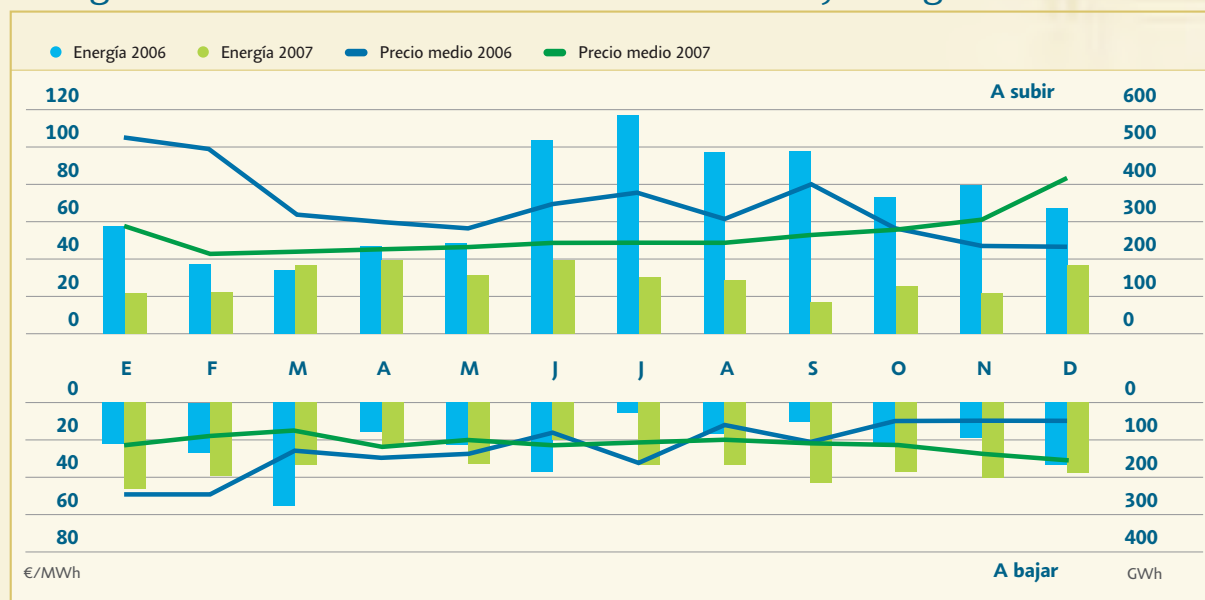
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (1) GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (2)	Máx.		Medio (3)	Máx.
Enero	114	57,38	140,40	229	24,09	62,34
Febrero	115	42,69	80,01	202	18,08	39,00
Marzo	178	45,05	180,00	168	14,95	35,00
Abril	200	45,42	108,65	109	22,95	40,00
Mayo	158	46,56	170,07	172	18,12	32,77
Junio	194	48,23	88,90	101	22,84	90,00
Julio	151	47,34	122,37	164	21,90	41,00
Agosto	147	47,65	180,30	171	19,16	45,00
Septiembre	78	50,31	300,00	216	20,35	48,00
Octubre	126	56,55	180,32	183	22,50	48,19
Noviembre	109	61,01	120,42	203	27,69	58,88
Diciembre	182	84,34	180,53	190	30,40	60,00
Total	1.752	52,78	300,00	2.107	22,00	90,00

(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

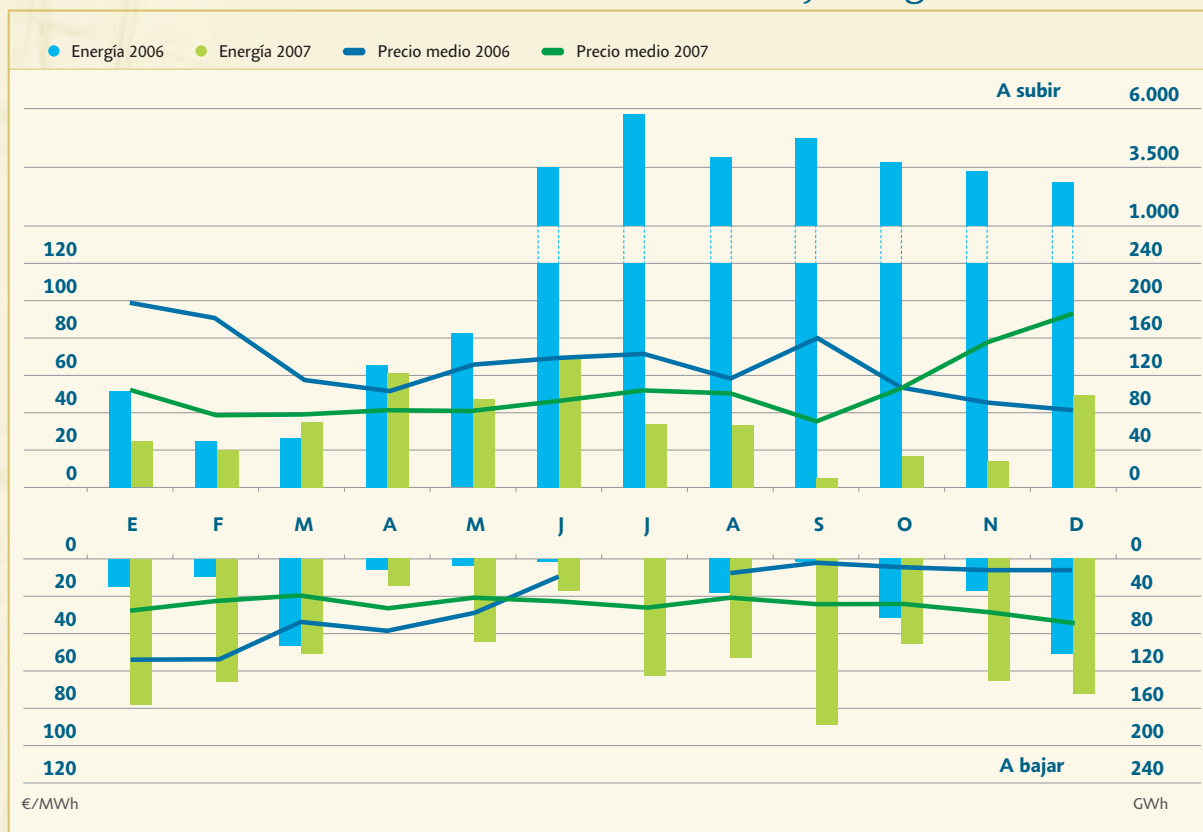


● Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	52	54,04	90,00	158	28,07	50,12
Febrero	39	39,48	80,61	129	21,12	39,33
Marzo	73	40,29	132,50	104	18,08	30,33
Abril	123	43,94	92,54	28	25,52	32,32
Mayo	100	43,24	65,00	88	19,85	31,63
Junio	138	46,29	78,82	36	22,21	37,00
Julio	72	51,64	85,00	124	25,03	43,25
Agosto	69	49,83	150,02	110	21,23	38,00
Septiembre	11	36,42	52,31	182	23,66	49,20
Octubre	28	52,93	106,31	93	24,00	40,00
Noviembre	26	79,65	112,87	133	29,37	45,00
Diciembre	99	93,51	155,00	146	33,93	63,69
Total	829	52,74	155,00	1.330	24,90	63,69

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

● Gestión de desvíos. Precios medios mensuales y energías

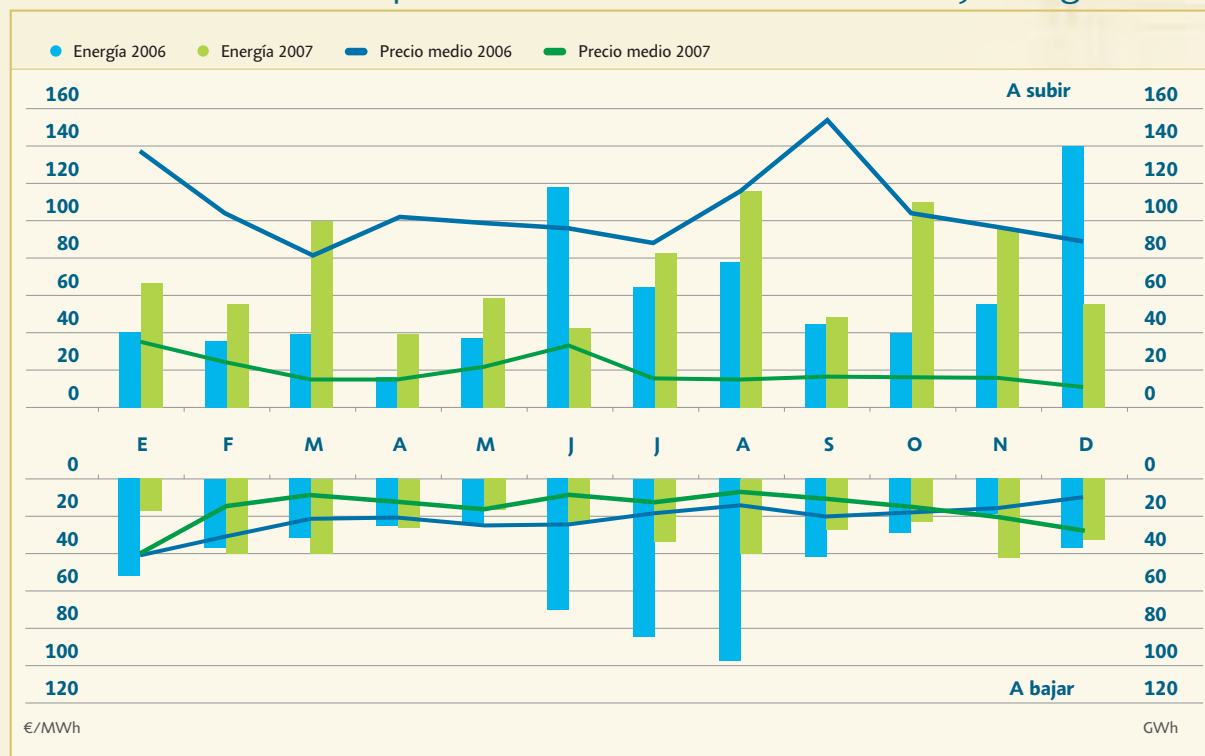


● Restricciones en tiempo real

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	68	35,26	190,07	17	39,00	70,57
Febrero	53	22,37	190,05	40	15,64	63,27
Marzo	101	14,68	252,64	41	8,72	43,71
Abril	39	15,47	184,33	26	11,67	42,50
Mayo	57	20,81	300,00	17	14,01	44,61
Junio	43	32,73	180,31	23	9,19	45,05
Julio	83	14,01	377,93	33	11,96	54,36
Agosto	112	11,85	255,76	40	7,71	41,22
Septiembre	49	14,85	521,68	26	11,53	42,20
Octubre	110	14,87	214,39	21	16,05	41,44
Noviembre	95	13,15	1.745,49	41	22,54	67,50
Diciembre	54	10,32	1.164,17	33	26,87	68,39
Total	864	17,28	1.745,49	358	15,49	70,57

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

● Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías



● Desvíos netos medidos. Precios medios mensuales y energía neta

	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía GWh	Precio (€/MWh)	Energía GWh	Precio (€/MWh)
Distribuidores	2.303,9	33,68	789,0	47,31
R.E. eólico	1.822,7	25,77	1.593,0	37,16
Comercializadores	706,6	23,86	411,3	33,37
Régimen ordinario sin zona	320,9	31,96	434,9	39,66
Entre sistemas	155,6	27,73	197,6	35,92
Zonas regulación	97,4	32,96	1.262,5	40,56
Exportación	70,7	32,60	4,8	40,94
R.E. hidráulico	68,5	29,44	26,5	38,58
R.E. térmico	49,5	26,90	211,8	37,35
Importación	2,9	30,25	106,0	41,59
R.E. solar	0,3	36,44	0,4	50,30
Total	5.598,9	31,32	5.037,7	42,27

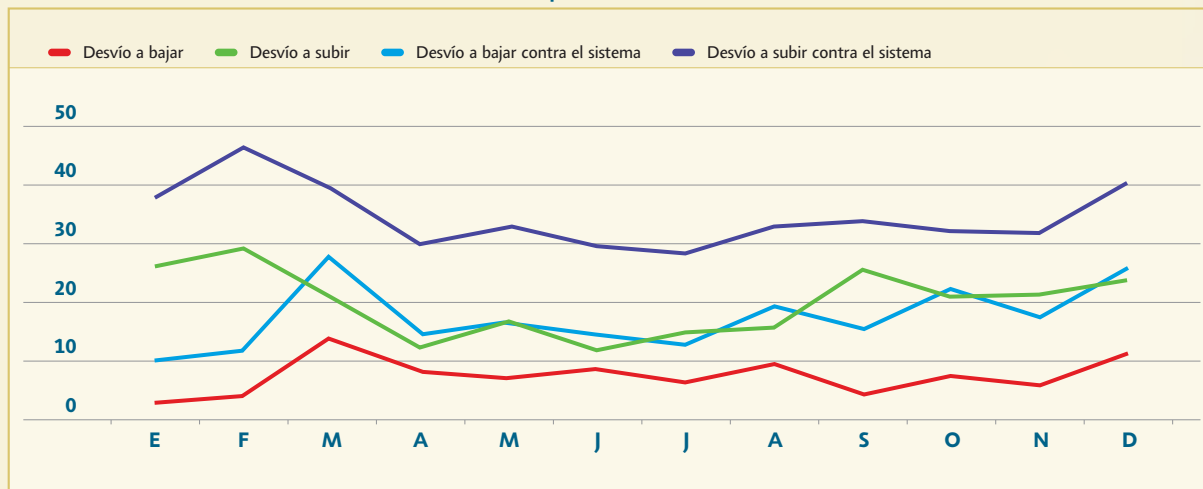
R.E.: Régimen especial.

● Desvíos netos medidos (GWh)

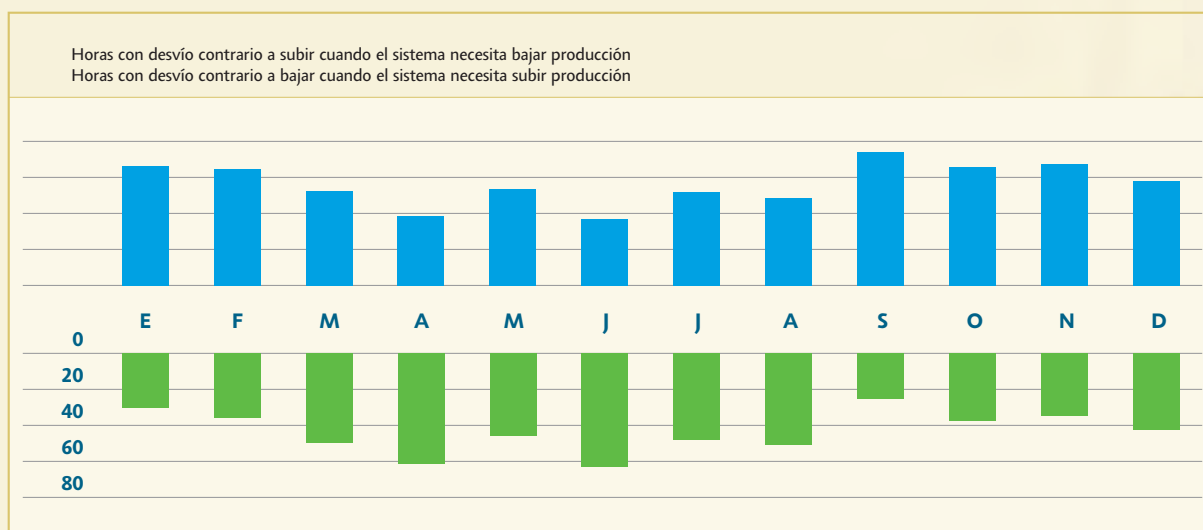


R.E.: Régimen especial.

● Coste del desvío en relación al precio del mercado diario (%)

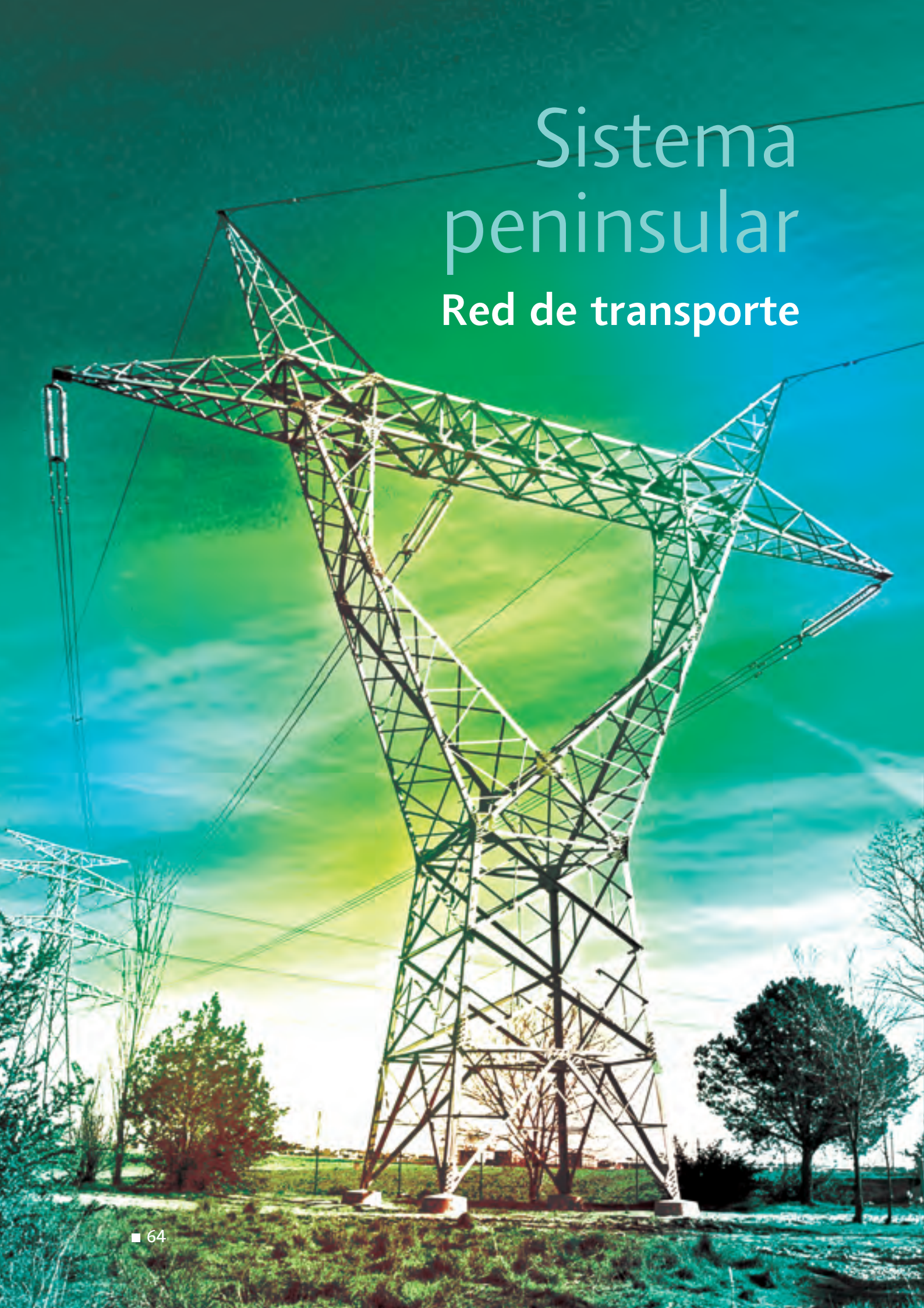


● Horas de desvíos contrarios al sistema (%)



Sistema peninsular

Red de transporte





- 66** Líneas de transporte a 400 kV
puestas en servicio en el 2007
- 66** Líneas de transporte a 220 kV
puestas en servicio en el 2007
- 67** Aumento de la capacidad de líneas en el 2007
- 67** Subestaciones puestas en servicio en el 2007
- 68** Transformación en subestaciones en el 2007
- 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 2007

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
E/S Brovales L/ Bienvenida-Balboa	Red Eléctrica	1	1,4	2.539
E/S Gaussa L/ Eliana-La Plana	Red Eléctrica	2	0,4	790
E/S Gaussa-Morvedre	Red Eléctrica	2	16,4	31.783
E/S Huéneja L/ Caparacena-Litoral	Red Eléctrica	1	0,8	1.414
E/S en Jordana L/ Pinar-Tajo 1	Red Eléctrica	1	0,1	109
E/S Ayora L/ Benejama-Cofrentes	Red Eléctrica	1	0,3	806
E/S Segovia L/ Tordesillas-Segovia (*)	Red Eléctrica	1	8,6	20.993
L/ Nueva Escombreras-El Palmar	Red Eléctrica	2	101,0	274.627
Total			129,0	333.059

(*) Pendiente de acta de puesta en marcha.

● Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2007

Línea	Empresa	Nº circuitos	km	MVA*km
E/S Begues L/ Castellet-Viladecans	Red Eléctrica	2	1,2	589
E/S en Albatrec L/ Torre del Segre-Mangraners (aérea) (*)	Red Eléctrica	1	0,2	190
E/S en Albatrec L/ Torre del Segre-Mangraners (subterránea) (*)	Red Eléctrica	1	0,3	180
L/ Vicálvaro-La Estrella	Red Eléctrica	1	4,7	2.616
E/S Albal L/ Catadau-Fuente San Luis	Red Eléctrica	2	3,0	1.572
E/S Zamudio L/ Güeñes-Gatica (aérea)	Red Eléctrica	2	3,0	1.427
E/S Zamudio-L/ Güeñes-Gatica (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	24
L/ El Palmar-El Palmar 1 (aérea)	Red Eléctrica	1	0,4	354
L/ El Palmar-El Palmar 1 (subterránea)	Red Eléctrica	1	0,3	192
L/ Palafox-La Estrella (subterránea)	Red Eléctrica	1	4,5	2.129
E/S Subirats L/ Begues-Bellicens (aérea)	Red Eléctrica	2	6,0	3.003
E/S Subirats L/ Begues-Bellicens (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,2	85
E/S Jordana L/ Algeciras-Los Ramos	Red Eléctrica	1	0,3	269
E/S San Cugat L/ Can Jordi-San Andreu (aérea)	Red Eléctrica	2	1,7	1.339
E/S San Cugat L/ Can Jordi-San Andreu (subterránea)	Red Eléctrica	2	0,1	76
E/S Villares del Saz L/ Huelves-Olmedilla	Red Eléctrica	2	5,1	2.766
E/S Parla L/ Aceca-Villaverde (aérea)	Red Eléctrica	2	0,5	269
E/S Parla L/ Aceca-Villaverde (subterránea)	Red Eléctrica	2	4,9	2.589
E/S San Miguel de Salinas L/ Rojales-Campoamor	Red Eléctrica	2	0,1	64
E/S Gazules L/ Pinar-Alcores	Red Eléctrica	2	0,3	290
Total			37,0	20.022

(*) Pendiente de acta de puesta en marcha.

● Aumento de la capacidad de líneas en el 2007

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Vic-Juiá 1 (*)	220	61,0	118	7.198
L/ Vic-Juiá 2 (*)	220	61,0	118	7.198
L/ San Celoni-Sentmenat (*)	220	39,8	105	4.182
L/ Algeciras-T. Casares (*)	220	37,0	105	3.885
L/ Don Rodrigo-Dos Hermanas 3 (*)	220	17,6	105	1.844
L/ Hoya Morena-San Pedro Pinatar (*)	220	15,2	350	5.320
L/ Don Rodrigo-Dos Hermanas 1 (*)	220	12,6	105	1.323
L/ Don Rodrigo-Dos Hermanas 2 (*)	220	11,1	105	1.170
L/ Atarfe-Caparacena (*)	220	6,6	105	693
L/ Campoamor-San Pedro del Pinatar (*)	220	5,0	350	1.761
L/ Almaraz CN-Almaraz ET	220	4,0	105	420
Total 220 kV		271,0	1.671	34.993
L/ Grijota-S.S. Reyes (*)	400	201,6	431	86.898
L/ Benejama-Catadau (*)	400	62,9	431	27.101
L/ Asomada-Escombreras	400	10,2	431	4.383
Total 400 kV		274,7	1.293	118.383
Total		545,6	2.964	153.376

(*) Pendiente de acta de puesta en marcha.

● Subestaciones puestas en servicio en el 2007

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Morvedre	Red Eléctrica	400/220	-	-
Palafox	Red Eléctrica	220	-	-
Huéneja	Red Eléctrica	400	-	-
Jordana	Red Eléctrica	400/220	-	-
San Cugat	Red Eléctrica	220	-	-
Ayora	Red Eléctrica	400	-	-
Gaussa	Red Eléctrica	400	-	-
Zamudio	Red Eléctrica	220	-	-
San Miguel de Salinas	Red Eléctrica	220	-	-
Cantalar	Red Eléctrica	220	-	-
Gazules	Red Eléctrica	220	-	-
Nueva Casares	Red Eléctrica	220	-	-

● Transformación en subestaciones en el 2007

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
J.M. Oriol (*)	Red Eléctrica	400	(**)	150
Don Rodrigo	Red Eléctrica	400	400/220	600
Mesón	Red Eléctrica	400	400/220	600
Loeches	Red Eléctrica	400	400/220	600
TOTAL				1.950

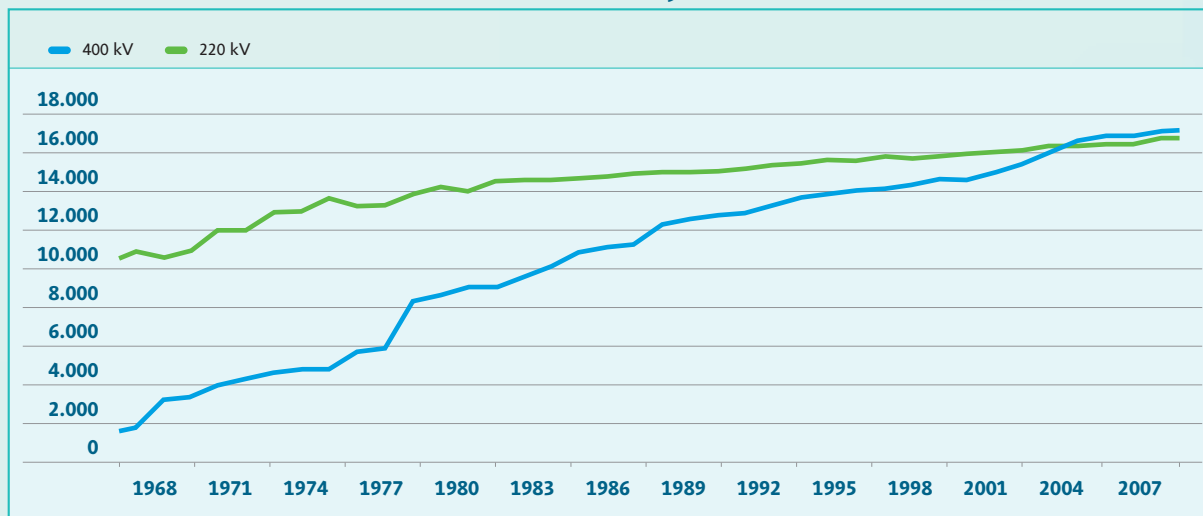
(*) Sustituye a un trafo averiado de 300 MVA, con lo que se incrementa la capacidad en 150 MVA.

(**) Trafo polivalente: 400/230/138/110 kV.

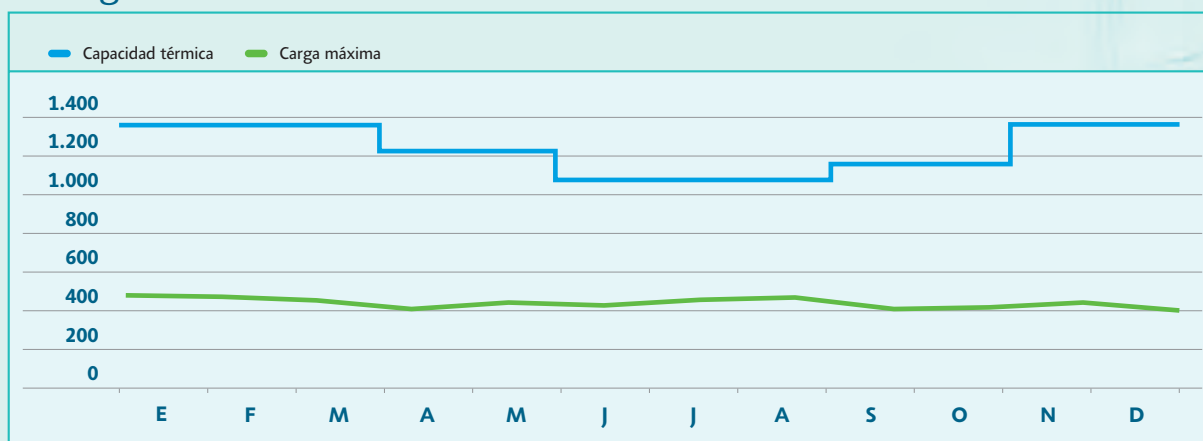
● Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
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
1987	11.147	14.822	2007	17.172	16.722

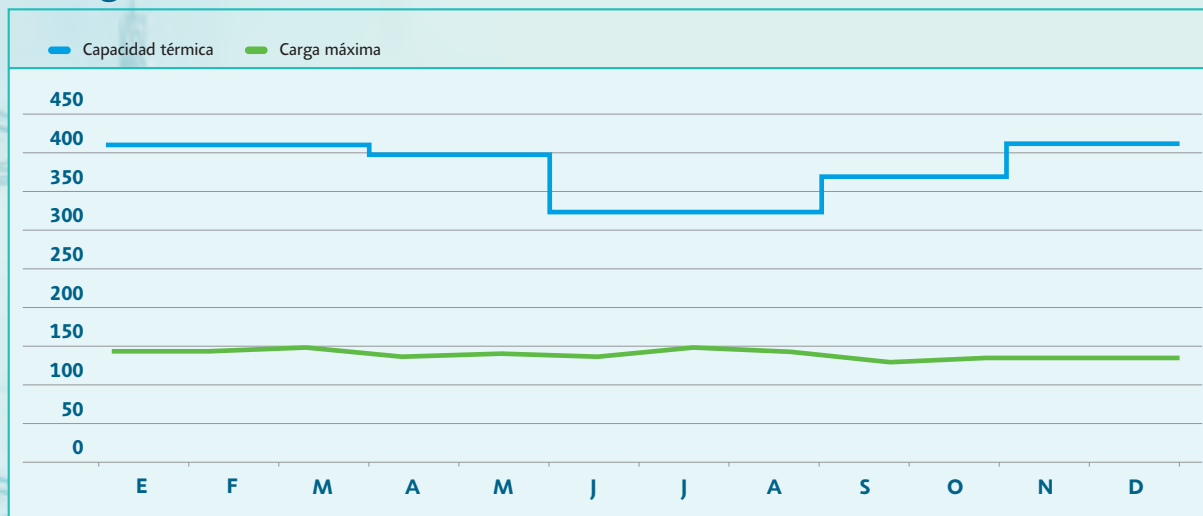
● Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV (km)



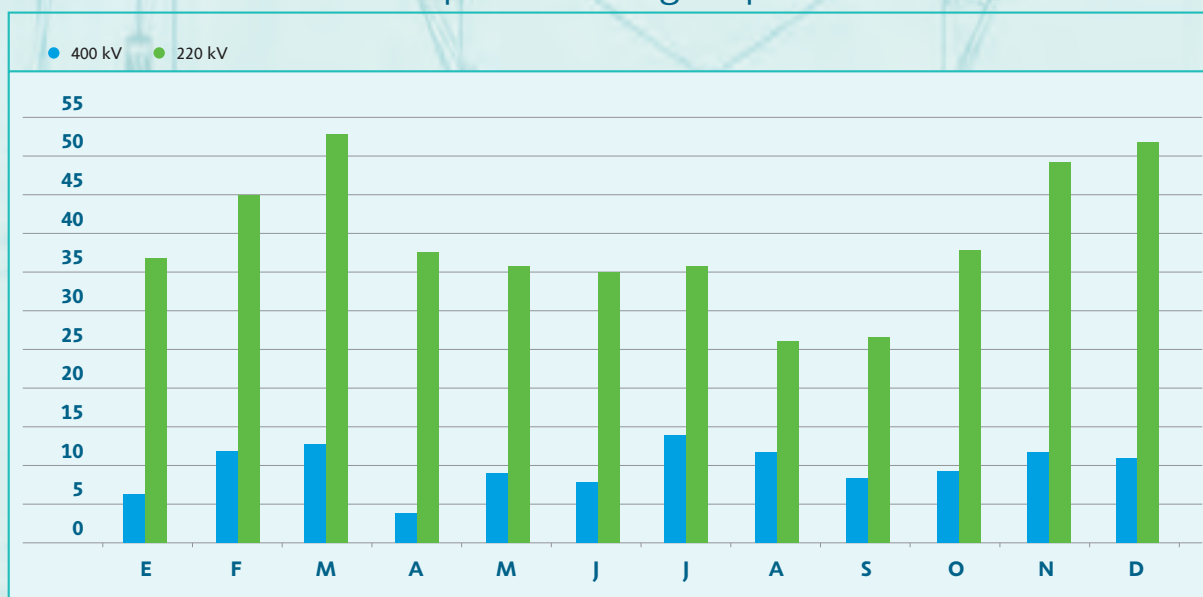
● Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV



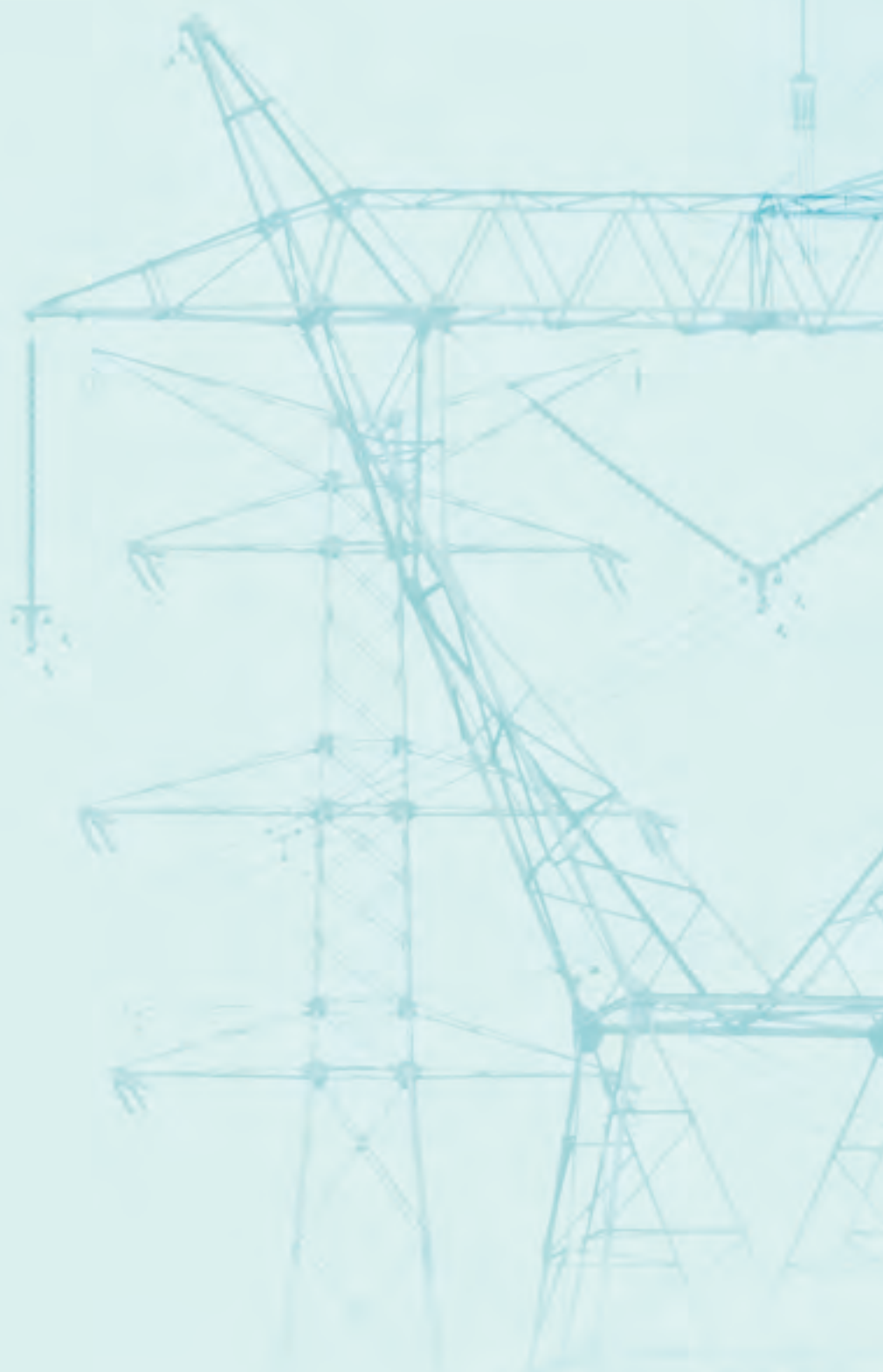
● Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV (MW)

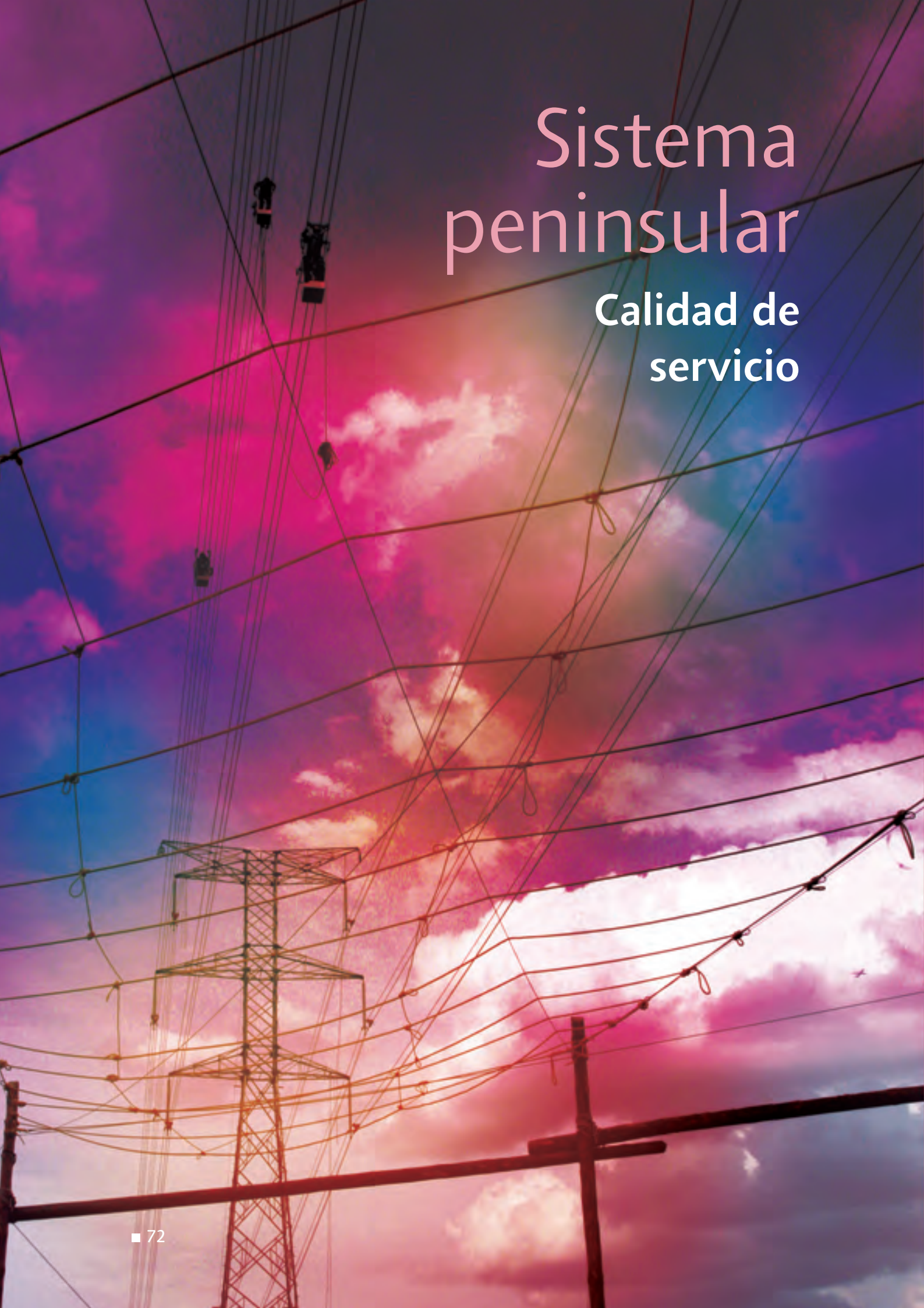


● Líneas de la red de transporte con carga superior al 70 %



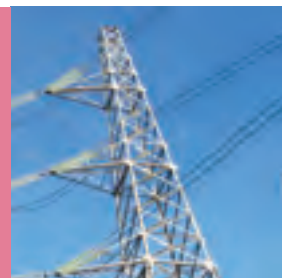
Nº. de líneas que superan en algún momento el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.





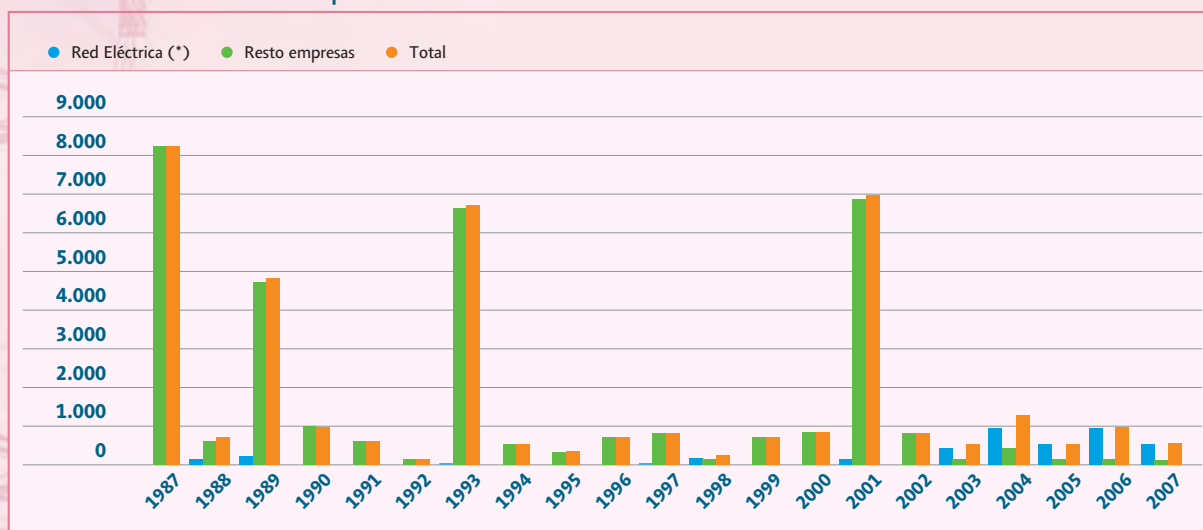
Sistema peninsular

Calidad de
servicio



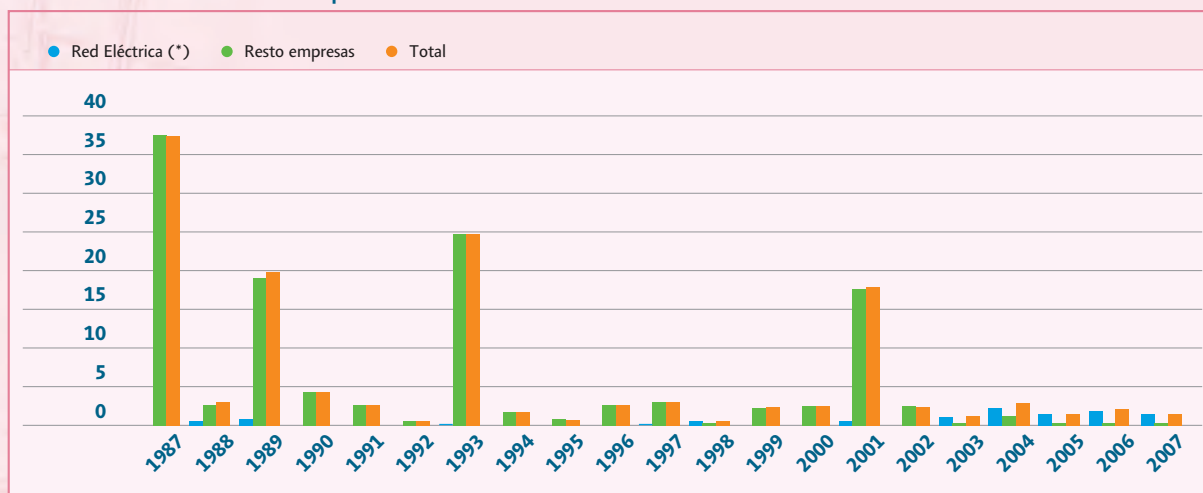
- 74** Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
- 74** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 75** Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 75** Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red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

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



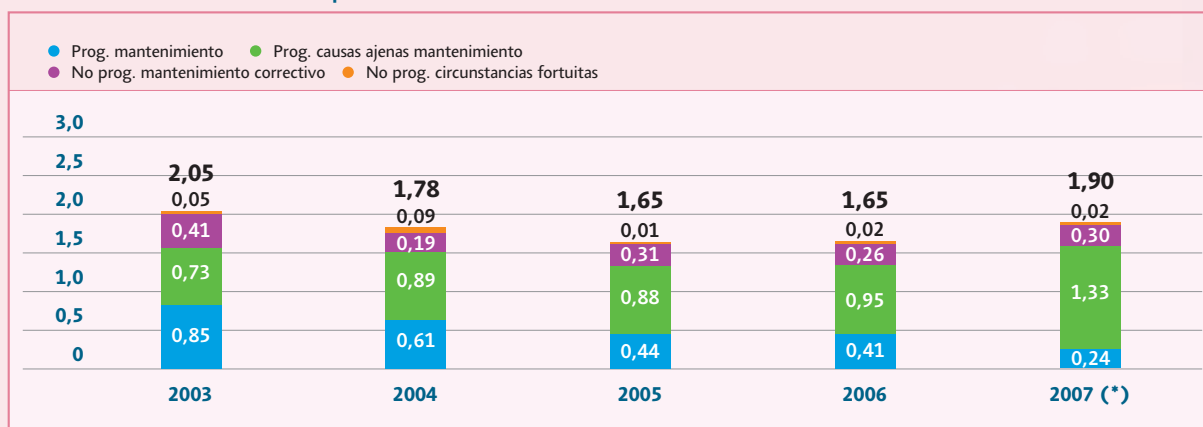
(*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.

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



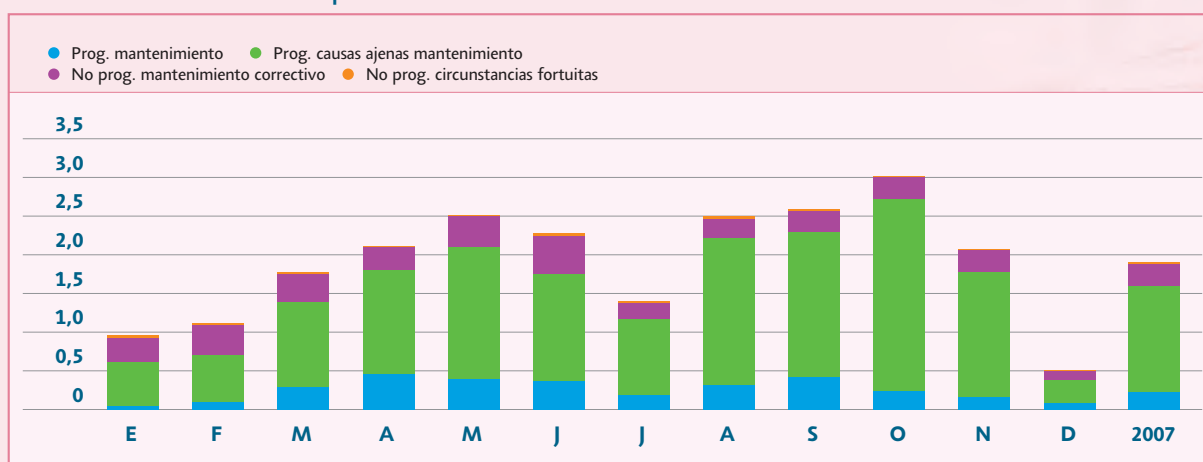
(*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.
TIM = ENS/Potencia media del sistema.

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



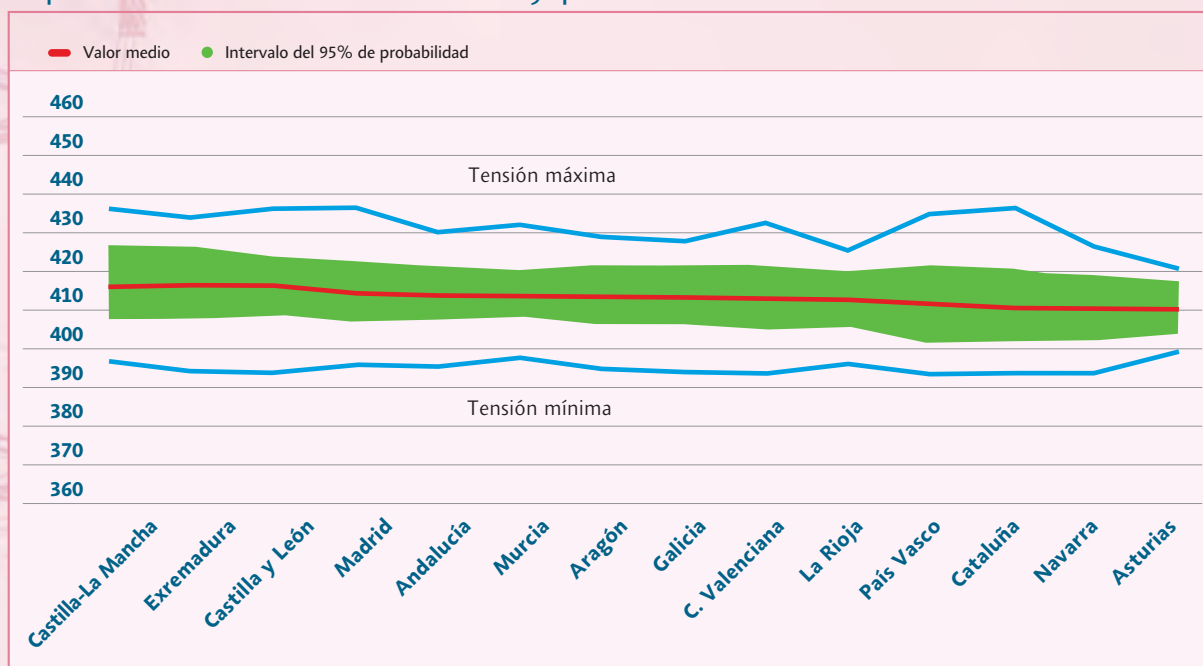
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.
(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

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

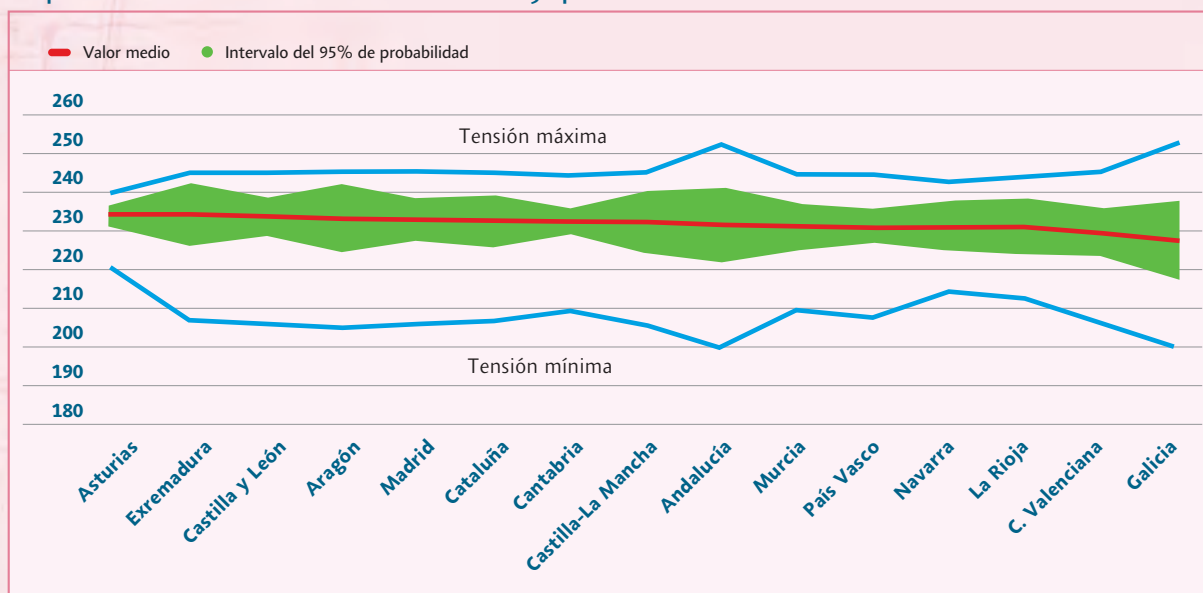


Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.
Datos provisionales pendientes de auditoría.

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



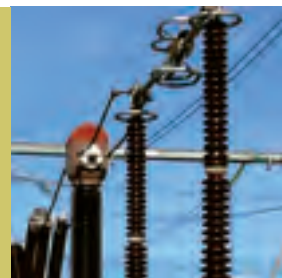
- Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por comunidades autónomas y para la red de 220 kV (kV)





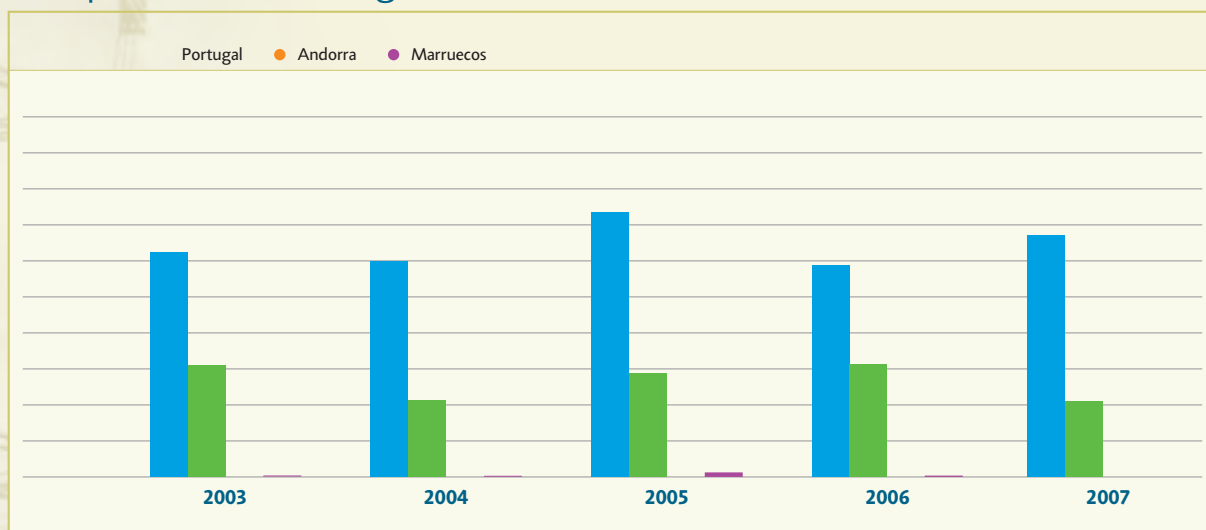
Sistema peninsular

Intercambios
internacionales

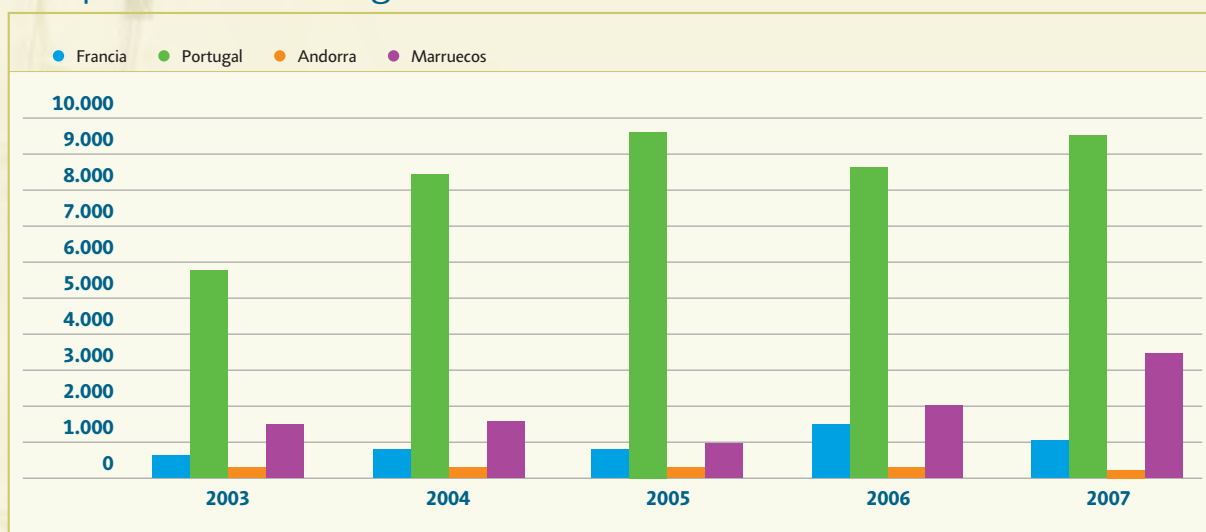


- 80 Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
- 80 Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 81 Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
- 81 Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados 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 programadas por tipo de sujeto del mercado 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
- 86 Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 87 Capacidad negociada en las subastas de interconexión con Francia
- 87 Capacidad negociada en las subastas intradiarias de interconexión con Francia
- 88 Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 88 Evolución mensual de la renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 89 Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia
- 89 Evolución de la renta de congestión del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal
- 90 Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal
- 90 Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Portugal

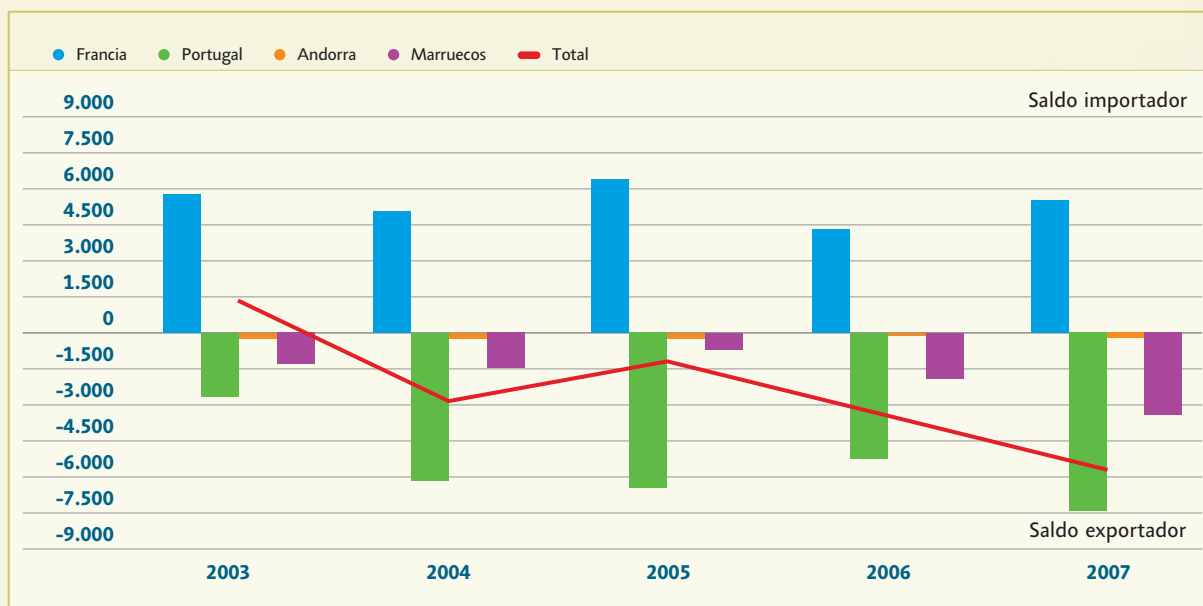
● Evolución de los intercambios físicos de importación de energía (GWh)



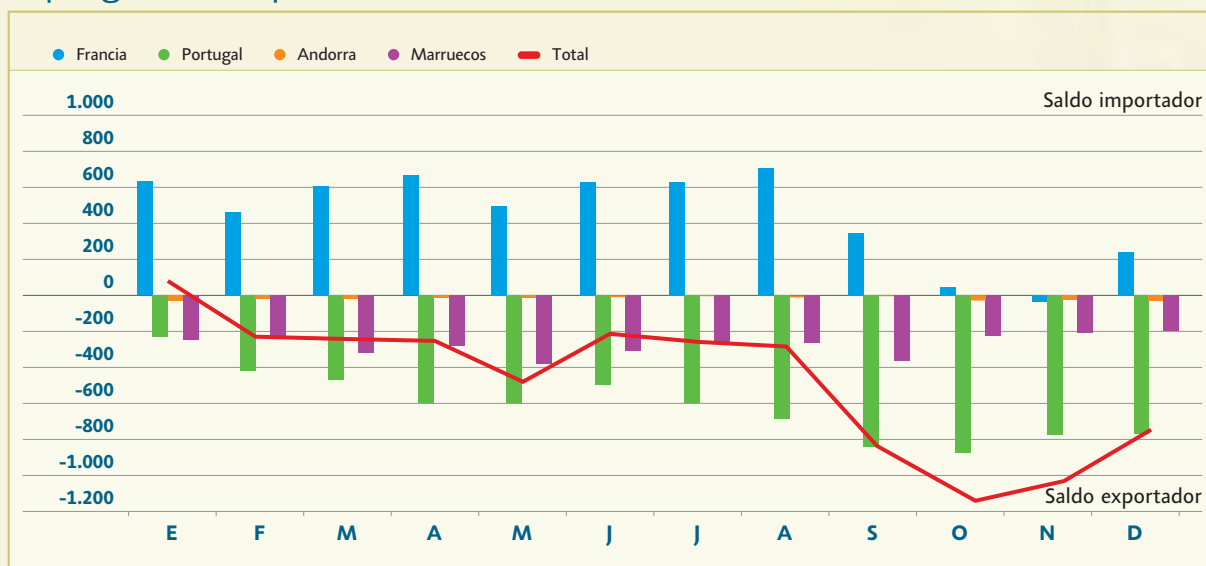
● Evolución de los intercambios físicos de exportación de energía (GWh)



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



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



● Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Francia	6.545	7.256	2.133	1.768	4.411	5.487
Portugal	2.276	1.607	7.729	9.103	-5.453	-7.496
Andorra	0	0	229	261	-229	-261
Marruecos	11	11	2.015	3.495	-2.004	-3.484
Total	8.831	8.874	12.106	14.627	-3.275	-5.754

● Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo		Volumen	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Francia	5.890	6.598	1.481	1.111	4.410	5.487	7.371	7.709
Portugal	3.175	2.153	8.633	9.650	-5.458	-7.497	11.808	11.802
Andorra	0	0,3	229	262	-229	-261	229	262
Marruecos	28	22	2.030	3.501	-2.002	-3.479	2.058	3.522
Total	9.093	8.773	12.373	14.523	-3.280	-5.750	21.466	23.296

● Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



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

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	6.444	14.581	-8.136
Francia (1)	4.837	1.722	3.115
Portugal	1.596	9.103	-7.506
Andorra	0	261	-261
Marruecos	11	3.495	-3.484
Acciones coordinadas de balance Francia - España	4	46	-43
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	11	0,5	11
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.415	0 (2)	2.415
Intercambios de apoyo	0	0	0
Total intercambios programados	8.874	14.627	-5.754
Desvíos de regulación objeto de compensación			3
Saldo físico de los intercambios internacionales			-5.750

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(2) Contrato ejecutado únicamente en nueva modalidad financiera.

● Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión (GWh)

	Comercia- lizadoras		Productores		Agentes externos (3)		Programas de Intercambio P-E (2)		Acciones coordinadas de balance		Contratos previos a la Ley 54/1997		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia (1)	1.678	433	403	715	2.756	574	0	0	4	46	2.415	0 (4)	7.256	1.768	5.487
Portugal (2)	0	1.580	0	15	1.585	2.899	11	4.609	11	0,5	0	0	1.607	9.103	-7.496
Andorra	0	261	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	261	-261
Marruecos	0	0	0	0	11	3.495	0	0	0	0	0	0	11	3.495	-3.484
Total	1.678	2.275	403	729	4.353	6.968	11	4.609	15	47	2.415	0	8.874	14.627	-5.754

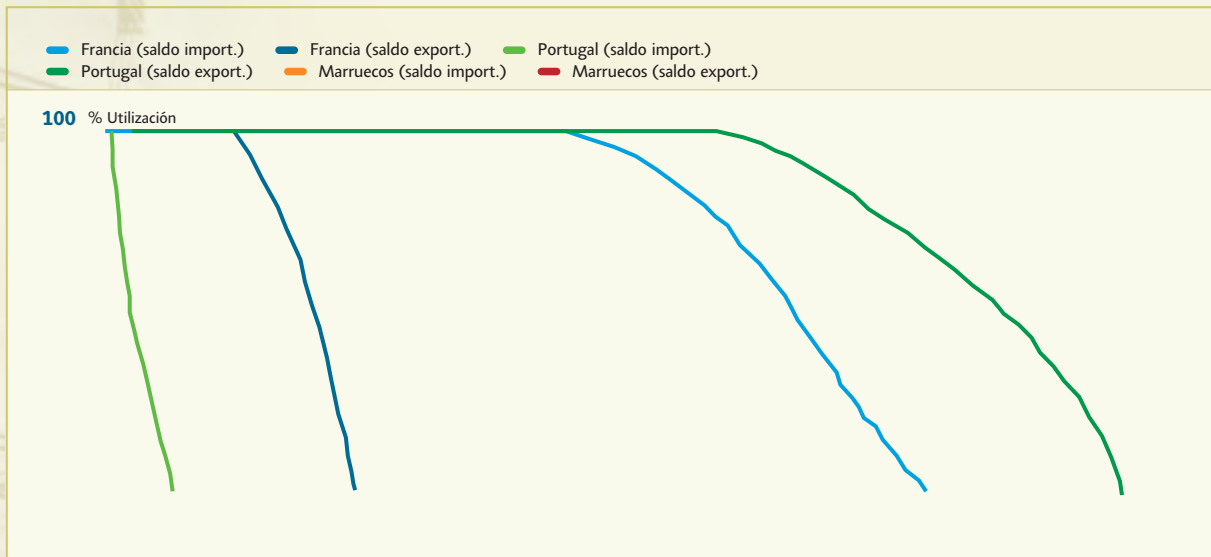
(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(2) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario) la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza por medio de un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precios diferentes en caso de congestión. Como resultado de este proceso se obtiene un saldo de energía por la interconexión.

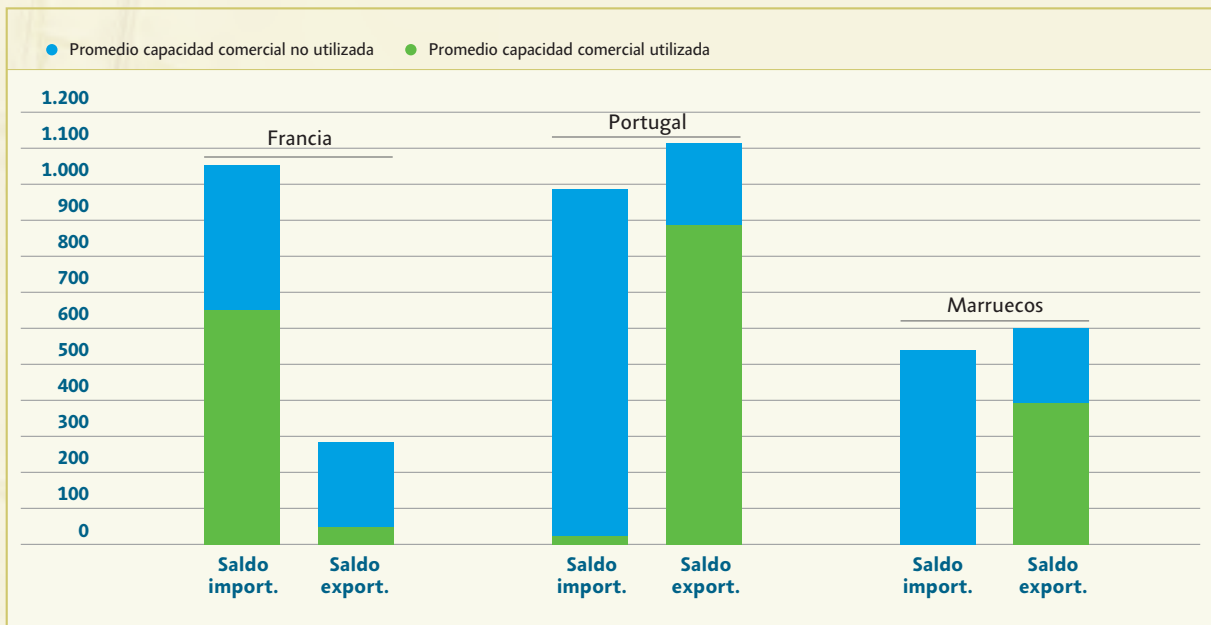
(3) La Ley 17/2007 estableció, a partir de 2008, la eliminación de la figura de agente externo que pasa a ser incluida en la figura de comercializador. La aplicación de esta medida requiere desarrollo reglamentario previo.

(4) Contrato ejecutado únicamente en nueva modalidad financiera. Durante el año 2007 no se han programado intercambios de apoyo.

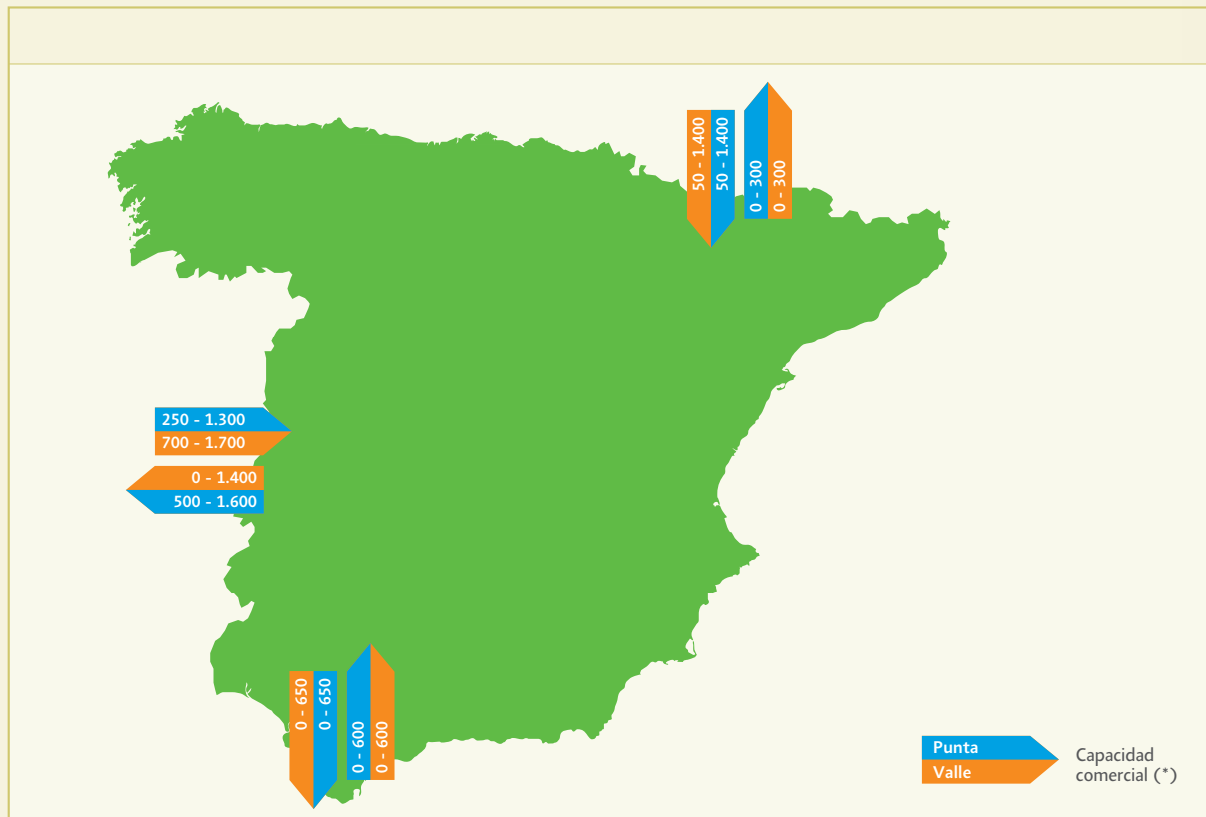
● Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



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

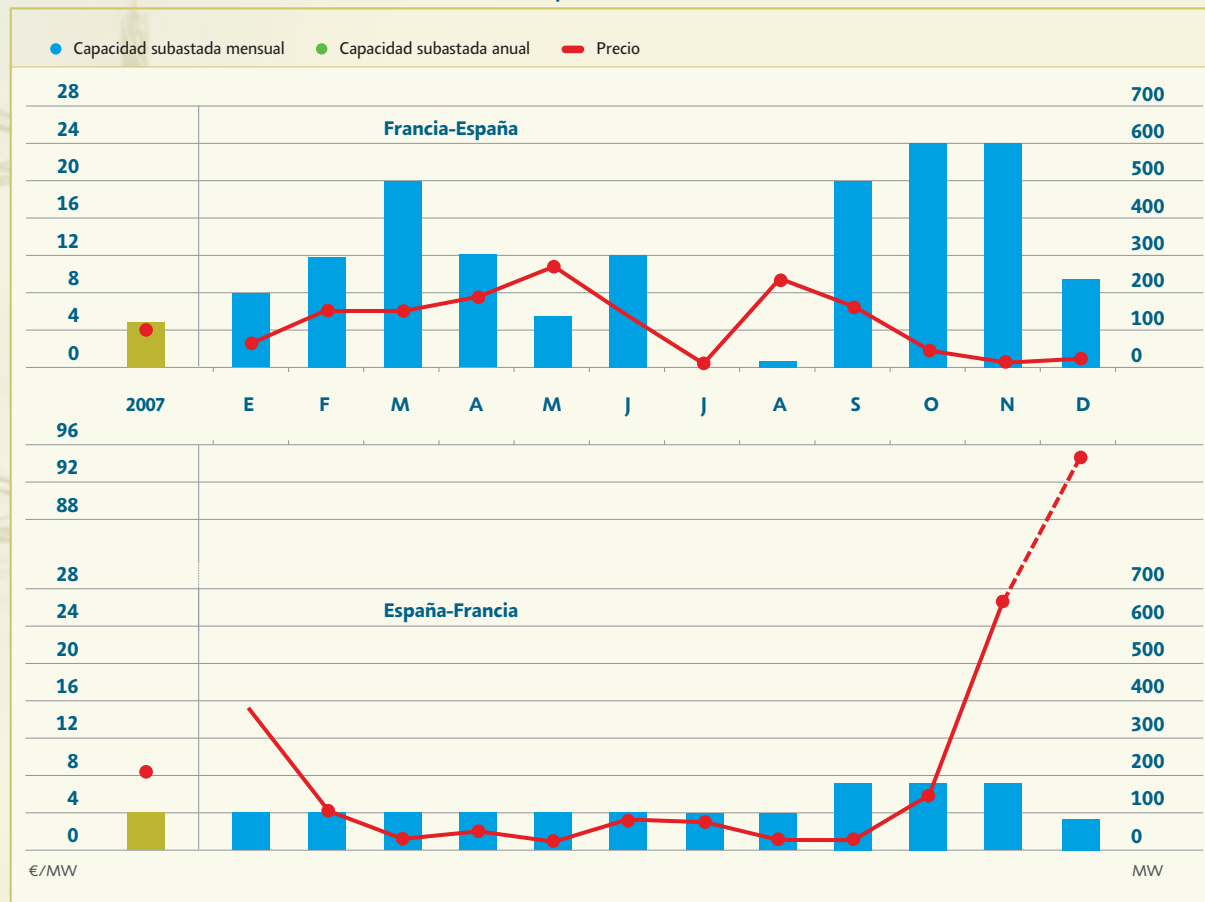


- Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



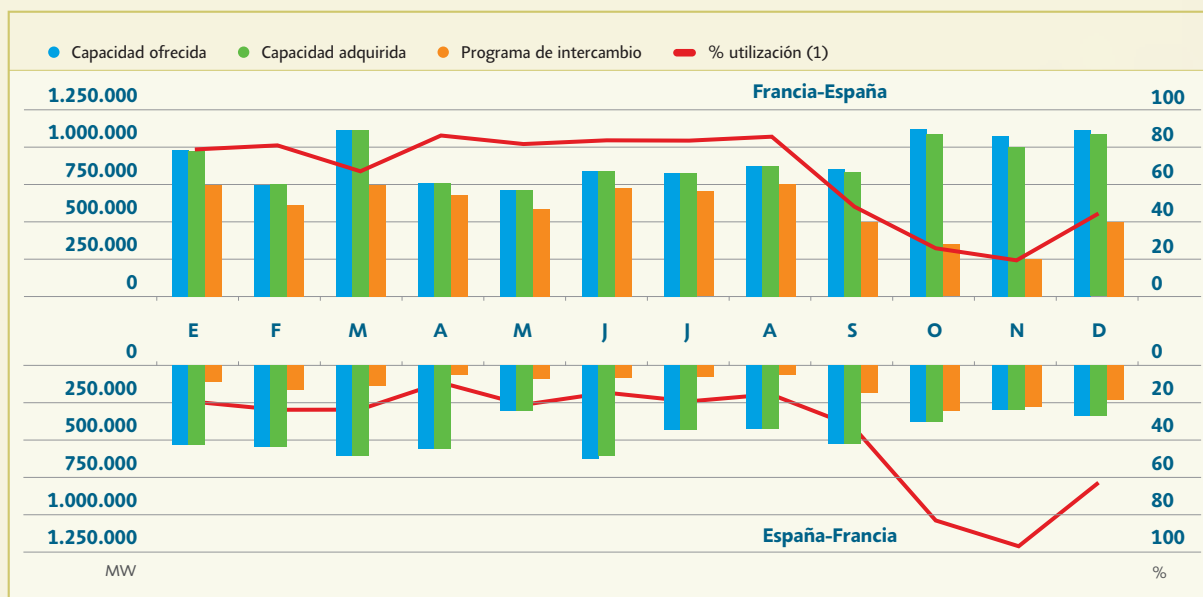
(*) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

● Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia



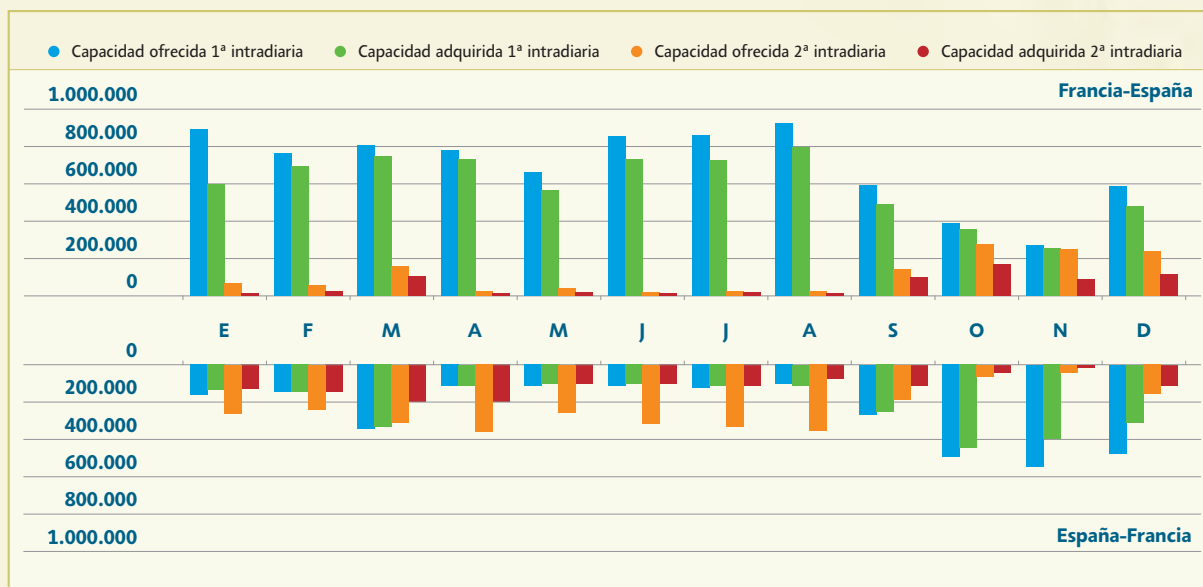
El resultado de la subasta anual de capacidad (realizada en diciembre del año anterior) aplica para cada hora del año salvo para los períodos reflejados en las especificaciones publicadas para dicha subasta. El resultado de la subasta mensual de capacidad (realizada a finales del mes anterior) aplica para cada hora del mes salvo para los períodos reflejados en las especificaciones publicadas para dicha subasta.

- Capacidad negociada en las subastas de capacidad de la interconexión con Francia



(1) % utilización = Programa (importación o exportación dependiendo del sentido) / Capacidad ofrecida. Incluye capacidades anuales, mensuales y diarias.

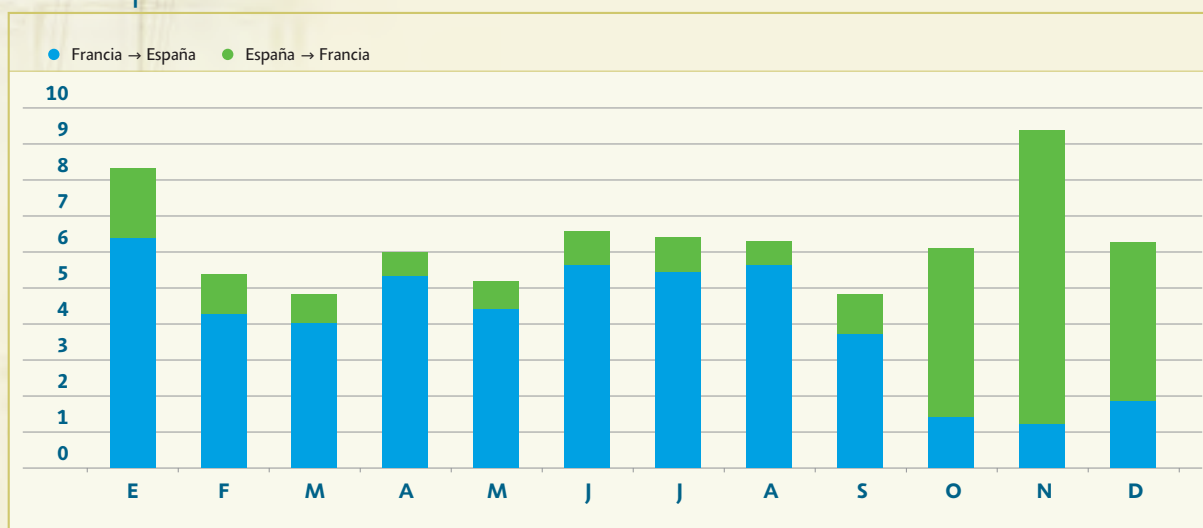
- Capacidad negociada en las subastas intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia (MW)



- Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia

Subastas	Sentido Francia-España		Sentido España-Francia		Total	
	Miles de €	%	Miles de €	%	Miles de €	%
Anual	6.793	9,0	6.883	9,1	13.676	18,1
Mensual	9.805	13,0	4.447	5,9	14.252	18,9
Diaria	32.358	42,9	5.826	7,7	38.184	50,6
Intradiaria	162	0,2	9.187	12,2	9.349	12,4
Total	49.118	65,1	26.343	34,9	75.461	100,0

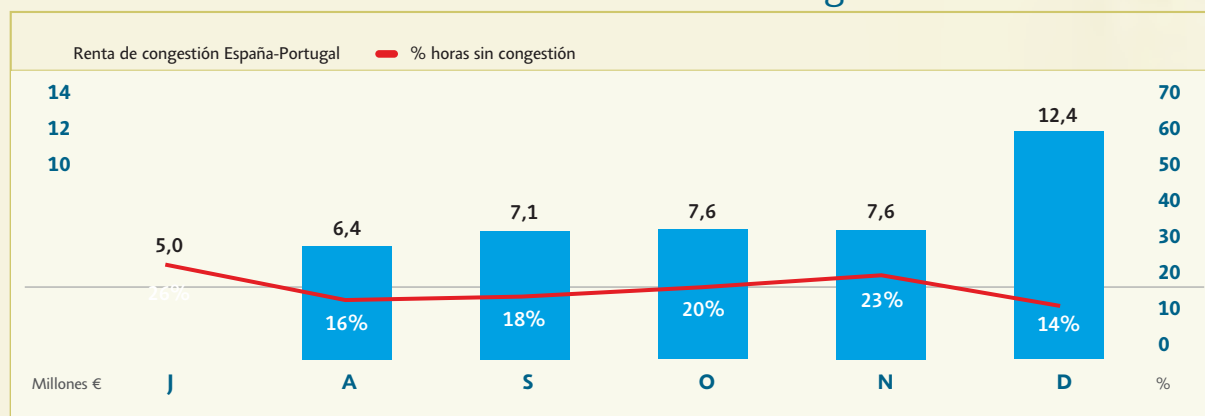
- Evolución mensual de la renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (Millones €)



● Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia

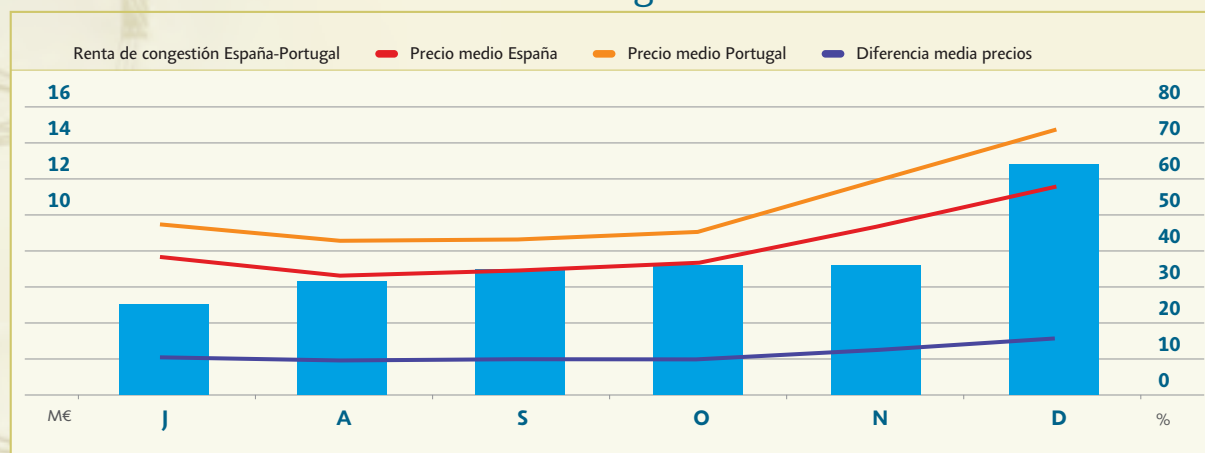
Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Enero	8	España - Francia	12.793	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	9	España - Francia	1.266	
	25	España - Francia	3.227	Reducción de capacidad por seguridad del Sistema Eléctrico Francés
	29	España - Francia	4.344	
	30	España - Francia	6.299	
Febrero	20	España - Francia	1.200	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	21	España - Francia	11.120	
	22	España - Francia	3.972	
Julio	31	España - Francia	1.960	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Noviembre	15	Francia - España	1.900	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	18	Francia - España	1.198	Prolongación de descargo planificado
	19	Francia - España	275	
	29	Francia - España	7	Anomalía en subasta diaria
Diciembre	16	Francia - España	180	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Total España - Francia			46.181	
Total Francia - España			3.560	

● Evolución de la renta de congestión derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal



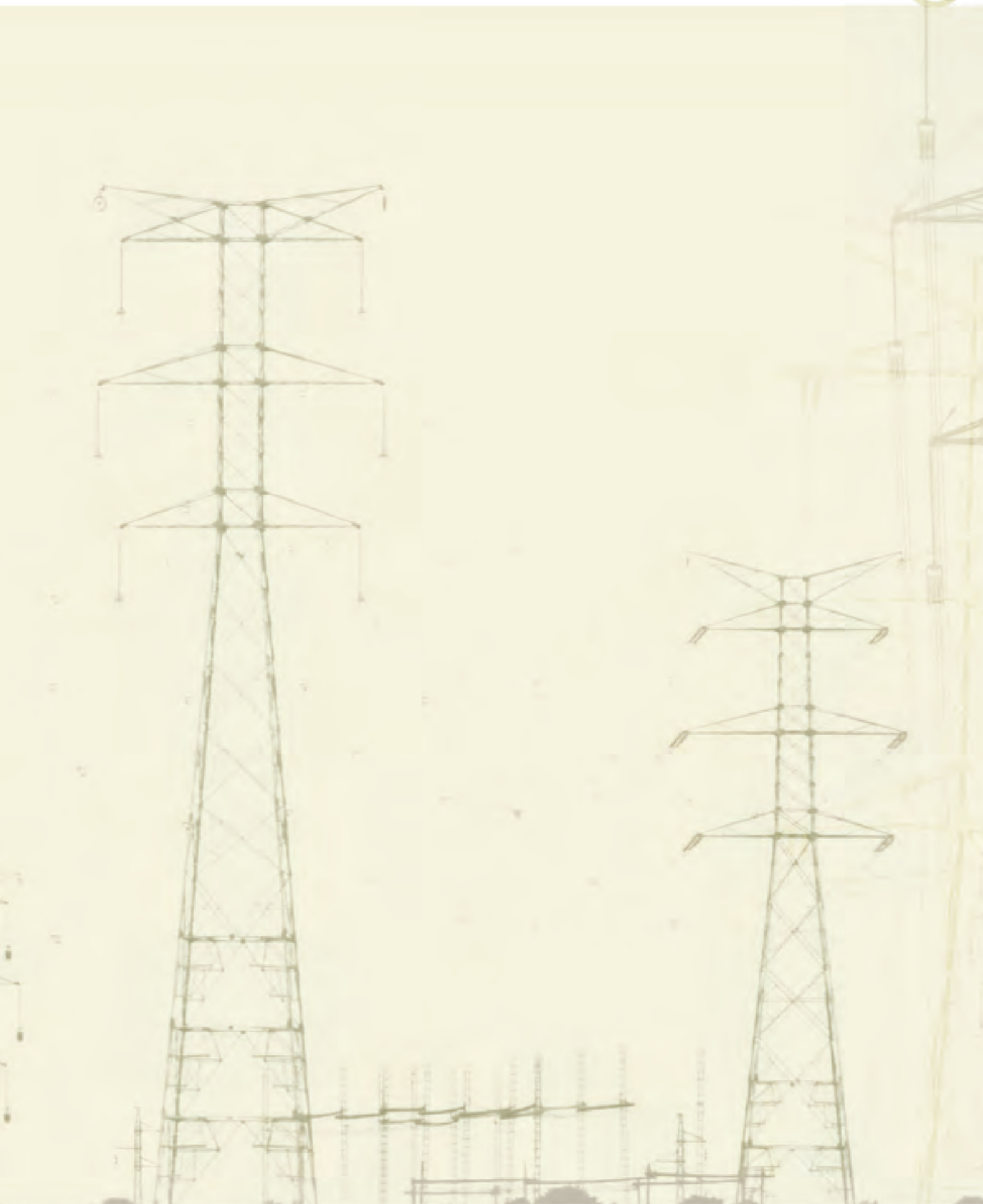
En sentido Portugal-España se han obtenido rentas de congestión solo en diciembre de 2007, y por un valor de 0,07 millones €.

● Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal

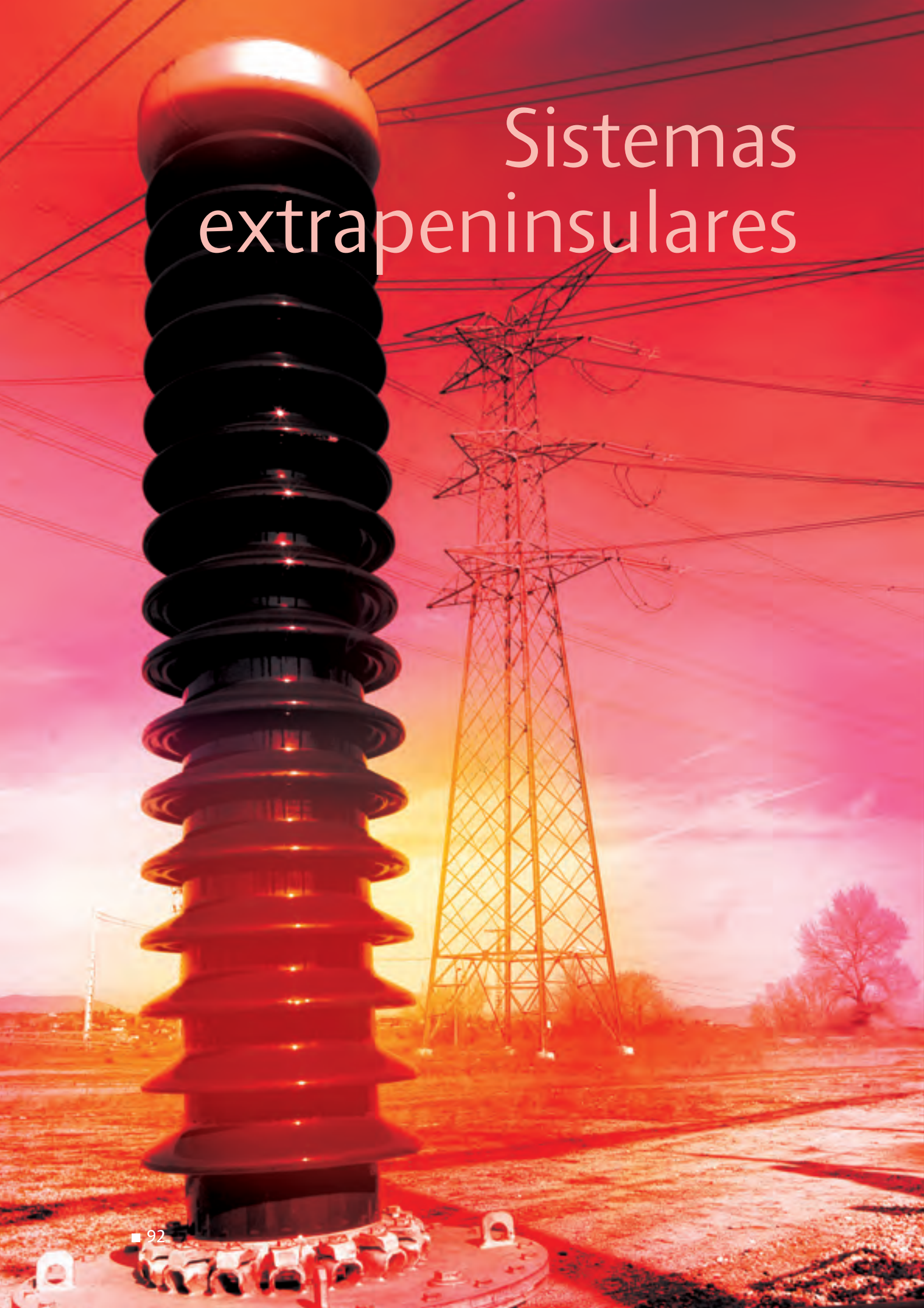


● Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Portugal

Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Julio	29	Portugal-España	400	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	31	Portugal-España	1.200	Indisponibilidad sobrevenida de varias instalaciones
Noviembre	12	Portugal-España	1.380	Reducción de capacidad por seguridad del Sistema Eléctrico Español
	19	Portugal-España	8.025	Reducción de capacidad por seguridad del Sistema Eléctrico Español
Diciembre	17	España-Portugal	495	Reducción de capacidad por seguridad del Sistema Eléctrico Portugués
Total España-Portugal			495	
Total Portugal-España			11.005	



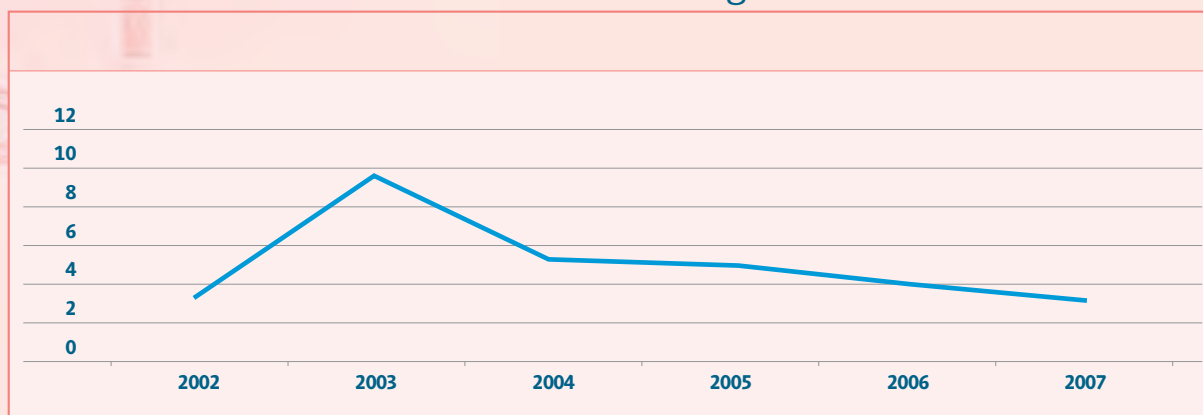
Sistemas extrapeninsulares

The image features a large, black, multi-tiered extrapeninsular insulator tower in the foreground, positioned on a concrete base. In the background, a tall, lattice-structured high-voltage power line tower stands against a vibrant sunset sky with orange and pink hues. The overall scene is bathed in a warm, reddish-orange light, creating a dramatic and industrial atmosphere.



- 
- 94** Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - 94** Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - 95** Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - 95** Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
 - 96** Balance anual de energía eléctrica
 - 96** Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - 97** Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria
 - 97** Potencia instalada a 31.12.2007
 - 98** Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario
 - 98** Nuevas líneas de transporte a 66 kv
 - 99** Bajas de líneas de transporte a 66 kv
 - 99** Nueva transformación de la red de transporte en subestaciones en servicio
 - 99** Evolución del sistema de transporte y transformación

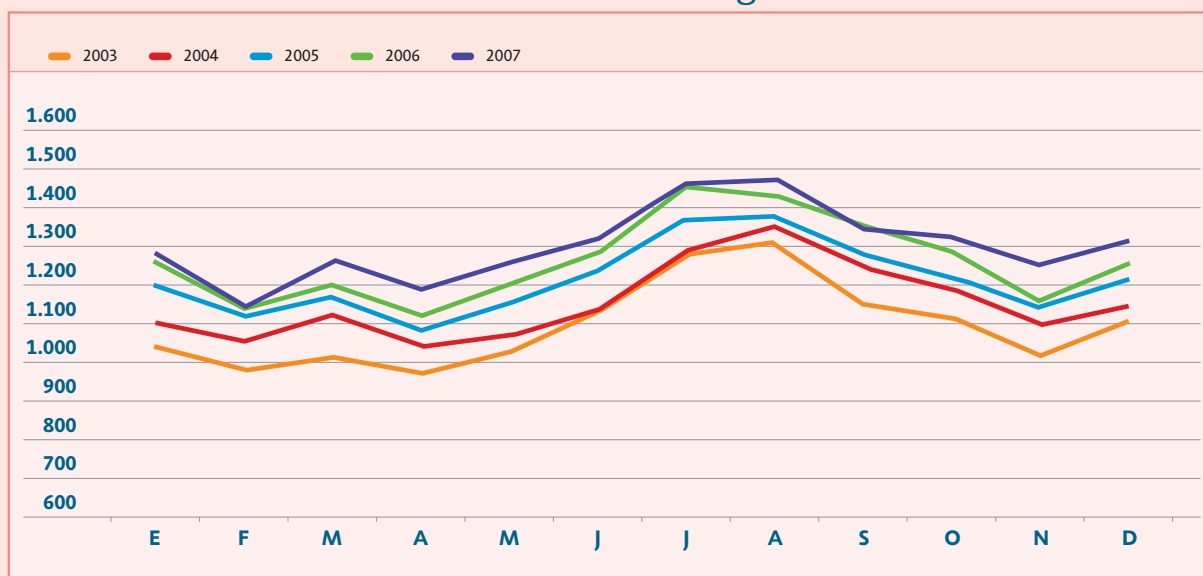
● Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	2003		2004		2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	1.036	7,9	1.101	8,0	1.198	8,3	1.259	8,3	1.281	8,2
Febrero	981	7,5	1.051	7,6	1.117	7,7	1.137	7,5	1.138	7,3
Marzo	1.012	7,7	1.121	8,1	1.164	8,0	1.195	7,9	1.257	8,1
Abril	975	7,4	1.039	7,5	1.079	7,4	1.117	7,4	1.186	7,6
Mayo	1.026	7,8	1.068	7,7	1.146	7,9	1.207	8,0	1.256	8,1
Junio	1.126	8,6	1.137	8,2	1.230	8,5	1.276	8,5	1.314	8,4
Julio	1.267	9,7	1.283	9,3	1.367	9,4	1.444	9,6	1.460	9,4
Agosto	1.310	10,0	1.348	9,8	1.368	9,4	1.428	9,5	1.466	9,4
Septiembre	1.153	8,8	1.244	9,0	1.273	8,8	1.347	8,9	1.344	8,6
Octubre	1.117	8,5	1.184	8,6	1.218	8,4	1.283	8,5	1.317	8,5
Noviembre	1.015	7,7	1.096	7,9	1.136	7,8	1.152	7,6	1.249	8,0
Diciembre	1.102	8,4	1.146	8,3	1.209	8,3	1.249	8,3	1.308	8,4
Total	13.121	100,0	13.818	100,0	14.505	100,0	15.095	100,0	15.576	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)

	2003	2004	2005	2006	2007	% 07/06
Hidráulica	1	0	0	0	0	-
Carbón	3.547	3.738	3.518	3.334	3.195	-4,1
Fuel/gas	9.669	10.263	9.098	8.321	8.282	-0,5
Ciclo combinado	0	0	2.076	3.349	4.080	21,8
Generación auxiliar (1) (2)	-	-	-	124	148	19,3
Régimen ordinario	13.217	14.001	14.693	15.127	15.705	3,8
- Consumos en generación	-825	-852	-858	-730	-846	16,0
Régimen especial	729	668	671	697	717	2,9
Hidráulica	2	0	0	0	1	-
Eólica	342	311	314	331	359	8,6
Otras renovables	377	357	357	359	350	-2,4
No renovables	8	0	0	7	6	-16,0
Demanda (b.c.)	13.121	13.818	14.505	15.095	15.576	3,2

- (1) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano 2007.
- (2) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado una serie de grupos electrógenos que, en base a la disposición adicional primera de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, son instalaciones que de forma transitoria garantizan la cobertura de la demanda en determinadas zonas.

● Balance anual de energía eléctrica

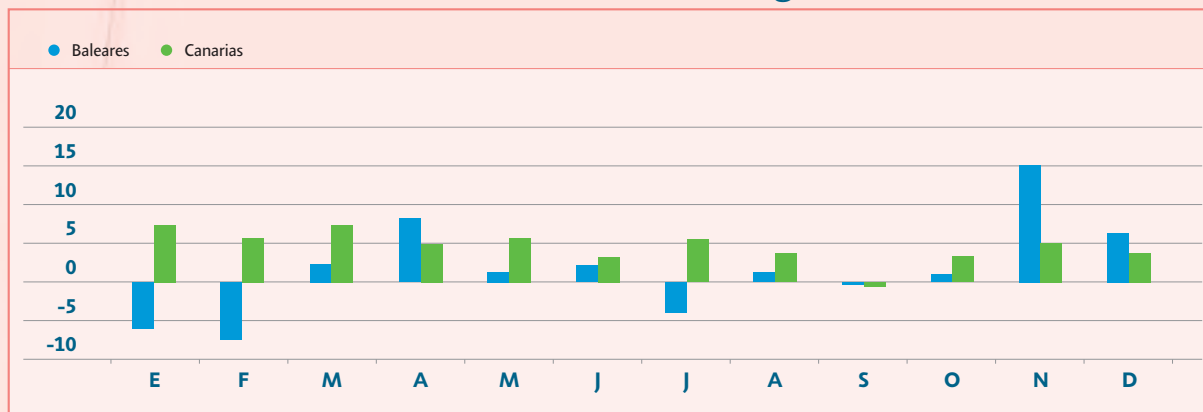
	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta (3)		Melilla (3)		Total	
	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06	GWh	% 07/06
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Carbón	3.195	-4,1	0	-	0	-	0	-	3.195	-4,1
Fuel/gas	1.399	0,8	6.465	-1,2	216	-	203	-	8.282	-0,5
Ciclo combinado	1.555	22,5	2.525	21,4	0	-	0	-	4.080	21,8
Generación auxiliar (1)(2)	13	-	135	8,8	0	-	0	-	148	19,3
Regimen ordinario	6.162	2,9	9.124	4,3	216	-	203	-	15.705	3,8
- Consumos generación	-310	38,2	-501	3,0	-17	-	-18	-	-846	16,0
Régimen especial	121	-16,6	587	6,8	0	-	9	-	717	2,9
Hidráulica	0	-	1	-	0	-	0	-	1	-
Eólica	6	15,9	354	8,5	0	-	0	-	359	8,6
Otras renovables	109	-19,6	232	5,1	0	-	9	-	350	-2,4
No renovables	6	37,0	0	-	0	-	0	-	6	-16,0
Demanda (b.c.)	5.973	1,0	9.211	4,5	199	-	193	-	15.576	3,2

(1) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano 2007.

(2) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado una serie de grupos electrógenos que, en base a la disposición adicional primera de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, son instalaciones que de forma transitoria garantizan la cobertura de la demanda en determinadas zonas.

(3) Datos homogéneos del 2006 no disponibles.

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



● Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

● Invierno (octubre-mayo)		● Verano (junio-septiembre)		
Potencia (MW)			Energía (MWh)	
967	26 enero (20-21 h)	Baleares	28 marzo	17.575
1.139	29 agosto (21-22 h)		29 junio	23.570
1.473	21 noviembre (19-20 h)	Canarias	23 octubre	27.945
1.459	1 agosto (12-13 h)		30 julio	30.269
38	20 febrero (20-21 h)	Ceuta	2 febrero	634
37	2 agosto (22-23 h)		31 julio	609
37	3 diciembre (21-22 h)	Melilla	2 octubre	597
37	22 agosto (14-15 h)		9 agosto	746

● Potencia instalada a 31.12.2007

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	% 07/06	MW	% 07/06	MW	% 07/06	MW	% 07/06	MW	% 07/06
Hidráulica	0	-	1	0,0	0	-	0	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	0	-	0	-	0	-	510	0,0
Fuel/gas	685	-15,3	1.972	9,2	57	0,0	60	0,0	2.774	1,6
Ciclo combinado	696	52,0	453	0,0	0	-	0	-	1.149	26,2
Generación auxiliar (1) (2)	0	-	45	0,0	0	-	0	-	45	0,0
Total régimen ordinario	1.891	6,4	2.471	7,2	57	0,0	60	0,0	4.479	6,7
Hidráulica	0	-	0,5	0,0	0	-	0	-	0,5	0,0
Eólica	3	0,0	146	0,5	0	-	0	-	149	0,4
Otras renovables	36	0,8	53	22,2	0	-	3	0,0	91	12,1
No renovables	8	0,0	33	0,0	0	-	0	-	41	0,0
Total régimen especial	46	0,6	233	4,6	0	-	3	0,0	282	3,9
Total	1.937	6,3	2.703	7,0	57	0,0	63	0,0	4.761	6,5

(1) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano 2007.

(2) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado una serie de grupos electrógenos que, en base a la disposición adicional primera de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, son instalaciones que de forma transitoria garantizan la cobertura de la demanda en determinadas zonas.

● Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario

	Altas		Bajas	
	Tipo	MW	Tipo	MW
Islas Baleares				
Cas Tresorer TV3	Ciclo Combinado	77		
Grupo Diesel MAN 3	Motor Diesel	18		
Grupo Diesel MAN 4	Motor Diesel	18		
Mahón AUX (1)	Grupos electrógenos	16	Grupos electrógenos	16
Ibiza AUX (1)	Grupos electrógenos	12	Grupos electrógenos	12
Formentera AUX (1)	Grupos electrógenos	8	Grupos electrógenos	8
Total		149		36
Islas Canarias				
Jinámar vapor 4	Fuel / gas	60		
Tirajana gas 5 (2)	Fuel / gas	78		
Tirajana gas 6 (2)	Fuel / gas	78		
Guía de Isora (3)			Fuel / gas	49
Total		215		49

(1) Grupos de emergencia instalados para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano 2007.

(2) Grupo en pruebas.

(3) Baja efectiva en 2007.

● Nuevas líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Son Oms - Arenal	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,7
L/ Son Oms -San Juan	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,7
L/ Cas Tresorer - San Juan 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,4
L/ Cas Tresorer - San Juan 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,4
L/ Cas Tresorer - San Juan 3	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,4
L/ Cas Tresorer - Son Molinas 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	1,2
L/ Cas Tresorer - Son Molinas 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	1,2
L/ Coliseo - Rafal 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	2,9
L/ Coliseo - Rafal 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	2,9
L/ Bunyola -Soller 1	Vall de Soller Energía	1	13,7
L/ Bunyola -Soller 2	Vall de Soller Energía	1	13,7
Total			53,2
Islas Canarias			
E/S Chayofa - E/S Los Olivos (1)	UNELCO	1	-0,6
L/ Granadilla - Chayofa	UNELCO	1	23,0
L/ Granadilla - Los Olivos	UNELCO	1	34,2
L/ Salinas - Corralejo	UNELCO	1	1,2
DC/ Punta Grande - Mácher	UNELCO	2	42,7
Total			100,6

(1) Las nuevas líneas Granadilla-Chayofa y Granadilla-Los Olivos han motivado una modificación del trazado de la línea Chayofa-Los Olivos, teniendo ésto como consecuencia la disminución de la longitud de ésta última.

● Baja de líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Areal - San Juan 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	7,1
L/ Marratxi - Molinas 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	7,6
L/ Marratxi - Molinas 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	7,6
L/ Coliseo - Rafal	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,0
L/ Molinas - Rafal		1	5,7
Total			31,0

● Nueva transformación de la red de transporte en subestaciones en servicio

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Islas Canarias				
Jinámar (Trafo 3)	UNELCO	220	220 / 66	125
Tirajana (Trafo 3)	UNELCO	220	220 / 66	125
Total				250

● Evolución del sistema de transporte y transformación

		2003 (1)	2004	2005	2006	2007
km de circuito a 220 kV	Canarias	164	164	164	164	164
	Baleares	165	165	165	173	173
	Total	329	329	329	337	337
km de circuito ≤ 132 kV	Canarias	893	893	892	892	993
	Baleares	997	1.002	996	983	1.007 (2)
	Total	1.890	1.895	1.888	1.875	2.000
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	3.798	1.048	1.000	1.000	1.250
	Baleares	3.460	1.358	1.518	1.998	1.998
	Total	7.258	2.406	2.518	2.998	3.248

Incluye enlaces submarinos.
Datos provisionales.

(1) Incluye transformación a distribución.

(2) Incluye las puestas en servicio durante el 2007, las bajas y una variación de 2,2 km por modificaciones del trazado de varias líneas.



El sistema eléctrico por comunidades autónomas



- 102** Balance de energía eléctrica
- 103** Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
- 103** Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 104** Potencia instalada del régimen ordinario
- 104** Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 105** Situación de las centrales eléctricas
- 106** Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 108** Potencia instalada del régimen especial
- 109** Estructura de la potencia instalada del régimen especial
- 109** Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 110** Energía adquirida al régimen especial
- 111** Previsión de instalación de ciclos combinados 2008-2010
- 112** Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares
- 113** Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2008
- 113** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2008
- 114** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólico 1999-2008
- 115** Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2008
- 116** Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2008
- 117** 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	592	2.324	1.303	0	924	0	730	531	8.485	2.866
Nuclear	0	0	0	0	6.241	0	0	8.515	3.478	20.916
Carbón	14.827	7.535	17.112	3.195	0	0	0	1.162	15.362	778
Fuel/gas (1)(2)	9	0	0	1.412	92	6.600	0	1.609	0	411
Ciclo combinado	19.949	2.493	0	1.555	5.156	2.525	0	4.429	0	11.229
Régimen ordinario	35.377	12.352	18.415	6.162	12.413	9.124	730	16.247	27.325	36.199
- Consumos generación	-1.042	-526	-1.089	-310	-400	-501	-8	-996	-1.335	-1.359
Régimen especial	6.259	6.930	1.685	121	2.285	587	1.763	6.375	7.327	5.262
Generación neta	40.594	18.756	19.012	5.973	14.299	9.211	2.485	21.627	33.318	40.102
- Consumos bombeo	-431	-285	-149	0	-759	0	-935	-309	-729	-425
+ Saldo intercambios (3)	-442	-7.400	-6.827	0	14.164	0	3.267	-9.368	-18.710	7.549
Demanda (b.c.) 2007	39.721	11.071	12.036	5.973	27.703	9.211	4.817	11.949	13.878	47.226
Demanda (b.c.) 2006	38.926	10.868	11.292	5.911	26.301	8.812	4.810	11.419	13.535	46.379
% 07/06	2,0	1,9	6,6	1,0	5,3	4,5	0,1	4,6	2,5	1,8

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	0	2.250	5.867	78	50	0	51	114	186	26.352
Nuclear	0	15.953	0	0	0	0	0	0	0	55.102
Carbón	0	0	13.637	0	0	0	0	0	1.419	75.028
Fuel/gas (1)(2)	216	0	161	0	0	203	30	0	85	10.827
Ciclo combinado	0	0	301	4.046	0	0	9.879	3.102	7.554	72.219
Régimen ordinario	216	18.203	19.966	4.124	50	203	9.960	3.216	9.244	239.529
- Consumos generación	-17	-595	-805	-89	-1	-18	-251	-65	-192	-9.600
Régimen especial	0	69	9.575	1.156	1.329	9	934	3.365	1.987	57.020
Generación neta	199	17.677	28.735	5.192	1.379	193	10.643	6.516	11.039	286.948
- Consumos bombeo	0	-83	-245	0	0	0	0	0	0	-4.349
+ Saldo intercambios (3)	0	-12.775	-8.803	-3.285	30.157	0	-2.070	-1.085	9.878	-5.750
Demanda (b.c.) 2007	199	4.819	19.687	1.907	31.537	193	8.573	5.431	20.916	276.849
Demanda (b.c.) 2006	-	4.431	19.082	1.762	30.468	-	8.141	5.326	20.703	268.168
% 07/06	-	8,8	3,2	8,2	3,5	-	5,3	2,0	1,0	3,1

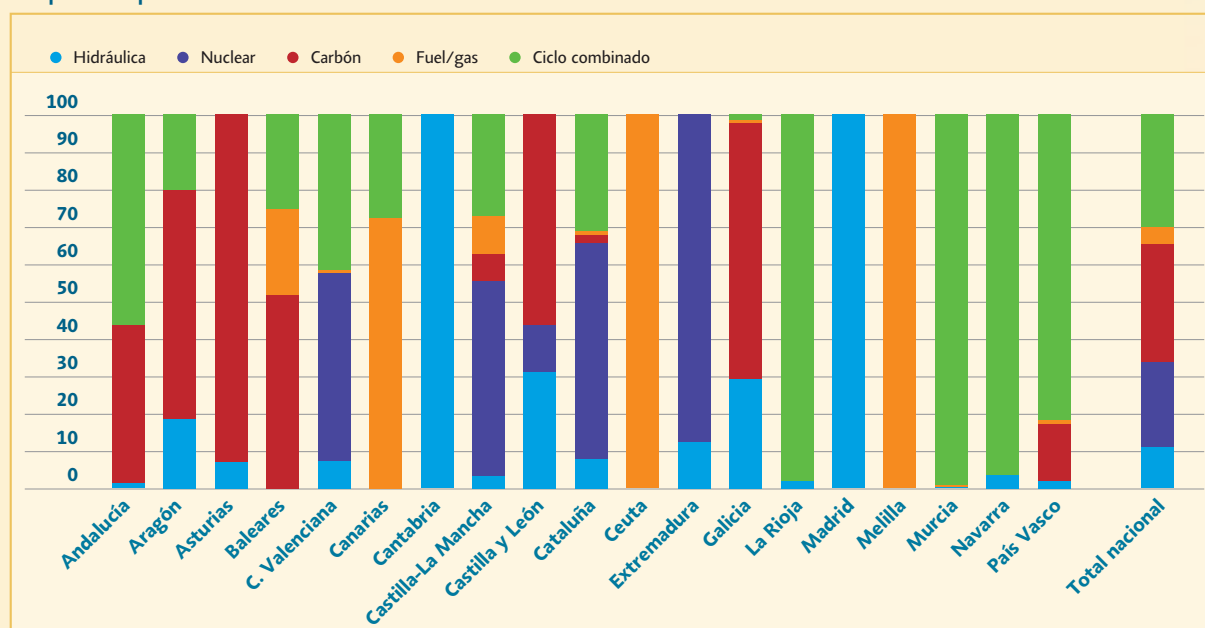
(1) Incluye GICC (Elcogás).

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

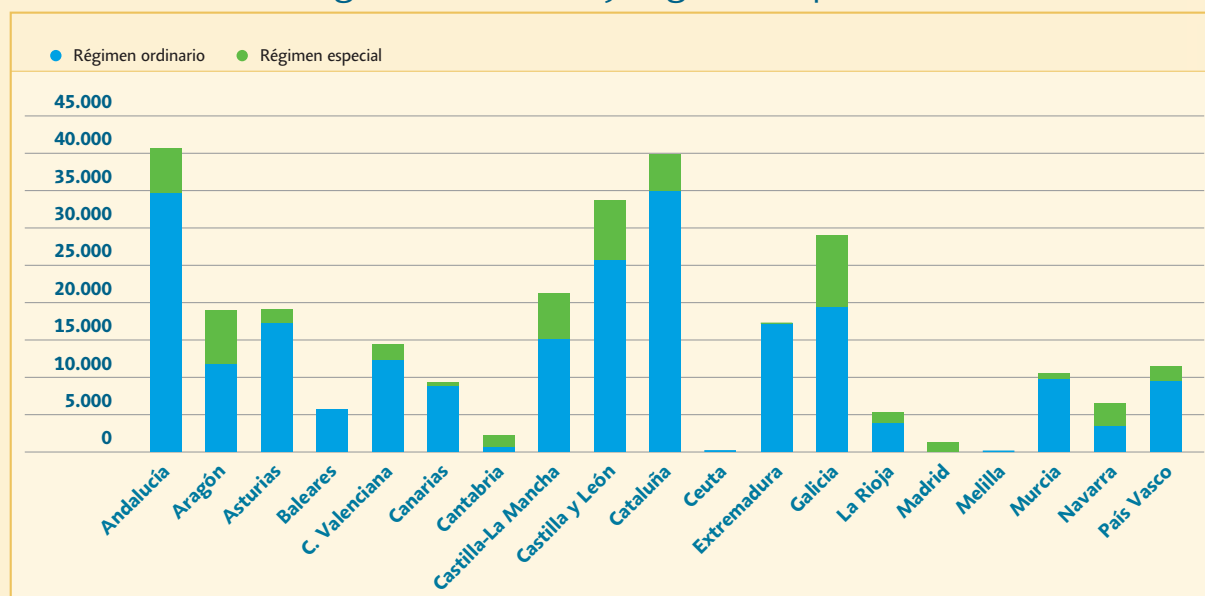
(3) Valor provisional. Incluye saldo de intercambios de energía entre comunidades e internacionales. Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

Datos homogéneos de Ceuta y Melilla del 2006 no disponibles.

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



● Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



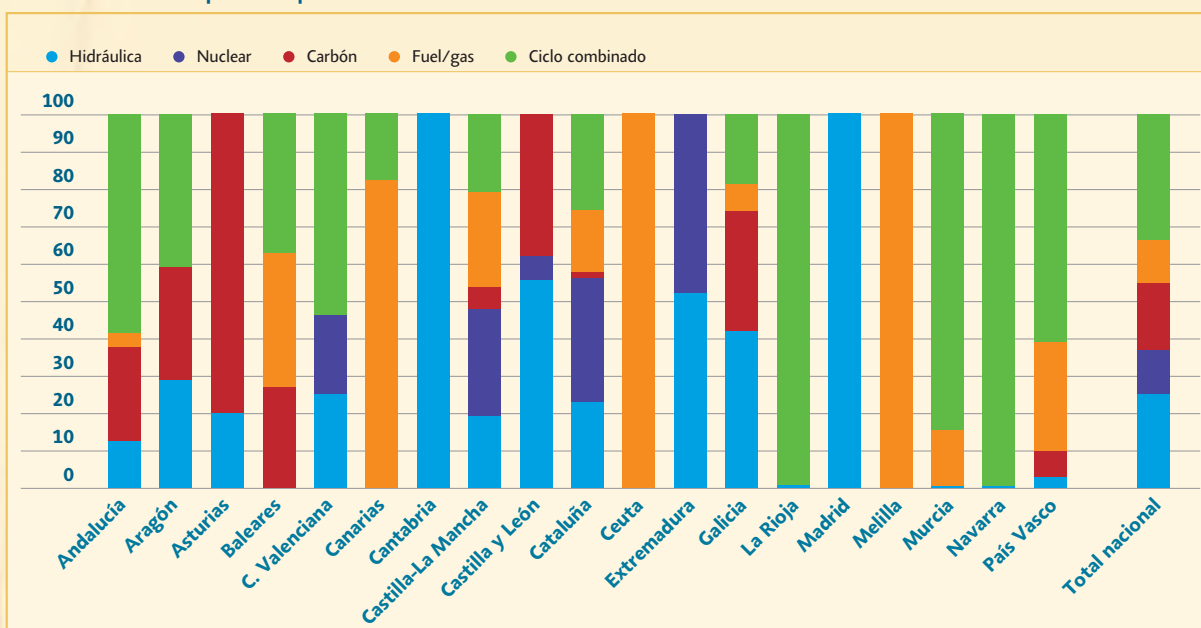
● Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	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	2.628	510	-	-	-	221	2.707	160
Fuel/gas (1)(2)	308	-	-	685	-	2.017	-	948	-	1.570
Ciclo combinado	4.789	1.798	-	696	2.791	453	-	774	-	2.441
Total 2007	8.194	4.424	3.290	1.891	5.202	2.471	389	3.734	7.152	9.519
Total 2006	8.947	3.357	3.357	1.777	4.295	2.305	389	3.734	7.152	8.714
% 07/06	-8,4	31,8	-2,0	6,4	21,1	7,2	0,0	0,0	0,0	9,2

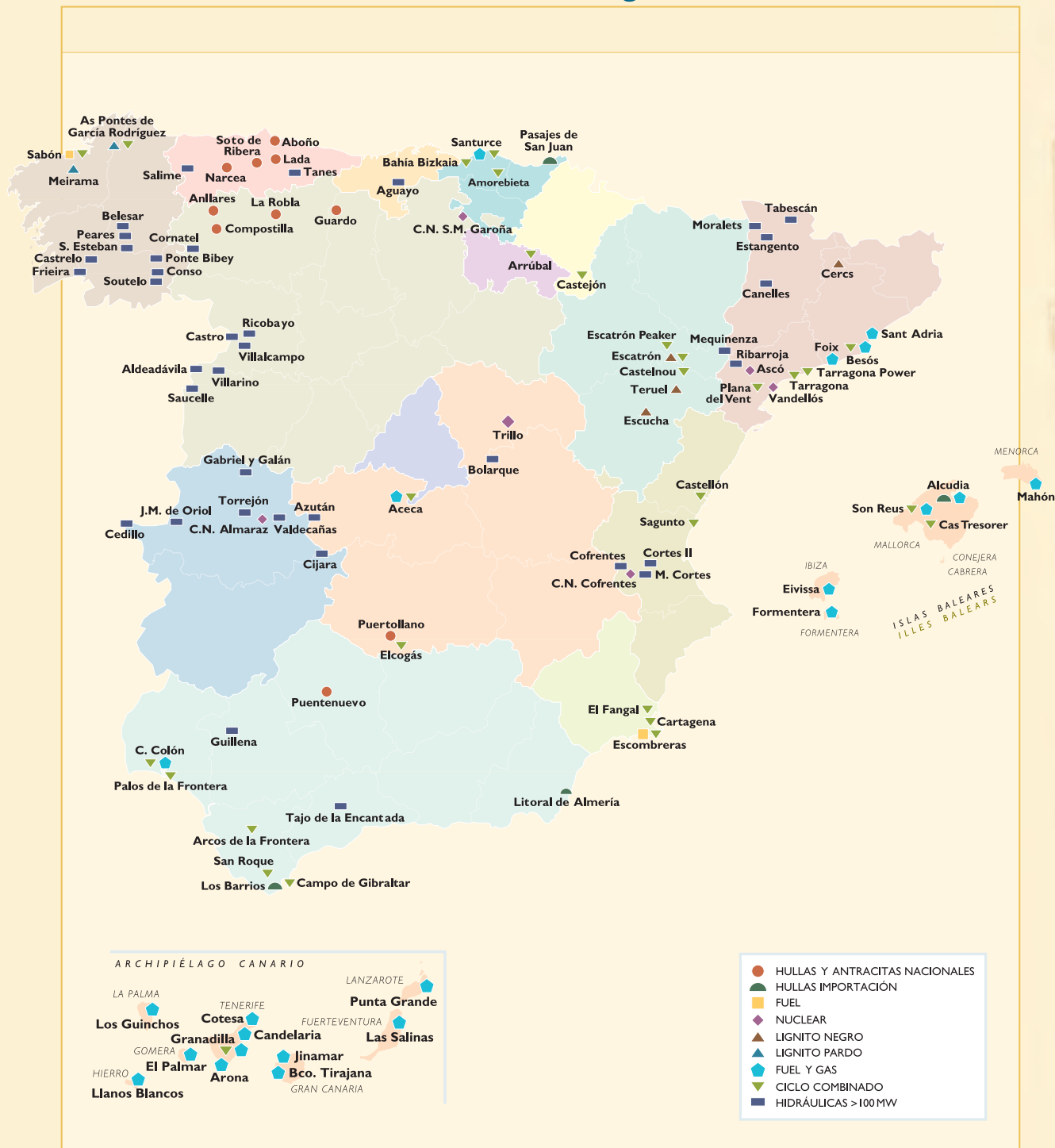
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	2.148	2.681	8	59	-	28	11	105	16.658
Nuclear	-	1.957	-	-	-	-	-	-	-	7.716
Carbón	-	-	2.031	-	-	-	-	-	217	11.867
Fuel/gas (1)(2)	57	-	470	-	-	60	578	-	936	7.630
Ciclo combinado	-	-	1.180	790	-	-	3.260	1.186	1.949	22.107
Total 2007	57	4.105	6.362	799	59	60	3.867	1.197	3.207	65.978
Total 2006	57	4.105	5.182	799	59	60	3.867	781	3.207	62.144
% 07/06	0,0	0,0	22,8	0,0	0,0	0,0	0,0	53,3	0,0	6,2

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

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



● Situación de las centrales eléctricas del régimen ordinario



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

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2006	2007	% 07/07
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	1.589	2.115	33,0
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159	7.180	8.485	18,2
Los Barrios	Carbón importado	568	3.691	4.228	14,6
Algeciras (1)	Fuel/gas	-	277	9	-96,9
C.Colón	Fuel/gas	308	35	0	-
San Roque 1	Ciclo combinado	397	2.356	1.575	-33,1
San Roque 2	Ciclo combinado	400	2.164	1.861	-14,0
Arcos 1	Ciclo combinado	396	1.235	586	-52,5
Arcos 2	Ciclo combinado	379	1.348	661	-51,0
Arcos 3	Ciclo combinado	844	2.774	2.341	-15,6
Palos 1	Ciclo combinado	401	2.383	2.355	-1,2
Palos 2	Ciclo combinado	396	2.276	2.248	-1,3
Palos 3	Ciclo combinado	398	2.520	2.267	-10,0
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	1.891	1.700	-10,1
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	1.904	2.272	19,3
Colón 4	Ciclo combinado	398	640	2.085	225,9
Andalucía		7.148	34.263	34.785	1,5
Escatrón	Lignito negro	80	3	0	-100,0
Escucha	Lignito negro	160	994	413	-58,5
Teruel	Lignito negro	1.102	6.540	7.122	8,9
Castelnou	Ciclo combinado	802	1.790	2.294	28,2
Escatrón 3 (2)	Ciclo combinado	800	-	13	-
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	196	-	186	-
Aragón		3.140	9.328	10.029	7,5
Aboño	Hulla+antracita	916	6.342	7.086	11,7
Lada	Hulla+antracita	513	1.806	2.761	52,9
Narcea	Hulla+antracita	595	2.808	3.593	28,0
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	604	4.108	3.672	-10,6
Asturias		2.628	15.064	17.112	13,6
José Cabrera (4)	Nuclear	-	417	0	-
Trillo I	Nuclear	1.066	8.243	8.515	3,3
Puertollano	Hulla+antracita	221	664	1.162	75,0
Aceca	Fuel/gas	628	917	223	-75,7
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.231	1.835	49,0
Aceca 4	Ciclo combinado	374	1.558	2.595	66,6
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.456	1.387	-4,7
Castilla-La Mancha		3.009	14.486	15.716	8,5
Garroña	Nuclear	466	3.837	3.478	-9,4
Anllares	Hulla+antracita	365	2.266	2.353	3,8
Compostilla	Hulla+antracita	1.171	6.563	6.387	-2,7
Guardo	Hulla+antracita	516	2.369	2.883	21,7
La Robla	Hulla+antracita	655	3.896	3.739	-4,0
Castilla y León		3.173	18.932	18.840	-0,5
Ascó I	Nuclear	1.028	7.772	7.917	1,9
Ascó II	Nuclear	1.027	8.379	7.467	-10,9
Vandellós II	Nuclear	1.087	7.319	5.532	-24,4
Cercs	Lignito negro	160	1.103	778	-29,5
Foix	Fuel/gas	520	938	250	-73,4

(sigue en página siguiente →)

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

(Continuación)					
Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2006	2007	% 07/07
San Adrián	Fuel/gas	1.050	279	161	-42,2
Besós 3	Ciclo combinado	412	2.403	2.157	-10,2
Besós 4	Ciclo combinado	400	2.567	2.498	-2,7
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	1.910	2.171	13,6
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	1.887	1.685	-10,7
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	404	-	1.412	-
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	400	-	1.306	-
Cataluña		7.313	34.558	33.333	-3,5
Cofrentes	Nuclear	1.085	9.219	6.241	-32,3
Castellón (3)	Fuel/gas	-	762	92	-87,9
Castellón 3	Ciclo combinado	800	3.239	2.371	-26,8
Castellón 4 (2)	Ciclo combinado	800	-	12	-
Sagunto 1	Ciclo combinado	397	-	1.391	-
Sagunto 2	Ciclo combinado	389	-	802	-
Sagunto 3	Ciclo combinado	405	-	580	-
C.Valenciana		3.876	13.221	11.489	-13,1
Almaraz I	Nuclear	974	7.446	8.523	14,5
Almaraz II	Nuclear	983	7.493	7.430	-0,8
Extremadura		1.957	14.939	15.953	6,8
Meirama	Lignito pardo	563	3.292	4.002	21,6
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	9.534	9.635	1,1
Sabón	Fuel/gas	470	382	161	-57,9
Puentes García Rodríguez 5 (2)	Ciclo combinado	784	-	275	-
Sabón 3 (2)	Ciclo combinado	396	-	26	-
Galicia		3.681	13.208	14.099	6,7
Arrúbal 1	Ciclo combinado	393	2.284	1.825	-20,1
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	2.367	2.221	-6,2
La Rioja		790	4.651	4.046	-13
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	2.776	2.181	-21,4
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	2.464	1.781	-27,7
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	2.510	1.721	-31,4
Escombreras	Fuel/gas	578	204	30	-85,3
El Fangal 1	Ciclo combinado	390	186	905	385,9
El Fangal 2	Ciclo combinado	394	153	773	406,2
El Fangal 3	Ciclo combinado	394	108	594	452,3
Escombreras 6	Ciclo combinado	814	718	1.925	168,0
Murcia		3.838	9.118	9.909	8,7
Castejón 1	Ciclo combinado	393	1.724	1.822	5,6
Castejón 2	Ciclo combinado	378	1.329	1.109	-16,6
Castejón 3 (2)	Ciclo combinado	416	-	171	-
Navarra		1.186	3.053	3.102	1,6
Amorebieta	Ciclo combinado	749	3.150	2.336	-25,8
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.256	1.419	13,0
Santurce	Fuel/gas	936	655	85	-87,1
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	4.413	4.195	-5,0
Santurce 4	Ciclo combinado	400	1.247	1.024	-17,9
País Vasco		3.102	10.721	9.058	-15,5
Total		44.841	195.543	197.471	1,0

(1) Baja en agosto 2007. (2) Grupo en pruebas. (3) Baja en diciembre 2007. (4) Baja en abril 2006.

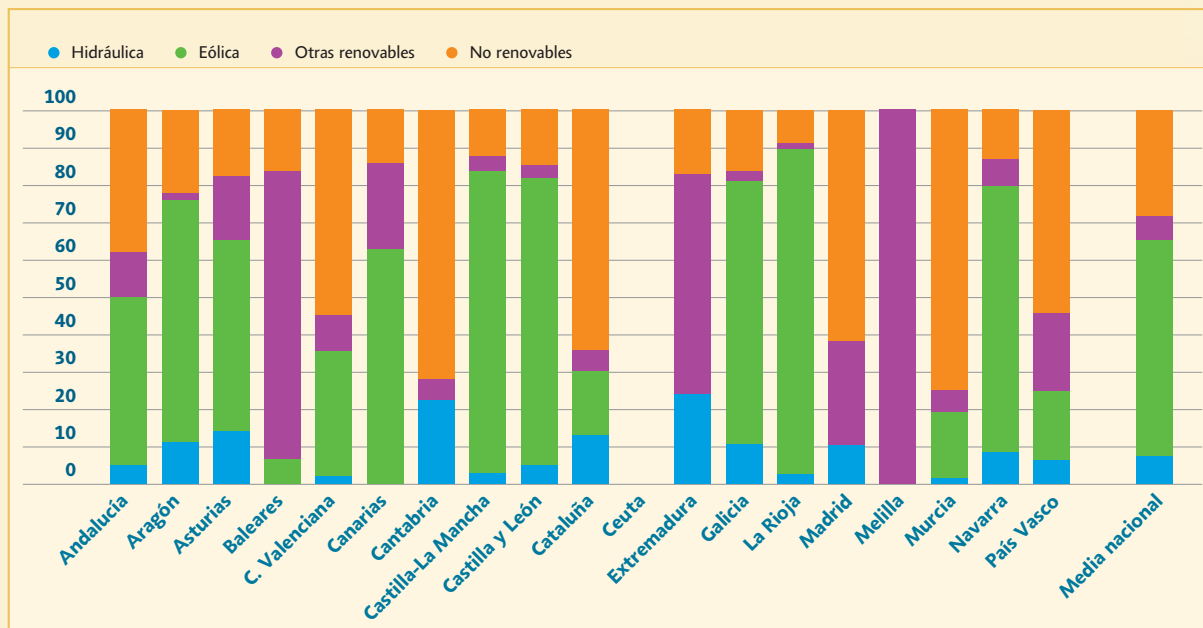
● Potencia instalada del régimen especial (*) (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	1.461	2.065	444	39	563	199	113	3.074	3.134	776
Hidráulica	127	306	76	0	31	0,5	90	111	197	285
Eólica	1.059	1.709	276	3	413	146	0	2.825	2.815	370
Otras renovables	275	50	91	36	118	53	23	137	122	121
Biomasa	214	35	37	0	26	0	1	43	42	33
R.S.Industriales	0	7	54	0	7	38	10	0	0	9
R.S.Urbanos	10	0	0	34	1	0	12	0	25	46
Solar	52	7	0	1	84	15	1	94	55	33
No renovables	897	588	95	8	681	33	284	433	546	1.378
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	8	74	33	12	217	104	273
Gas de refinería	121	0	0	0	31	0	0	0	0	0
Gas natural	621	542	49	0	569	0	203	216	442	1.105
Total 2007	2.358	2.653	539	46	1.244	233	397	3.506	3.681	2.153
Total 2006	1.830	2.476	450	46	1.059	222	396	2.870	2.905	1.928
% 07/06	28,8	7,1	19,8	0,6	17,5	4,6	0,3	22,2	26,7	11,7

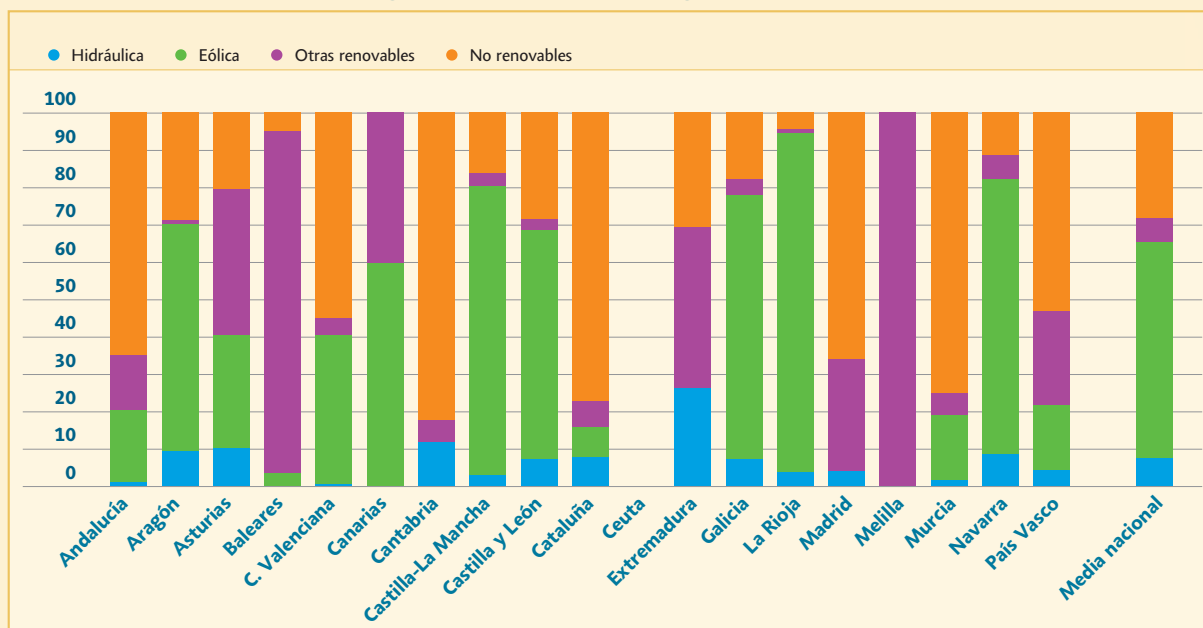
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	56	3.344	513	176	3	132	1.117	361	17.569
Hidráulica	0	17	432	17	49	0	10	114	52	1.914
Eólica	0	0	2.806	486	0	0	90	913	145	14.058
Otras renovables	0	40	107	10	127	3	32	90	165	1.598
Biomasa	0	1	37	3	41	0	3	40	37	593
R.S.Industriales	0	0	68	0	10	3	0	0	22	228
R.S.Urbanos	0	0	0	1	64	0	0	0	100	293
Solar	0	38	2	6	12	0	29	49	6	484
No renovables	0	12	646	49	281	0	389	169	424	6.912
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	1.365
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	58	210
Gas natural	0	12	288	44	257	0	343	164	325	5.180
Total 2007	0	68	3.990	562	457	3	521	1.286	786	24.481
Total 2006	0	30	3.775	519	453	3	467	1.339	762	21.530
% 07/06	-	124,0	5,7	8,3	0,9	0,0	11,5	-4,0	3,1	13,7

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	2.221	4.997	1.326	115	1.027	587	312	5.281	5.433	1.261
Hidráulica	110	730	207	0	6	1	232	263	525	486
Eólica	1.204	4.123	485	6	913	354	0	4.767	4.465	401
Otras renovables	907	144	635	109	107	232	80	251	443	373
Biomasa	854	91	223	0	36	0	12	170	261	85
R.S.Industriales	0	47	412	0	0	213	32	0	0	6
R.S.Urbanos	8	0	0	107	0	0	36	0	121	255
Solar	46	6	0	2	71	19	1	82	61	28
No renovables	4.038	1.933	359	6	1.258	0	1.452	1.094	1.894	4.001
Calor residual	59	0	112	0	2	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	737	0	0	0
Fuel-Gasoil	334	59	126	6	49	0	3	471	106	288
Gas de refinería	294	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Gas natural	3.350	1.874	120	0	1.205	0	711	623	1.788	3.713
Total 2007	6.259	6.930	1.685	121	2.285	587	1.763	6.375	7.327	5.262
Total 2006	5.273	5.841	1.519	145	1.730	550	1.782	5.221	6.648	5.215
% 07/06	18,7	18,6	10,9	-16,6	32,0	6,8	-1,1	22,1	10,2	0,9

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	47	7.915	1.098	461	9	226	3.000	1.123	36.440
Hidráulica	0	18	803	54	67	0	23	315	127	3.966
Eólica	0	0	6.585	1.029	0	0	155	2.439	322	27.247
Otras renovables	0	29	527	15	394	9	49	246	674	5.226
Biomasa	0	0	190	9	52	0	21	168	101	2.271
R.S.Industriales	0	0	335	0	0	9	0	0	21	1.075
R.S.Urbanos	0	0	0	1	328	0	0	0	547	1.403
Solar	0	29	3	5	14	0	28	79	5	478
No renovables	0	22	1.660	58	868	0	708	365	864	20.580
Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	80	253
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	737
Fuel-Gasoil	0	0	961	5	31	0	55	0	28	2.523
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	3	298
Gas natural	0	22	699	54	837	0	652	365	754	16.768
Total 2007	0	69	9.575	1.156	1.329	9	934	3.365	1.987	57.020
Total 2006	-	66	8.788	1.046	1.200	-	837	3.162	1.689	50.712
% 07/06	-	5,2	9,0	10,5	10,8	-	11,6	6,4	17,6	12,4

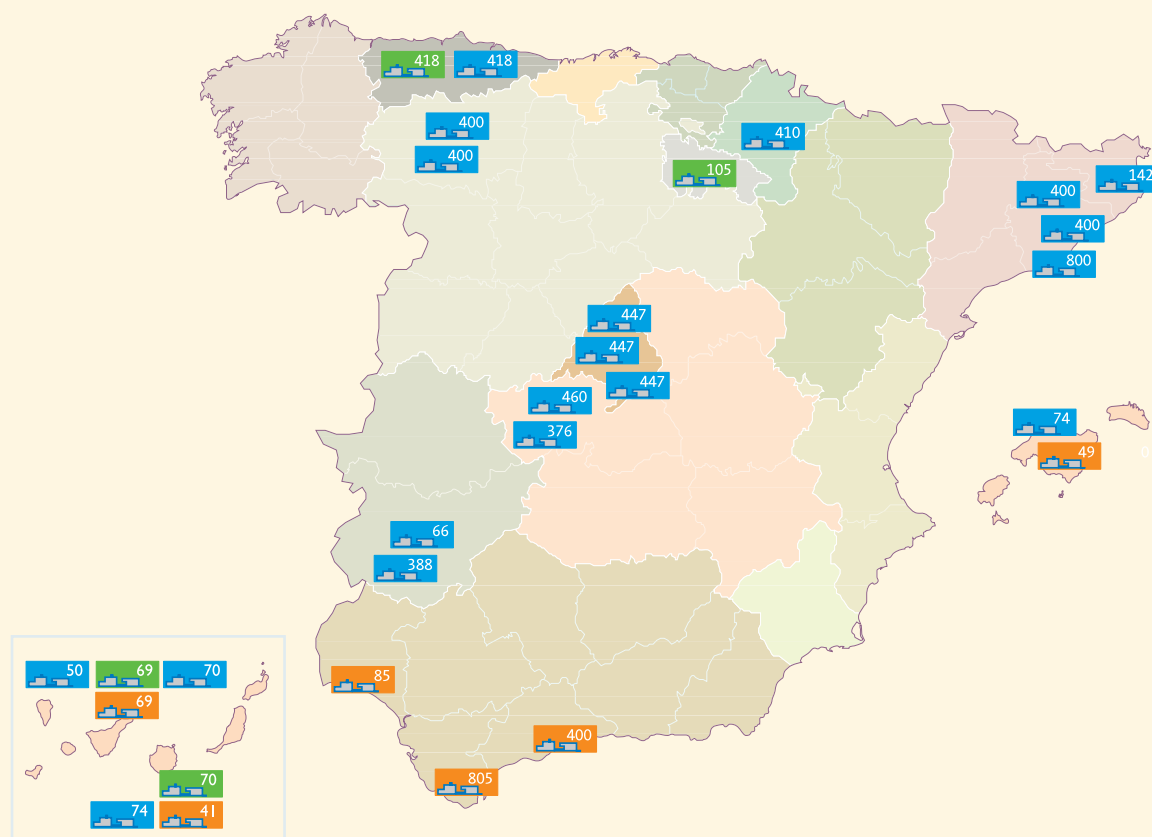
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas.

(*) 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 2008-2010 (*) (MW)

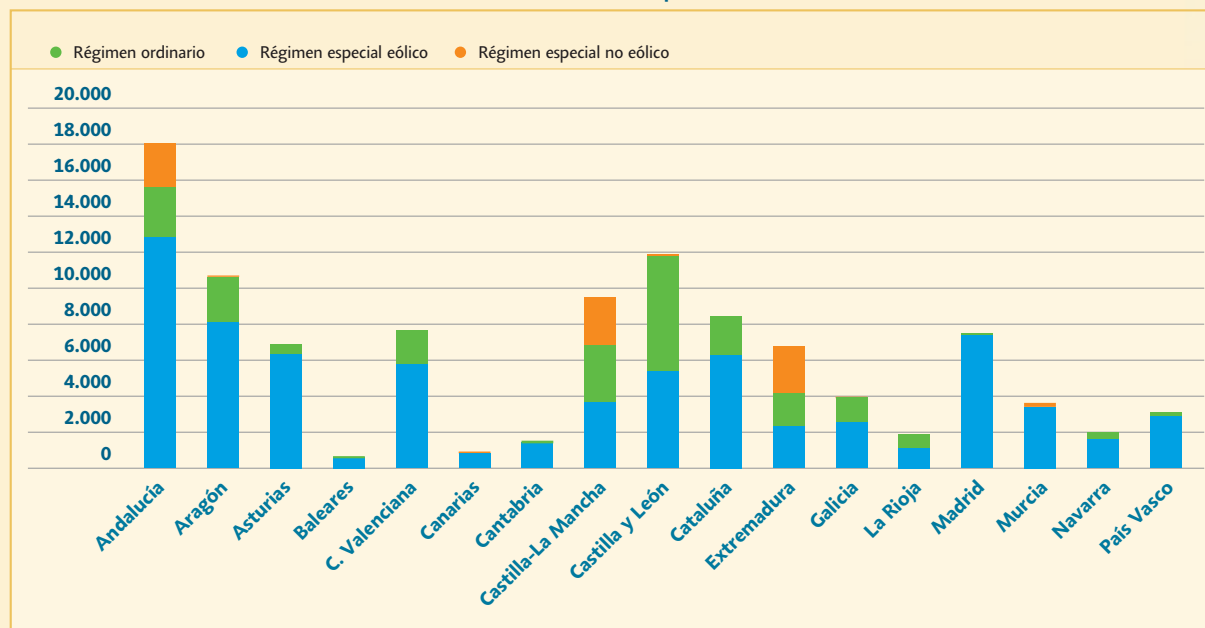


(*) Previsión realizada por Red Eléctrica.

● Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares (GWh)



● Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2008 (MW)



● Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2008 ^{(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	18	12.868	10.718	550	1.600
Aragón	11	8.199	8.199	0	0
Asturias	8	6.405	6.405	0	0
C. Valenciana	6	5.895	5.895	0	0
Cantabria	2	1.300	500	0	800
Castilla-La Mancha	7	3.572	3.572	0	0
Castilla y León	8	5.186	5.186	0	0
Cataluña	11	6.250	6.250	0	0
Extremadura	4	2.316	2.316	0	0
Galicia	5	2.529	2.529	0	0
La Rioja	3	1.281	1.281	0	0
Madrid	7	7.222	7.222	0	0
Murcia	3	3.211	3.211	0	0
Navarra	4	1.594	1.594	0	0
País Vasco	4	2.720	2.720	0	0
Total peninsular	101	70.548	67.598	550	2.400
Baleares	8	645	595	49	0
Canarias	9	889	889	0	0
Total extrapeninsular	17	1.533	1.484	49	0
Total nacional	118	72.081	69.081	599	2.400

(1) De los 72.081 MW solicitados, el 92,4 % corresponde a ciclos combinados, el 3,3 % a generación de carbón y el 4,3 % a generación hidráulica.

(2) Datos a 31 de marzo del 2008. 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 1999-2008 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	16	2.560	2.546	0	14
Aragón	35	2.602	2.150	72	380
Asturias	3	616	616	0	0
C. Valenciana	7	1.741	1.741	0	0
Cantabria	1	126	126	0	0
Castilla-La Mancha	13	3.564	3.264	250	50
Castilla y León	47	6.593	6.068	49	476
Cataluña	14	2.359	2.051	73	235
Extremadura	16	1.818	238	0	1.580
Galicia	15	1.412	1.080	100	232
La Rioja	8	777	677	0	100
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	1	342	342	0	0
Navarra	11	473	473	0	0
País Vasco	4	383	100	0	283
Total peninsular	191	25.366	21.472	544	3.350
Baleares	11	165	153	0	12
Canarias	5	61	43	0	18
Total extrapeninsular	16	227	197	0	30
Total nacional	207	25.592	21.669	544	3.380

(*) Datos a 31 de marzo de 2008. 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 1999-2008 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	36	2.706	811	1.300	595
Aragón	3	62	62	0	0
Asturias	0	0	0	0	0
C. Valenciana	0	0	0	0	0
Cantabria	1	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	29	2.266	569	470	1.227
Castilla y León	1	150	150	0	0
Cataluña	2	31	16	0	15
Extremadura	31	2.805	1.623	100	1.082
Galicia	3	54	54	0	0
La Rioja	0	0	0	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	2	107	0	0	107
Navarra	1	8	0	0	8
País Vasco	0	0	0	0	0
Total peninsular	109	8.265	3.363	1.870	3.033
Baleares	0	0	0	0	0
Canarias	5	148	148	0	0
Total extrapeninsular	5	148	148	0	0
Total nacional	114	8.413	3.511	1.870	3.033

(*) Datos a 31 de marzo de 2008. 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 1999-2008 (*)

	Número de Solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MVA)	Solicitudes gestionadas (MVA)	Solicit. pendientes contestación documentación completa (MVA)	Solicit. pendientes contestación documentación incompleta (MVA)
Andalucía	82	12.773	6.318	2.494	3.961
Aragón	31	4.768	4.500	0	268
Asturias	9	1.245	695	100	450
C. Valenciana	68	10.635	6.010	350	4.275
Cantabria	7	542	62	480	0
Castilla-La Mancha	27	3.530	2.870	0	660
Castilla y León	25	2.860	1.680	680	500
Cataluña	107	12.378	7.588	1.910	2.880
Extremadura	25	3.318	1.508	1.095	715
Galicia	24	2.395	1.025	0	1.370
La Rioja	5	575	75	125	375
Madrid	81	11.235	8.950	600	1.685
Murcia	5	1.475	1.375	100	0
Navarra	7	630	330	300	0
País Vasco	18	1.810	900	790	120
Total peninsular	521	70.168	43.885	9.024	17.259
Baleares	15	653	653	0	0
Canarias	22	843	843	0	0
Total extrapeninsular	37	1.496	1.496	0	0
Total nacional	558	71.664	45.381	9.024	17.259

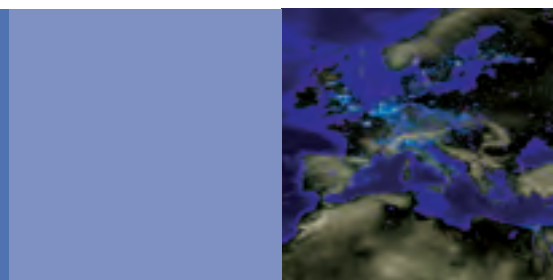
(*) Datos a 31 de marzo de 2008. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

● Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	Red Eléctrica	Red de transporte	Red Eléctrica	Red de transporte
Andalucía	340,2	340,2	4,50	4,50
Aragón	0,2	0,2	0,01	0,01
Asturias	0,9	199,6	0,04	8,71
C. Valenciana	9,1	9,1	0,17	0,17
Cantabria	3,6	3,6	0,39	0,39
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,0	0,0
Castilla y León (*)	67,1	67,1	2,54	2,54
Cataluña	21,0	21,0	0,23	0,23
Extremadura	3,6	3,6	0,40	0,40
Galicia (*)	3,7	3,7	0,10	0,10
La Rioja	0,0	0,0	0,0	0,0
Madrid	8,3	14,3	0,14	0,24
Murcia	0,0	0,0	0,0	0,0
Navarra	0,0	0,0	0,0	0,0
País Vasco	98,5	98,5	2,47	2,47

(*) Castilla y León y Galicia tuvieron un incidente en junio de 2007 con una energía no suministrada de 3,6 MWh que está considerado en ambas comunidades autónomas porque afectó a las dos.

Comparación internacional



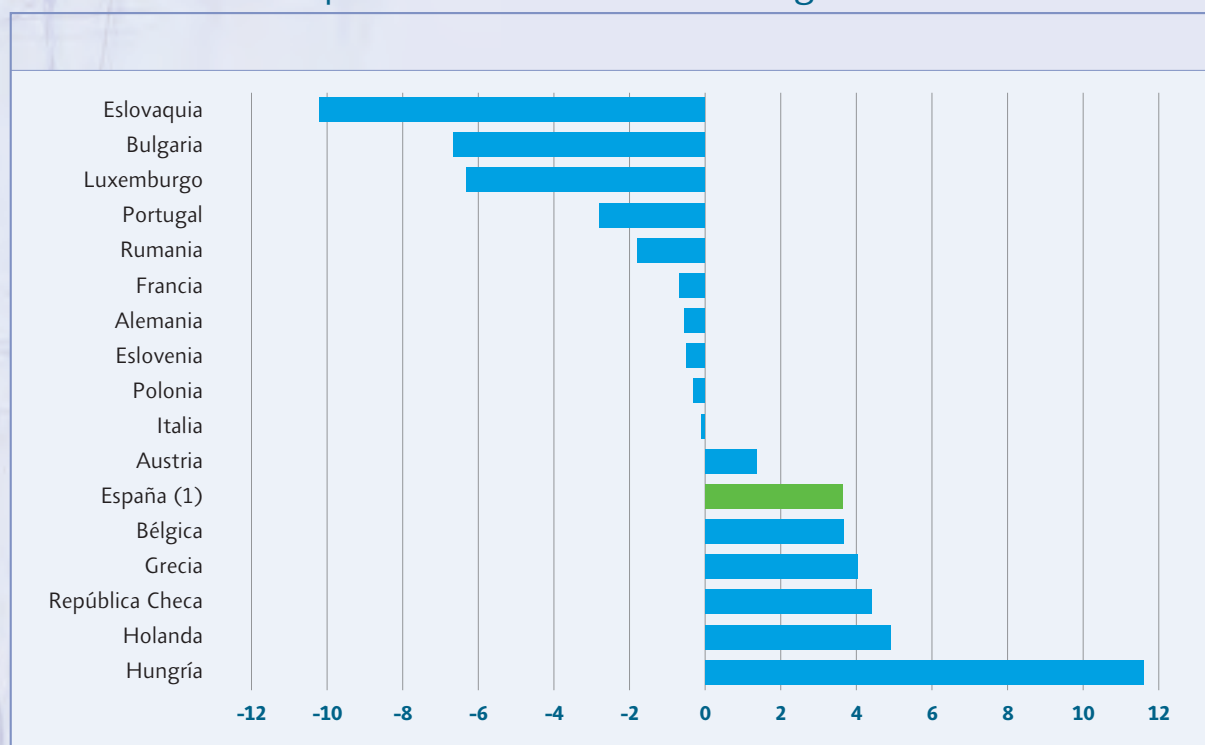
- 
- 120** Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 120** Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2007/2006
 - 121** Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 121** Incremento de la demanda de energía eléctrica 2007/2006
 - 122** Incremento de la demanda de energía eléctrica 2007/2003
 - 122** Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 123** Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 123** Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 124** Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 124** Cobertura de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 125** Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 125** Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - 126** Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica 2007 en los países de la UCTE y limítrofes
 - 127** Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes
 - 128** Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
 - 128** 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)

	2006	2007	% 07/06
Alemania	587,8	584,0	-0,7
Austria	63,0	63,8	1,3
Bélgica	81,9	84,9	3,6
Bulgaria	40,9	38,2	-6,7
Eslovaquia	29,0	26,1	-10,2
Eslovenia	13,1	13,1	-0,6
España (1)	262,0	271,4	3,6
Francia	549,1	544,7	-0,8
Grecia	50,4	52,5	4,1
Holanda	94,7	99,3	4,9
Hungría	33,4	37,3	11,6
Italia	301,5	301,3	-0,1
Luxemburgo	4,2	3,9	-6,4
Polonia	148,9	148,4	-0,3
Portugal	46,0	44,6	-2,9
República Checa	77,9	81,4	4,5
Rumania	57,4	56,4	-1,8
Total	2.441,3	2.451,2	0,4

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

● Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2007/2006 (%)



(1) Sistema peninsular.

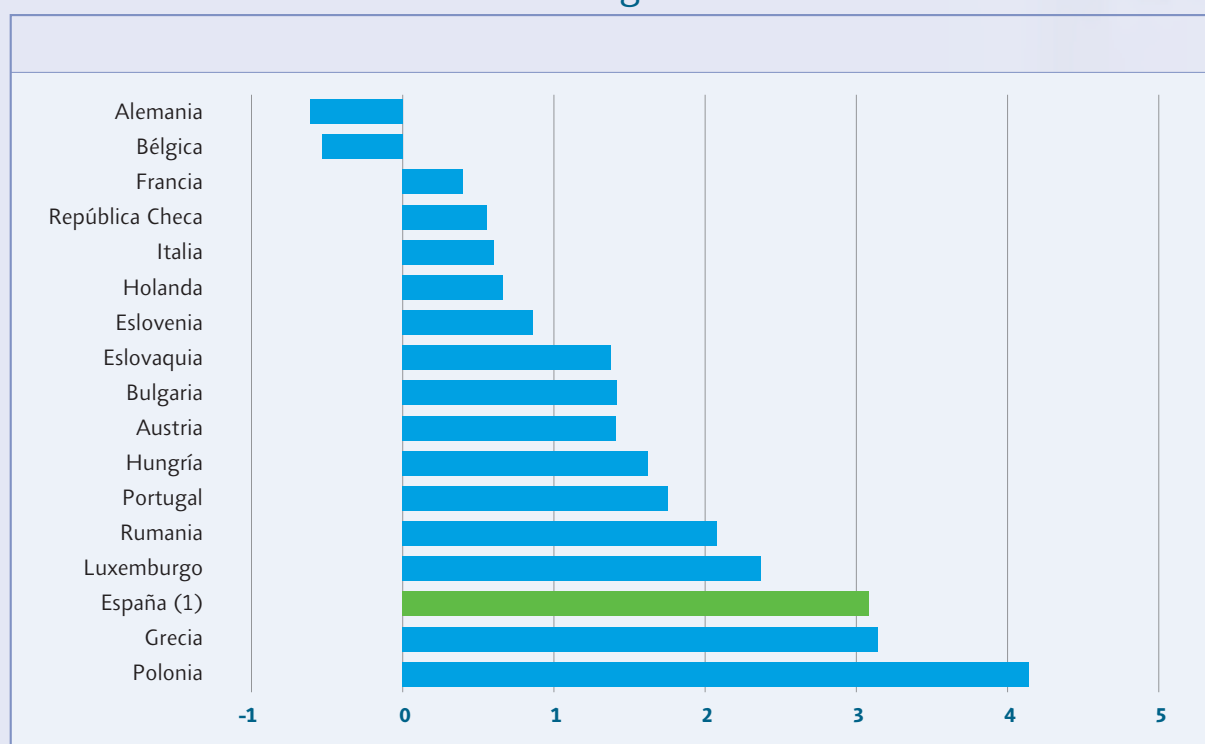
● Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE (TWh)

	2006	2007	% 07/06
Alemania	559,1	555,9	-0,6
Austria	66,5	67,4	1,4
Bélgica	90,4	89,9	-0,5
Bulgaria	32,7	33,1	1,4
Eslovaquia	27,2	27,6	1,4
Eslovenia	13,3	13,4	0,9
España (1)	253,4	261,3	3,1
Francia	478,4	480,3	0,4
Grecia	54,0	55,7	3,1
Holanda	116,2	117,0	0,7
Hungría	40,6	41,3	1,6
Italia	337,8	339,8	0,6
Luxemburgo	6,6	6,8	2,4
Polonia	136,5	142,2	4,1
Portugal	50,7	51,6	1,7
República Checa	64,3	64,7	0,6
Rumania	53,0	54,1	2,1
Total	2.380,7	2.402,0	0,9

Fuente: UCTE.

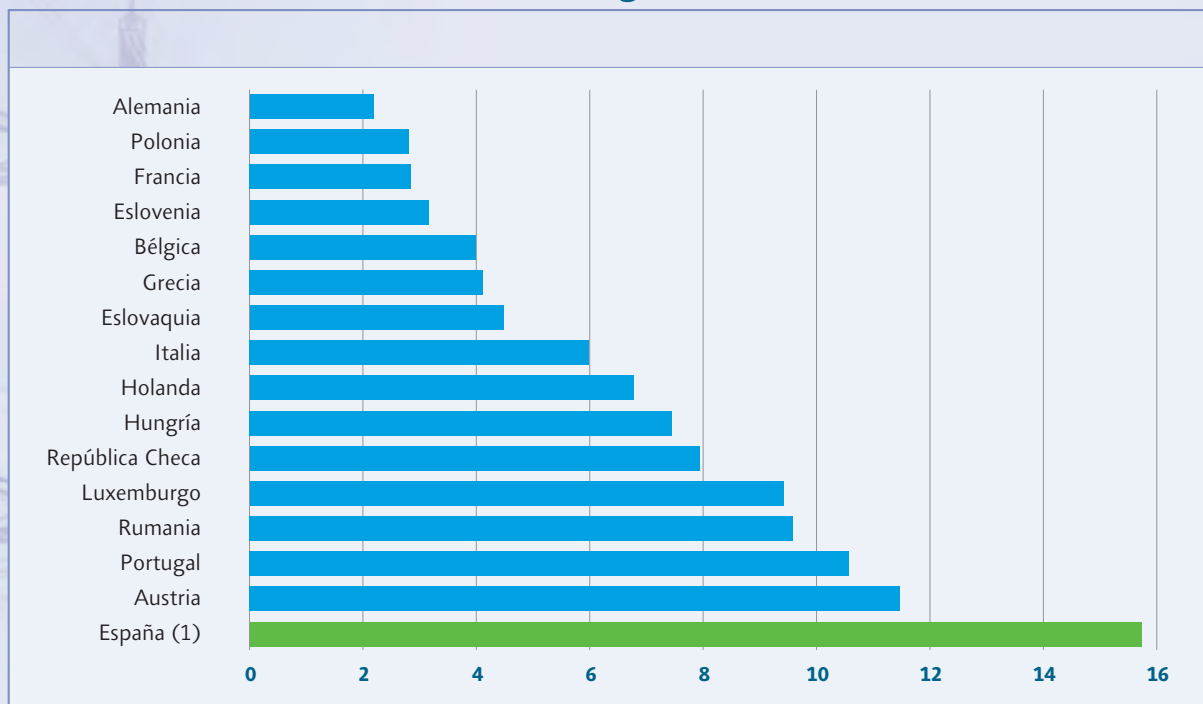
(1) Demanda peninsular en b.c.

● Incremento de la demanda de energía eléctrica 2007/2006 (%)



(1) Sistema peninsular.

● Incremento de la demanda de energía eléctrica 2007/2003 (%)



(1) Sistema peninsular.
Datos de Bulgaria para el 2003 no disponibles.

● Máxima demanda de potencia anual en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura media (°C)
Alemania	Lunes	3 de diciembre	18:00	78.500	6,5
Austria	Lunes	17 de diciembre	17:30	9.438	-2,0
Bélgica	Lunes	17 de diciembre	18:00	14.205	-2,6
Bulgaria	Lunes	31 de diciembre	18:00	6.888	-1,4
Eslovaquia	Miércoles	19 de diciembre	18:00	4.418	-2,7
Eslovenia	Miércoles	19 de diciembre	19:00	2.087	-2,0
España	Lunes	17 de diciembre	20:00	44.876	6,3
Francia	Lunes	17 de diciembre	19:00	88.960	-0,8
Grecia	Lunes	23 de julio	13:00	10.414	37,0
Holanda	Jueves	20 de diciembre	17:00	15.863	10,1
Hungría	Jueves	29 de noviembre	17:00	6.180	-3,0
Italia	Martes	18 de diciembre	17:00	56.822	4,4
Luxemburgo	Lunes	10 de diciembre	18:00	1.061	4,9
Polonia	Martes	18 de diciembre	17:00	22.729	-0,4
Portugal	Martes	18 de diciembre	19:45	9.099	10,3
República Checa	Jueves	29 de noviembre	17:00	10.174	-2,3
Rumania	Miércoles	19 de diciembre	17:00	8.681	-3,5

Fuente: UCTE.

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

	2006	2007	% 07/06
Alemania	6.782	6.754	-0,4
Austria	8.045	8.126	1,0
Bélgica	8.597	8.495	-1,2
Bulgaria	4.232	4.314	1,9
Eslovaquia	5.049	5.114	1,3
Eslovenia	6.654	6.689	0,5
España	5.792	5.875	1,4
Francia	7.593	7.577	-0,2
Grecia	4.853	4.985	2,7
Holanda	7.113	7.150	0,5
Hungría	4.032	4.102	1,7
Italia	5.750	5.747	0,0
Luxemburgo	14.398	14.232	-1,2
Polonia	3.577	3.729	4,2
Portugal	4.797	4.867	1,4
República Checa	6.273	6.286	0,2
Rumania	2.453	2.510	2,3
Total	5.945	5.976	0,5

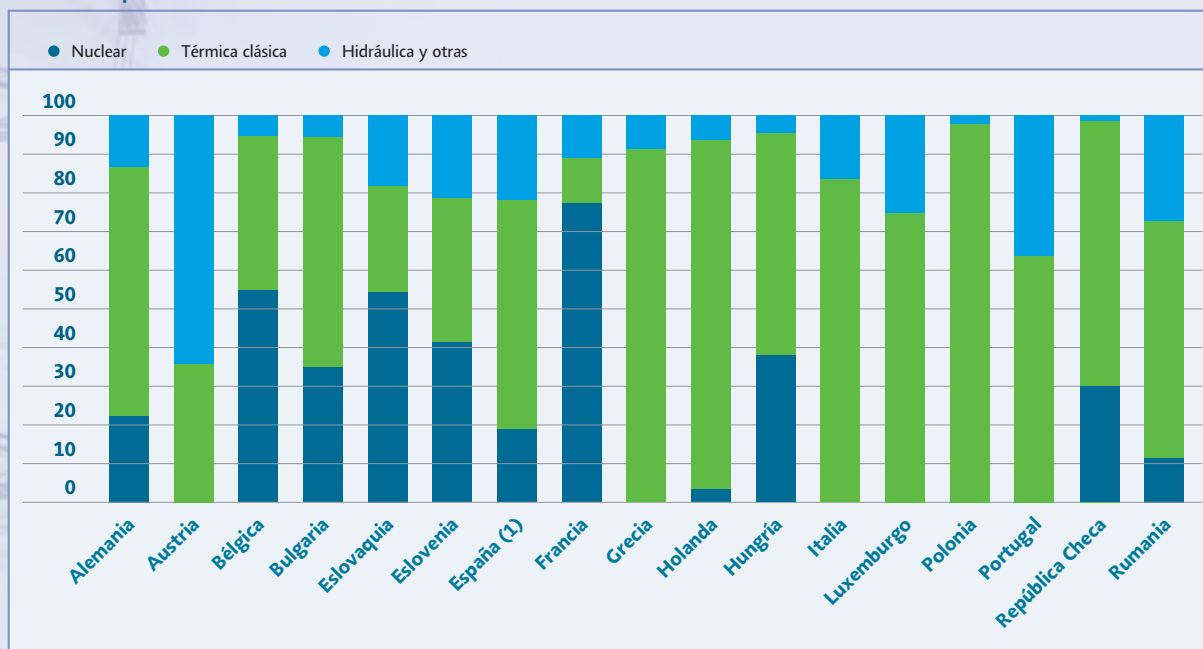
Fuente: UCTE.
Consumo per cápita = Consumo total / nº hab.
Datos de población: Eurostat.

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

	Nuclear		Térmica clásica (2)		Hidráulica y otras		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
Alemania	133,2	22,8	366,0	62,7	84,8	14,5	584,0
Austria	0,0	0,0	21,0	32,9	42,8	67,1	63,8
Bélgica	45,9	54,0	33,7	39,7	5,3	6,2	84,9
Bulgaria	13,6	35,7	22,1	57,9	2,4	6,4	38,2
Eslovaquia	14,2	54,4	7,1	27,1	4,8	18,5	26,1
Eslovenia	5,4	41,5	4,8	36,9	2,8	21,6	13,1
España (1)	52,7	19,4	157,1	57,9	61,6	22,7	271,4
Francia	418,6	76,9	55,0	10,1	71,1	13,0	544,7
Grecia	0,0	0,0	47,6	90,7	4,9	9,3	52,5
Holanda	4,0	4,0	87,4	88,0	8,0	8,0	99,3
Hungría	13,8	37,0	21,8	58,5	1,7	4,5	37,3
Italia	0,0	0,0	253,5	84,1	47,8	15,9	301,3
Luxemburgo	0,0	0,0	2,9	73,2	1,1	26,8	3,9
Polonia	0,0	0,0	145,1	97,8	3,3	2,2	148,4
Portugal	0,0	0,0	28,4	63,5	16,3	36,5	44,6
República Checa	24,6	30,2	54,0	66,3	2,8	3,4	81,4
Rumania	7,1	12,5	33,7	59,8	15,6	27,7	56,4
Total	733,0	29,9	1.341,0	54,7	377,1	15,4	2.451,2

Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial.
(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados.

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



(1) 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 (2)	Producción total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	84,8	133,2	366,0	584,0	9,0	-19,1	555,9
Austria	42,8	0,0	21,0	63,8	3,0	6,6	67,4
Bélgica	5,3	45,9	33,7	84,9	1,7	6,8	89,9
Bulgaria	2,4	13,6	22,1	38,2	0,5	-4,5	33,1
Eslovaquia	4,8	14,2	7,1	26,1	0,2	1,7	27,6
Eslovenia	2,8	5,4	4,8	13,1	0,0	0,4	13,4
España (1)	61,6	52,7	157,1	271,4	4,3	-5,8	261,3
Francia	71,1	418,6	55,0	544,7	7,7	-56,7	480,3
Grecia	4,9	0,0	47,6	52,5	1,1	4,4	55,7
Holanda	8,0	4,0	87,4	99,3	0,0	17,6	117,0
Hungría	1,7	13,8	21,8	37,3	0,0	4,0	41,3
Italia	47,8	0,0	253,5	301,3	7,6	46,2	339,8
Luxemburgo	1,1	0,0	2,9	3,9	1,1	4,0	6,8
Polonia	3,3	0,0	145,1	148,4	0,9	-5,4	142,2
Portugal	16,3	0,0	28,4	44,6	0,5	7,5	51,6
República Checa	2,8	24,6	54,0	81,4	0,6	-16,2	64,7
Rumania	15,6	7,1	33,7	56,4	0,2	-2,1	54,1

Fuente: UCTE.

Incluye adquisiciones al régimen especial.

(1) Sistema peninsular.

(2) Incluye ciclos combinados.

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

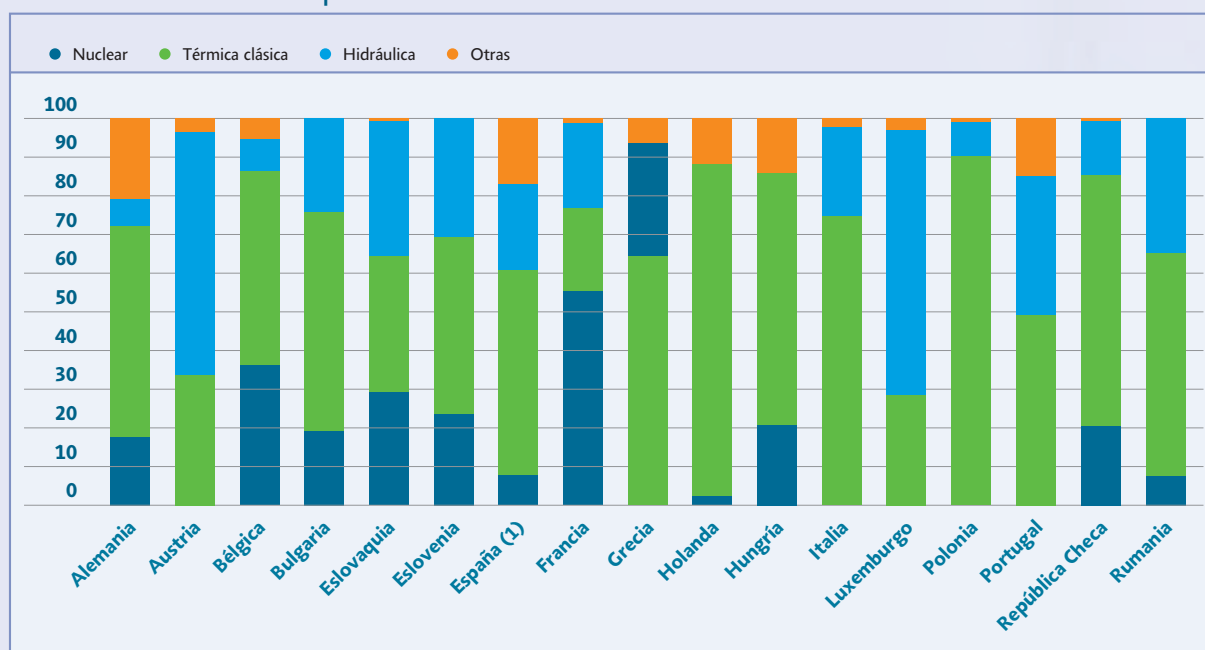
	Nuclear		Térmica clásica (2)		Hidráulica		Otras		Total
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW
Alemania	20,3	15,8	70,5	54,9	9,1	7,1	28,4	22,1	128,3
Austria	0,0	0,0	6,3	33,1	11,9	61,8	1,0	5,1	19,2
Bélgica	5,8	35,7	8,2	50,4	1,4	8,6	0,9	5,3	16,3
Bulgaria	2,0	19,0	5,8	55,2	2,7	25,7	0,0	0,1	10,5
Eslovaquia	2,2	29,3	2,8	36,9	2,5	33,0	0,1	0,8	7,5
Eslovenia	0,7	24,6	1,3	44,5	0,9	30,9	0,0	0,0	2,8
España (1)	7,4	8,8	42,7	50,9	18,3	21,8	15,4	18,4	83,8
Francia	63,3	54,6	24,1	20,8	25,4	21,9	3,1	2,7	115,9
Grecia	0,0	0,0	8,0	67,2	3,1	26,2	0,8	6,6	12,0
Holanda	0,5	2,2	18,9	85,9	0,0	0,2	2,6	11,8	22,0
Hungría	1,8	21,4	5,4	63,7	0,0	0,5	1,2	14,4	8,4
Italia	0,0	0,0	69,1	73,9	21,1	22,5	3,4	3,6	93,6
Luxemburgo	0,0	0,0	0,5	29,0	1,1	66,9	0,1	4,1	1,7
Polonia	0,0	0,0	29,8	91,9	2,3	7,2	0,3	1,0	32,5
Portugal	0,0	0,0	6,7	47,7	5,0	35,2	2,4	17,1	14,0
República Checa	3,5	21,5	10,5	64,2	2,2	13,2	0,2	1,0	16,4
Rumania	1,3	8,0	9,0	55,7	5,9	36,3	0,0	0,0	16,2
Total	108,8	18,1	319,6	53,2	112,9	18,8	59,8	9,9	601,0

Fuente: UCTE.

(1) Sistema peninsular.

(2) Incluye ciclos combinados.

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



(1) Sistema peninsular.

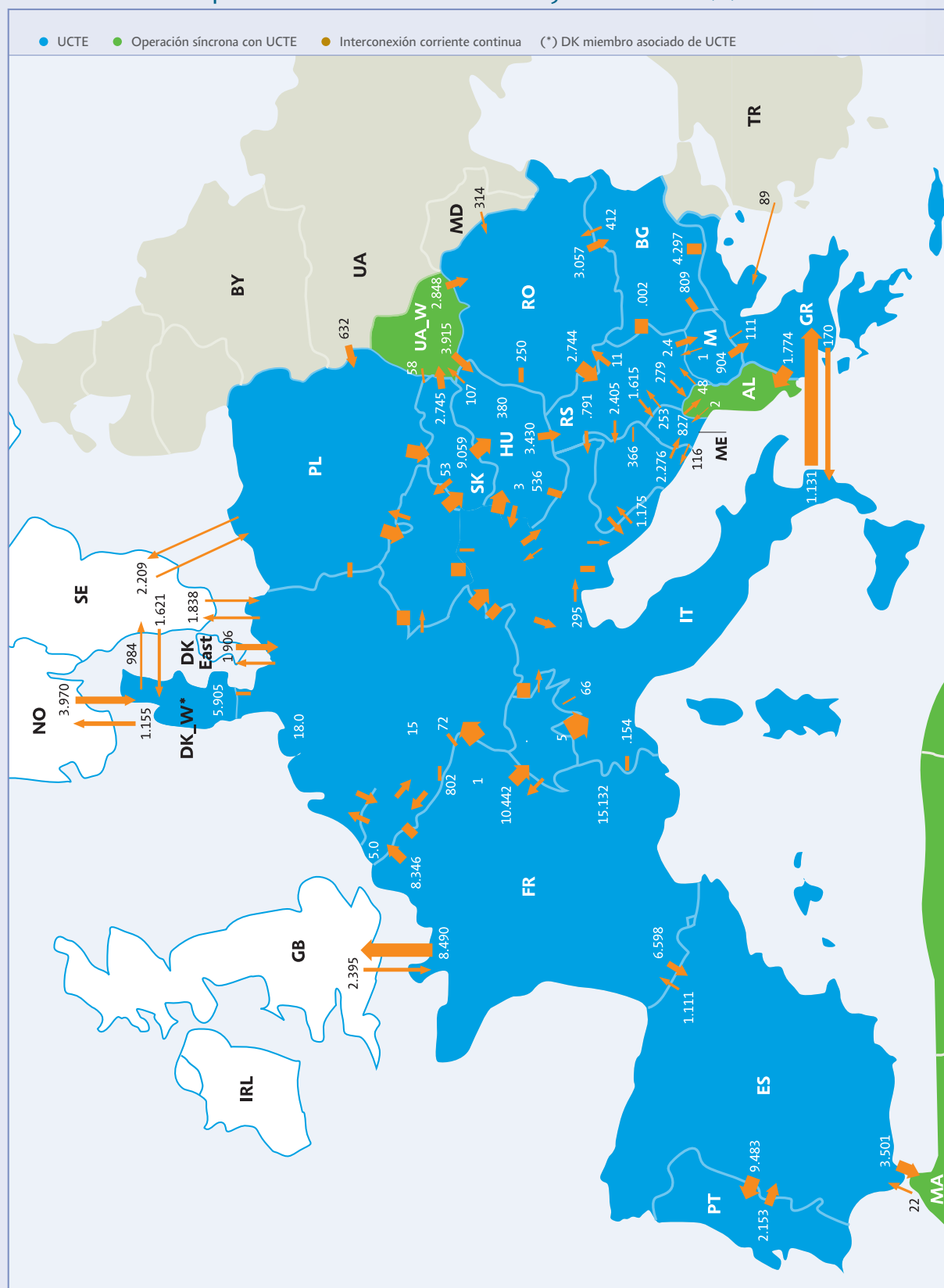
● Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes (*) (GWh)

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	2.880	50	2.830
Alemania (DE)	44.270	63.385	-19.115
Austria (AT)	23.979	17.067	6.912
Bélgica (BE)	15.698	9.038	6.660
Bielorrusia (BY)	0	0	0
Bosnia (BA)	3.743	4.344	-601
Bulgaria (BG)	3.057	7.520	-4.463
Croacia (HR)	11.897	5.554	6.343
Dinamarca (DK)	7.063	9.950	-2.887
Eslovaquia (SK)	13.582	11.856	1.726
Eslovenia (SI)	6.106	5.680	426
España (ES)	8.772	14.095	-5.323
Francia (FR)	10.358	65.442	-55.084
FYROM (MK)	3.388	905	2.483
Gran Bretaña (GB)	8.490	2.395	6.095
Grecia (GR)	6.421	2.055	4.366
Holanda (NL)	23.150	5.568	17.582
Hungría (HU)	14.680	10.696	3.984
Italia (IT)	48.799	2.646	46.153
Luxemburgo (LU)	6.845	2.886	3.959
Marruecos (MA)	3.501	22	3.479
Moldavia (MD)	0	314	-314
Montenegro (ME)	3.893	1.243	2.650
Noruega (NO)	1.155	3.970	-2.815
Polonia (PL)	7.752	13.107	-5.355
Portugal (PT)	9.483	2.153	7.330
República Checa (CZ)	10.209	26.354	-16.145
Rumania (RO)	3.965	6.051	-2.086
Serbia (RS)	8.844	8.569	275
Suecia (SE)	2.185	5.668	-3.483
Suiza (CH)	33.756	34.649	-893
Turquía (TR)	0	89	-89
Ucrania (UA)	2.852	7.453	-4.601

Fuente: UCTE. Datos a Mayo 2008.

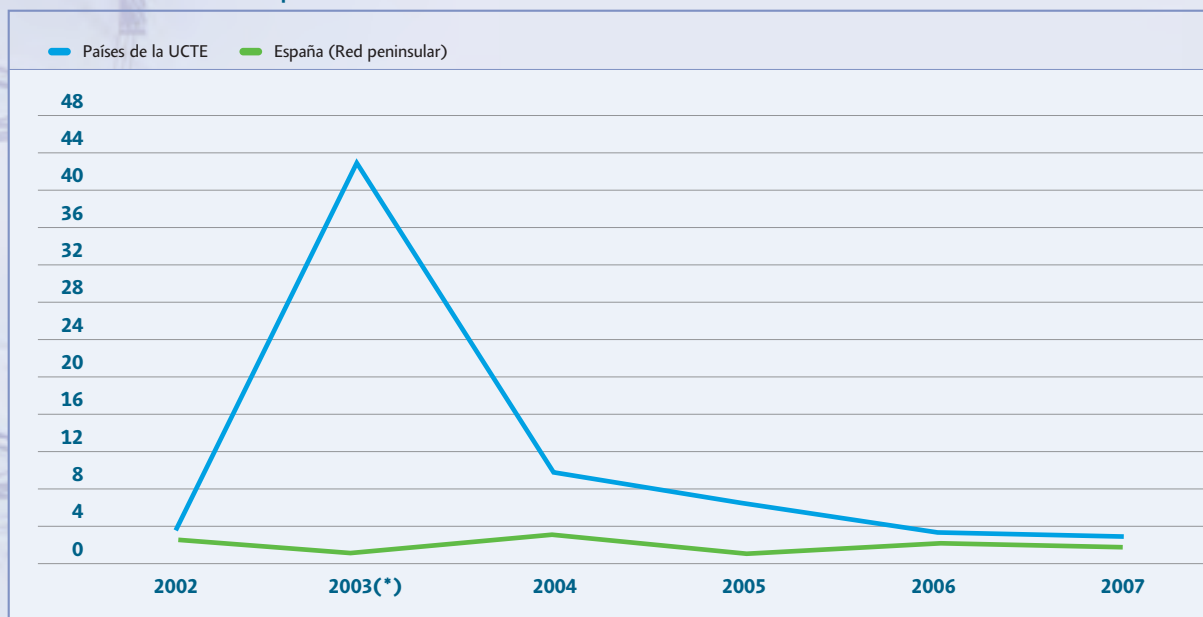
(*) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.

- Mapa de intercambios físicos de energía eléctrica en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE y limítrofes (*) (GWh)



Fuente: UCTE. Dato de España: REE.
(*) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.

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

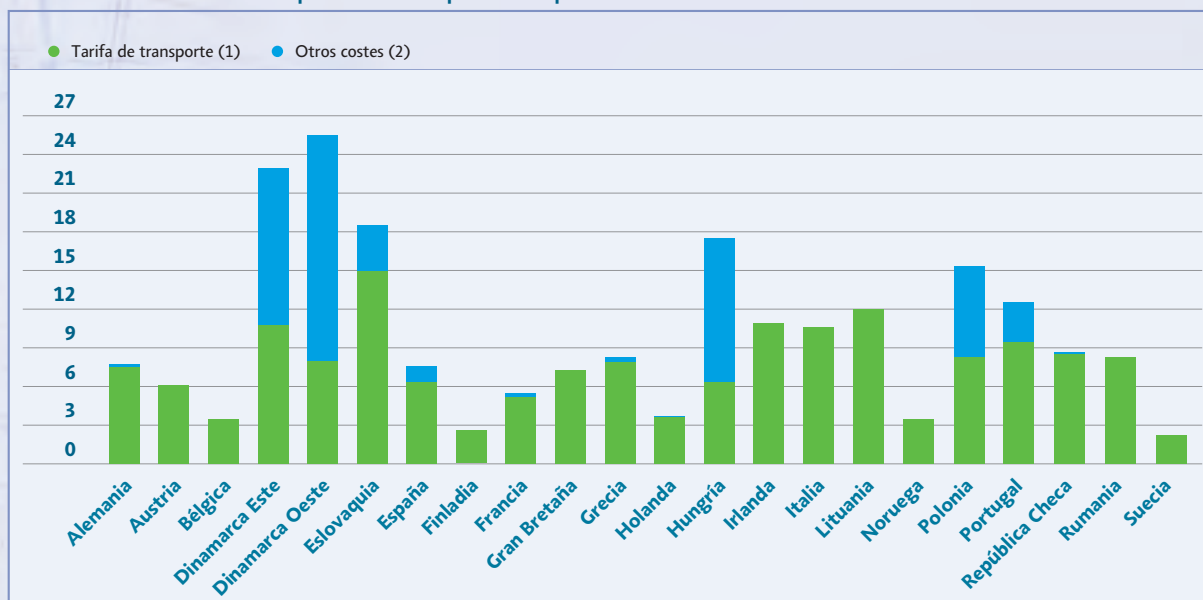


TIM = ENS/Potencia media del sistema.

Fuente: UCTE.

(*) Incluye el apagón ocurrido en Italia en septiembre de 2003.

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



Fuente: ETSO. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007.

(*) 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.

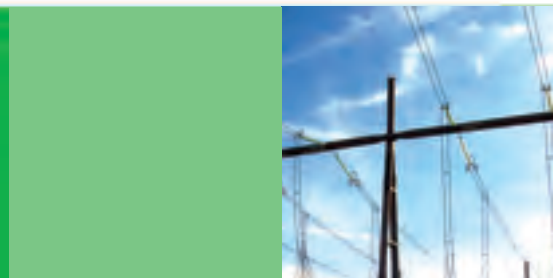
(1) Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas, servicios del sistema, congestiones.

(2) Otros costes no relacionados directamente con los costes de transporte: costes de transición a la competencia, fomento de renovables, etc.





Glosario de términos



Acción coordinada de balance (también denominado *counter trading*): 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 sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

Congestión: situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultados del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

Consumidores: son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo.

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. Con la entrada en vigor de la Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, desaparece la figura de consumidor cualificado que queda integrado en el concepto de consumidor. De acuerdo, con la citada ley los consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

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.

Demanda peninsular en mercado libre:

demanda de energía eléctrica medida en barras de central de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

Demanda peninsular en mercado regulado:

demanda de energía eléctrica medida en barras de central de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un distribuidor a tarifa.

Desvíos a bajar: son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos a subir: son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos medidos: diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

Distribuidores: son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

Excedente/déficit de desvíos: diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

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 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: pago regulado que se incluye en el precio de la demanda peninsular para garantizar que existe potencia disponible suficiente a largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica. Desde el 1 de enero del 2008 ha sido sustituido por los Pagos por capacidad, cuyo objeto es garantizar que existe potencia disponible a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

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: servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

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 peligra la fiabilidad del sistema o existe una situación de emergencia.

Market splitting o separación de mercados: Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

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.

Mercado secundario de capacidad: mecanismo que permite la transferencia y reventa, por parte de un sujeto, de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas anuales y mensuales o por medio de transferencias.

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: producción de energía eléctrica acogida a un régimen económico singular procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a los 50 MW cuya generación proceda bien de la cogeneración o de otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, bien de grupos que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o de los que utilicen como energía primaria residuos no renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Régimen ordinario: producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

Regulación secundaria: servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión España-Francia,

y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Regulación terciaria: servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia 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: proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la

operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.

Restricciones técnicas PBF: mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las unidades de programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Servicios de ajuste el sistema: son aquellos que tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden por servicios de ajuste la solución de restricciones técnicas del sistema, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

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 2008

Edita:

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas · Madrid
Tel. 91 650 85 00
Fax. 91 640 45 42
www.ree.es

Coordinación:

Dirección de Responsabilidad Corporativa y
Relaciones Institucionales de RED ELÉCTRICA.

Dirección Técnica:

Departamento de Estadística e
Información de RED ELÉCTRICA.

Diseño y maquetación:

Estudio Gráfico Juan de la Mata
www.juandelamata.com

Fotografías:

Archivo gráfico de RED ELÉCTRICA
Cesar Olmos

Otros datos de la edición:

Fecha de edición: Agosto 2008
Impresión: Gráficas Monterreina

Depósito legal: M-XXXXX-2008

Papel ecológico ECF, libre de cloro, con certificado FSC.



Papel certificado según los estándares
del FSC (Forest Stewardship Council)
que asegura un uso forestal eficiente
para la conservación de los bosques.



Red Eléctrica trabaja en la selección de las fuentes
tipográficas más legibles en sus publicaciones.
Los textos y gráficos de este informe se han compuesto
con la fuente tipográfica Agilita.



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

www.fundeu.es



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas • Madrid
www.ree.es

