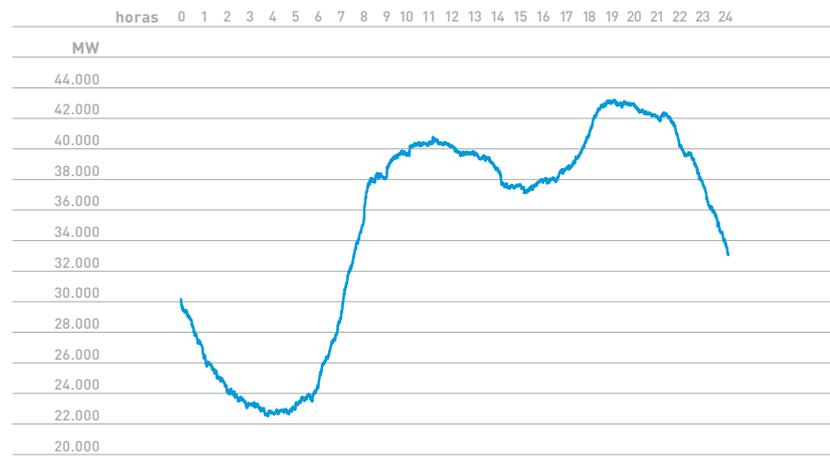




El sistema eléctrico español

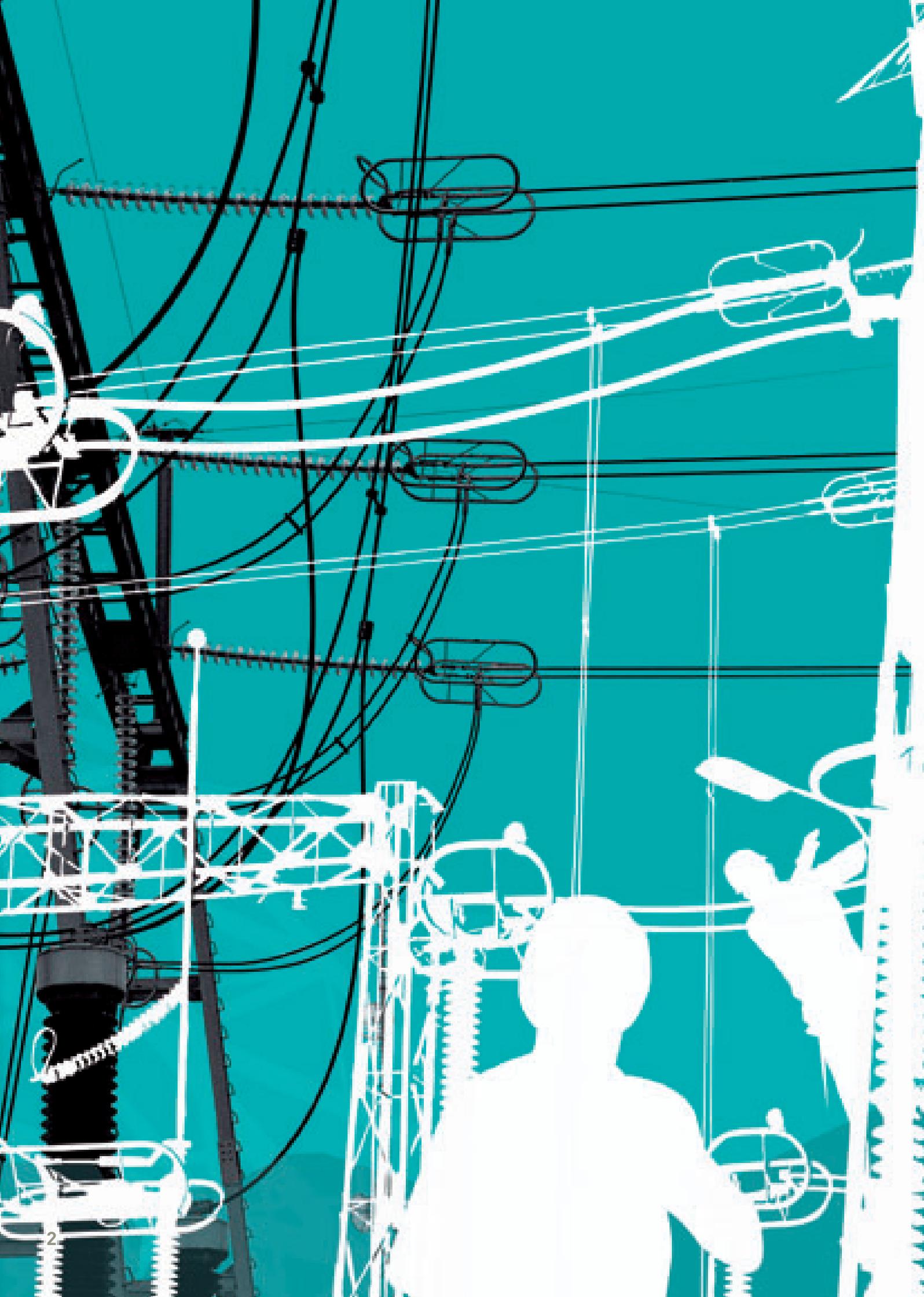
08



El sistema
eléctrico
español

08



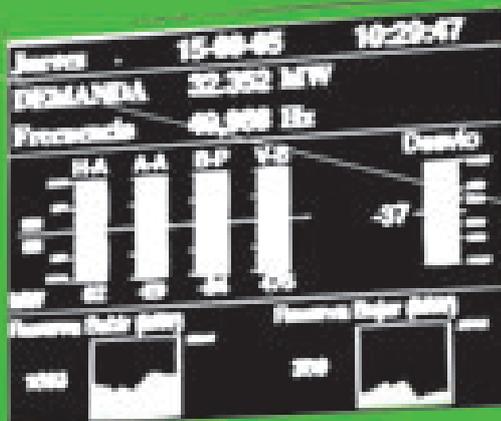


Índice general

- 5** » El sistema eléctrico español en el 2008
- 21** » Sistema peninsular
 - 21 » 01. Demanda de energía eléctrica
 - 27 » 02. Cobertura de la demanda
 - 33 » 03. Régimen ordinario
 - 49 » 04. Régimen especial
 - 53 » 05. Operación del sistema
 - 67 » 06. Red de transporte
 - 75 » 07. Calidad de servicio
 - 81 » 08. Intercambios internacionales
- 95** » Sistemas extrapeninsulares
- 103** » El sistema eléctrico por comunidades autónomas
- 121** » Comparación internacional
- 133** » Glosario



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



El sistema eléctrico español en el 2008

La brusca desaceleración del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, que se ha situado muy por debajo del crecimiento medio de los últimos años, es lo más destacable del comportamiento del sistema eléctrico español en el 2008.

La demanda de energía eléctrica a nivel nacional experimentó un incremento del 0,8 %, frente al 3,2 % registrado en el 2007 y se sitúa muy por debajo del 4 % de crecimiento medio de los cinco años precedentes. Este crecimiento es igual al obtenido por el conjunto de los países europeos pertenecientes a la UCTE que fue también del 0,8 %, mientras que en los últimos años el consumo eléctrico español registró tasas de crecimiento muy por encima de las del conjunto de estos países.

El comportamiento del consumo eléctrico está fuertemente correlacionado con la evolución del Producto Interior Bruto (PIB). En el 2008 la tasa del crecimiento del PIB se situó en el 1,2 %, cifra que representa una sustancial desaceleración con respecto a la registrada en el año anterior que fue del 3,7 %. En los países de la zona euro el crecimiento del PIB en el 2008 se situó en el 0,6 %.

Por el lado de la cobertura de la demanda, lo más destacable ha sido el notable crecimiento de la producción de los ciclos combinados y de las fuentes de energía renovable del régimen especial, que han cubierto conjuntamente cerca de mitad de la producción neta total.

Por el contrario, los grupos de carbón y la hidráulica del régimen ordinario, en un contexto de año seco, han acusado notables descensos de producción respecto al periodo anterior.

En el ámbito regulatorio, el hecho más relevante del año 2008 fue la aprobación en el mes de mayo de la «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016», que establece, con carácter vinculante, las redes de transporte de electricidad y gas que se deberán construir durante el período de planificación, describiendo de forma específica cada instalación y estimando su coste.

Asimismo, en este caso con carácter meramente indicativo y como premisa necesaria para la definición de las infraestructuras de transporte anteriormente señaladas, el documento de planificación incorpora previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental aplicables.

Además de la planificación eléctrica para el período 2008-2016, durante el 2008 se han publicado numerosas disposiciones que regulan el funcionamiento del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, en el que se*

revisa el modelo de retribución de esta actividad con objeto de adaptarlo a la separación de la misma, a partir del 1 de enero de 2009, de la actividad de suministro a tarifa, a la que obliga la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su nueva redacción establecida en la Ley 17/2007. El nuevo modelo establece un mecanismo de cálculo de la retribución de la actividad de distribución aplicable a períodos regulatorios de 4 años, en el que se partirá de una retribución en el primer año basada en los costes de inversión, de operación y mantenimiento y otros costes necesarios acreditados por la actividad, contrastados frente a un Modelo de Red de Referencia, que se actualizará en años sucesivos con un índice de precios, con una variable que reflejará el incremento de actividad, así como dos variables más que introducirán incentivos o penalizaciones asociadas al grado de cumplimiento de objetivos de calidad del servicio y de reducción de pérdidas.

- *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.* Este decreto regula un nuevo régimen retributivo para la actividad de transporte, aplicable únicamente a las instalaciones con acta de puesta en servicio desde el 1 de enero de 2008, que se fundamenta en un modelo de regulación por incentivos y basado en costes, según las prácticas habituales de regulación y los niveles de rentabilidad de actividades similares en los Estados miembros de la Unión Europea.
- *Orden ITC/1857/2008, 26 de junio, por la que se revisan las tarifas a partir del 1 de julio 2008,* en la que, además de la revisión de las tarifas establecidas en la Orden ITC/3860/2007,

de 28 de diciembre, se introducen algunas novedades en la estructura de las tarifas eléctricas, tales como la creación de una tarifa social, de aplicación a los suministros domésticos con potencia contratada inferior a 3 kW, y la desaparición de las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las específicas de riegos de alta tensión.

- *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.* Este decreto establece un nuevo régimen económico a la baja para las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con posterioridad al 29 septiembre de 2008, en el que la retribución está vinculada al grado de cumplimiento de los objetivos anuales de potencia instalada para esta tecnología. Esta disposición responde al elevado crecimiento, muy superior al esperado, de la potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica registrado desde la publicación del citado Real Decreto 661/2007.

Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) se situó durante el 2008 en 263.530 GWh, un 0,8 % superior a la del 2007, el crecimiento más bajo desde 1993 que fue del 0,1 %. Descontando los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica apenas alcanzó el 0,6 %.

Esta desaceleración de la demanda recoge fundamentalmente el decaimiento de la actividad económica que se intensifica en el último cuatrimestre del año, como lo refleja la evolución mensual del crecimiento de demanda de energía eléctrica, en la que se aprecian dos periodos asimétricos con un claro desplazamiento a valores negativos en los cuatro últimos meses del año.

En los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– se ha apreciado también un descenso del crecimiento de la demanda, aunque más moderado que en el sistema peninsular. El crecimiento conjunto de la demanda respecto al año anterior se situó en el 1,7 %, siendo el incremento más moderado el correspondiente a las Islas Canarias con un 1,2 %.

Como resultado, en el total nacional la demanda registró un crecimiento del 0,8 % en el ejercicio del año 2008, frente al 3,2 % del año anterior.

En cuanto a los máximos de demanda mensual, diaria y horaria correspondientes al sistema peninsular registrados en el 2008, en el mes de enero se alcanzó un récord de

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

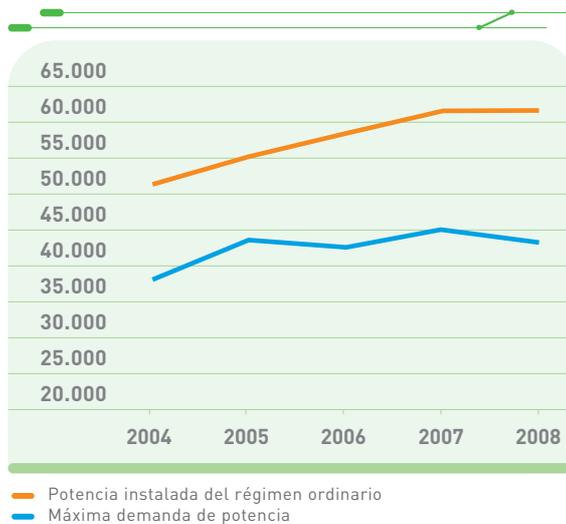
	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2004	3,3	4,2	4,5
2005	3,6	3,1	4,3
2006	3,9	4,0	3,0
2007	3,7	4,5	3,2
2008	1,2	0,6	0,8

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

	% 07/06	% 08/07
Demanda en b.c.	3,2	0,8
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,2	-0,2
Efecto laboralidad	-0,1	0,4
Efecto actividad económica y otros	4,5	0,6

(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)



demanda mensual con 24.336 GWh, mientras que los máximos anuales de demanda diaria y de potencia horaria se situaron por debajo de los máximos históricos alcanzados en el 2007. El 15 de diciembre entre las 19 y las 20 horas se registró la máxima demanda de potencia horaria con 42.961 MW, un 4,3 % inferior a la equivalente del 2007 y el día 3 de ese mismo mes, se produjo el máximo de energía diaria con 856 GWh, un 5,0 % inferior al récord histórico fijado en el año anterior.

Balance de potencia a 31.12.2008. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 08/07	MW	% 08/07	MW	% 08/07
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.359	0,0	510	0,0	11.869	0,0
Fuel/gas (1)(2)	4.418	-7,3	2.751	-3,3	7.170	-5,8
Ciclo combinado	21.675	3,4	1.392	20,7	23.066	4,3
Total régimen ordinario	61.825	0,6	4.654	3,2	66.479	0,8
Hidráulica	1.979	2,9	0,5	0,0	1.979	2,9
Eólica	15.874	12,5	144	0,3	16.018	12,4
Otras renovables	4.069	153,6	216	103,1	4.285	150,4
No renovables	7.132	3,4	41	0,0	7.173	3,4
Total régimen especial	29.053	18,4	402	37,7	29.455	18,6
Total	90.878	5,7	5.056	5,3	95.935	5,7

(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	% 08/07	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07
Hidráulica	21.428	-18,7	0	-	21.428	-18,7
Nuclear	58.973	7,0	-	-	58.973	7,0
Carbón	46.275	-35,6	3.372	5,5	49.647	-33,8
Fuel/gas (1)(2)	2.378	-0,8	8.313	-1,0	10.691	-1,0
Ciclo combinado	91.286	34,0	4.243	1,3	95.529	32,1
Régimen ordinario	220.341	-1,6	15.928	0,9	236.268	-1,4
- Consumos en generación	-8.338	-4,7	-920	2,7	-9.258	-4,1
Régimen especial	66.298	17,2	855	18,8	67.153	17,2
Hidráulica	4.416	10,9	2	42,2	4.417	11,0
Eólica	31.393	15,3	384	6,4	31.777	15,2
Otras renovables	7.183	56,2	463	32,1	7.645	54,5
No renovables	23.308	12,2	6	-8,3	23.314	12,2
Generación neta	278.301	2,5	15.862	1,7	294.164	2,4
- Consumos en bombeo	-3.731	-14,2	-	-	-3.731	-14,2
+ Intercambios internacionales (3)	-11.040	92,0	-	-	-11.040	92,0
Demanda (b.c.)	263.530	0,8	15.862	1,7	279.392	0,8

(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, la máxima demanda de potencia media horaria se alcanzó el 1 de julio entre las 13 y 14 horas con 40.156 MW, valor próximo al récord

histórico de 40.275 MW alcanzado en el 2006. El máximo anual de energía diaria se produjo el 26 de junio con 816 GWh, un 1,1 % inferior al máximo histórico registrado en el 2006.

Cobertura de la demanda

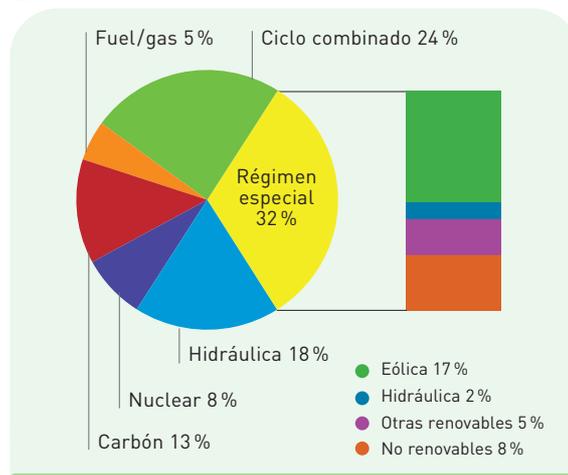
La potencia instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó 4.886 MW durante este ejercicio, lo que sitúa la capacidad del sistema a 31 de diciembre del 2008 en 90.878 MW.

La mayor parte del aumento de capacidad (el 92,5%) proviene de nuevas instalaciones de régimen especial, principalmente de origen renovable, que han incorporado al sistema peninsular durante este ejercicio 4.519 MW. De esta potencia, 1.766 MW corresponden a nuevos parques eólicos y 2.519 MW a otras fuentes renovables, entre las que cabe destacar el notable incremento experimentado por las instalaciones solares cuya potencia se ha situado al finalizar el año en 2.984 MW, frente a los 558 MW contabilizados en el 2007.

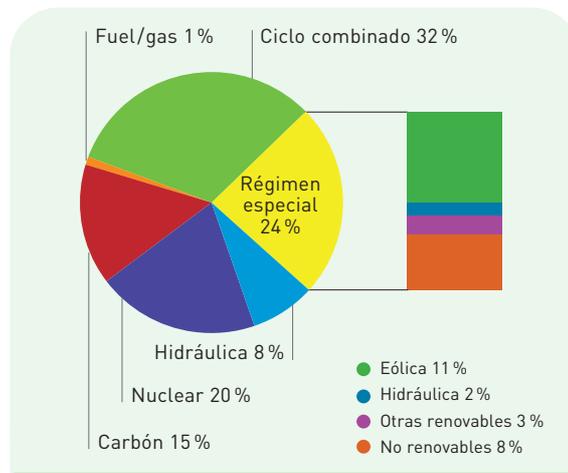
Respecto al régimen ordinario, el aumento de capacidad se produce por la entrada en servicio de un nuevo grupo de ciclo combinado de 432 MW (Soto de la Ribera 4) y diversas actualizaciones de potencia, la mayoría de ciclo combinado, que han supuesto un aumento neto de 285 MW. En el capítulo de bajas, en enero se produjo el cierre de una central de fuel de 350 MW (San Adrián 2). Como consecuencia de las variaciones anteriores, la potencia instalada del régimen ordinario tuvo un aumento neto de 367 MW respecto a 31 de diciembre del 2007.

Como viene sucediendo en años anteriores, la producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha perdido peso en la cobertura de la demanda al descender su contribución al 76,2%, tres puntos porcentuales menos que en el 2007. Este descenso es compensado por el régimen especial que ha elevado su participación al 23,8%.

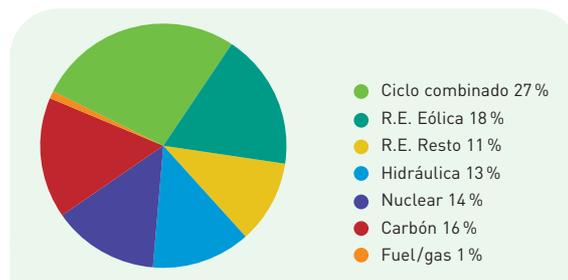
Potencia instalada a 31.12.2008. Sistema eléctrico peninsular



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica

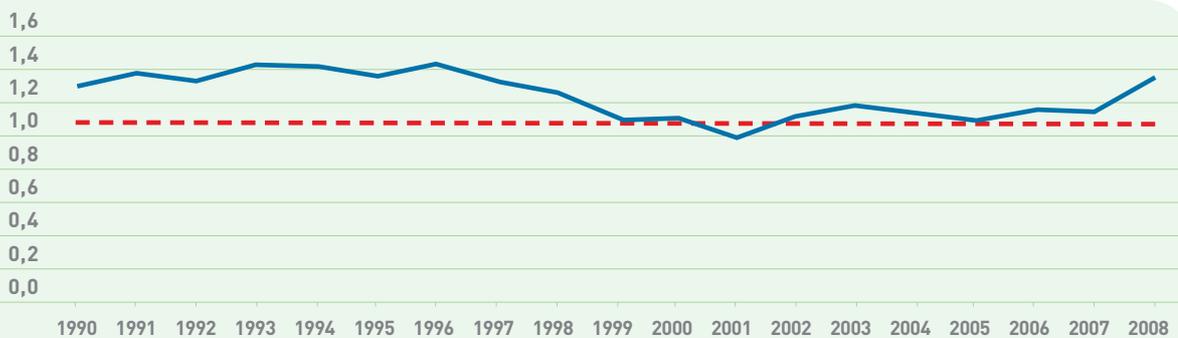


Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 42.961 MW (*)



R.E.: Régimen especial. (*) 15 de diciembre del 2008 (19-20h)

Evolución del índice de cobertura



— Índice de cobertura — Índice mínimo deseable.

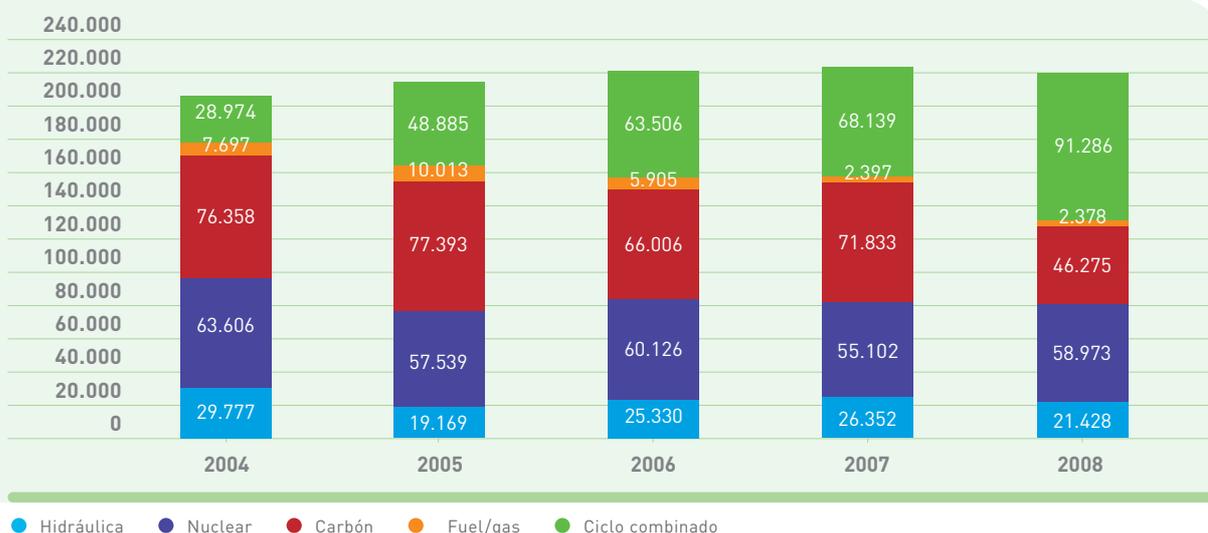
IC = Pd/Ps. IC: Índice de cobertura. Pd: Potencia disponible en el sistema. Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

Por tecnologías, lo más destacable del año ha sido el progresivo aumento de la generación de ciclo combinado y de energía eólica que han cubierto respectivamente el 32 % y 11 % de la demanda, frente al 24 % y 10 % del año anterior. Por el contrario, los grupos de carbón han pasado de una contribución en el 2007 del 25 % a un 15 % en este año y la hidráulica, en un contexto de sequía, ha descendido su participación dos puntos porcentuales respecto al 2007.

Las energías renovables en términos agregados, incluyendo la hidráulica mayor de 50 MW, logran aumentar su protagonismo en el conjunto de la generación del sistema peninsular, cubriendo en el 2008 alrededor del 24 % de la demanda, superando el peso de la nuclear y de los grupos de carbón.

Respecto al intercambio de energía con otros países, el progresivo crecimiento de las

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



● Hidráulica ● Nuclear ● Carbón ● Fuel/gas ● Ciclo combinado

exportaciones ha dado lugar a que en el 2008 el saldo de intercambios internacionales haya sido exportador por quinto año consecutivo, (11.040 GWh), cubriéndose con el 4 % de la producción neta.

Régimen ordinario

El descenso del crecimiento de la demanda ha sido absorbido por el conjunto de la generación de régimen ordinario que ha disminuido un 1,6 % respecto al año anterior. Sin embargo, la desagregación por tecnologías presenta comportamientos muy opuestos, siendo los aspectos más destacados los siguientes:

- En un extremo se sitúan los ciclos combinados, cuya generación aumentó un 34 % respecto al año anterior, elevando su participación en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario al 41,4 % frente al 30,4 % del 2007.
- Los grupos de carbón se sitúan en el otro extremo, al registrar un descenso de producción del 35,6 % respecto al 2007, lo que sitúa su aportación a la generación total del régimen ordinario en un 21,0 % frente al 32,1 % del año anterior.
- La generación nuclear creció un 7,0 % respecto al periodo anterior, aumentando su peso en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario al 26,8 %, dos puntos porcentuales más que en el 2007.
- La producción hidráulica, marcada por una situación persistente de escasez de agua, ha descendido un 18,7 % respecto al año anterior, aportando solo el 9,7 % de la producción total del régimen ordinario, dos puntos porcentuales menos que en el año anterior.

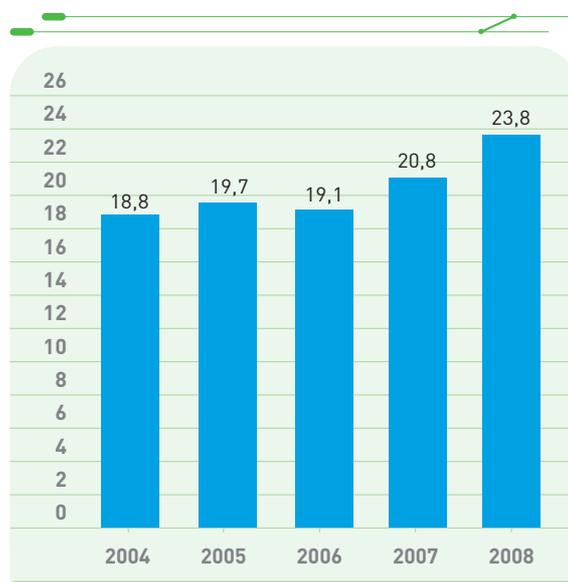
Desde el punto de vista hidrológico, el 2008 ha sido seco en su conjunto por quinto año consecutivo, con un producible hidráulico peninsular de 18.788 GWh, un 33 % inferior al valor histórico medio, aunque un 2,9 % superior al del 2007. Por su parte, las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron a final de año en el 39 % de su capacidad total, frente al 31 % del año anterior.

Régimen especial

La energía procedente del régimen especial ascendió en 2008 a 66.298 GWh, cifra que supone un crecimiento del 17,2 % respecto al año anterior, aumentando su contribución a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular al 23,8 %, frente al 20,8 % que representó en el 2007.

El crecimiento de esta energía está motivado principalmente por la progresiva incorporación de nuevas instalaciones de régimen especial que han

Aportación del régimen especial a la cobertura de la demanda peninsular en b.c. [%]



Estructura de la producción del régimen especial por tecnologías (GWh)



aportado durante este año 4.519 MW de potencia, elevando su capacidad total al finalizar el año a 29.053 MW, lo que representa un aumento del 18,4 % respecto al año anterior.

El 95 % de este aumento de capacidad tiene su origen en el elevado crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 24,3 % respecto al año anterior. Las mayores variaciones corresponden a la energía eólica que ha experimentado un crecimiento de potencia de un 12,5 % respecto al 2007. Pero lo más destacable es el extraordinario aumento de las instalaciones solares, cuya potencia instalada al cierre del año era más de cinco veces superior a la del pasado año, al pasar de 558 MW en 2007 a 2.984 MW en 2008.

El progresivo crecimiento de las instalaciones de energía renovable del régimen especial tiene su reflejo en el balance de energía eléctrica peninsular, en el que la energía procedente de estas fuentes ha representado en este ejercicio el 15,5 % del total de generación neta peninsular, 2,3 puntos porcentuales más que en el ejercicio 2007. El mayor peso de estas energías lo

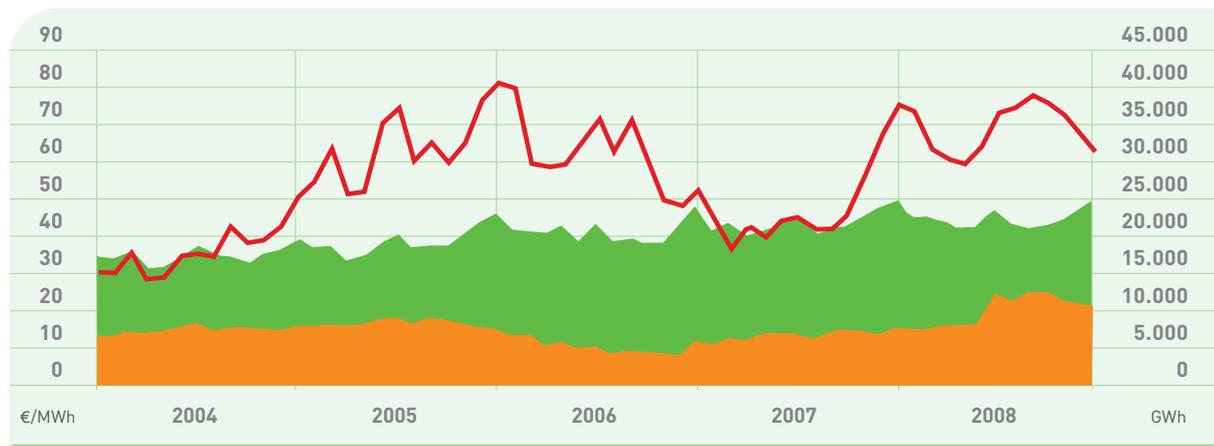
constituye la eólica, que este año ha elevado su participación en la generación al 11,3 %.

La energía eólica superó durante este ejercicio en varias ocasiones los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria.

El 18 de abril se produjo el último récord de energía diaria con 213.169 MWh, una producción que permitió cubrir el 28,1 % de la demanda eléctrica de ese día. Pero es preciso destacar que la elevada variabilidad de la energía eólica ha generado situaciones extremas como la producida el día 24 de noviembre a las 4.47 horas, en la que el 43 % de la demanda se cubrió con esta energía, mientras que el día 27 del mismo mes a las 16.22 horas apenas aportó el 1,15 % del consumo total.

Entre las diversas instrucciones emitidas desde el Centro de control del régimen especial (Cecre) para integrar la máxima energía en el sistema en condiciones de seguridad, destaca la orden de reducción de 500 MW de generación eólica formulada el 4 de marzo orientada a mantener la

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



● Energía suministro a tarifa integral ● Energía suministro libre — Precio medio final

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

estabilidad del sistema ante la pérdida brusca de producción por hueco de tensión.

Asimismo, en la madrugada del 2 de noviembre se dio una instrucción de bajar producción eólica para mantener la estabilidad del sistema, debido a la imposibilidad de integrar toda la energía eólica por falta de suficiente demanda. Por esta causa, la generación procedente de esta fuente se redujo hasta un máximo de 2.800 MW. Dicha reducción se mantuvo durante algo más de dos horas.

Operación del sistema

Durante el 2008 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –mercado regulado más libre– y agentes externos) ha sido de 270.601 GWh, un 2,2 % más que en el año anterior. De este total, el 42,7 % corresponde a suministro libre y el 57,3 % restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 69,61 €/MWh, un 47,2 % superior al del 2007.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 94,7 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 3,8 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 1,6 % restante.

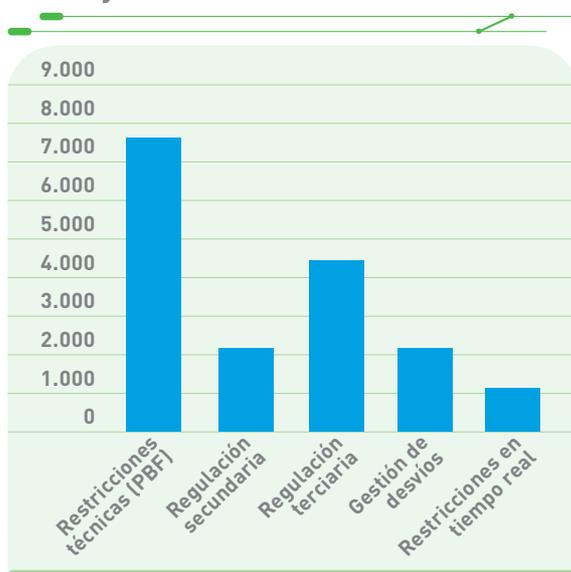
En el mercado diario se han gestionado un total de 222.158 GWh, con un precio medio ponderado de 65,30 €/MWh. Respecto al año

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



● Mercado diario intradiario ● Pagos por capacidad ● Servicios de ajuste

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



anterior, el precio se elevó un 60,3 %, mientras que la energía adquirida en el mercado diario mostró un crecimiento del 13,8 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 21.618 GWh de la que un 19,4 % ha supuesto un aumento neto de la demanda o del consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 63,92 €/MWh, un 2,1 % inferior al del mercado diario.

La energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el 2008 ha sido de 17.733 GWh, un 11,7 % 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 2,61 €/MWh, un 13,5 % superior al 2007.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 6.765 GWh a subir y de 858 GWh a bajar, con una

repercusión en el precio medio final de 1,42 €/MWh frente a los 1,14 €/MWh del año anterior.

En el 2008 la reserva de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.243 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,82 €/MWh, valor prácticamente igual al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,37 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor similar a los 0,34 €/MWh del 2007.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2008 ha ascendido a 2.249 GWh, la energía de regulación terciaria a 4.458 GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.187 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.216 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 han sido de 5.813 GWh a subir y 6.703 GWh a bajar, con un precio medio de 56,40 €/MWh a subir y un 68,49 €/MWh a bajar.

Intercambios internacionales

El volumen de energía gestionada a través de los programas de intercambio con otros países se ha situado en el 2008 en 22.609 GWh, un 3,8 % inferior al del año anterior. El 74,4 % de esta energía ha

Utilización de los contratos previos a la Ley 54/1997

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	2.515	95
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	0	0

(*) Contrato de REE a EDF: Ejecución en modalidad financiera (300 MWh).

correspondido a operaciones de exportación lo que ha dado lugar a que, por quinto año consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador, alcanzando los 11.041 GWh, cifra que representa un incremento del 92,0 % respecto al 2007.

Los programas de exportación han experimentado un crecimiento respecto al año anterior del 15,0 %, con un volumen de 16.825 GWh, mientras que las importaciones del mismo periodo (5.784 GWh) han descendido un 34,8 %.

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2008
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-13.561
Comercializadores	-158
Agentes productores	-837
Agentes externos (1)	-3.118
Saldo interconexión con Portugal	-9.448
Acciones coordinadas de balance Francia-España	-5
Acciones coordinadas de balance Portugal-España	9
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.515
Intercambios de apoyo	0
Total	-11.041

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)
 (1) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, desapareciendo la figura de agente externo y su inclusión en la de comercializador establecida en la Ley 17/2007.

Por interconexiones, cabe destacar el significativo descenso del 47,5 % en el saldo importador a través de la interconexión con

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



Francia, con un valor de 2.882 GWh en 2008 frente a los 5.487 GWh registrados el año anterior. Este descenso ha estado motivado tanto por un incremento del 60,9 % en el volumen de exportaciones como por una disminución de los programas de importación del 21,1 % respecto a 2007. Por otro lado, la evolución anual de los saldos exportadores a través de las interconexiones con Portugal, Marruecos y Andorra, ha presentado incrementos anuales del 26 %, 21 % y 6 %, respectivamente.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales, cabe destacar que en sentido de flujo exportador se han registrado aumentos respecto al 2007 en todas las interconexiones, en especial con Francia que ha pasado de una utilización media del 20 % en el 2007 al 38 % en el 2008. De sentido contrario ha sido la evolución del nivel de utilización de las interconexiones en sentido de flujo importador. Así, en la interconexión con Francia, y en este sentido, se ha pasado de una utilización media del 62 % en 2007 a un 40 % en 2008 y en la interconexión con Portugal, la utilización media en sentido importador ha tenido un valor prácticamente nulo, en torno a un 0,45 % frente al 3 % del año anterior.

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

Durante el 2008, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de capacidad de intercambio ascendió a 29, de 11 países diferentes. Las rentas de la congestión derivadas de las diferentes subastas alcanzaron los 92,3 millones de euros, correspondiendo el 50 % de esta

cantidad al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico francés.

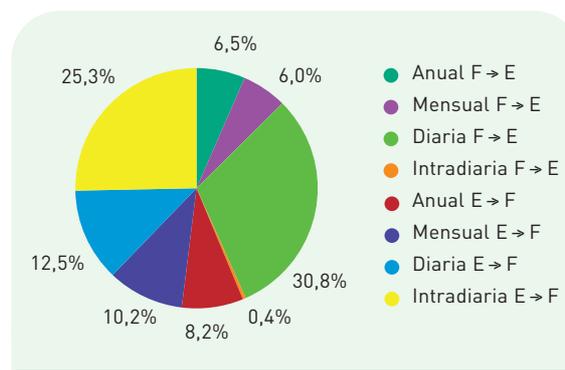
El precio marginal de la subasta anual de capacidad en el sentido Francia a España alcanzó en el 2008 un valor de 4,55 €/MW, mientras que en el sentido España a Francia registró un valor de 12,92 €/MWh.

En horizonte mensual, el precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia a España se registró en agosto de 2008 (4,83 €/MW), mientras que en el sentido España a Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente a noviembre (35,17 €/MW).

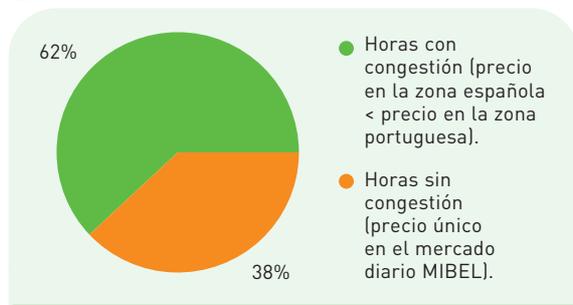
En el 2008 fue necesario aplicar Acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de febrero, mayo, octubre y noviembre, por un valor de 6.150 MWh.

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

[92.316 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	64.370	99,64
Mercados intradiarios	230	0,36
Total	64.600	100,00

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

En el ejercicio 2008, se registró en el Mercado Ibérico un precio único (sin congestión en la interconexión) en un 38 % de las horas, mientras que en el restante 62 % de las horas los precios de las dos áreas de la península Ibérica se separaron al identificarse una situación de congestión en esta interconexión.

El importe de las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante el año 2008 fue de 64,37 M€, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico portugués.

Durante el ejercicio 2008 fue necesario aplicar Acciones coordinadas de balance o medidas

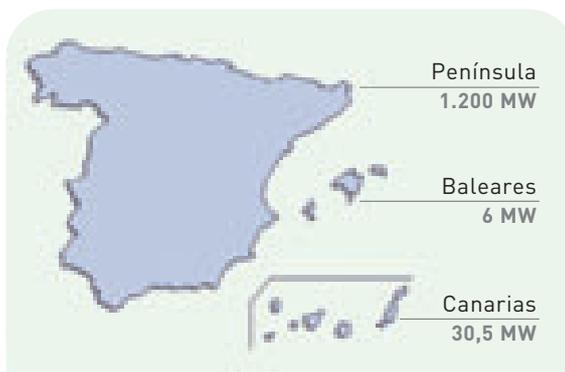
de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de mayo y junio, por un valor de 9.483 MWh.

Gestión de la demanda

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad entró en vigor el 1 de julio de 2008, en virtud de lo dispuesto en la orden ITC/2370/2007 de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. De este modo, los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes.

A 31 de diciembre del 2008 se encontraban en vigor 164 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 152 corresponden al sistema peninsular, 11 al sistema canario y 1 al sistema balear.

Potencia interrumpible en periodos de máxima demanda (MW)



La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza 1.236,5 MW, de los cuales 1.200 MW corresponden al sistema peninsular, 30,5 MW al sistema canario y 6 MW al sistema balear

Red de transporte

El desarrollo de la red peninsular de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante

este ejercicio un fuerte impulso con la entrada en servicio de numerosas instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permiten incorporar la nueva potencia renovable.

La red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 552,3 km y la de 220 kV en 109,1 km, lo que supone un aumento total de la red de transporte de 661,4 km de circuito en el 2008. Este crecimiento sitúa el conjunto de la red peninsular de

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



Evolution del sistema de transporte y transformación

		2004	2005	2006	2007	2008
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	16.548	16.808	17.005	17.134	17.686
	Otras empresas	293	38	38	38	38
	Total	16.841	16.846	17.042	17.172	17.724
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	11.386	16.213	16.424	16.461	16.562
	Otras empresas	5.003	245	261	266	273
	Total	16.389	16.458	16.685	16.726	16.835
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	37.216	54.272	56.072	58.522	62.122
	Otras empresas	14.256	800	800	800	800
	Total	51.472	55.072	56.872	59.322	62.922

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
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	1,11	0,41	1,52
2008	574	0	574	1,15	0,00	1,15

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio. (*) Datos correspondientes al 0,9 % de la red de transporte a partir del 2005.

transporte de energía eléctrica al finalizar el ejercicio en 34.559 km de circuitos.

Asimismo, durante el 2008 se ha producido un aumento de 3.652 MVA de la capacidad de las líneas de 400/220 kV y se han puesto en servicio ocho transformadores que suponen un aumento de 3.600 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 62.922 MVA.

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2008 indican el buen comportamiento de la red peninsular de transporte, evaluado en función de la disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 98,19 %, superior a la registrada en el 2007, que fue del 98,11 %. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,15 %.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2008 se registraron 31 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 574 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 1,15 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.



01

Sistema peninsular
Demanda de
energía eléctrica



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



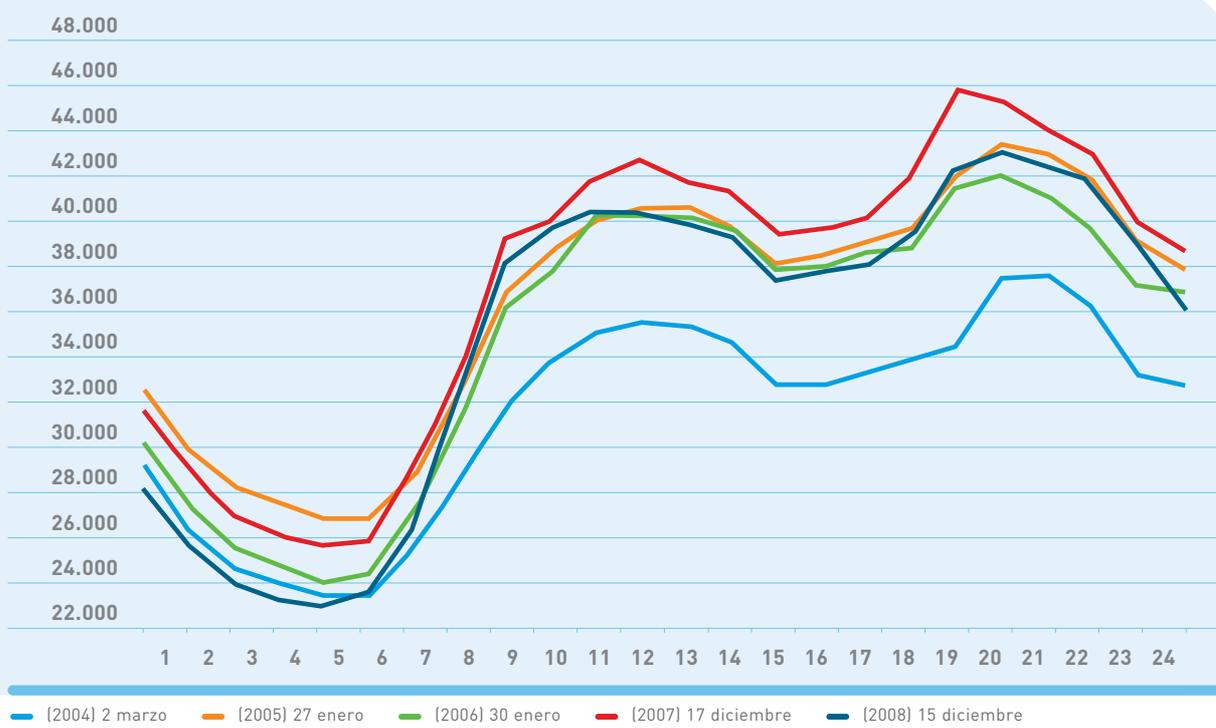
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2004		2005		2006		2007		2008	
	GWh	%								
Enero	20.334	8,6	22.435	9,1	23.302	9,2	24.079	9,2	24.336	9,2
Febrero	19.482	8,3	20.982	8,5	21.098	8,3	21.096	8,1	22.470	8,5
Marzo	20.594	8,7	21.029	8,5	21.787	8,6	22.485	8,6	22.216	8,4
Abril	18.262	7,7	19.050	7,7	18.528	7,3	20.149	7,7	21.345	8,1
Mayo	18.519	7,8	19.203	7,8	20.253	8,0	20.748	7,9	20.846	7,9
Junio	19.384	8,2	20.501	8,3	20.770	8,2	21.041	8,0	20.976	8,0
Julio	20.653	8,8	21.539	8,7	22.945	9,1	22.907	8,8	23.015	8,7
Agosto	18.987	8,0	19.548	7,9	20.526	8,1	21.013	8,0	21.538	8,2
Septiembre	19.300	8,2	19.496	7,9	20.746	8,2	20.825	8,0	20.895	7,9
Octubre	19.135	8,1	19.232	7,8	20.297	8,0	21.133	8,1	20.882	7,9
Noviembre	20.212	8,6	20.662	8,4	20.446	8,1	22.446	8,6	21.776	8,3
Diciembre	21.138	9,0	22.507	9,1	22.749	9,0	23.616	9,0	23.234	8,8
Total	235.999	100,0	246.183	100,0	253.445	100,0	261.536	100,0	263.530	100,0

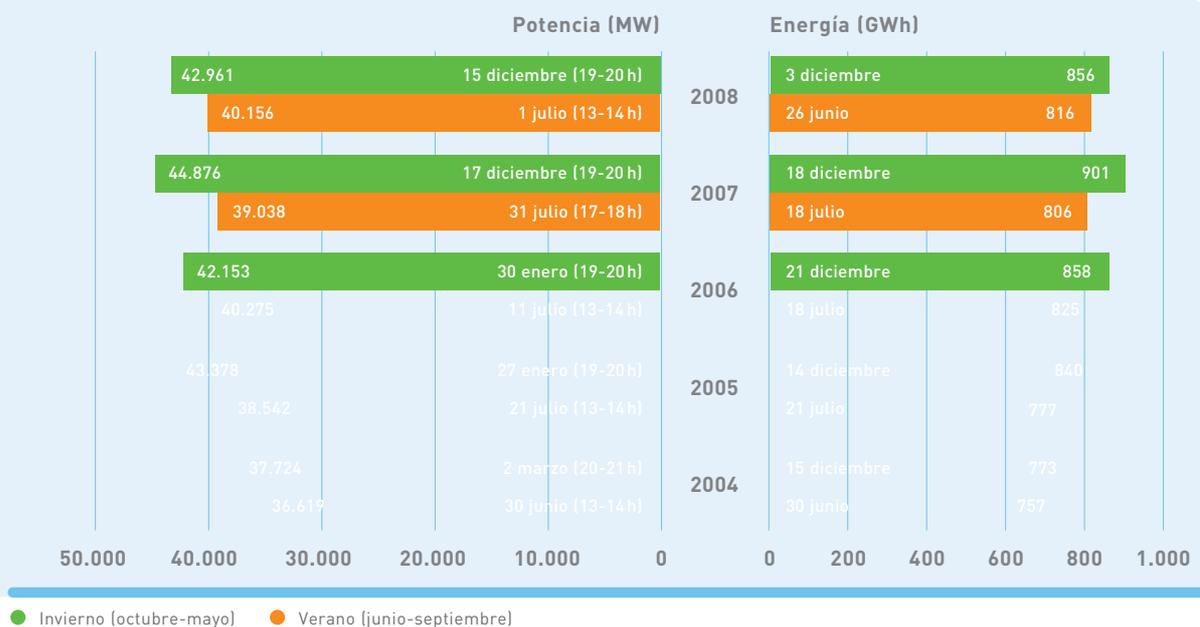
Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



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



Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria







02

Sistema peninsular
Cobertura de
la demanda



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

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

	2004 2 marzo 20-21 h	2005 27 enero 19-20 h	2006 30 enero 19-20 h	2007 17 diciembre 19-20 h	2008 15 diciembre 19-20 h
Hidráulica	8.998	5.530	4.179	5.082	5.940
Hidráulica	7.663	3.907	3.088	3.779	4.683
Bombeo	1.335	1.623	1.091	1.303	1.257
Térmica	22.788	27.499	30.711	34.484	25.891
Nuclear	7.356	7.519	7.471	7.392	6.367
Carbón	8.455	9.302	9.314	8.394	7.121
Fuel/gas	2.904	3.704	3.567	2.469	350
Ciclo combinado	4.073	6.974	10.359	16.229	12.052
Total producción programa	31.786	33.029	34.890	39.565	31.831
Diferencias por regulación	43	-223	-	-596	-
Total régimen ordinario	31.829	32.806	34.890	38.969	31.831
Saldo físico interconexiones internacionales (*)	116	1.436	77	524	-1.682
Andorra	-94	-63	-69	-43	-82
Francia	855	1.349	147	567	-400
Portugal	-463	150	-1	0	-500
Marruecos	-182	0	0	0	-700
Régimen especial	5.780	9.136	7.186	5.383	12.812
Demanda (b.c.)	37.724	43.378	42.153	44.876	42.961

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

Evolución anual de la potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2004	2005	2006	2007	2008
Hidráulica convencional y mixta	13.930	13.930	13.910	13.910	13.910
Bombeo puro	2.727	2.727	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.876	7.876	7.716	7.716	7.716
Hulla + antracita	6.088	5.947	5.947	5.880	5.880
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.502	1.501	1.504
Carbón importado	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.565	11.424	11.424	11.357	11.359
Fuel/gas (*)	6.947	6.647	6.647	4.768	4.418
Ciclo combinado	8.233	12.224	15.502	20.960	21.675
Total régimen ordinario	51.279	54.829	57.947	61.458	61.825
Hidráulica	1.638	1.767	1.869	1.924	1.979
Eólica	8.479	10.055	11.542	14.107	15.874
Otras renovables	888	958	1.133	1.605	4.069
No renovables	6.502	6.665	6.824	6.899	7.132
Total régimen especial	17.506	19.444	21.369	24.534	29.053
Total	68.785	74.273	79.316	85.993	90.878

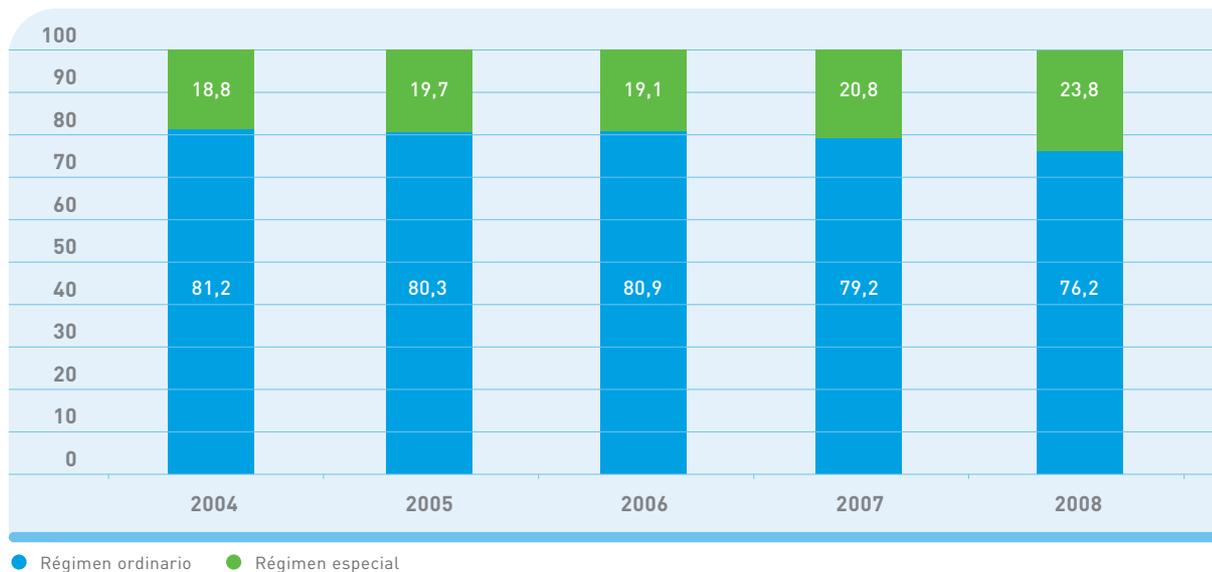
(*) Incluye GICC (Elcogás).

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

	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Hidráulica	29.777	19.169	25.330	26.352	21.428	-18,7
Nuclear	63.606	57.539	60.126	55.102	58.973	7,0
Carbón	76.358	77.393	66.006	71.833	46.275	-35,6
Fuel/gas (*)	7.697	10.013	5.905	2.397	2.378	-0,8
Ciclo combinado	28.974	48.885	63.506	68.139	91.286	34,0
Régimen ordinario	206.412	212.999	220.873	223.823	220.341	-1,6
- Consumos en generación	-8.649	-9.082	-8.904	-8.753	-8.338	-4,7
Régimen especial	45.868	49.967	50.017	56.565	66.298	17,2
Hidráulica	4.596	3.652	4.001	3.980	4.416	10,9
Eólica	15.753	20.520	22.736	27.221	31.393	15,3
Otras renovables	3.038	3.970	4.045	4.597	7.183	56,2
No renovables	22.482	21.824	19.236	20.767	23.308	12,2
Generación neta	243.631	253.884	261.986	271.636	278.301	2,5
- Consumos en bombeo	-4.605	-6.358	-5.261	-4.349	-3.731	-14,2
+ Intercambios internacionales (**)	-3.027	-1.343	-3.280	-5.750	-11.040	92,0
Demanda (b.c.)	235.999	246.183	253.445	261.536	263.530	0,8

(*) Incluye GICC (Elcogás). (**) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

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



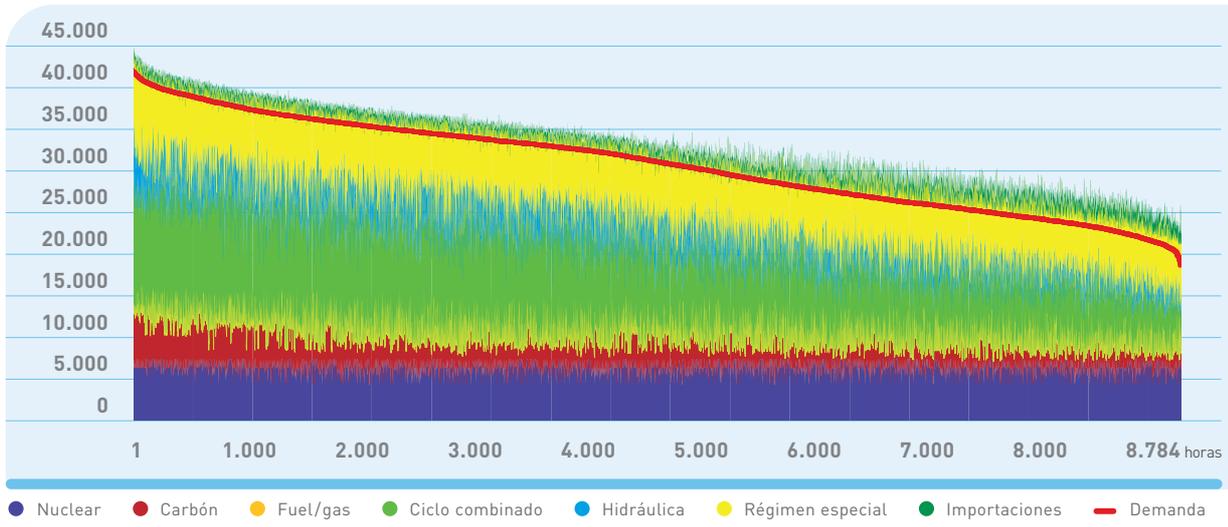
Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Hidráulica	1.378	1.042	1.078	2.345	2.983	2.847	
Nuclear	5.569	5.355	5.599	4.204	4.899	4.792	
Carbón	5.297	4.883	3.905	3.314	2.327	2.203	
Fuel/gas (*)	162	142	79	155	172	286	
Ciclo combinado	8.185	8.181	6.944	7.074	7.370	7.776	
Régimen ordinario	20.591	19.604	17.605	17.092	17.751	17.903	
- Consumos en generación	-791	-749	-687	-597	-642	-643	
Régimen especial	5.412	4.682	6.888	6.357	4.698	5.043	
Hidráulica	329	225	291	555	581	556	
Eólica	2.637	2.005	4.068	3.309	1.712	2.043	
Otras renovables	439	455	501	518	455	568	
No renovables	2.007	1.997	2.029	1.974	1.950	1.876	
Generación neta	25.213	23.537	23.806	22.853	21.807	22.303	
- Consumos bombeo	-419	-411	-391	-216	-200	-274	
+ Intercambios internacionales (**)	-457	-656	-1.199	-1.292	-761	-1.052	
Demanda (b.c.)	24.336	22.470	22.216	21.345	20.846	20.976	(-)

	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.021	1.441	1.291	1.140	1.513	2.350	21.428
Nuclear	4.759	5.240	4.677	4.501	4.217	5.159	58.973
Carbón	3.918	3.281	3.683	4.366	4.361	4.735	46.275
Fuel/gas (*)	180	275	215	230	260	221	2.378
Ciclo combinado	9.072	8.486	7.996	7.377	6.986	5.840	91.286
Régimen ordinario	19.949	18.724	17.863	17.615	17.338	18.304	220.341
- Consumos en generación	-728	-770	-668	-673	-660	-729	-8.338
Régimen especial	4.948	4.565	4.858	5.337	6.457	7.052	66.298
Hidráulica	370	253	203	181	376	493	4.416
Eólica	2.072	1.921	2.088	2.427	3.383	3.729	31.393
Otras renovables	571	669	673	660	646	1.028	7.183
No renovables	1.935	1.722	1.894	2.069	2.053	1.802	23.308
Generación neta	24.169	22.520	22.053	22.278	23.136	24.627	278.301
- Consumos bombeo	-246	-186	-221	-294	-411	-460	-3.731
+ Intercambios internacionales (**)	-908	-796	-936	-1.102	-948	-932	-11.040
Demanda (b.c.)	23.015	21.538	20.895	20.882	21.776	23.234	263.530

(*) Incluye GICC (Elcogás). (**) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

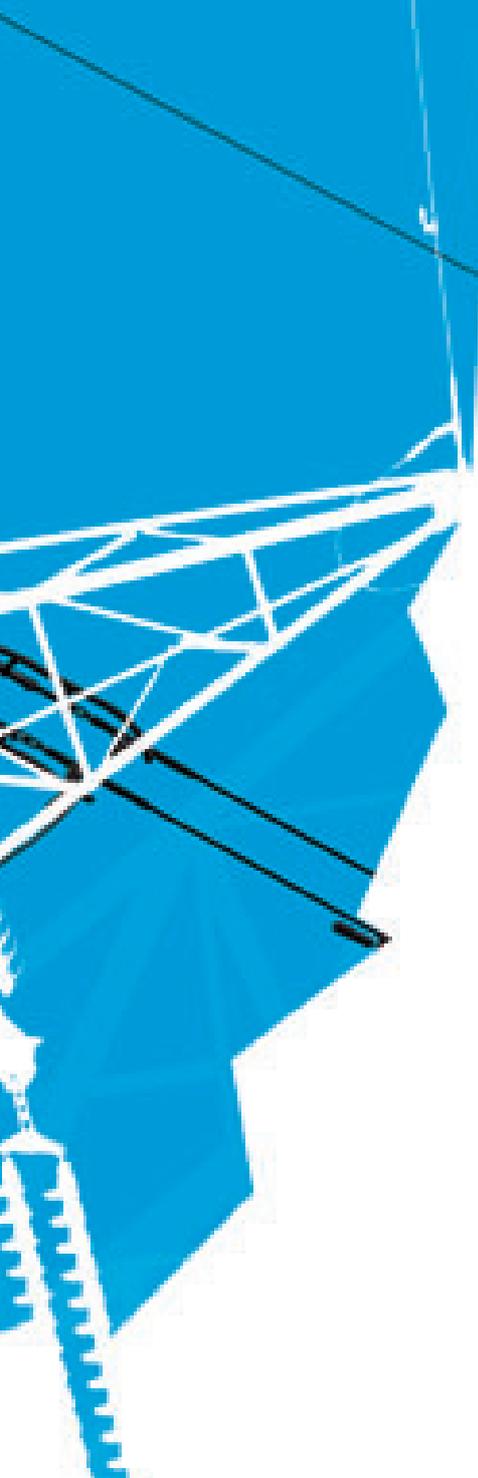
Curva monótona de carga (MW)





03

Sistema peninsular
Régimen
ordinario

- 
- 34** » Variaciones de potencia en el equipo generador
 - » Producción hidroeléctrica por cuencas
 - 35** » Energía producible hidráulica diaria durante 2008 comparada con el producible medio histórico
 - » Energía producible hidroeléctrica mensual
 - 36** » Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
 - » Valores extremos de las reservas
 - » Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a.
 - 37** » Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica
 - » Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
 - 38** » Evolución anual de las reservas hidroeléctricas
 - » Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen anual
 - » Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual
 - 39** » Producción en b.a. de las centrales de carbón
 - 40** » Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
 - 41** » Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
 - » Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas
 - 42** » Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas
 - 43** » Producción en b.a. de las centrales de ciclo combinado
 - 44** » Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado
 - 45** » Producción en b.a. de los grupos nucleares
 - » Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
 - 46** » Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
 - » 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)
Arrúbal	Ciclo combinado	febrero-08	9
Besós 4	Ciclo combinado	abril-08	7
Castejón 1	Ciclo combinado	abril-08	7
Castejón 3	Ciclo combinado	enero-08	10
Castellón 4	Ciclo combinado	mayo-08	54
Cercs	Lignito negro	marzo-08	2
El Fangal 1	Ciclo combinado	marzo-08	19
El Fangal 2	Ciclo combinado	febrero-08	14
El Fangal 3	Ciclo combinado	marzo-08	8
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	mayo-08	7
Escombreras 6	Ciclo combinado	marzo-08	17
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	febrero-08	8
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	febrero-08	21
Puente García Rodríguez 5	Ciclo combinado	junio-08	65
Sagunto 1	Ciclo combinado	febrero-08	20
Sagunto 2	Ciclo combinado	enero-08	31
Sagunto 3	Ciclo combinado	febrero-08	14
Soto de la Ribera 4 (1)	Ciclo combinado	abril-08	432
Total altas			744
Castelnou	Ciclo combinado	abril-08	5
Escatrón 3	Ciclo combinado	mayo-08	15
Sabón 3	Ciclo combinado	agosto-08	7
San Adrián 2	Fuel	enero-08	350
Total bajas			377
Saldo			367

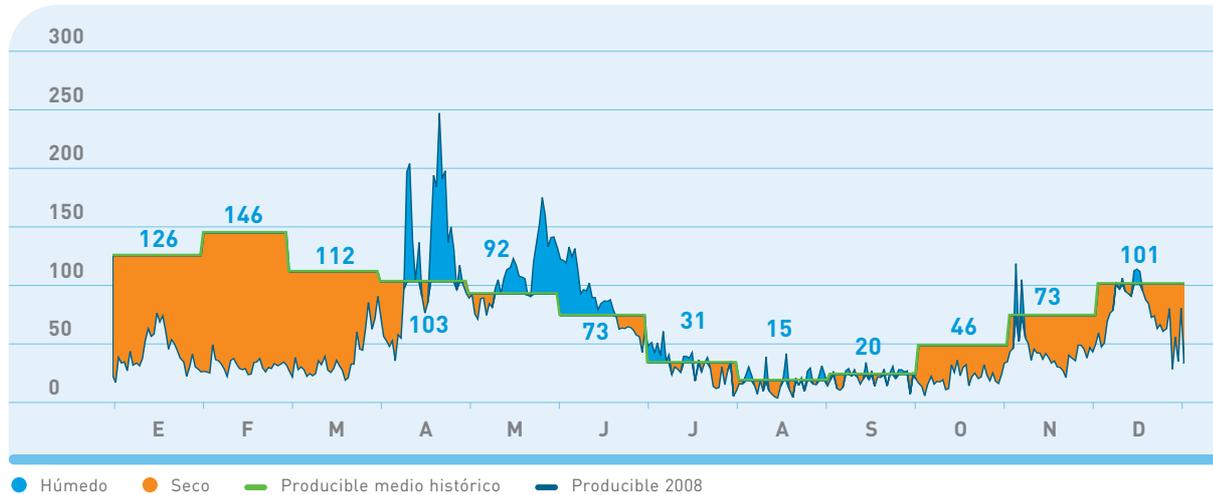
[1] Grupo en pruebas.

Todas las variaciones corresponden a actualizaciones de potencia de grupos ya en funcionamiento, excepto Soto de Ribera 4 y San Adrián 2.

Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producibles (GWh)		
		2007	2008	%08/07	2007	2008	%08/07
Norte	4.194	8.672	7.042	-18,8	5.946	6.282	5,6
Duero	3.556	7.965	4.951	-37,8	5.945	4.337	-27,1
Tajo-Júcar-Segura	4.175	3.853	2.870	-25,5	2.038	2.026	-0,6
Guadiana	233	78	106	35,5	47	13	-73,1
Guadalquivir-Sur	1.016	565	612	8,3	140	251	79,5
Ebro-Pirineo	3.483	5.218	5.847	12,1	4.146	5.880	41,8
Total	16.657	26.352	21.428	-18,7	18.263	18.788	2,9

Energía producible hidráulica diaria durante 2008 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidroeléctrica mensual

	2007				2008			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.425	1.425	0,37	0,37	1.229	1.229	0,32	0,32
Febrero	3.263	4.688	0,80	0,59	823	2.052	0,20	0,25
Marzo	2.903	7.591	0,84	0,66	1.098	3.150	0,32	0,28
Abril	2.637	10.228	0,85	0,70	3.539	6.689	1,15	0,46
Mayo	2.672	12.900	0,94	0,74	3.401	10.090	1,20	0,58
Junio	1.813	14.713	0,83	0,75	2.578	12.668	1,18	0,65
Julio	699	15.413	0,73	0,75	893	13.561	0,94	0,66
Agosto	413	15.825	0,87	0,75	459	14.020	0,98	0,67
Septiembre	444	16.270	0,72	0,75	567	14.587	0,93	0,68
Octubre	842	17.111	0,59	0,74	575	15.162	0,40	0,66
Noviembre	637	17.748	0,29	0,70	1.294	16.457	0,60	0,66
Diciembre	515	18.263	0,17	0,64	2.332	18.788	0,75	0,67

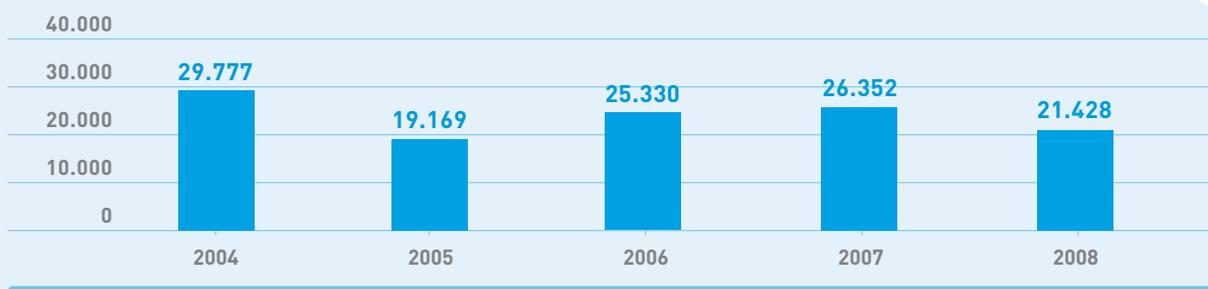
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2007						2008					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	5.205	62	4.409	46	9.614	54	3.020	36	2.943	31	5.963	33
Febrero	6.044	72	4.764	50	10.808	60	3.281	39	2.877	30	6.157	34
Marzo	5.656	67	4.737	50	10.392	58	3.741	45	2.860	30	6.600	37
Abril	6.066	72	4.843	51	10.909	61	5.337	64	3.180	33	8.517	48
Mayo	6.509	78	4.956	52	11.464	64	6.051	72	3.353	35	9.404	52
Junio	6.406	76	4.965	52	11.371	63	6.070	72	3.424	36	9.494	53
Julio	5.115	61	4.540	48	9.655	54	5.143	61	3.276	34	8.419	47
Agosto	4.167	50	4.168	44	8.335	46	4.267	51	3.061	32	7.329	41
Septiembre	3.526	42	3.964	42	7.490	42	3.611	43	2.974	31	6.585	37
Octubre	2.915	35	3.773	40	6.688	37	3.301	39	2.923	31	6.224	35
Noviembre	2.709	32	3.386	35	6.095	34	3.592	43	2.853	30	6.445	36
Diciembre	2.606	31	3.028	32	5.633	31	3.816	46	3.096	32	6.912	39

Valores extremos de las reservas

		2008			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.262	18 junio	74,7	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	3.511	17 junio	36,8	abril de 1979	91,1
	Conjunto	9.771	18 junio	54,5	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	2.609	1 enero	31,1	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	2.814	8 abril	29,5	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	5.626	2 enero	31,4	octubre de 1995	23,6

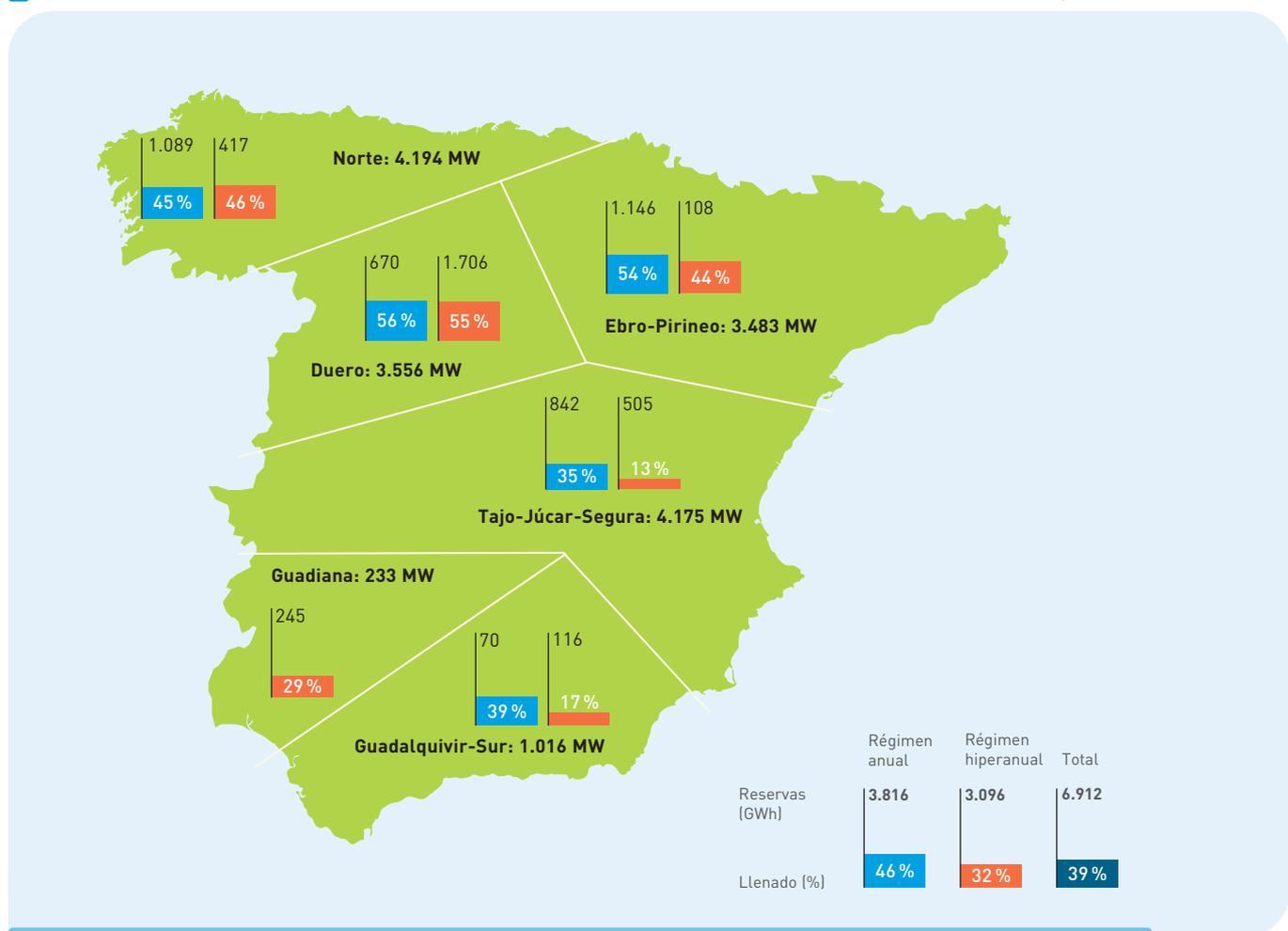
Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica en b.a. (GWh)



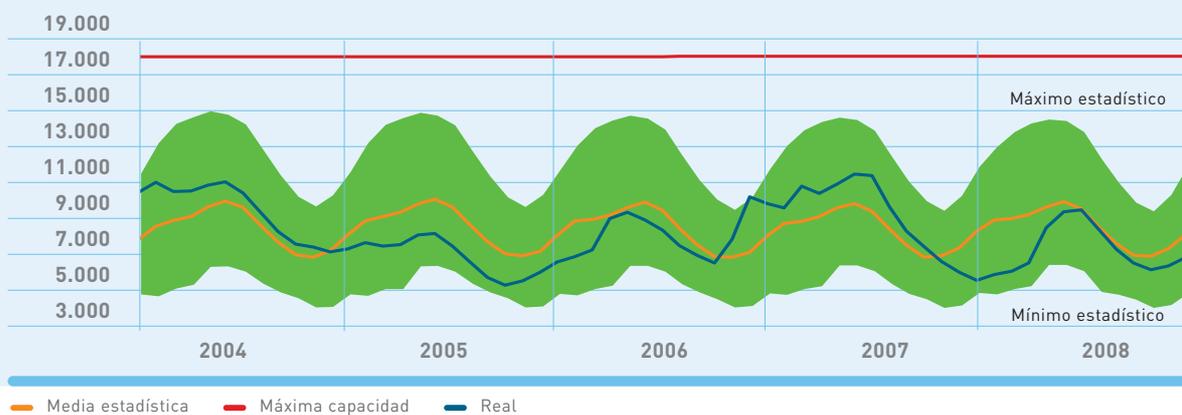
Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2004	22.693	0,79	80 %
2005	12.900	0,45	100 %
2006	23.286	0,82	74 %
2007	18.263	0,64	93 %
2008	18.788	0,67	91 %

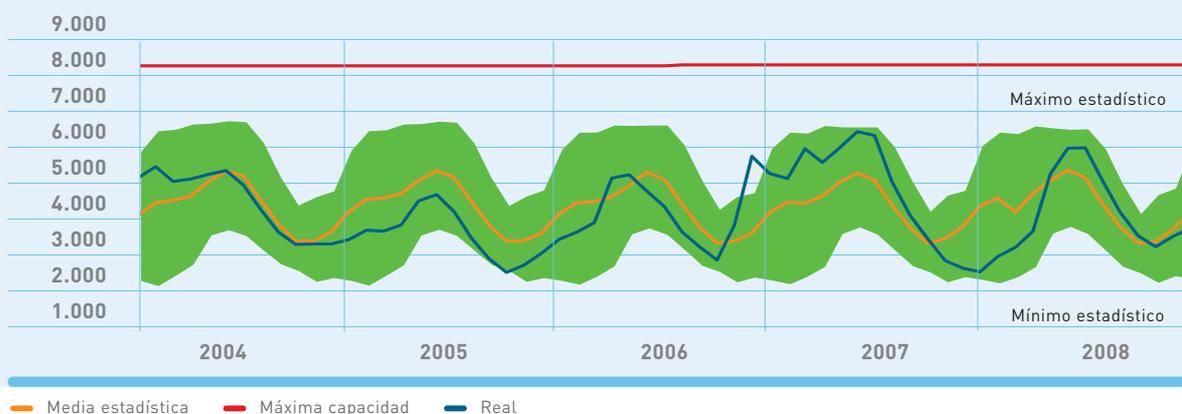
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



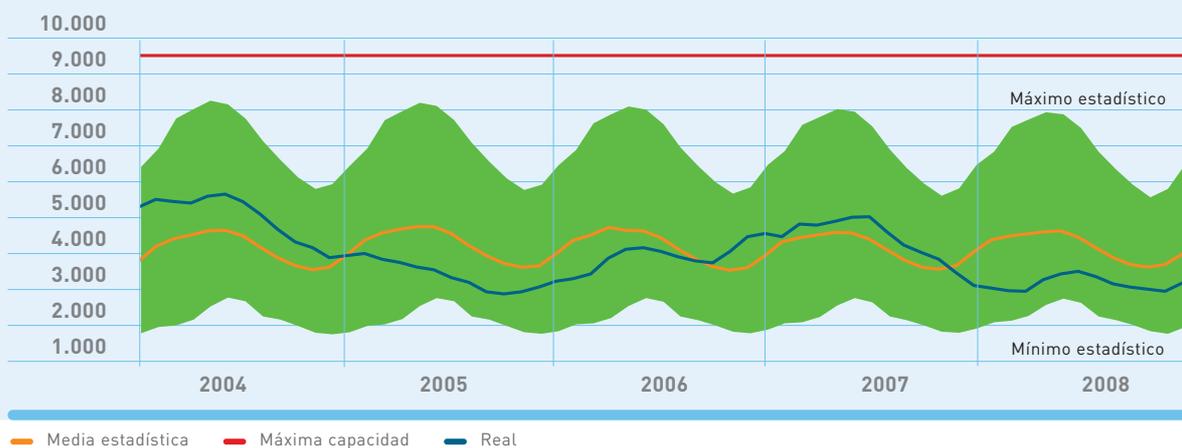
Evolución anual de las reservas hidroeléctricas (GWh)



Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen anual (GWh)



Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual (GWh)



Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	2007		2008		% 08/07
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	7.068	9,9	5.580	12,1	-21,2
Anllares	365	2.353	3,3	2.158	4,7	-8,3
Compostilla II	1.171	6.387	8,9	6.454	13,9	1,1
Guardo	516	2.883	4,0	1.037	2,2	-64,0
La Robla	655	3.739	5,2	3.230	7,0	-13,6
Lada	513	2.761	3,8	829	1,8	-70,0
Narcea	595	3.593	5,0	2.453	5,3	-31,7
Puentenuevo 3	324	2.115	2,9	21	0,0	-99,0
Puertollano	221	1.162	1,6	277	0,6	-76,2
Soto de la Ribera	604	3.672	5,1	1.472	3,2	-59,9
Total hulla+antracita	5.880	35.751	49,8	23.510	50,8	-34,2
Litoral de Almería	1.159	8.485	11,8	5.739	12,4	-32,4
Los Barrios	568	4.228	5,9	2.021	4,4	-52,2
Pasajes	217	1.419	2,0	634	1,4	-55,3
Total carbón importado	1.944	14.132	19,7	8.394	18,1	-40,6
Cercs	162	778	1,1	463	1,0	-40,5
Escatrón	80	0	0,0	0	0,0	-
Escucha	159	413	0,6	878	1,9	112,7
Teruel	1.102	7.122	9,9	4.842	10,5	-32,0
Total lignito negro	1.504	8.313	11,6	6.183	13,4	-25,6
Meirama	563	4.002	5,6	288	0,6	-92,8
Puentes García Rodríguez	1.468	9.635	13,4	7.901	17,1	-18,0
Total lignito pardo	2.031	13.637	19,0	8.188	17,7	-40,0
Total	11.359	71.833	100,0	46.275	100,0	-35,6

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	1.916	7.516	63,3	70,8	3,0	1,4	95,6
Aboño 2	556	3.664	8.784	75,3	75,0	0,0	0,4	99,6
Anllares	365	2.158	7.081	73,7	83,5	6,5	2,2	91,3
Compostilla 2	141	268	2.403	21,8	79,0	0,0	1,0	99,0
Compostilla 3	330	2.211	7.632	82,1	87,8	0,0	7,1	92,9
Compostilla 4	350	1.934	6.659	65,7	83,0	0,0	4,3	95,7
Compostilla 5	350	2.043	7.002	68,4	83,3	0,0	2,8	97,2
Guardo 1	155	103	1.017	7,6	65,1	0,0	0,3	99,7
Guardo 2	361	934	3.712	53,3	69,7	20,6	24,2	55,2
Lada 3	155	334	3.355	27,1	64,3	0,0	9,3	90,7
Lada 4	358	494	2.257	22,5	61,2	24,2	5,9	70,0
Narcea 1	65	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	293	2.419	20,4	72,9	0,0	1,7	98,3
Narcea 3	364	2.159	7.016	79,4	84,5	0,0	14,9	85,1
Puertollano	221	277	2.035	20,0	61,6	16,6	12,1	71,2
Puentenuevo 3	324	21	143	41,7	45,2	92,1	6,1	1,8
La Robla 1	284	1.040	4.443	43,2	82,4	0,0	3,5	96,5
La Robla 2	371	2.189	7.198	76,9	82,0	4,3	8,4	87,3
Soto de la Ribera 2	254	534	2.596	23,9	80,9	0,0	0,1	99,9
Soto de la Ribera 3	350	938	3.878	42,4	69,1	25,7	2,4	71,9
Total hulla+antracita	5.880	23.510	5.109	54,5	78,3	10,7	5,8	83,5
Los Barrios	568	2.021	4.901	69,0	72,6	27,1	14,2	58,8
Litoral de Almería 1	577	2.398	5.338	49,3	77,9	0,0	4,0	96,0
Litoral de Almería 2	582	3.341	7.535	67,1	76,2	0,0	2,6	97,4
Pasajes	217	634	4.698	39,5	62,2	13,7	2,2	84,1
Total carbón importado	1.944	8.394	5.797	58,4	74,5	9,5	6,4	84,2
Cercs	162	463	3.141	34,4	90,7	0,0	5,7	94,3
Escucha	159	878	6.112	71,5	90,1	7,4	4,9	87,6
Escatrón	80	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Teruel 1	368	1.652	6.039	54,6	74,3	0,7	5,7	93,7
Teruel 2	368	1.582	5.612	51,5	76,6	0,8	4,3	94,9
Teruel 3	366	1.609	5.525	66,3	79,6	21,2	3,4	75,5
Total lignito negro	1.504	6.183	5.183	55,4	79,3	6,4	9,2	84,5
Meirama	563	288	553	86,1	92,4	92,9	0,4	6,8
Puentes 1	369	112	397	55,7	76,4	40,4	53,4	6,2
Puentes 2	366	2.790	8.687	87,5	87,8	0,0	0,8	99,2
Puentes 3	366	2.746	8.595	85,5	87,3	0,0	0,1	99,9
Puentes 4	367	2.252	7.223	72,1	85,0	0,0	3,1	96,9
Total lignito pardo	2.031	8.188	4.645	81,4	86,8	33,2	10,5	56,4
Total	11.359	46.275	5.153	58,8	79,1	14,0	7,2	78,9

(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).

Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible

	2007		2008		% 08/07
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	27.790	38,7	17.949	38,8	-35,4
Hulla + antracita	19.418	27,0	14.850	32,1	-23,5
Lignito negro	3.994	5,6	2.952	6,4	-26,1
Lignito pardo	4.378	6,1	147	0,3	-96,7
Carbón importado	42.311	58,9	26.904	58,1	-36,4
Total carbón	70.101	97,6	44.853	96,9	-36,0
Combustibles de apoyo	1.731	2,4	1.422	3,1	-17,9
Fuel	393	0,5	278	0,6	-29,4
Gas natural	93	0,1	61	0,1	-33,9
Gas siderúrgico	1.246	1,7	1.083	2,3	-13,0
Total	71.833	100,0	46.275	100,0	-35,6

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

Centrales	Potencia MW	2007		2008		% 08/07
		GWh	%	GWh	%	
Aceca	628	223	9,3	133	5,6	-40,3
Algeciras (*)	-	9	0,4	-	-	-
Castellón (**)	-	92	3,8	-	-	-
C.Colón	308	0	0,0	0	0,0	-
Escombreras	578	30	1,3	0	0,0	-
Foix	520	250	10,4	274	11,5	9,7
GICC-PL ELCOGAS	320	1.387	57,9	1.498	63,0	8,0
Sabón	470	161	6,7	245	10,3	52,8
S. Adrián	659	161	6,7	179	7,5	11,1
Santurce	936	85	3,5	48	2,0	-43,5
Total	4.418	2.397	100,0	2.378	100,0	-0,8

(*) 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	93	1.254	3,4	23,7	0,5	0,9	98,6
Aceca 2	314	39	546	4,4	23,0	67,0	0,3	32,7
C.Colón 2	148	0	0	0,0	-	0,0	92,7	7,3
C.Colón 3	160	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Escombreras 4	289	0	0	0,0	-	0,0	0,7	99,3
Escombreras 5	289	0	0	0,0	-	0,0	0,8	99,2
Foix	520	274	1.617	6,0	32,6	0,0	0,1	99,9
GICC-PL ELCOGAS	320	1.498	6.233	59,5	75,1	0,0	10,4	89,6
Sabón 1	120	44	493	4,2	74,8	0,0	0,4	99,6
Sabón 2	350	201	1.903	7,1	30,2	0,0	8,3	91,7
S. Adrián 1	350	64	620	2,4	29,7	0,0	14,0	86,0
S. Adrián 2 (*)	0	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
S. Adrián 3	309	115	1.080	7,2	34,5	0,0	40,9	59,1
Santurce 1	377	41	297	1,3	36,9	0,0	7,2	92,8
Santurce 2	542	7	34	0,1	35,5	4,6	1,4	94,1
Santurce 3	17	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Total	4.418	2.378	1.088	7,6	49,5	5,4	13,9	80,7

(*) Baja en enero 2008.

(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	2007		2008		% 08/07
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.835	2,7	1.938	2,1	5,6
Aceca 4	374	2.595	3,8	2.334	2,6	-10,1
Amorebieta	749	2.336	3,4	3.203	3,5	37,1
Arcos 1	396	586	0,9	540	0,6	-7,9
Arcos 2	379	661	1,0	619	0,7	-6,3
Arcos 3	844	2.341	3,4	2.954	3,2	26,2
Arrúbal 1	402	1.825	2,7	1.955	2,1	7,1
Arrúbal 2	397	2.221	3,3	1.699	1,9	-23,5
Bahía de Bizkaia	800	4.195	6,2	4.632	5,1	10,4
Besós 3	412	2.157	3,2	2.564	2,8	18,8
Besós 4	407	2.498	3,7	2.164	2,4	-13,4
Campo Gibraltar 1	393	1.700	2,5	1.789	2,0	5,2
Campo Gibraltar 2	388	2.272	3,3	2.067	2,3	-9,0
Cartagena 1	425	2.181	3,2	2.106	2,3	-3,4
Cartagena 2	425	1.781	2,6	2.389	2,6	34,2
Cartagena 3	419	1.721	2,5	2.299	2,5	33,6
Castejón 1	399	1.822	2,7	1.808	2,0	-0,7
Castejón 2	378	1.109	1,6	860	0,9	-22,4
Castejón 3	426	171	0,3	1.525	1,7	-
Castellón 3	800	2.371	3,5	2.872	3,1	21,2
Castellón 4	854	12	0,0	3.194	3,5	-
Castelnou	798	2.294	3,4	3.688	4,0	60,7
Colón 4	398	2.085	3,1	2.488	2,7	19,3
El Fangal 1	409	905	1,3	1.726	1,9	90,8
El Fangal 2	408	773	1,1	1.629	1,8	110,7
El Fangal 3	402	594	0,9	948	1,0	59,7
Escatrón 3	785	13	0,0	1.896	2,1	-
Escatrón Peaker	202	186	0,3	377	0,4	102,6
Escombreras 6	831	1.925	2,8	4.126	4,5	114,4
Palos 1	401	2.355	3,5	2.418	2,6	2,7
Palos 2	396	2.248	3,3	2.093	2,3	-6,9
Palos 3	398	2.267	3,3	2.213	2,4	-2,4
Plana del Vent 1	412	1.412	2,1	1.057	1,2	-25,1
Plana del Vent 2	421	1.306	1,9	2.158	2,4	65,3
Puentes García Rodríguez 5	849	275	0,4	3.669	4,0	-
Sabón 3	389	26	0,0	1.406	1,5	-
Sagunto 1	417	1.391	2,0	1.267	1,4	-8,9
Sagunto 2	420	802	1,2	1.454	1,6	81,3
Sagunto 3	419	580	0,9	1.852	2,0	219,4
San Roque 1	397	1.575	2,3	1.851	2,0	17,5
San Roque 2	400	1.861	2,7	2.330	2,6	25,2
Santurce 4	403	1.024	1,5	1.082	1,2	5,7
Soto de la Ribera 4 (1)	432	-	-	810	0,9	-
Tarragona Endesa	400	2.171	3,2	2.101	2,3	-3,2
Tarragona Power	424	1.685	2,5	1.135	1,2	-32,7
Total ciclo combinado	21.675	68.139	100,0	91.286	100,0	34,0

(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	1.938	7.077	57,9	68,5	3,7	1,1	95,2
Aceca 4	374	2.334	7.527	77,9	82,9	0,0	8,7	91,3
Amorebieta	749	3.203	5.324	50,5	80,3	2,1	1,4	96,4
Arcos 1	396	540	1.955	16,2	69,8	0,0	4,0	96,0
Arcos 2	379	619	2.170	18,7	75,2	0,0	0,5	99,5
Arcos 3	844	2.954	7.113	42,4	49,2	4,6	1,5	94,0
Arrúbal 1	402	1.955	5.757	55,5	84,5	0,0	0,4	99,6
Arrúbal 2	397	1.699	5.197	53,3	82,4	7,6	1,0	91,3
Bahia Bizcaya	800	4.632	7.868	70,0	73,6	2,7	3,1	94,2
Besós 3	412	2.564	7.469	82,1	83,3	7,9	5,8	86,2
Besós 4	407	2.164	6.635	70,8	80,2	9,8	4,5	85,6
Campo de Gibraltar 1	393	1.789	6.196	53,8	73,5	2,1	1,5	96,4
Campo de Gibraltar 2	388	2.067	7.122	62,8	74,8	2,1	1,3	96,6
Cartagena 1	425	2.106	5.981	58,4	83,0	1,0	2,2	96,8
Cartagena 2	425	2.389	6.789	65,7	82,9	0,0	2,5	97,5
Cartagena 3	419	2.299	6.506	67,2	84,3	0,0	7,1	92,9
Castejón 1	399	1.808	6.823	53,8	66,4	3,5	0,7	95,9
Castejón 2	378	860	2.979	30,4	76,5	11,2	3,4	85,3
Castejón 3	426	1.525	5.506	42,4	65,0	2,9	1,0	96,1
Castellón 3	800	2.872	6.821	41,5	52,6	0,0	1,6	98,4
Castellón 4	854	3.194	6.359	44,1	58,8	0,4	3,0	96,6
Castelnou	798	3.688	5.631	55,6	82,1	4,8	0,6	94,6
Colón 4	398	2.488	7.165	75,4	87,3	0,0	5,6	94,4
El Fangal 1	409	1.726	4.738	50,4	89,2	0,0	4,6	95,4
El Fangal 2	408	1.629	4.519	47,4	88,3	2,0	2,1	95,9
El Fangal 3	402	948	2.618	47,2	90,1	2,5	40,6	56,9
Escatrón 3	785	1.896	4.398	31,4	54,9	0,0	12,5	87,5
Escatrón Peaker	202	377	3.335	21,8	55,8	0,0	2,8	97,2
Escombreras 6	831	4.126	7.868	59,1	63,1	0,0	4,3	95,7
Palos 1	401	2.418	7.727	70,6	78,0	2,1	0,8	97,1
Palos 2	396	2.093	6.662	67,1	79,4	7,3	2,9	89,8
Palos 3	398	2.213	7.027	70,2	79,1	7,3	2,6	90,1
Plana del Vent 1	412	1.057	2.982	53,8	86,1	0,0	45,6	54,4
Plana del Vent 2	421	2.158	5.995	64,9	85,5	0,0	10,1	89,9
Puentes García Rodríguez 5	849	3.669	6.093	52,3	70,9	1,8	4,1	94,1
Sabón 3	389	1.406	4.216	41,4	85,8	0,0	0,6	99,4
Sagunto 1	417	1.267	4.048	38,8	75,0	0,0	11,0	89,0
Sagunto 2	420	1.454	4.891	41,1	70,8	0,0	4,0	96,0
Sagunto 3	419	1.852	5.907	51,1	74,9	0,0	1,5	98,5
San Roque 1	397	1.851	5.709	62,0	81,7	8,0	6,5	85,5
San Roque 2	400	2.330	6.846	78,1	85,1	8,5	6,6	84,9
Santurce 4	403	1.082	3.955	33,2	68,0	5,0	2,9	92,1
Soto de la Ribera 4 (3)	432	810	2.688	21,4	69,8	0,0	0,0	100,0
Tarragona Endesa	400	2.101	6.332	62,8	83,0	0,0	4,8	95,2
Tarragona Power	424	1.135	4.370	33,9	61,2	8,4	1,9	89,7
Total	21.675	91.286	5.740	51,9	73,4	2,5	5,0	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	2007		2008		% 08/07
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	8.523	15,5	7.491	12,7	-12,1
Almaraz II	983	7.430	13,5	8.607	14,6	15,8
Ascó I	1.028	7.917	14,4	7.694	13,0	-2,8
Ascó II	1.027	7.467	13,6	7.488	12,7	0,3
Cofrentes	1.085	6.241	11,3	8.156	13,8	30,7
Garoña	466	3.478	6,3	4.016	6,8	15,5
Trillo I	1.066	8.515	15,5	8.284	14,0	-2,7
Vandellós II	1.087	5.532	10,0	7.239	12,3	30,9
Total	7.716	55.102	100,0	58.973	100,0	7,0

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Almaraz I	974	7.491	7.725	99,6	99,6	12,0	0,0	87,9
Almaraz II	983	8.607	8.784	99,7	99,7	0,0	0,0	100,0
Ascó I	1.028	7.694	7.767	97,2	96,4	0,0	12,4	87,6
Ascó II	1.027	7.488	7.413	98,7	98,4	15,9	0,0	84,1
Cofrentes	1.085	8.156	7.648	97,6	98,2	0,0	12,3	87,7
Garoña	466	4.016	8.710	99,1	98,9	0,0	1,0	99,0
Trillo I	1.066	8.284	7.821	99,4	99,4	0,0	11,0	89,0
Vandellós II	1.087	7.239	6.980	95,9	95,4	0,0	21,0	79,0
Total	7.716	58.973	7.781	98,3	98,2	3,6	7,9	88,5

(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.

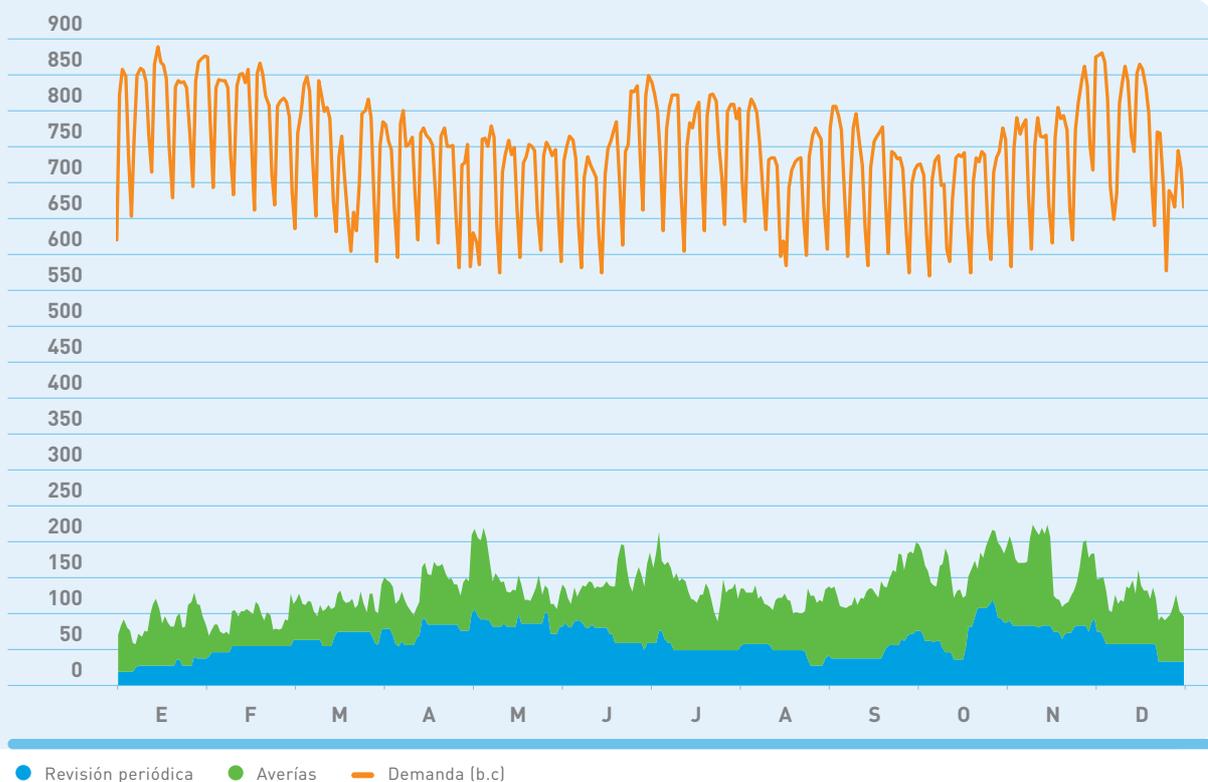
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada [produciendo].

Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2007	2008	2007	2008
Nuclear	97,2	98,3	83,9	88,5
Carbón	79,9	58,8	90,4	78,9
Hulla+antracita	77,7	54,5	89,3	83,5
Lignito pardo	84,1	81,4	91,2	56,4
Lignito negro	74,3	55,4	85,1	84,5
Carbón importado	86,0	58,4	96,6	84,2
Fuel/gas (1)	7,7	7,6	74,3	80,7
Ciclo combinado	40,2	51,9	92,4	92,4
Total térmicas	56,6	57,2	87,8	87,3

(1) Incluye GICC. (Elcogás).

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







04

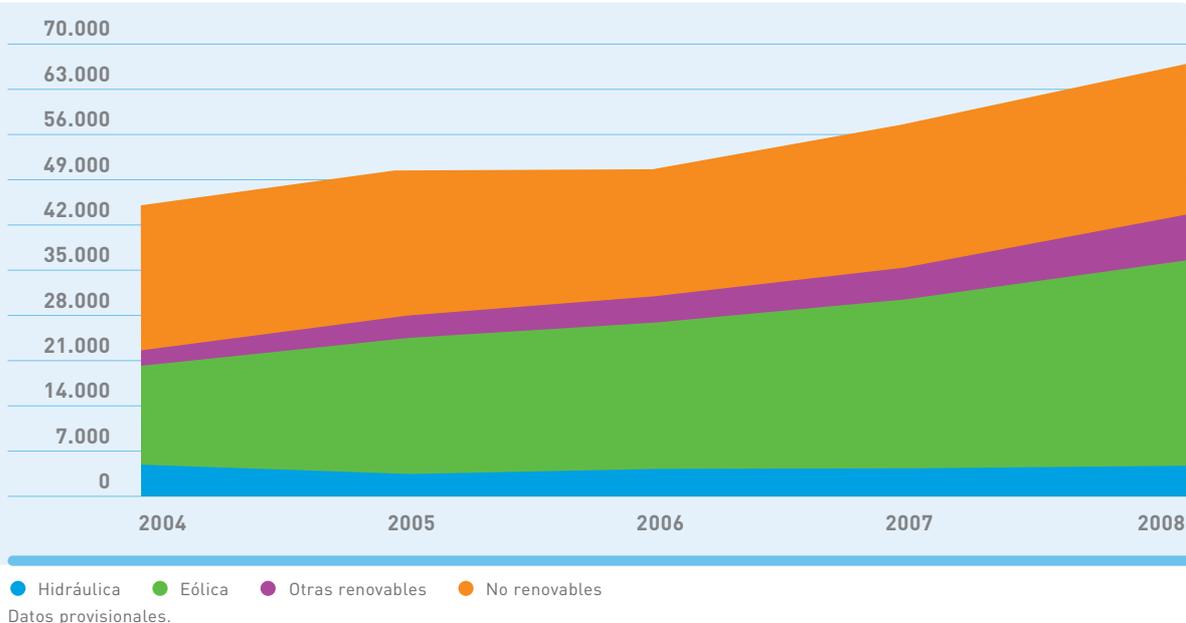
Sistema peninsular
Régimen
especial



50 » Evolución de la energía adquirida al régimen especial
» Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías

51 » Estructura de la energía adquirida al régimen especial
» Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tecnologías

Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



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

	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Renovables	23.386	28.143	30.782	35.798	42.991	20,1
Hidráulica	4.596	3.652	4.001	3.980	4.416	10,9
Eólica	15.753	20.520	22.736	27.221	31.393	15,3
Otras renovables	3.038	3.970	4.045	4.597	7.183	56,2
Biomasa	1.639	2.120	2.194	2.272	2.437	7,2
R.S. Industriales	725	783	786	854	771	-9,7
R.S. Urbanos	657	1.028	966	997	1.163	16,6
Solar	17	39	99	473	2.812	494,1
No renovables	22.482	21.824	19.236	20.767	23.308	12,2
Calor residual	201	293	262	254	233	-8,4
Carbón	716	693	748	735	651	-11,4
Fuel-gasoil	3.280	2.481	1.808	2.626	2.856	8,8
Gas de refinería	592	310	294	299	308	3,0
Gas natural	17.692	18.047	16.124	16.853	19.260	14,3
Total	45.868	49.967	50.017	56.565	66.298	17,2

Datos provisionales.

Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



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

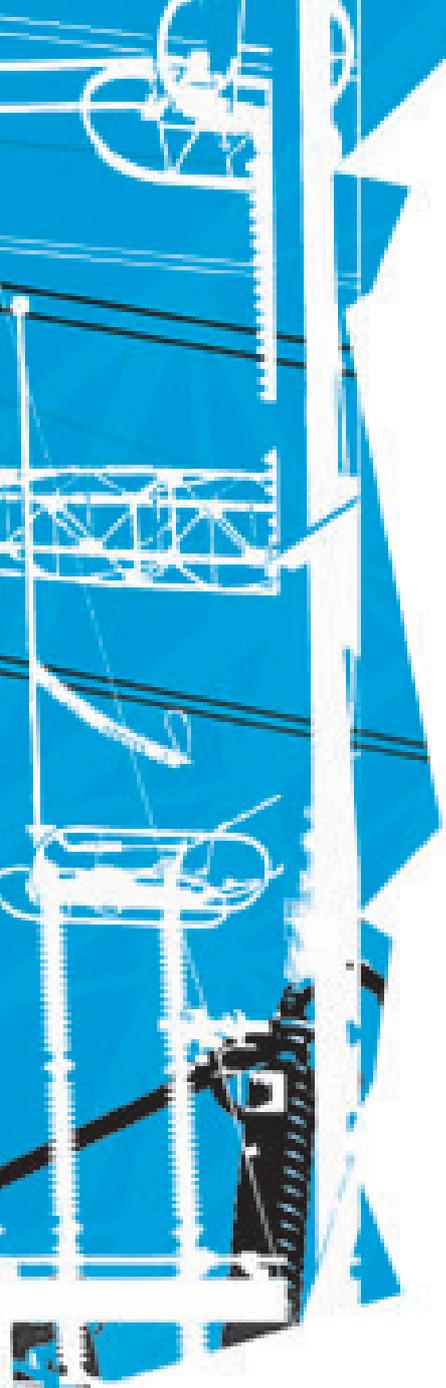
	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Renovables	11.004	12.780	14.545	17.636	21.921	24,3
Hidráulica	1.638	1.767	1.869	1.924	1.979	2,9
Eólica	8.479	10.055	11.542	14.107	15.874	12,5
Otras renovables	888	958	1.133	1.605	4.069	153,6
Biomasa	484	527	572	601	639	6,3
R.S. Industriales	170	170	188	188	188	0,1
R.S. Urbanos	213	224	258	258	258	0,0
Solar	20	36	116	558	2.984	435,0
No renovables	6.502	6.665	6.824	6.899	7.132	3,4
Calor residual	89	89	89	89	89	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-gasoil	1.340	1.340	1.340	1.341	1.341	0,0
Gas de refinería	210	210	210	210	210	0,0
Gas natural	4.795	4.958	5.117	5.191	5.424	4,5
Total	17.506	19.444	21.369	24.534	29.053	18,4

Datos provisionales.



05

Sistema peninsular
Operación
del sistema

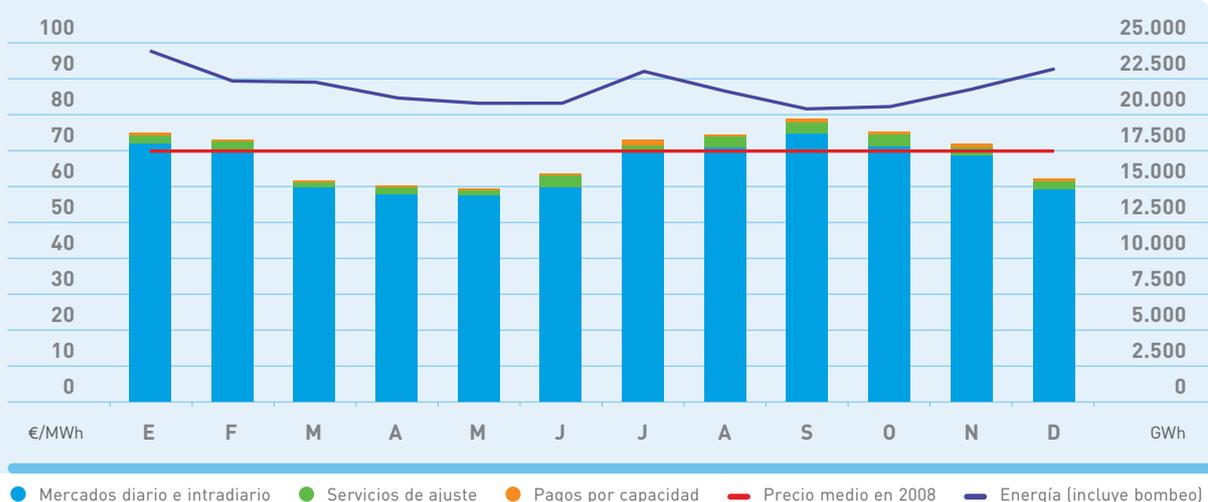
- 
- 54** » Demanda nacional (Mercado regulado + libre).
Componentes del precio final medio
 - » Demanda nacional (Mercado regulado + libre).
Precios finales y energía
 - 55** » Repercusión de los servicios de ajuste del sistema
en el precio final medio
 - » Demanda nacional (Mercado regulado + libre).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

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

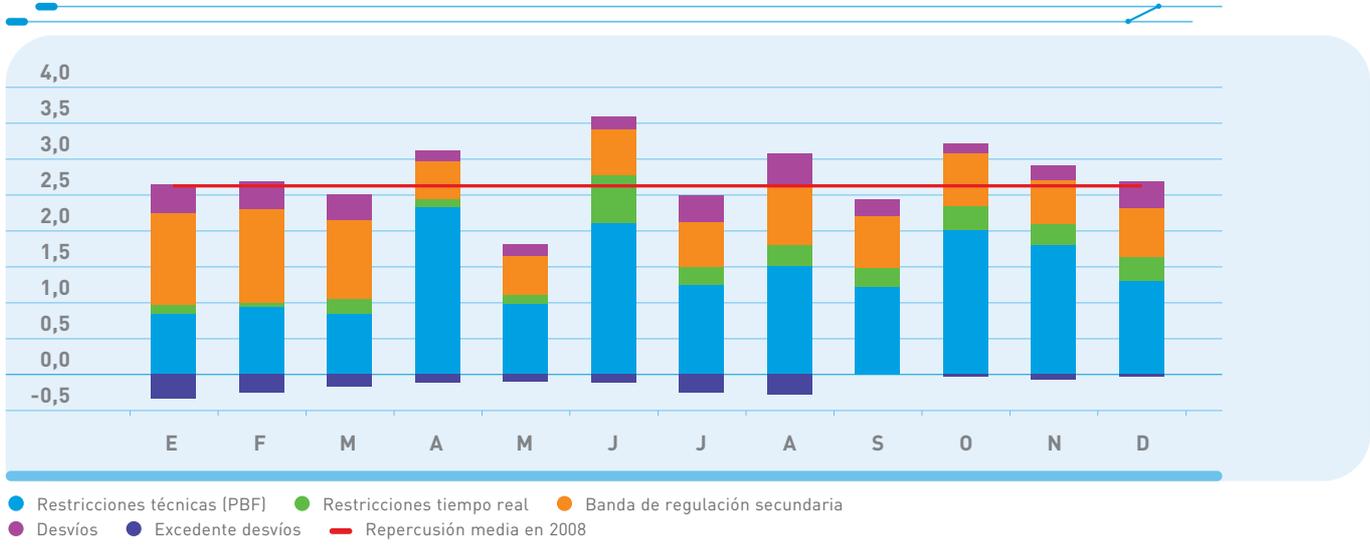
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 08/07
Mercado diario	72,11	70,26	60,22	56,95	57,07	59,63	69,50	71,31	74,34	71,24	68,30	59,17	65,90	60,4
Mercado intradiario	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,02	-0,02	-0,01	0,00	-
Servicios de ajuste del sistema	2,32	2,45	2,30	3,03	1,72	3,47	2,25	2,79	2,44	3,17	2,84	2,66	2,61	13,5
Restricciones técnicas (PBF)	0,82	0,94	0,86	2,31	1,00	2,15	1,26	1,52	1,22	2,02	1,80	1,35	1,42	25,1
Restricciones tiempo real	0,13	0,07	0,21	0,12	0,11	0,61	0,22	0,27	0,26	0,30	0,28	0,26	0,23	13,8
Banda de regulación secundaria	1,29	1,26	1,08	0,54	0,55	0,62	0,62	0,85	0,75	0,76	0,64	0,74	0,82	-0,3
Desvíos	0,41	0,44	0,35	0,19	0,16	0,23	0,40	0,45	0,22	0,14	0,20	0,34	0,30	41,8
Excedente desvíos	-0,33	-0,26	-0,20	-0,13	-0,10	-0,14	-0,25	-0,30	-0,01	-0,05	-0,08	-0,03	-0,16	124,3
Pagos por capacidad	1,08	1,15	0,70	0,75	0,77	1,13	1,76	0,62	1,27	1,25	1,11	1,51	1,10	-71,9
Precio final 2008	75,52	73,87	63,23	60,74	59,56	64,23	73,51	74,72	78,06	75,64	72,23	63,33	69,61	47,2
Precio final 2007	53,10	43,67	36,65	43,01	40,03	44,50	45,52	42,41	42,69	46,36	56,75	68,20	47,28	

(1) Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

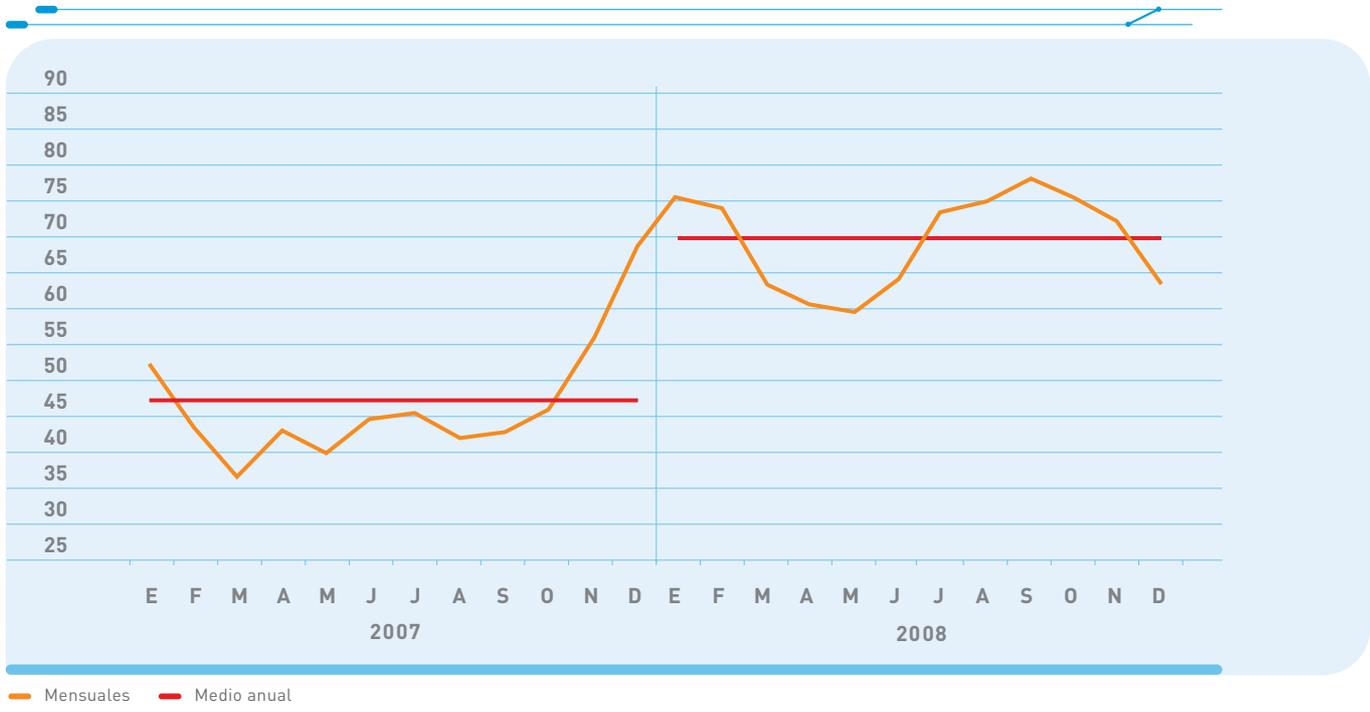
Demanda nacional (Mercado regulado + libre). Precios finales y energía



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



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

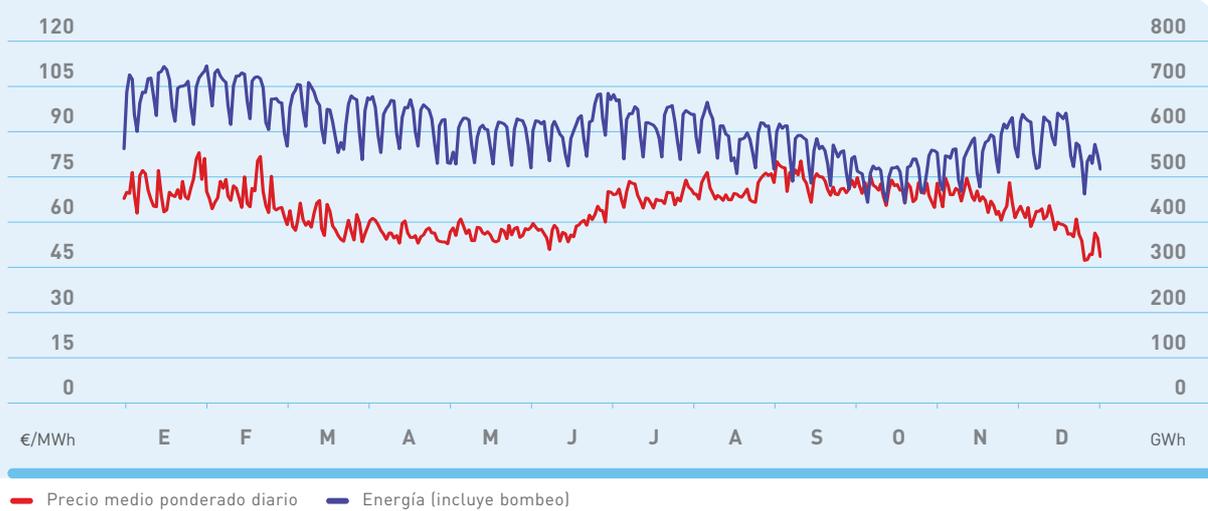


Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	21.414	31,15	72,08	103,15
Febrero	20.130	35,00	69,71	99,48
Marzo	19.831	29,50	59,88	95,00
Abril	18.992	27,50	56,73	83,82
Mayo	18.398	39,47	56,83	71,86
Junio	18.287	25,07	59,21	83,01
Julio	19.386	44,53	69,14	89,95
Agosto	18.339	50,33	70,96	95,00
Septiembre	16.803	51,97	73,95	95,66
Octubre	15.826	25,07	70,96	99,52
Noviembre	16.697	15,00	67,86	100,00
Diciembre	18.055	10,00	58,63	100,00
Total	222.158	10,00	65,30	103,15

(*) 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 (*)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.716	342	68,61	126,34
Febrero	1.245	174	68,58	118,75
Marzo	1.604	252	58,68	107,48
Abril	1.706	283	55,91	94,90
Mayo	1.614	267	56,14	75,08
Junio	1.791	382	58,95	90,00
Julio	1.879	313	68,21	95,00
Agosto	1.650	292	70,07	114,99
Septiembre	1.664	339	72,81	98,60
Octubre	2.044	533	67,43	100,00
Noviembre	2.364	539	65,47	105,80
Diciembre	2.341	471	57,49	100,00
Total	21.618	4.187	63,92	126,34

(*) Incluye bombeo.

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

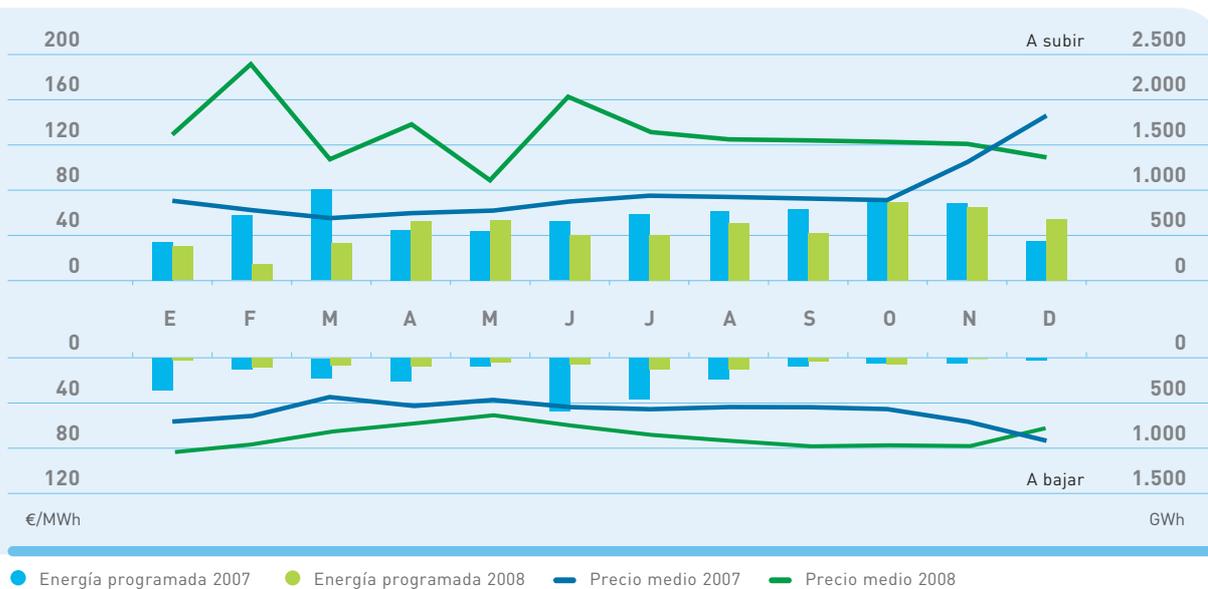
	2007		2008		% 08/07	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF) (1)	8.099	2.602	6.765	858	-16,5	-67,0
Regulación secundaria	949	1.188	1.127	1.123	18,7	-5,5
Regulación terciaria	1.752	2.107	2.450	2.008	39,9	-4,7
Gestión de desvíos	829	1.330	1.190	997	43,5	-25,0
Restricciones en tiempo real	864	358	620	596	-28,3	66,6
Energía total gestionada	20.077		17.733		-11,7	

(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	363	127,31	282,5	41	85,47	103,2
Febrero	183	191,42	1.658,1	119	78,65	99,5
Marzo	403	107,23	210,4	67	68,17	95,0
Abril	645	137,78	307,2	82	62,39	83,8
Mayo	658	87,37	133,2	55	57,91	71,9
Junio	491	162,80	990,0	84	65,87	83,0
Julio	504	131,43	665,1	128	73,55	90,0
Agosto	648	124,68	275,0	130	76,93	92,0
Septiembre	545	124,73	190,5	54	78,94	95,7
Octubre	858	122,59	152,0	83	78,23	99,5
Noviembre	768	120,87	168,7	14	78,01	96,8
Diciembre	699	106,02	150,2	2	61,82	68,5
Total	6.765	123,86	1.658,1	858	72,92	103,2

Resolución de restricciones técnicas PBF. Precios mensuales y energía



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

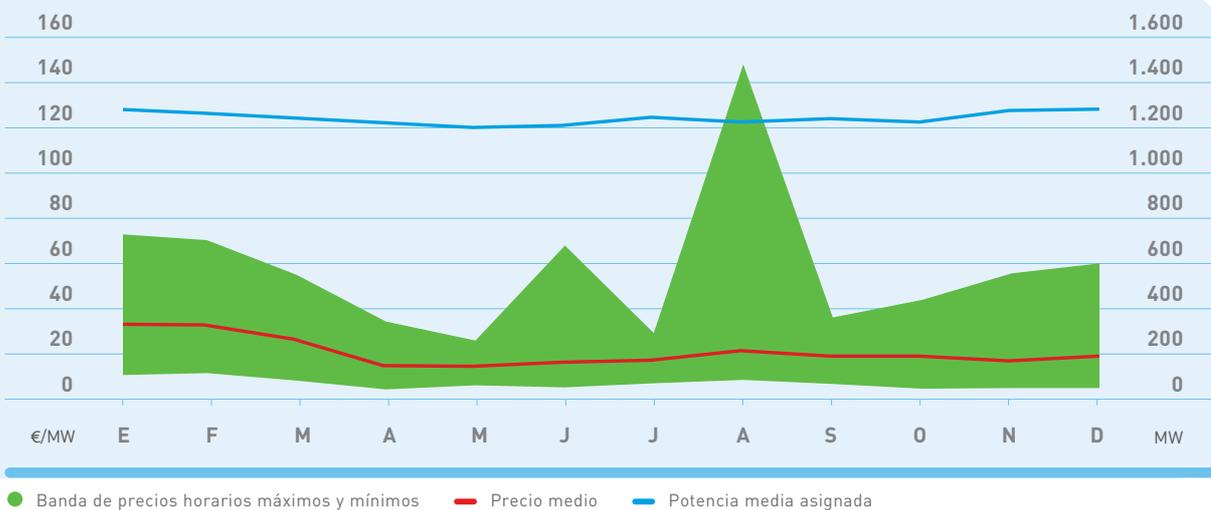


Regulación secundaria

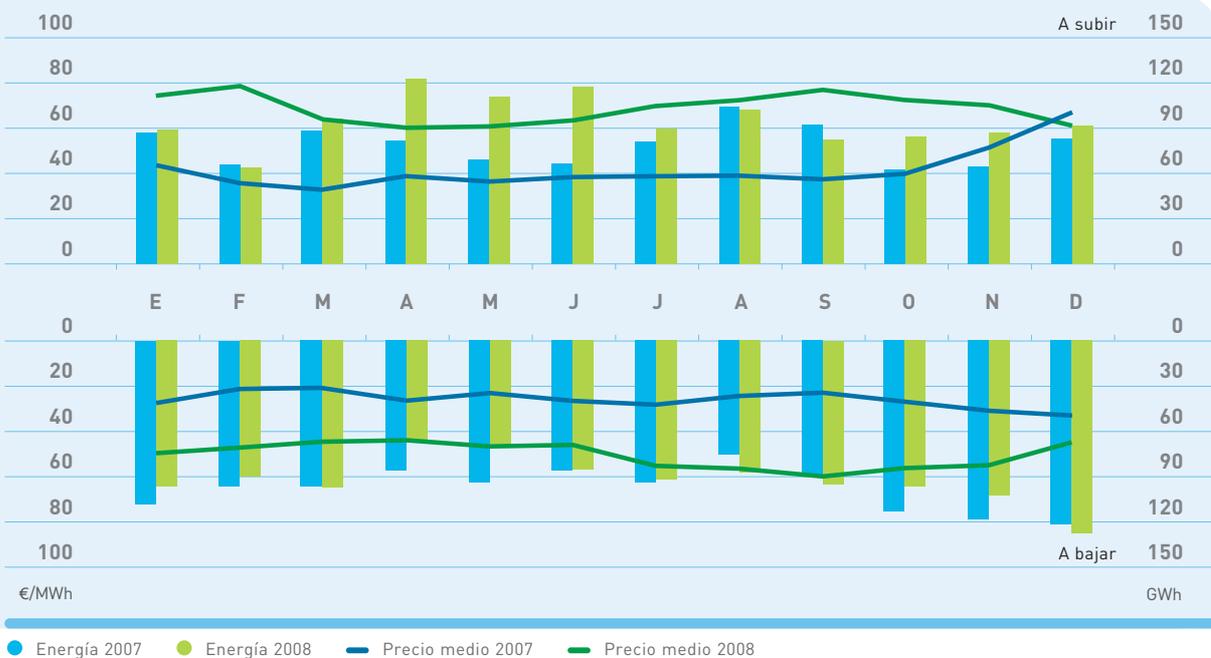
	Energía										
	Banda media					A subir			A bajar		
	Potencia (MW)		Precio (€/MW)			Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.		Medio(1)	Máx.		Medio(2)	Máx.
Enero	742	541	1.284	31,08	73,09	88	74,45	180,00	99	50,39	180,00
Febrero	733	533	1.266	30,66	70,24	66	76,68	170,77	91	48,34	180,30
Marzo	718	526	1.244	24,20	54,73	96	64,10	109,01	101	44,85	97,44
Abril	700	521	1.221	12,18	33,49	124	59,83	128,41	66	44,98	70,00
Mayo	692	508	1.200	11,98	24,80	109	60,78	120,00	72	47,65	74,02
Junio	696	515	1.211	13,79	67,77	115	63,65	120,00	85	46,97	85,00
Julio	717	530	1.247	14,59	28,31	88	70,44	100,79	92	54,77	90,00
Agosto	707	518	1.224	18,99	150,00	100	71,90	125,00	87	56,19	92,91
Septiembre	712	527	1.239	16,56	35,43	79	76,00	264,50	98	60,79	91,64
Octubre	707	518	1.225	16,54	43,35	83	71,63	113,20	99	56,58	90,00
Noviembre	738	538	1.277	14,37	55,15	85	70,05	129,59	104	54,42	120,00
Diciembre	740	542	1.282	16,57	60,00	92	61,61	156,43	128	46,08	85,00
Total	717	526	1.243	18,52	150,00	1.127	67,65	264,50	1.123	51,11	180,30

[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

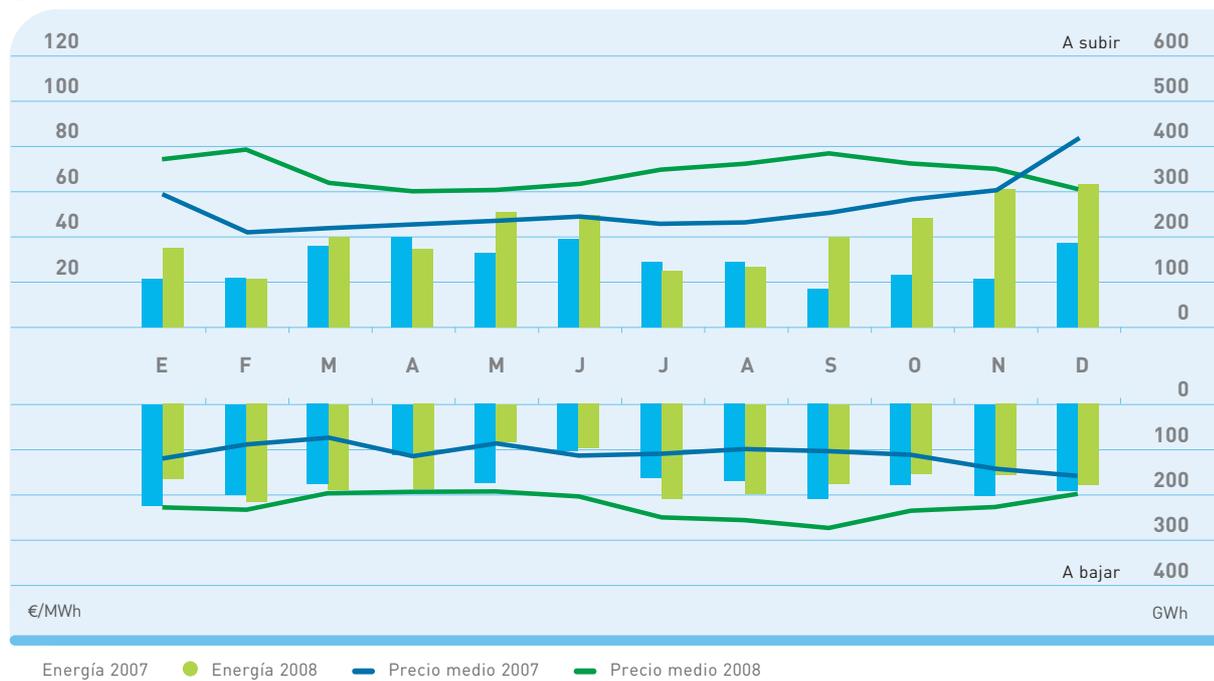
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía (1) GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (2)	Máx.		Medio (3)	Máx.
Enero	162	86,09	172,77	163	45,42	79,10
Febrero	112	83,50	127,34	220	46,55	85,01
Marzo	197	73,67	119,92	186	39,74	75,00
Abril	167	66,78	99,99	182	37,62	75,00
Mayo	254	65,40	145,75	83	37,31	58,30
Junio	233	70,55	118,19	97	38,98	59,00
Julio	125	77,44	95,77	214	51,14	72,50
Agosto	135	83,64	155,55	201	52,26	72,00
Septiembre	199	85,50	230,00	173	55,11	78,87
Octubre	240	78,93	180,05	159	47,63	76,49
Noviembre	306	75,93	123,99	153	45,84	69,00
Diciembre	320	72,58	180,05	176	39,66	65,57
Total	2.450	75,67	230,00	2.008	45,50	85,01

(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	83	83,98	125,00	56	51,28	76,00
Febrero	19	87,88	124,00	130	53,72	96,63
Marzo	93	64,20	95,34	88	43,13	62,30
Abril	75	63,23	83,01	129	42,79	66,09
Mayo	131	65,10	122,11	32	42,41	54,44
Junio	123	68,80	85,13	41	42,56	53,30
Julio	27	80,29	99,90	148	53,27	70,45
Agosto	25	92,37	120,00	158	55,44	73,49
Septiembre	93	87,48	136,07	67	59,90	75,00
Octubre	68	72,18	99,35	39	53,46	69,89
Noviembre	139	71,22	118,39	48	49,85	66,07
Diciembre	314	63,33	107,54	60	43,67	69,00
Total	1.190	70,29	136,07	997	50,23	96,63

(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	38	145,79	2.055,00	44	36,47	853,30
Febrero	25	106,37	190,04	31	42,20	794,30
Marzo	64	101,39	180,00	86	31,40	625,70
Abril	31	88,02	123,18	46	20,32	566,20
Mayo	28	131,82	235,60	22	27,81	539,80
Junio	66	232,28	995,00	66	30,54	622,60
Julio	46	131,79	480,00	56	28,94	801,00
Agosto	36	124,31	280,00	82	22,55	680,00
Septiembre	36	162,67	366,73	51	26,95	813,10
Octubre	71	134,80	235,86	46	29,43	729,80
Noviembre	86	129,51	255,27	38	31,19	728,40
Diciembre	92	120,84	320,00	30	28,70	850,00
Total	620	136,71	2.055,00	596	29,13	853,30

(1) Precio medio de venta.

(2) Precio medio de recompra.

Restricciones en tiempo real. Precios medios mensuales y energías



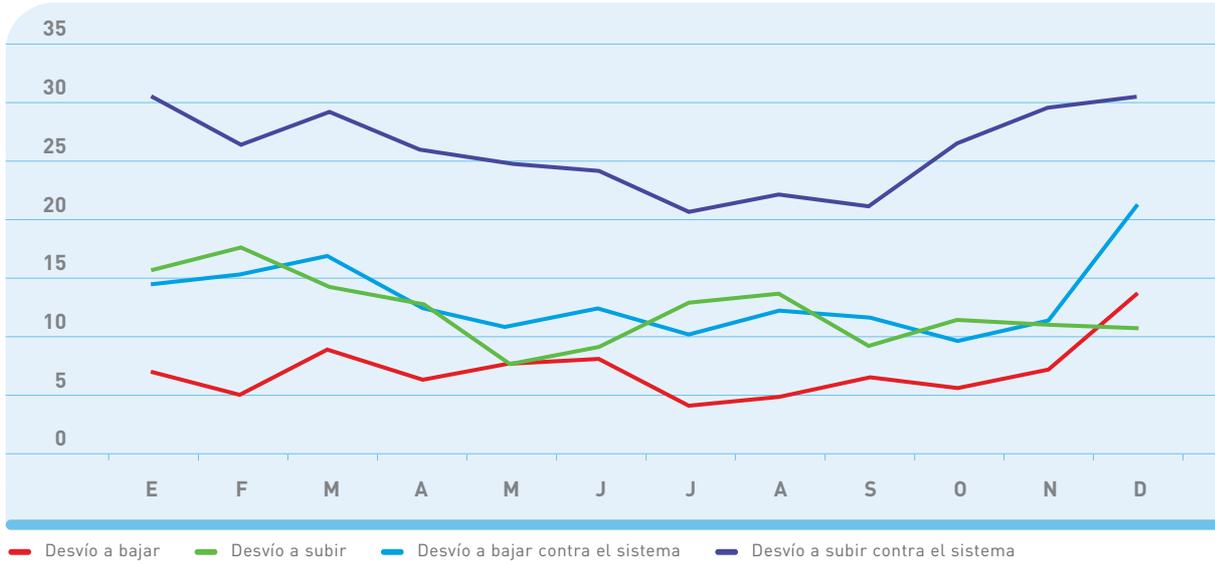
Desvíos netos medidos. Precios medios mensuales y energía neta

	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía GWh	Precio (€/MWh)	Energía GWh	Precio (€/MWh)
Enero	509	59,09	881	74,82
Febrero	597	55,75	561	71,83
Marzo	555	50,33	385	63,68
Abril	473	48,99	555	59,47
Mayo	345	52,23	470	60,40
Junio	397	53,40	626	62,74
Julio	660	59,04	662	70,64
Agosto	510	60,08	431	73,24
Septiembre	422	66,17	409	77,64
Octubre	411	61,87	441	73,38
Noviembre	477	59,22	533	70,65
Diciembre	456	50,67	749	63,43
Total	5.813	56,40	6.703	68,49

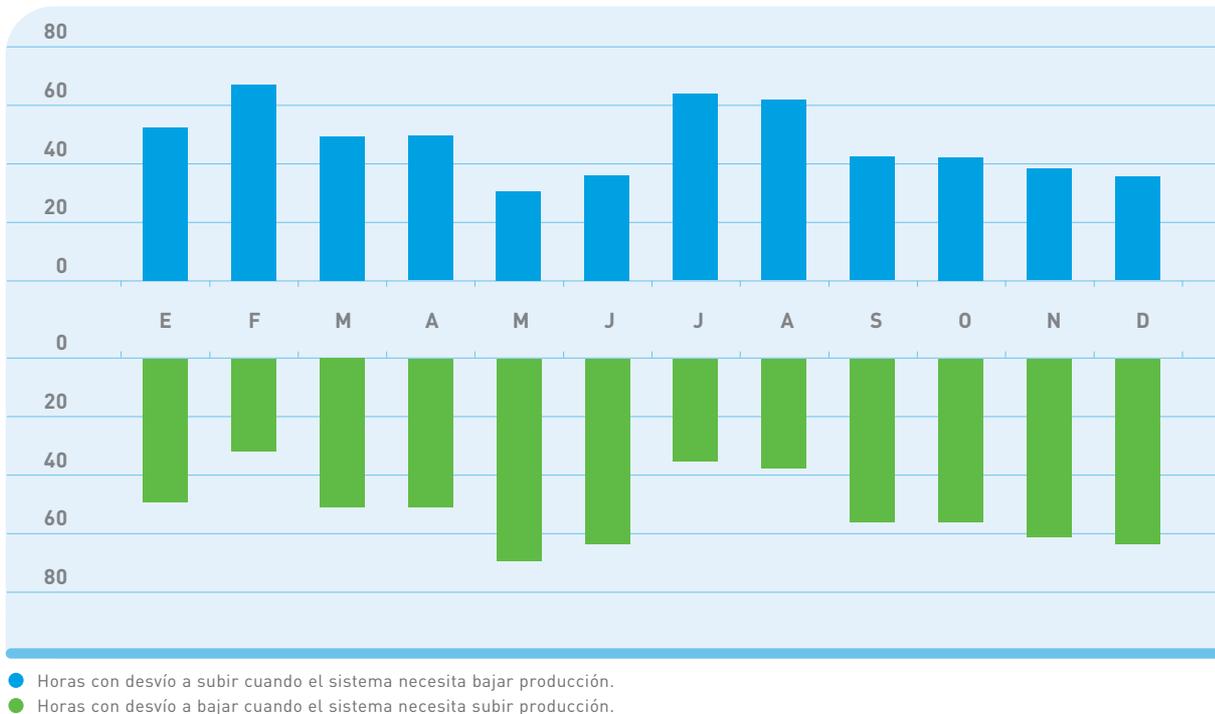
Desvíos netos medidos (GWh)



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



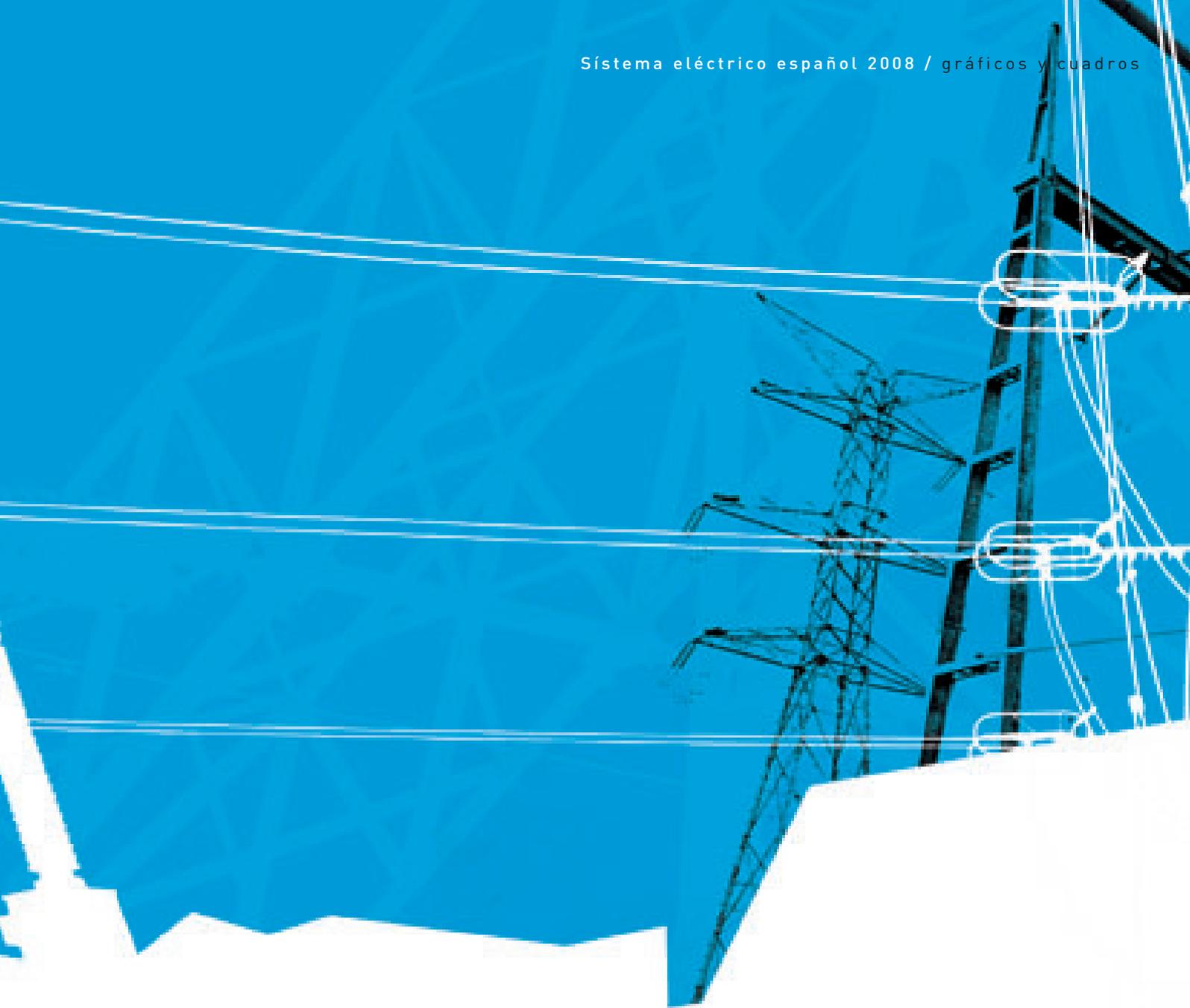
Horas de desvíos contrarios al sistema (%)





06

Sistema peninsular
Red de
transporte



- 68** » Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2008
- » Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2008

- 69** » Aumento de la capacidad de líneas en el 2008
- » Parques puestos en servicio en el 2008

- 70** » Transformadores inventariados en el 2008
- » Evolución de la red de 400 y 220 kV

- 71** » Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV
- » Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV

- 72** » Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV
- » Líneas de la red de transporte con carga superior al 70 %

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2008

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
E/S en Galapagar	Red Eléctrica	2	12,0	29.180
Entronque Galapagar-S.S. Reyes	Red Eléctrica	2	61,4	149.892
E/S en Pierola L/ Begues-Sentmenat	Red Eléctrica	2	0,8	1.540
E/S en Salas L/ Narcea-Soto	Red Eléctrica	2	19,6	37.475
E/S en Totana L/ Litoral-Rocamora	Red Eléctrica	2	0,3	598
E/S en Villameca L/ Compostilla-Robla 1	Red Eléctrica	2	0,1	210
E/S en Garraf L/ Vandellós-Begues	Red Eléctrica	2	3,3	6.087
L/ Castejón-Muruarte	Red Eléctrica	2	120,2	293.359
L/ Puentes-Mesón (posición eólica Galicia)	Red Eléctrica	2	129,0	314.889
L/ Tordesillas-Segovia (resto)	Red Eléctrica	2	205,6	501.772
Total			552,3	1.335.002

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2008

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
E/S en Nuevo Ardoz				
L/ Viillaverde-Vicálvaro-S.S.Reyes (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,3	159
E/S en Nuevo Ardoz				
L/ Viillaverde-Vicálvaro-S.S.Reyes (subterráneo)	Red Eléctrica	2	10,4	5.153
E/S en Bechí L/ La Plana-Val D' Uxo	Red Eléctrica	2	10,6	5.770
E/S en Jordana L/ Pinar-Alhaurin	Red Eléctrica	2	1,7	766
E/S en Jordana L/ Pinar-Costasol	Red Eléctrica	2	1,7	766
E/S en Las Arroyadas L/ Renedo-Tordesillas	Red Eléctrica	2	0,1	92
E/S en Pradillos L/ Aceca-Parla (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,1	44
E/S en Pradillos L/ Aceca-Parla (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,3	159
E/S en Sagrera L/ Badalona-Maragall	Red Eléctrica	2	0,2	63
E/S en Telleo L/ Pereda-Villablino	Red Eléctrica	2	1,7	662
E/S en Torrijos L/ Almaraz-Villaverde	Red Eléctrica	2	16,0	8.520
E/S Salteras L/ Guillena-Santiponce 2	Red Eléctrica	2	1,1	491
L/ Jijona-El Cantalar	Red Eléctrica	2	19,8	10.744
L/ Cartuja-Puerto Santa María	Red Eléctrica	2	32,0	21.888
L/ Palafox-Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,9	2.645
L/ Torrearenillas-Rocío (aéreo)	Red Eléctrica	1	0,2	79
L/ Torrearenillas-Rocío (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	22
L/ Aeropuerto-Motors (subterráneo)	ENDESA	1	7,9	3.527
Total			109,1	61.551

Aumento de la capacidad de líneas en el 2008

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Palos-Torrearenillas*	220	2,6	210	546
L/ T Mudarra-T Renedo (Tramo 1)*	220	13,7	188	2.581
L/ T Renedo-Renedo (Tramo 2)*	220	28,5	118	3.363
L/ Elche-Saladas (R-220 kV)*	220	4,6	126	582
L/ Franqueses-Palau*	220	14,3	118	1.684
L/ Palau-Sentmenat*	220	12,4	118	1.464
L/ Atarfe -Caparacena	220	6,6	173	1.142
L/ Alarcos-Picón*	220	16,8	105	1.768
L/ Cartuja-Don Rodrigo*	220	88,9	105	9.330
L/ Cartuja-Pinar	220	86,7	105	9.099
L/ Elche-Rojales (R-220 kV)*	220	24,7	350	8.639
L/ Aceca-Valdemoro*	220	32,2	188	6.048
L/ Rojales-S.M. Salinas-Campoamor (R-220 kV)	220	17,7	350	6.206
L/ Colón-Onuba*	220	12,3	105	1.292
Total 220 kV		362,0	2.359	53.744
L/ Escatrón-Fuendetodos*	400	56,0	431	24.132
L/ Guadame-Cabra-Tajo	400	140,0	431	60.323
L/ Eliana-Gausa*	400	22,6	431	9.728
Total 400 kV		218,5	1.293	94.182
Total		580,5	3.652	147.926

[*] Pendiente de acta de puesta en marcha

Parques puestos en servicio en el 2008

Subestación	Empresa	Tensión kV
Garraf	Red Eléctrica	400
Las Arroyadas	Red Eléctrica	220
Muruarte	Red Eléctrica	220
Muruarte	Red Eléctrica	400
Nuevo Ardoz	Red Eléctrica	220
Pradillos	Red Eléctrica	220
Puerto de Santa María	Red Eléctrica	220
Rocio	Red Eléctrica	220
Sagrera	Red Eléctrica	220
Sagunto (FEVASA)	Red Eléctrica	220
Salas	Red Eléctrica	400
Salteras	Red Eléctrica	220
Telleo	Red Eléctrica	220
Totana	Red Eléctrica	400
Villameca	Red Eléctrica	400
Zal	Red Eléctrica	220

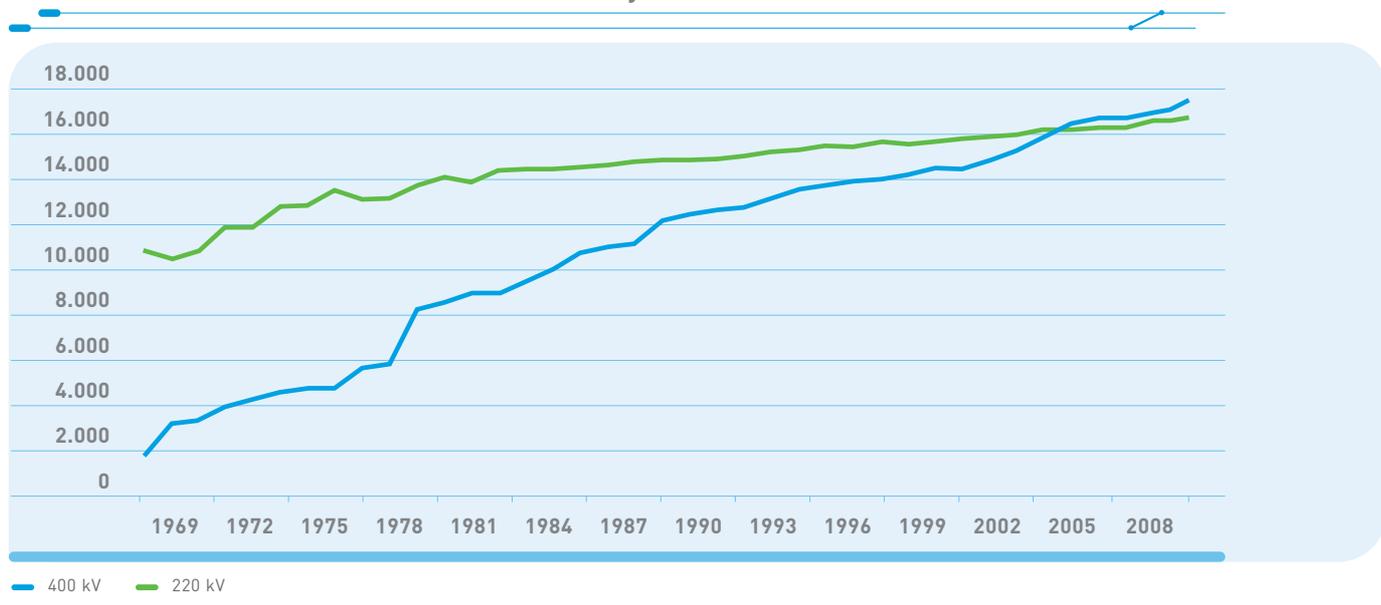
Transformadores inventariados en el 2008

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Bescanó	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torremendo 1	Red Eléctrica	400	400/220	500
Torremendo 2	Red Eléctrica	400	400/220	500
Torrente	Red Eléctrica	400	400/220	600
Carmona 1	Red Eléctrica	400	400/220	600
Carmona 2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Móvil 1	Red Eléctrica	400	400/220	100
Móvil 2	Red Eléctrica	400	400/220	100
Total				3.600

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

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
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	16.726
1988	12.194	14.911	2008	17.724	16.835

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



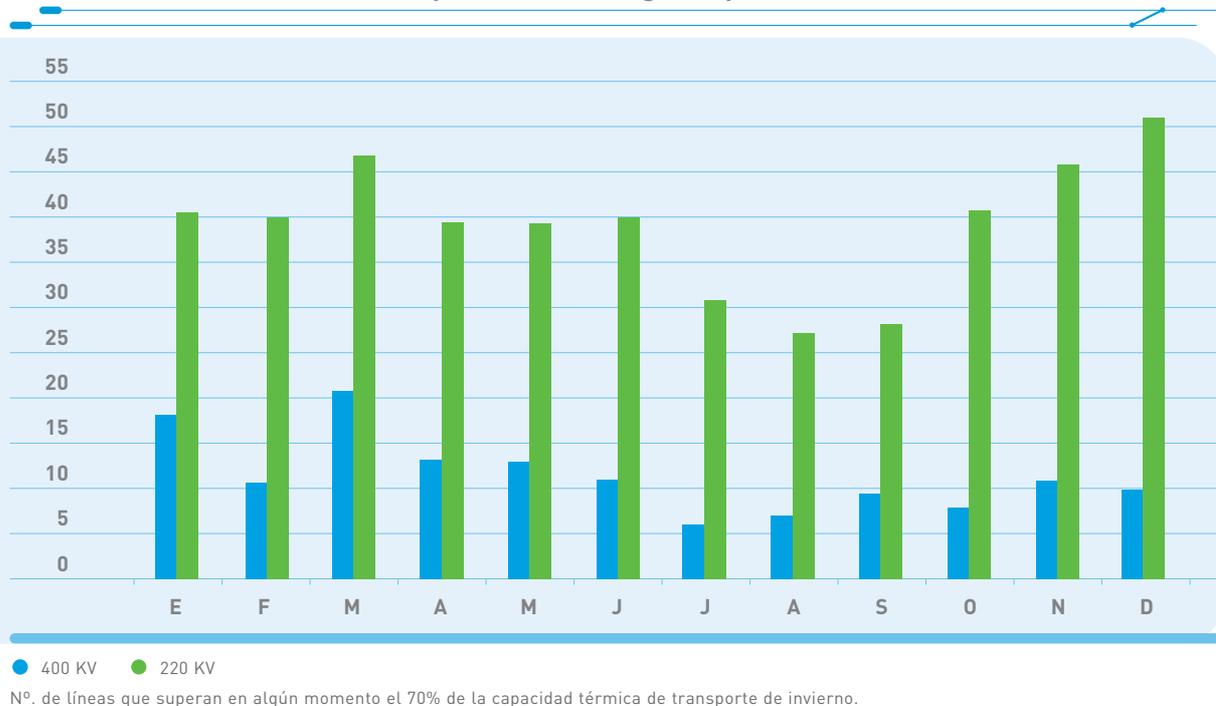
Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



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



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







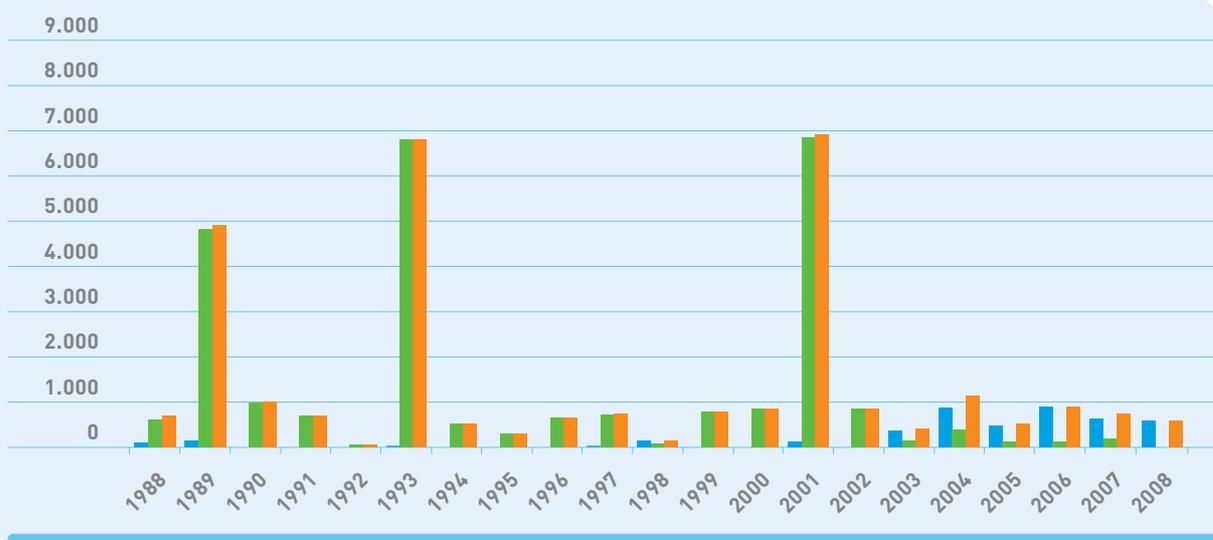
07

Sistema peninsular
Calidad
de servicio



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

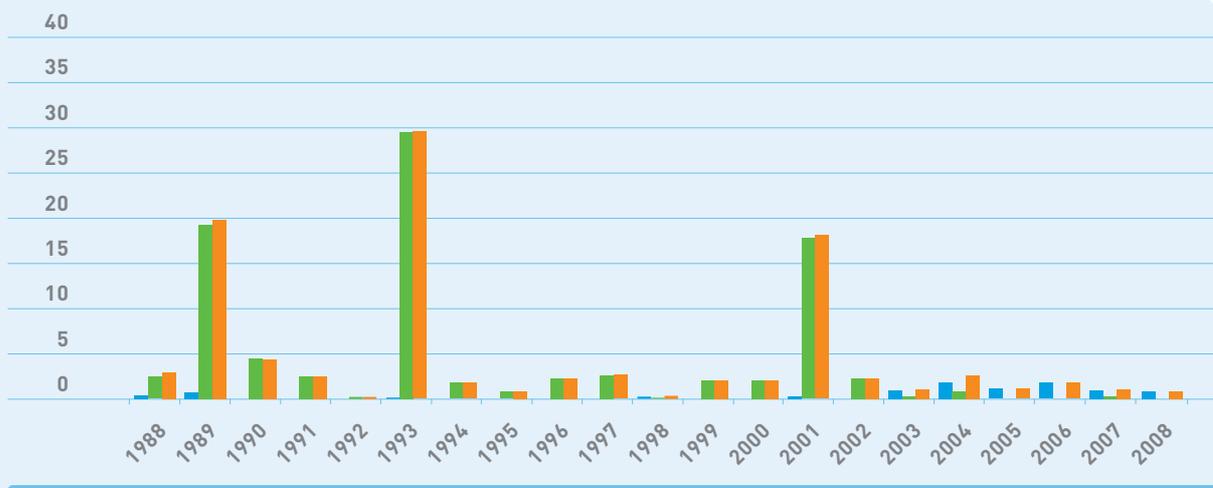
Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte (MWh)



● Red Eléctrica (*) ● Resto empresas ● Total

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

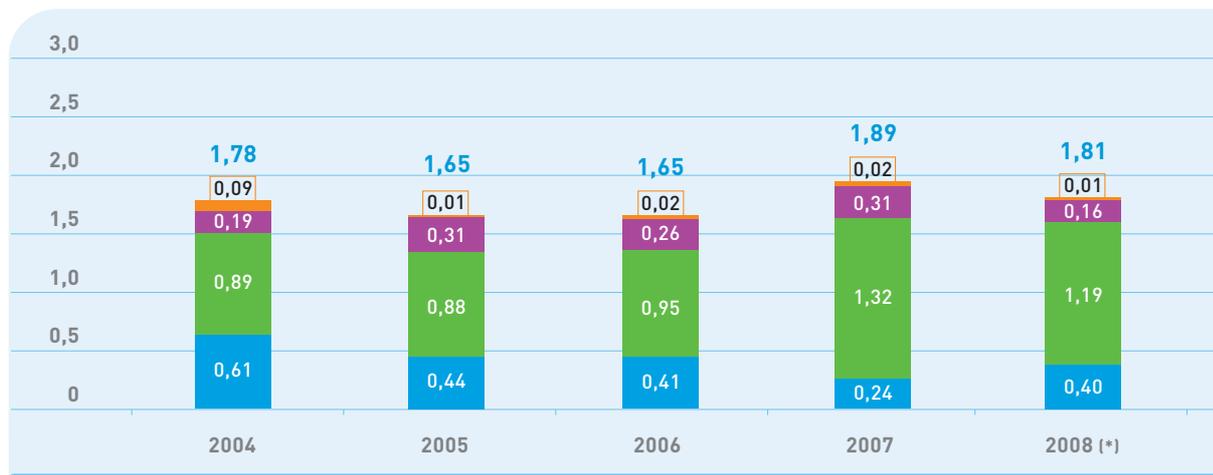
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte (minutos)



● Red Eléctrica (*) ● Resto empresas ● Total

(*) 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 (%)

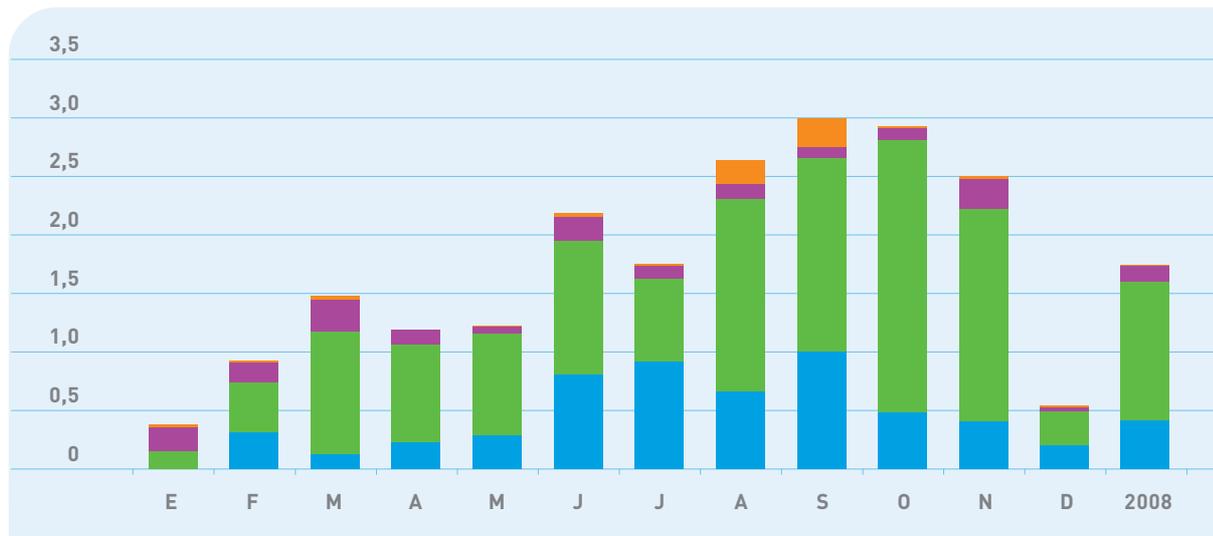


- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.
- Programada por causas ajenas al mantenimiento.
- No programada debida a mantenimiento correctivo.
- No programada debida a circunstancias fortuitas.

La Tasa de indisponibilidad del 2008 recoge, además, un 0,6% pendiente de clasificar.
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

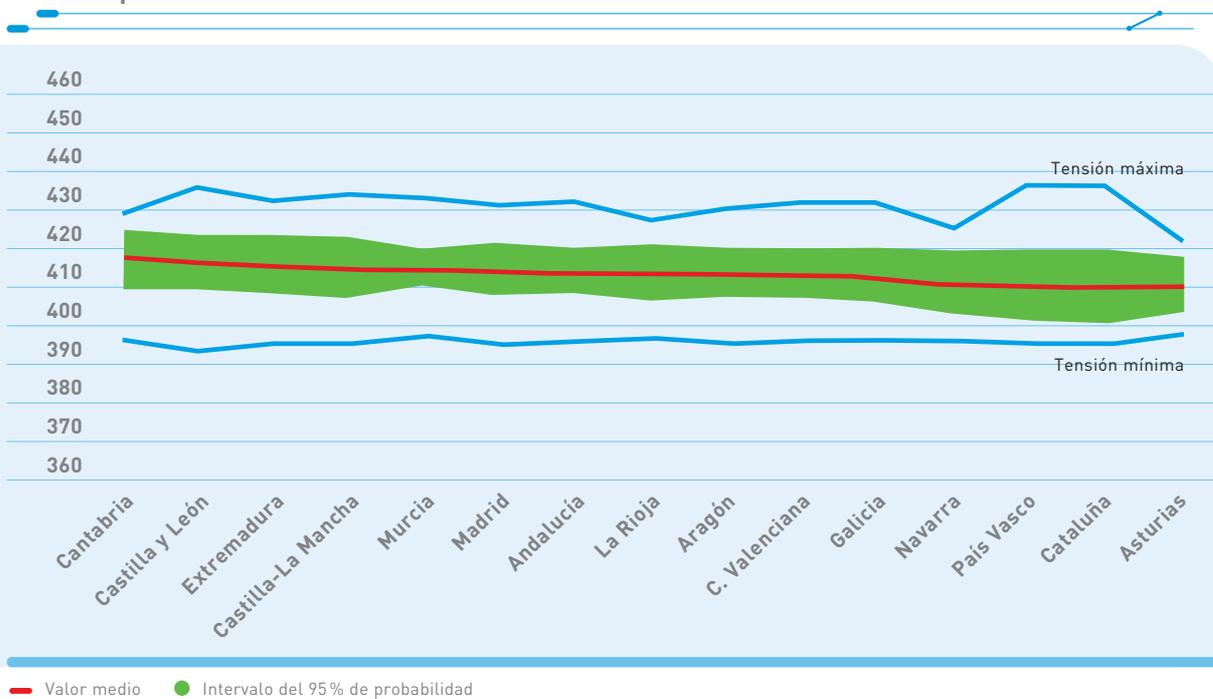
Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte (%)



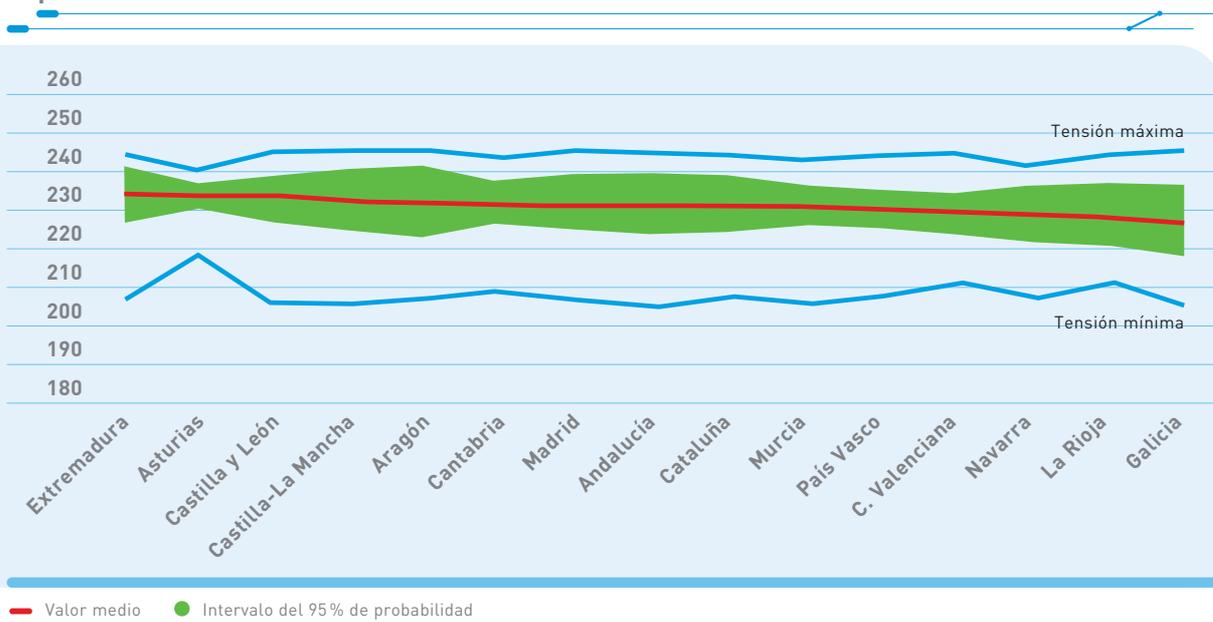
- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.
- Programada por causas ajenas al mantenimiento.
- No programada debida a mantenimiento correctivo.
- No programada debida a circunstancias fortuitas.

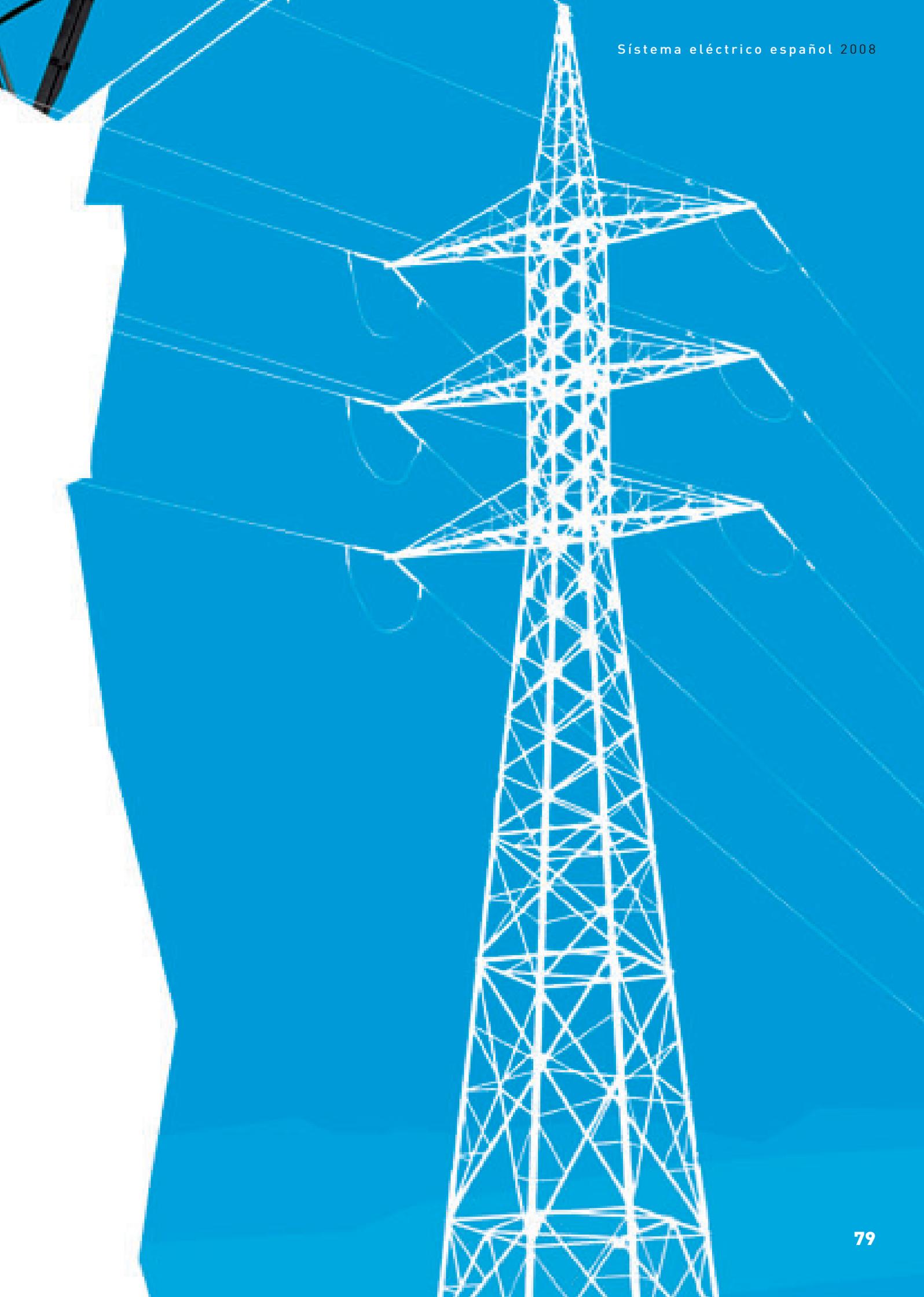
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.
Datos provisionales pendientes de auditoría.

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



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

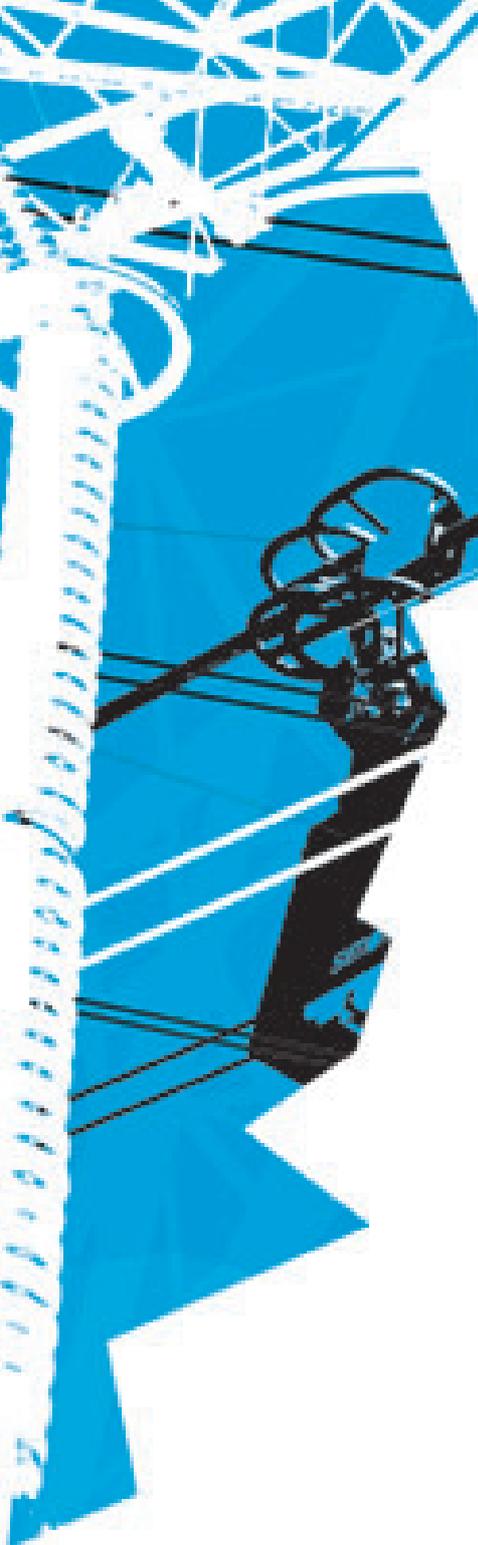






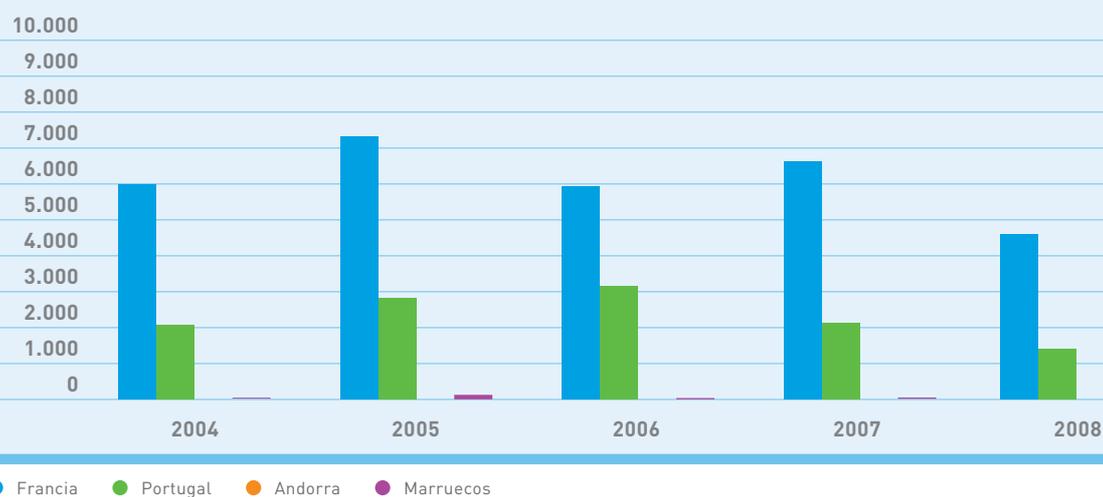
08

Sistema peninsular
Intercambios
internacionales

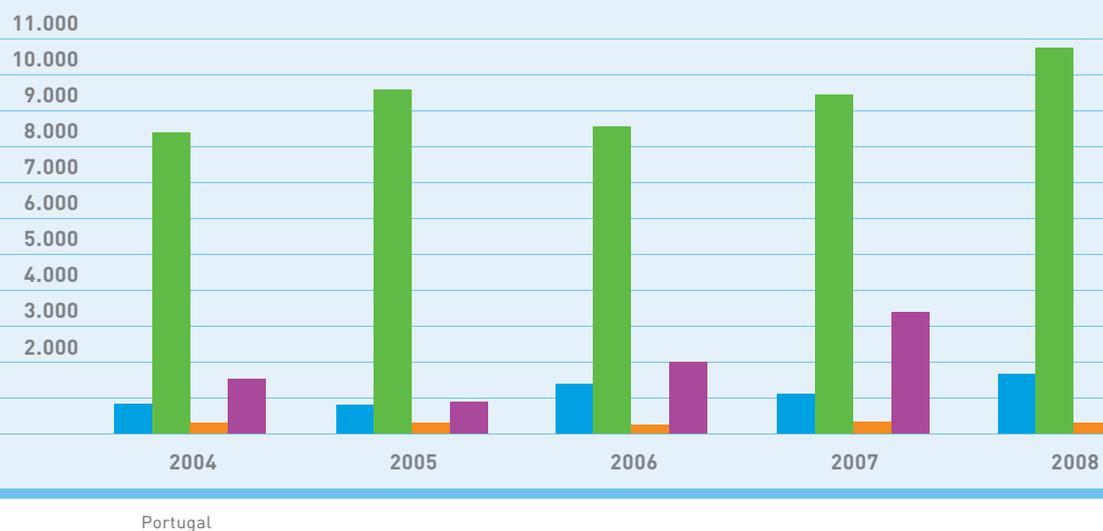


- 82** » Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
 - » Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 83** » Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
 - » Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados
- 84** » Intercambios internacionales programados
 - » Intercambios internacionales físicos
 - » Mapa de intercambios internacionales físicos
- 85** » Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
 - » Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión
- 86** » Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
 - » Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones
- 87** » Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 88** » Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 89** » Capacidad negociada en las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
 - » Capacidad negociada en las subastas intradiarias de capacidad en la interconexión con Francia
- 90** » Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
 - » Evolución mensual de la renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 91** » Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia
 - » Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal
- 92** » 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

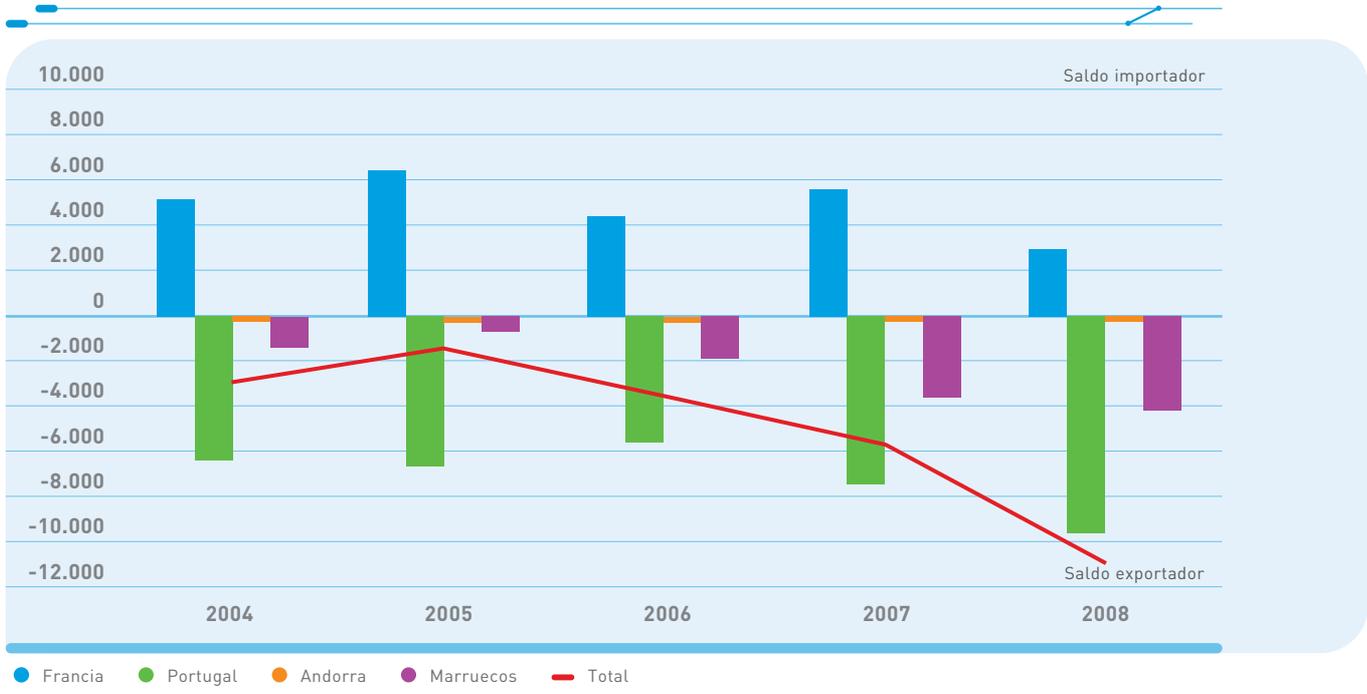
Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



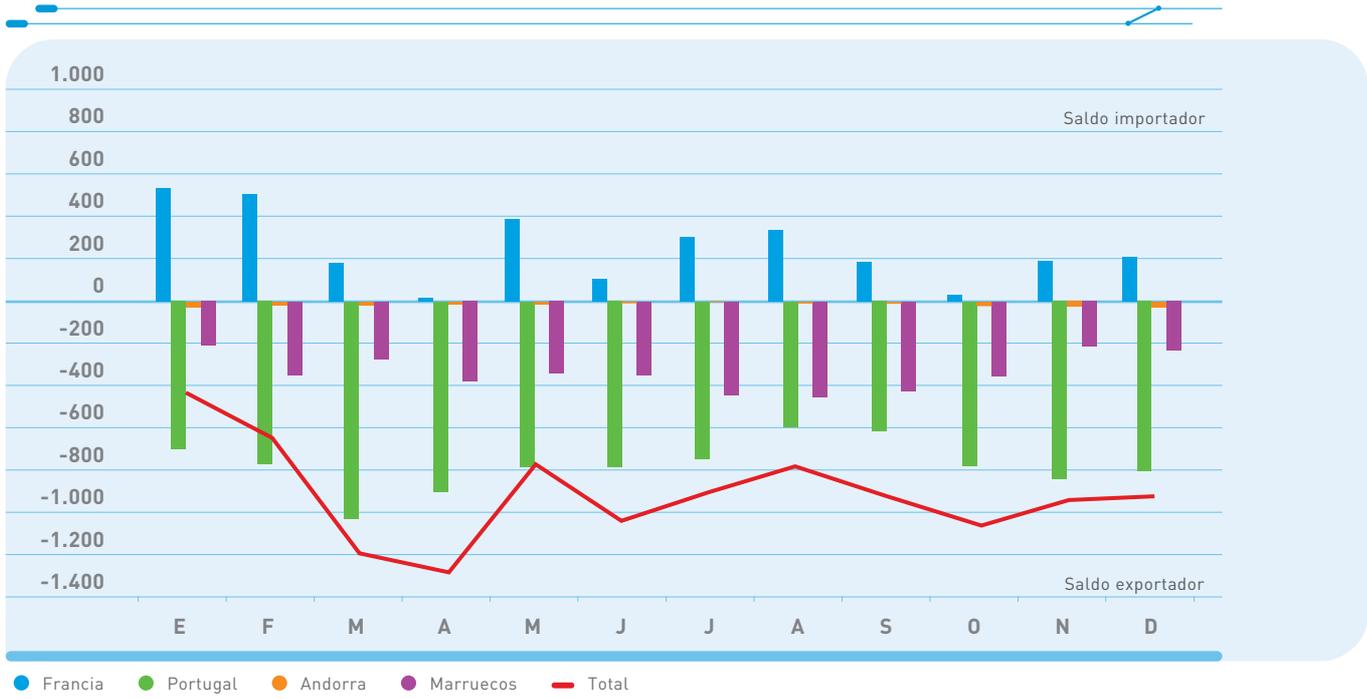
Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



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



Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados (GWh)



Intercambios internacionales programados (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo (1)	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008
Francia (2)	7.256	5.728	1.768	2.845	5.487	2.882
Portugal (3)	1.607	49	9.103	9.488	-7.496	-9.439
Andorra	0	0	261	278	-261	-278
Marruecos	11	7	3.495	4.214	-3.484	-4.207
Total	8.874	5.784	14.627	16.825	-5.754	-11.041

(1) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador. (2) Incluye intercambios con otros países europeos.

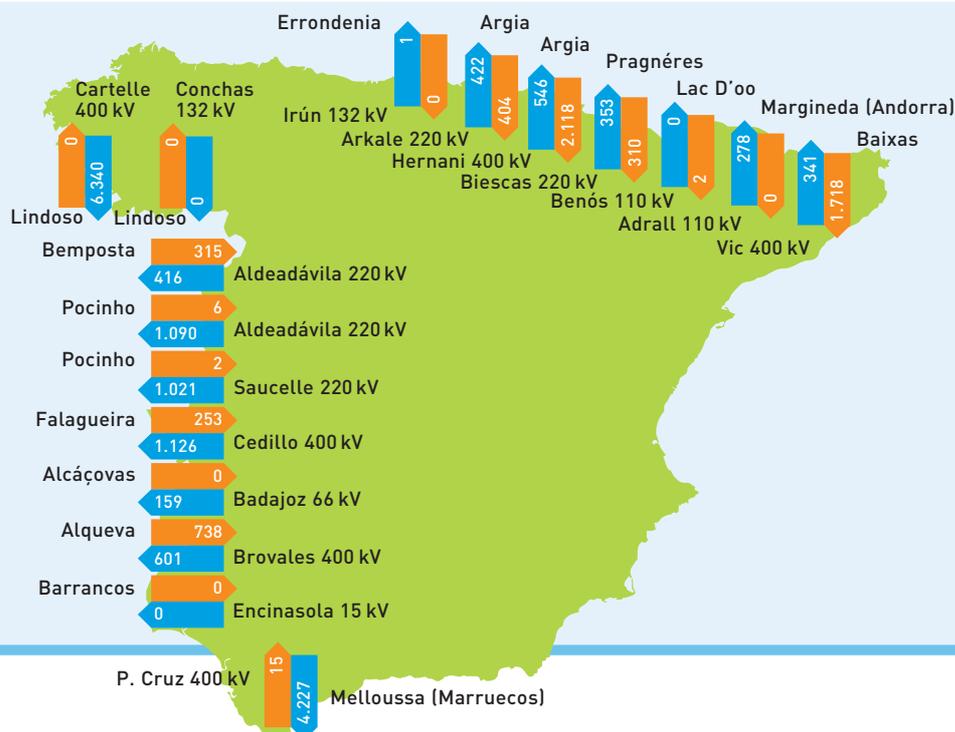
(3) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza por medio de un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado en concreto sino que, como resultado de este proceso, se obtiene un saldo de energía por la interconexión.

Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo (1)		Volumen	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
Francia	6.598	4.552	1.111	1.662	5.487	2.889	7.709	6.214
Portugal	2.153	1.314	9.650	10.753	-7.497	-9.439	11.802	12.066
Andorra	0	0	262	278	-261	-278	262	278
Marruecos	22	15	3.501	4.227	-3.479	-4.212	3.522	4.241
Total	8.773	5.880	14.523	16.920	-5.750	-11.040	23.296	22.800

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

Mapa de intercambios internacionales físicos (GWh)



Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	3.259	16.820	-13.561
Francia (1)	3.212	2.840	372
Portugal	40	9.488	-9.448
Andorra	0	278	-278
Marruecos	7	4.214	-4.207
Acciones coordinadas de balance Francia - España	1	6	-5
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	9	0	9
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.515	0(2)	2.515
Intercambios de apoyo	0	0	0
Total intercambios programados	5.784	16.825	-11.041
Desvíos de regulación objeto de compensación			1
Saldo físico de los intercambios internacionales			-11.040

(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)	910	789	327	1.164	1.975	887	0	0	1	6	2.515	0(4)	5.728	2.845	2.882
Portugal (2)	0	0	0	0	0	0	40	9.488	9	0	0	0	49	9.488	-9.439
Andorra	0	278	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	278	-278
Marruecos	0	0	0	0	7	4.214	0	0	0	0	0	0	7	4.214	-4.207
Total	910	1.067	327	1.164	1.982	5.100	40	9.488	10	6	2.515	0	5.784	16.825	-11.041

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

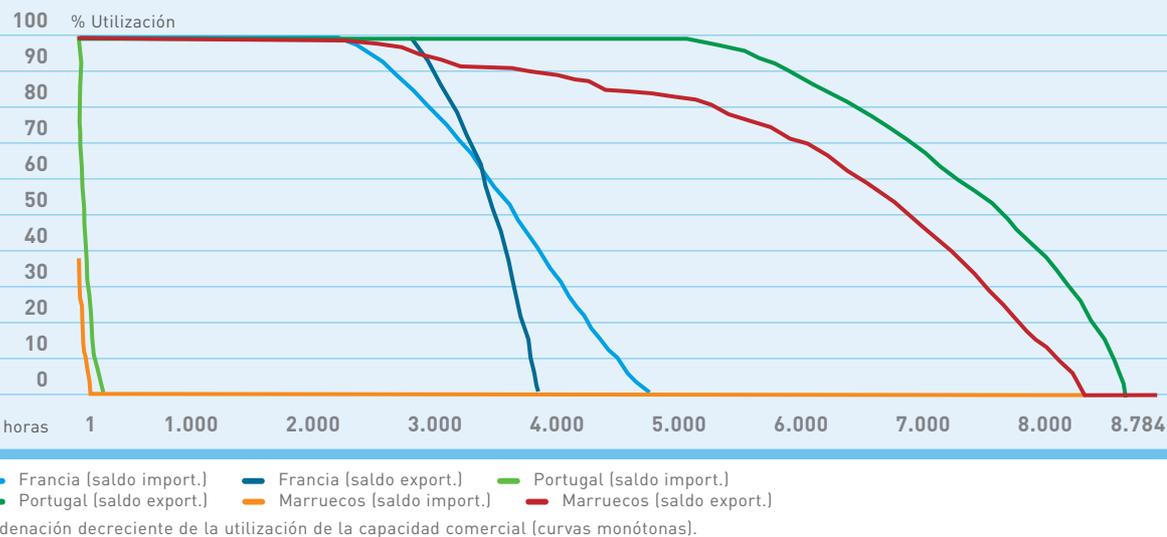
(2) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal - España se realiza por medio de un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado en concreto sino, que como resultado de este proceso, se obtiene un saldo de energía por la interconexión.

(3) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, desapareciendo la figura de agente externo y su inclusión en la de comercializador establecida en la Ley 17/2007.

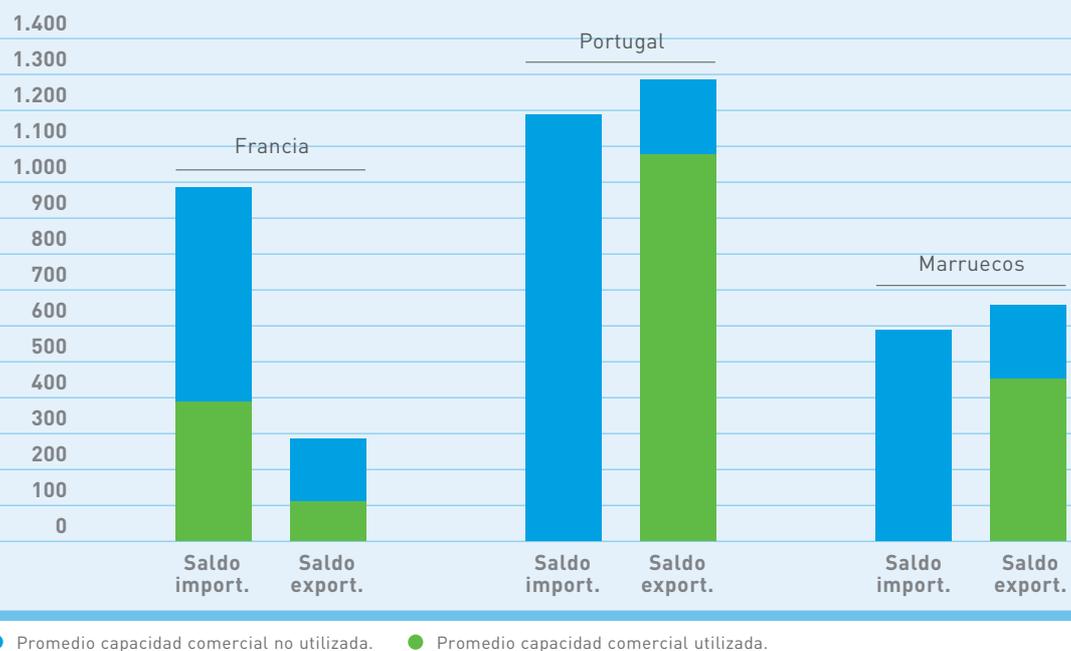
(4) Contrato ejecutado únicamente en nueva modalidad financiera.

Durante el año 2008 no se han programado intercambios de apoyo.

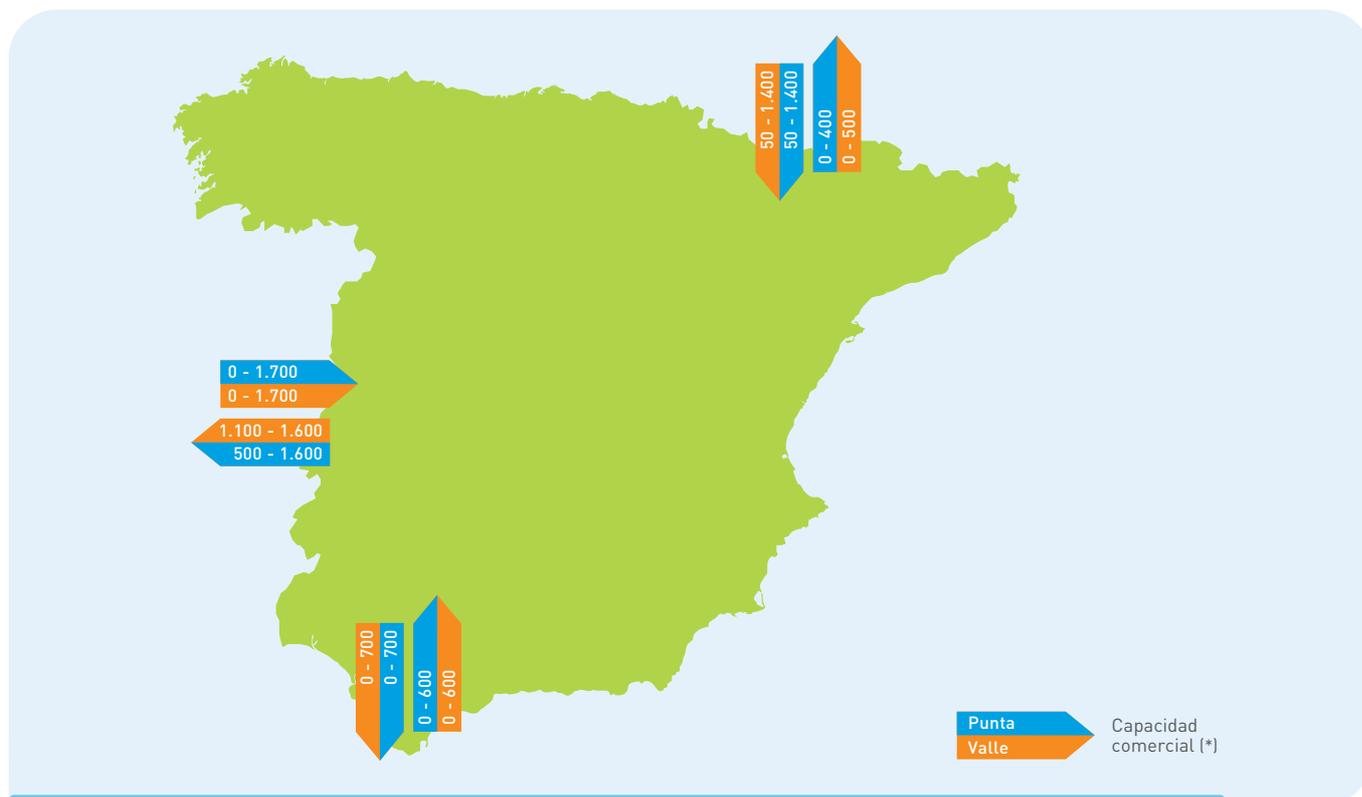
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



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



Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)



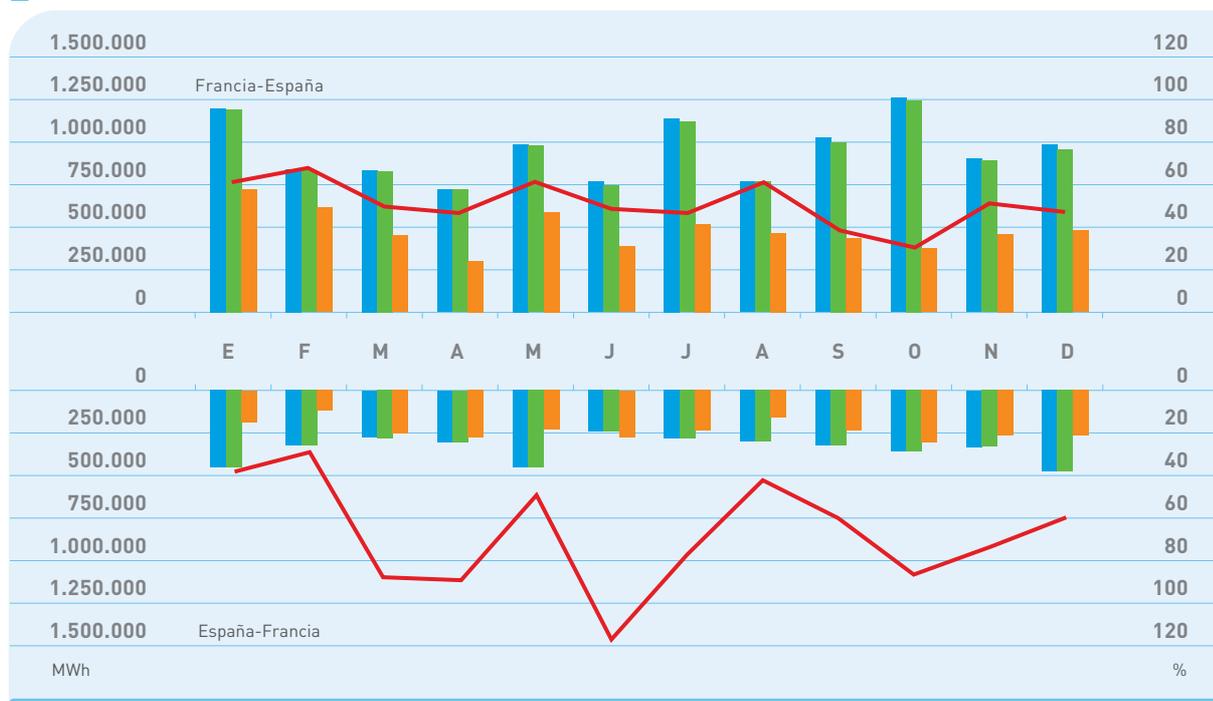
[*] Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

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 en la interconexión con Francia (1)



● Capacidad ofrecida (MW) ● Capacidad adquirida (MW) ● Programa de intercambio (MWh) — % utilización (2)

(1) Incluye capacidades anuales, mensuales y diarias.

(2) Utilización = Programa (importación o exportación dependiendo del sentido) / Capacidad ofrecida .

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



● Capacidad ofrecida 1ª intradiaria ● Capacidad adquirida 1ª intradiaria
 ● Capacidad ofrecida 2ª intradiaria ● Capacidad adquirida 2ª intradiaria

Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (1)

Subastas	Sentido Francia-España		Sentido España-Francia		Total	
	Miles de €	%	Miles de €	%	Miles de €	%
Anual	5.995	6,5	7.597	8,2	13.592	14,7
Mensual	5.538	6,0	9.407	10,2	14.945	16,2
Diaria	28.457	30,8	11.547	12,5	40.004	43,3
Intradiaria	415	0,4	23.360	25,3	23.775	25,8
Total	40.405	43,8	51.911	56,2	92.316	100,0

(1) No incluye costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

Evolución mensual de la renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (1) (Millones de €)



● Francia->España ● España->Francia

(1) No incluye costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia

Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Febrero	16	España-Francia	4.129	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Mayo	19	España-Francia	344	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Octubre	5	Francia-España	303	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	26	España-Francia	690	Anomalía en el intercambio de información entre TSOs
Noviembre	27	España-Francia	229	
	28	España-Francia	109	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
	29	Francia-España	346	
Total España-Francia			5.501	
Total Francia-España			649	

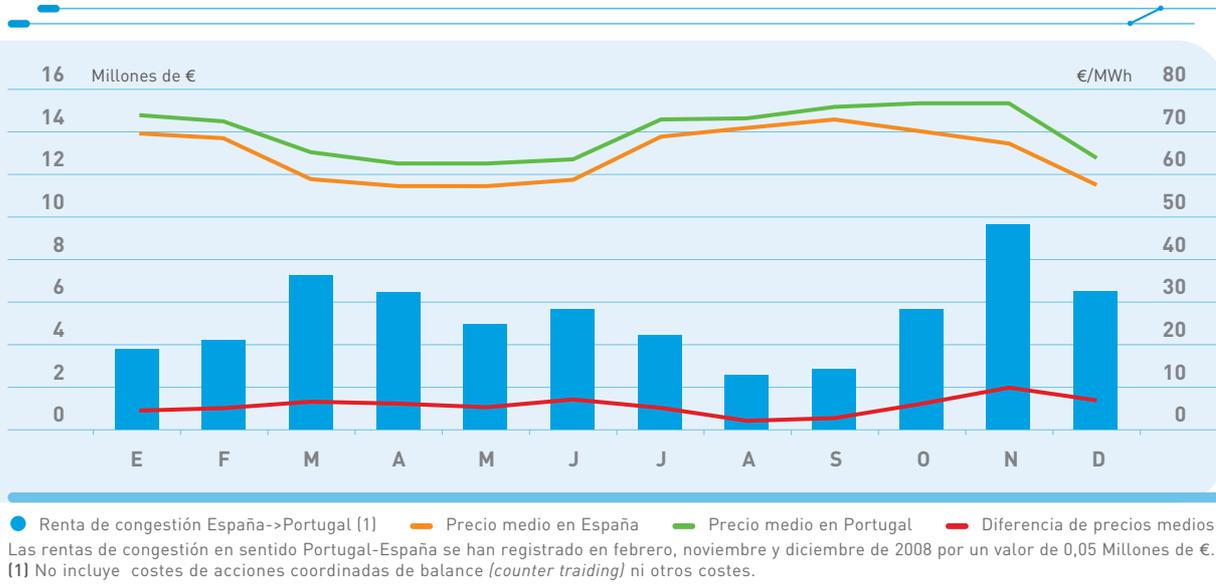
Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal



● Renta de congestión España→Portugal (1) — % horas sin congestión

Las rentas de congestión en sentido Portugal-España se han registrado en febrero, noviembre y diciembre de 2008 por un valor de 0,05 Millones de €. (1) No incluye costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

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
Mayo	17	Portugal-España	8.118	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Junio	18	Portugal-España	1.365	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Total Portugal-España			9.483	
Total España-Portugal			0	





SE

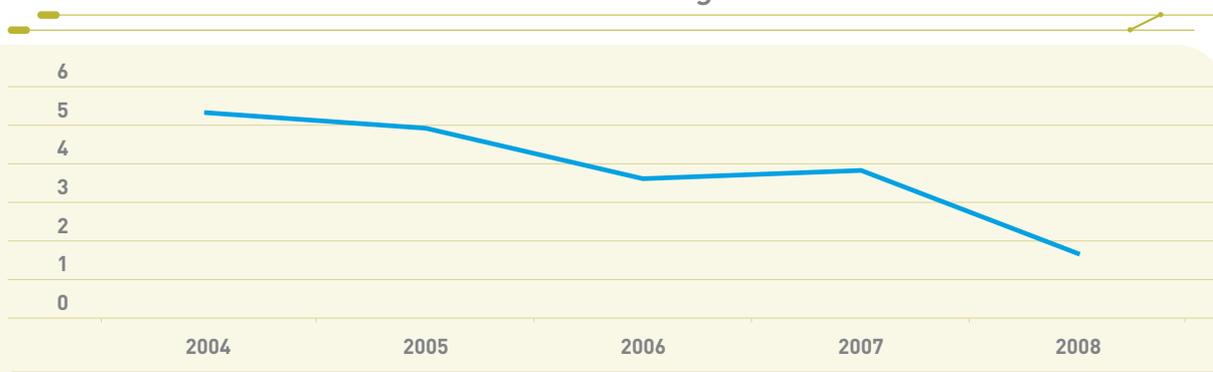
E

Sistemas
extrapeninsulares



- 96** » Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - » Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 97** » Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c.
 - » Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 98** » Balance anual de energía eléctrica
 - » Potencia instalada a 31.12.2008
- 99** » Evolución anual de la demanda de energía eléctrica
 - » Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - » Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria
- 100** » Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario
 - » Nuevas líneas de transporte a 66 kV
- 101** » Baja de líneas de transporte a 66 kV
 - » Nuevas subestaciones de 66/15 kV
 - » Evolución del sistema de transporte y transformación

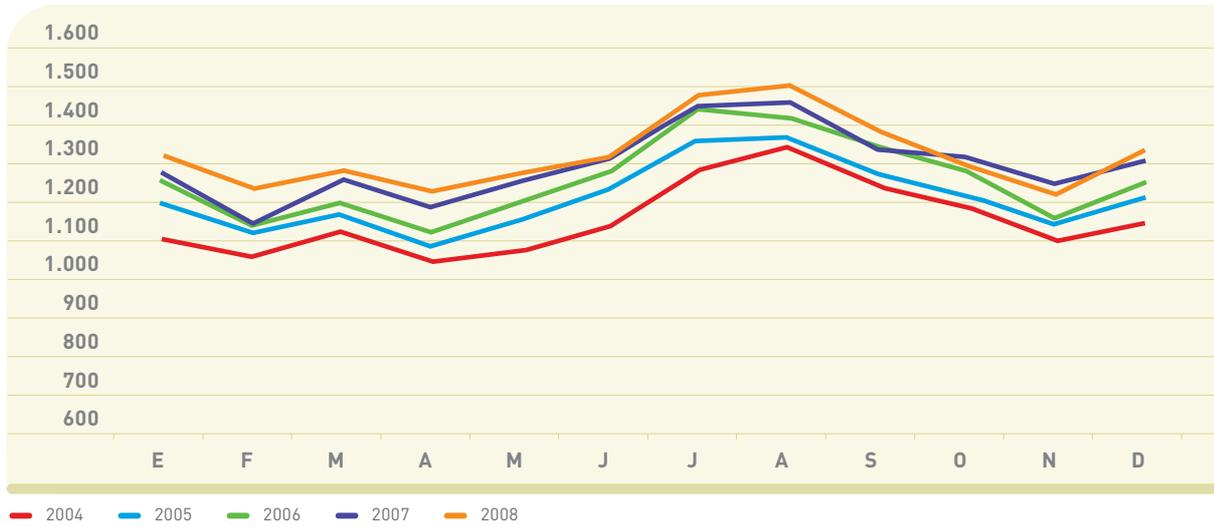
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	2004		2005		2006		2007		2008	
	GWh	%								
Enero	1.101	8,0	1.198	8,3	1.251	8,3	1.284	8,2	1.316	8,3
Febrero	1.051	7,6	1.117	7,7	1.130	7,5	1.140	7,3	1.234	7,8
Marzo	1.121	8,1	1.164	8,0	1.211	8,1	1.261	8,1	1.280	8,1
Abril	1.039	7,5	1.079	7,4	1.108	7,4	1.189	7,6	1.226	7,7
Mayo	1.068	7,7	1.146	7,9	1.198	8,0	1.270	8,1	1.276	8,0
Junio	1.137	8,2	1.230	8,5	1.268	8,4	1.306	8,4	1.304	8,2
Julio	1.283	9,3	1.367	9,4	1.435	9,6	1.462	9,4	1.486	9,4
Agosto	1.348	9,8	1.368	9,4	1.419	9,4	1.468	9,4	1.499	9,5
Septiembre	1.244	9,0	1.273	8,8	1.338	8,9	1.344	8,6	1.381	8,7
Octubre	1.184	8,6	1.218	8,4	1.276	8,5	1.318	8,4	1.299	8,2
Noviembre	1.096	7,9	1.136	7,8	1.144	7,6	1.251	8,0	1.229	7,7
Diciembre	1.146	8,3	1.209	8,3	1.241	8,3	1.312	8,4	1.330	8,4
Total	13.818	100,0	14.505	100,0	15.019	100,0	15.603	100,0	15.862	100,0

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



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

	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.738	3.518	3.334	3.195	3.372	5,5
Fuel/gas (1)	10.263	9.098	8.226	8.250	8.217	-0,4
Ciclo combinado	0	2.076	3.468	4.187	4.243	1,3
Generación auxiliar (2) (3)	-	-	132	148	96	-35,3
Régimen ordinario	14.001	14.693	15.159	15.780	15.928	0,9
- Consumos en generación	-852	-858	-838	-896	-920	2,7
Régimen especial	668	671	697	720	855	18,8
Hidráulica	0	0	0	1	2	-
Eólica	311	314	331	361	384	6,4
Otras renovables	357	357	359	350	463	32,1
No renovables	0	0	7	7	6	-8,3
Demanda (b.c.)	13.818	14.505	15.019	15.603	15.862	1,7

(1) Incluye la generación con diesel, turbina de gas y vapor.

(2) 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.

(3) 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		Melilla		Total	
	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Carbón	3.372	5,5	0	-	0	-	0	-	3.372	5,5
Fuel/gas	1.362	-0,3	6.419	-0,7	227	5,1	208	2,9	8.217	-0,4
Diesel	1.085	1,0	2.225	2,8	227	5,1	205	2,6	3.742	2,4
Turbina gas	277	-5,4	480	-31,8	0	-	3	25,2	760	-23,9
Vapor	-	-	3.715	3,3	0	-	0	-	3.715	3,3
Ciclo combinado	1.581	-4,9	2.661	5,4	0	-	0	-	4.243	1,3
Generación auxiliar (1) (2)	6	-54,4	90	-33,4	0	-	0	-	96	-35,3
Régimen ordinario	6.322	1,4	9.171	0,5	227	5,1	208	2,9	15.928	0,9
- Consumos generación	-374	3,0	-517	3,1	-17	28,7	-12	-33,8	-920	2,7
Régimen especial	174	43,0	672	14,1	0	-	9	-1,3	855	18,8
Hidráulica	0	-	2	42,2	0	-	0	-	2	42,2
Eólica	5	-2,8	379	6,5	0	-	0	-	384	6,4
Otras renovables	162	48,6	292	25,6	0	-	9	-1,3	463	32,1
No renovables	6	-8,3	0	-	0	-	0	-	6	-8,3
Demanda (b.c)	6.122	2,1	9.326	1,2	210	3,5	205	6,2	15.862	1,7

(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. (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.

Potencia instalada a 31.12.2008

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	% 08/07	MW	% 08/07	MW	% 08/07	MW	% 08/07	MW	% 08/07
Hidráulica	0	-	1	0,0	0	-	0	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	0	-	0	-	0	-	510	0,0
Fuel/gas	752	9,7	1.818	-7,9	71	2,3	85	18,5	2.726	-2,6
Diesel	224	-3,6	570	0,0	71	2,3	70	23,3	935	0,7
Turbina gas	528	16,6	535	-22,5	0	-	15	0,0	1.077	-6,9
Vapor	0	-	713	0,0	0	-	0	-	713	0,0
Ciclo combinado	696	0,0	696	52,3	0	-	0	-	1.392	20,7
Generación auxiliar (1) (2)	0	-	26	-43,5	0	-	0	-	26	-43,5
Total régimen ordinario	1.958	3,5	2.540	2,6	71	2,3	85	18,5	4.654	3,2
Hidráulica	0	-	0	0,0	0	-	0	-	0	0,0
Eólica	4	3,4	141	0,2	0	-	0	-	144	0,3
Otras renovables	84	139,4	129	88,6	0	-	3	3,6	216	103,1
No renovables	8	0,0	33	0,0	0	-	0	-	41	0,0
Total régimen especial	96	105,4	304	25,2	0	-	3	3,6	402	37,7
Total	2.054	6,0	2.844	4,6	71	2,3	88	17,9	5.056	5,3

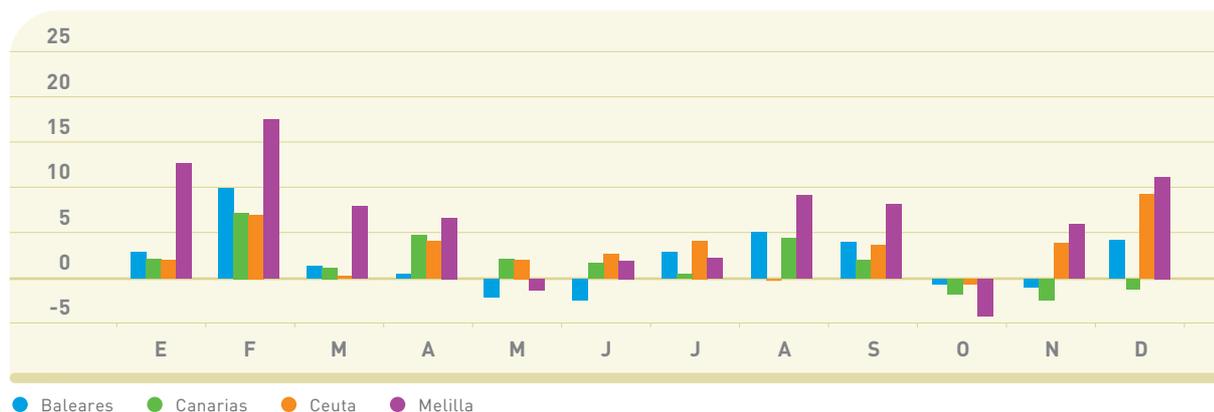
(1) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano. (2) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado 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.

Evolución anual de la demanda de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla	
	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)
2004	5.399	3,7	8.081	6,3	184	6,9	154	8,9
2005	5.666	5,0	8.484	5,0	192	4,6	163	5,9
2006	5.828	2,9	8.819	4,0	-	-	-	-
2007	5.996	2,9	9.212	4,5	203	-	193	-
2008	6.122	2,1	9.326	1,2	210	3,5	205	6,2

(-) Dato no disponible.

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



Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

Potencia (MW)			Energía (MWh)	
Verano	Invierno		Verano	Invierno
1.226	1.060	Baleares	24.078	18.768
1.427	1.462	Canarias	28.411	27.738
34	41	Ceuta	637	703
38	39	Melilla	1.172	662

● Invierno (Octubre-Mayo) ● Verano (Junio-Septiembre)

Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario

	Altas			Bajas		
	Tipo	Fecha	MW	Tipo	Fecha	MW
Islas Baleares						
Formentera auxiliares (1)	Grupos electrógenos	jun-08	10	Grupos electrógenos	sep-08	10
Ibiza BW1				Fuel/gas	nov-08	8
Ibiza TG5	Fuel/gas	jun-08	25			
Mahón TG4 (TwinPack)	Fuel/gas	sep-08	50			
Total			85			18
Islas Canarias						
Guía auxiliares				Grupos electrógenos	dic-08	8
Playa Blanca auxiliares				Grupos electrógenos	dic-08	12
Tirajana vapor 4	Ciclo combinado	jun-08	83			
Total			83			20
Ceuta						
Ceuta grupo 10	Fuel/gas	jul-08	1			
Ceuta grupo 11	Fuel/gas	abr-08	1			
Total			2			0
Melilla						
Melilla grupo 12	Fuel/gas	jul-08	1			
Melilla grupo 13	Fuel/gas	abr-08	13			
Total			14			0

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

Nuevas líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº. circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Bessons-Millor 1 (1)	Endesa Distribución Eléctrica	1	0,4
L/ Bessons-Millor 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	21,2
L/ Cas Tresorer-Llatzer 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	0,1
L/ Cas Tresorer-Llatzer 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	0,1
L/ Son Orlandis-Sta. María	Endesa Distribución Eléctrica	1	9,0
L/ Sta. María-Vinyeta	Endesa Distribución Eléctrica	1	10,5
Total			41,4

(1) Modificación del trazado de la línea.

Baja de líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Son Orlandis-Vinyeta	Endesa Distribución Eléctrica	1	18,9
Total			18,9

Nuevas subestaciones de 66/15 kV

Subestación	Empresa	Tensión kV
Islas Baleares		
Llatzer	Endesa Distribución Eléctrica	66
Sta. María	Endesa Distribución Eléctrica	66

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2004	2005	2006	2007	2008
km de circuito a 220 kV	Canarias	164	164	164	164	164
	Baleares	165	165	173	173	173
	Total	329	329	337	337	337
km de circuito ≤ 132 kV	Canarias	893	892	892	993	993
	Baleares	1.002	996	983	1.007	1.029
	Total	1.895	1.888	1.875	2.000	2.022
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.048	1.000	1.000	1.250	1.250
	Baleares	1.358	1.518	1.998	1.998	1.998
	Total	2.406	2.518	2.998	3.248	3.248

Incluye enlaces submarinos.



CA

El sistema
eléctrico por
comunidades
autónomas



- 104** » Balance de energía eléctrica
- 105** » Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
 - » Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 106** » Potencia instalada del régimen ordinario
 - » Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 107** » Situación de las principales centrales eléctricas
- 108** » Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 110** » Potencia instalada del régimen especial
- 111** » Estructura de la potencia instalada del régimen especial
 - » Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 112** » Energía adquirida al régimen especial
- 113** » Previsión de instalación de ciclos combinados 2009-2011
- 114** » Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares
- 115** » Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2009
 - » Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2009
- 116** » Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólico 1999-2009
- 117** » Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2009
- 118** » Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2009
- 119** » Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

Balace de energía eléctrica (GWh)

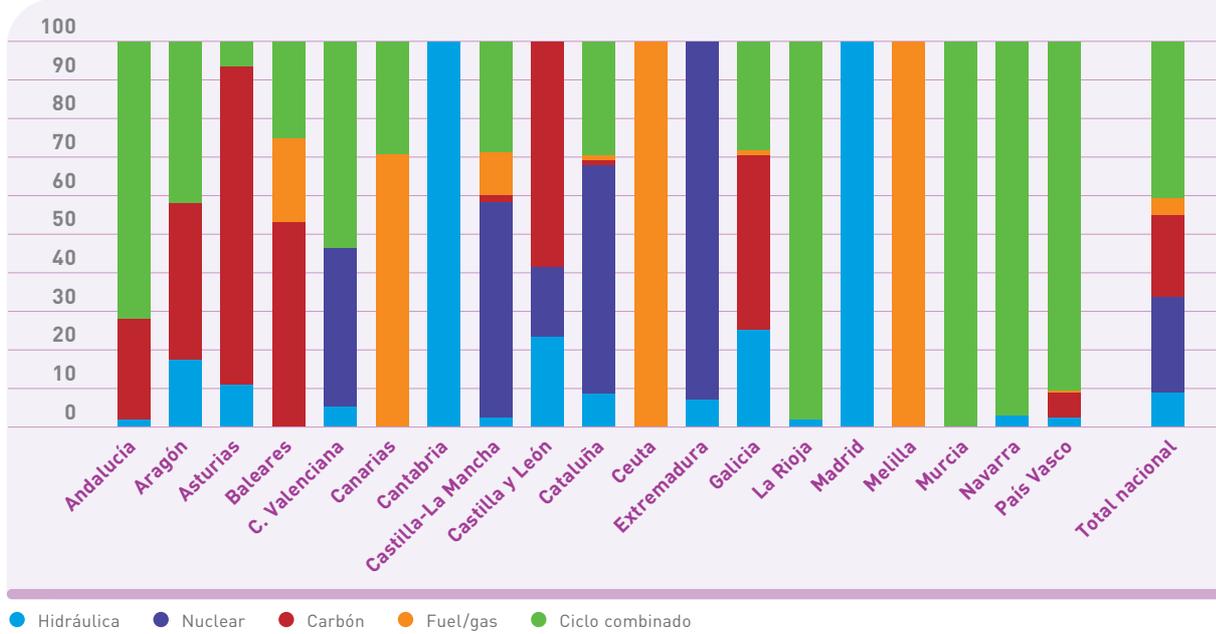
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	640	2.503	1.409	0	1.083	0	516	402	5.184	3.306
Nuclear	0	0	0	0	8.156	0	0	8.284	4.016	22.420
Carbón	7.781	5.720	10.333	3.372	0	0	0	277	12.879	463
Fuel/gas (1) (2)	0	0	0	1.368	-	6.509	0	1.631	0	454
Ciclo combinado	21.361	5.961	810	1.581	10.639	2.661	0	4.272	0	11.179
Régimen ordinario	29.783	14.184	12.552	6.322	19.878	9.171	516	14.866	22.079	37.821
- Consumos generación	-756	-659	-740	-374	-590	-517	-11	-919	-1.213	-1.330
Régimen especial	8.275	7.711	1.783	174	2.790	672	1.796	8.956	8.780	5.873
Generación neta	37.302	21.235	13.596	6.122	22.078	9.326	2.300	22.903	29.646	42.364
- Consumos bombeo	-456	-244	-79	0	-985	0	-620	-157	-497	-350
+ Saldo Intercambios (3)	3.327	-9.823	-1.364	0	6.713	0	3.188	-10.708	-15.029	5.407
Demanda (b.c.) 2008	40.174	11.168	12.153	6.122	27.805	9.326	4.868	12.038	14.120	47.421
Demanda (b.c.) 2007	39.983	11.088	12.054	5.996	27.706	9.212	4.817	11.980	13.995	47.211
% 08/07	0,5	0,7	0,8	2,1	0,4	1,2	1,1	0,5	0,9	0,4

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	0	1.274	4.546	77	37	0	51	132	267	21.428
Nuclear	0	16.098	0	0	0	0	0	0	0	58.973
Carbón	0	0	8.188	0	0	0	0	0	634	49.647
Fuel/gas (1) (2)	227	0	245	0	0	208	0	0	48	10.691
Ciclo combinado	0	0	5.075	3.654	0	0	15.224	4.193	8.916	95.529
Régimen ordinario	227	17.372	18.055	3.732	37	208	15.276	4.325	9.865	236.268
- Consumos generación	-17	-604	-629	-78	-1	-12	-471	-87	-249	-9.258
Régimen especial	0	379	9.975	1.115	1.450	9	1.394	3.599	2.421	67.153
Generación neta	210	17.147	27.402	4.769	1.487	205	16.199	7.837	12.037	294.164
- Consumos bombeo	0	-43	-300	0	0	0	0	0	0	-3.731
+ Saldo Intercambios (3)	0	-12.204	-7.098	-2.824	30.336	0	-7.492	-2.326	8.858	-11.040
Demanda (b.c.) 2008	210	4.900	20.003	1.945	31.823	205	8.706	5.511	20.895	279.392
Demanda (b.c.) 2007	203	4.820	19.782	1.912	31.507	193	8.622	5.435	20.622	277.139
% 08/07	3,5	1,7	1,1	1,7	1,0	6,2	1,0	1,4	1,3	0,8

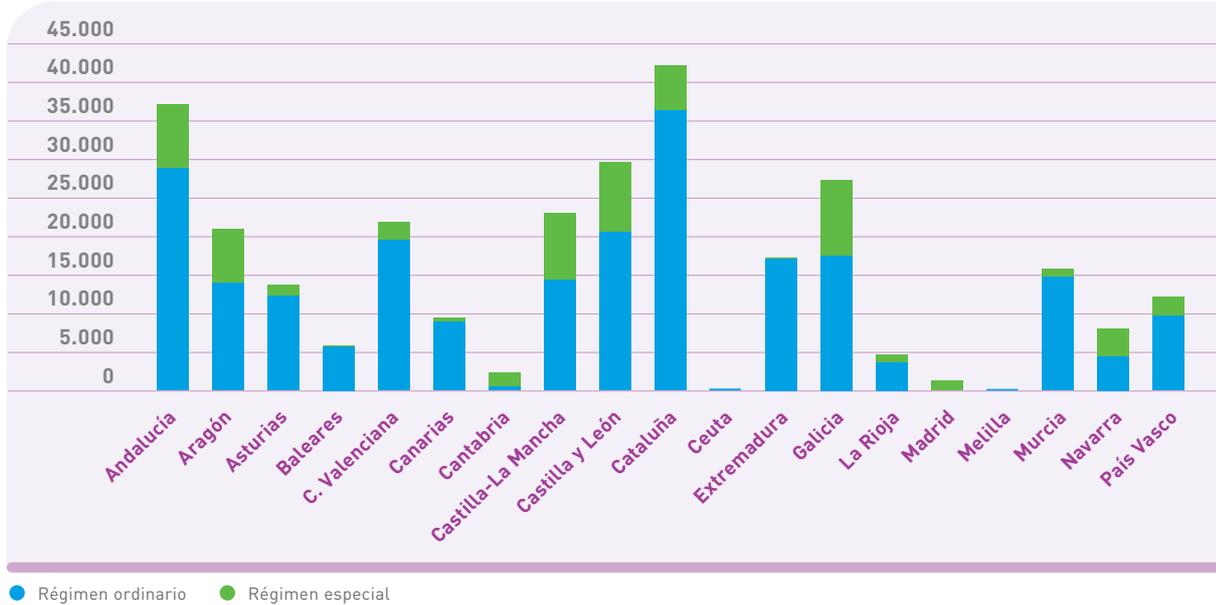
(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

(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.

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



Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)



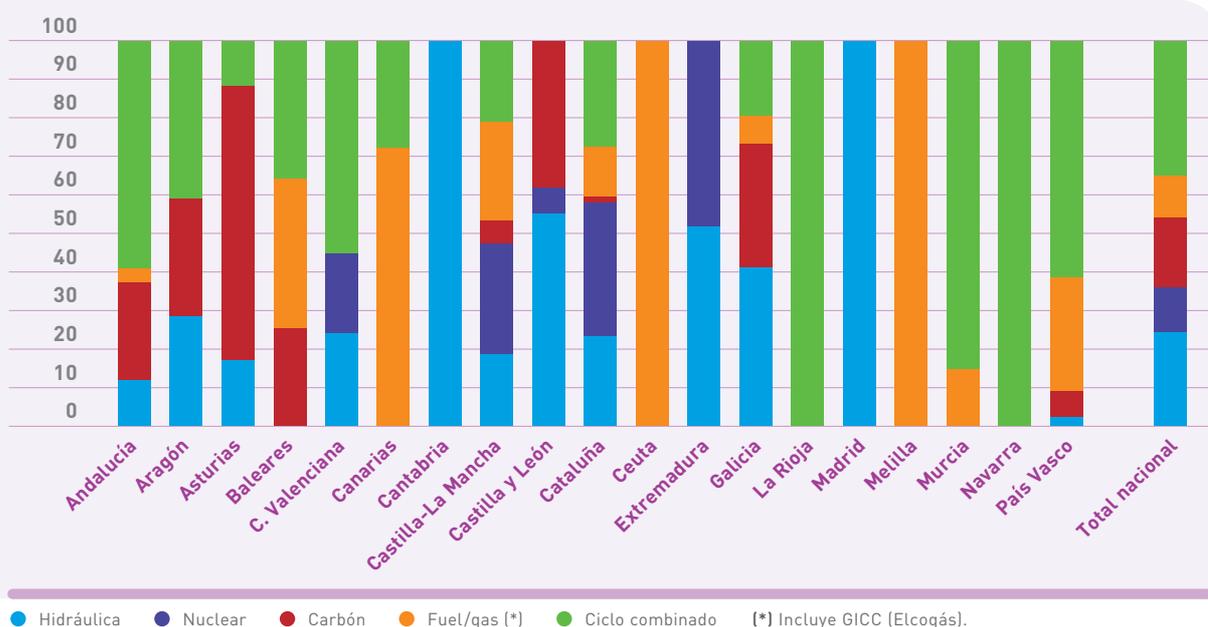
Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	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	1.341	2.628	510	-	-	-	221	2.707	162
Fuel/gas (1) (2)	308	-	-	752	-	1.843	-	948	-	1.178
Ciclo combinado	4.789	1.785	432	696	2.910	696	-	774	-	2.475
Total 2008	8.194	4.411	3.721	1.958	5.321	2.540	389	3.734	7.152	9.164
Total 2007	8.194	4.424	3.290	1.892	5.202	2.477	389	3.734	7.152	9.476
% 08/07	0,0	-0,3	13,1	3,5	2,3	2,5	0,0	0,0	0,0	-3,3

	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	11.869
Fuel/gas (1) (2)	71	-	470	-	-	85	578	-	936	7.170
Ciclo combinado	-	-	1.238	799	-	-	3.318	1.203	1.951	23.066
Total 2008	71	4.105	6.420	808	59	85	3.924	1.214	3.210	66.479
Total 2007	69	4.105	6.362	799	59	71	3.867	1.197	3.210	65.968
% 08/07	2,3	0,0	0,9	1,1	0,0	18,5	1,5	1,4	0,0	0,8

(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 (%)

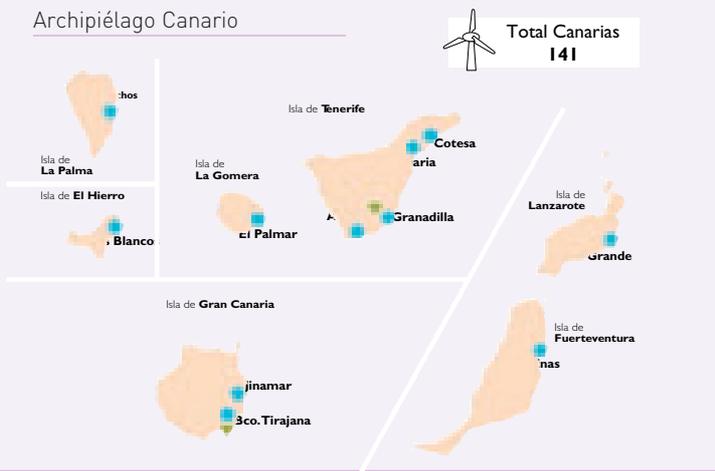


● Hidráulica ● Nuclear ● Carbón ● Fuel/gas (*) ● Ciclo combinado (*) Incluye GICC (Elcogás).

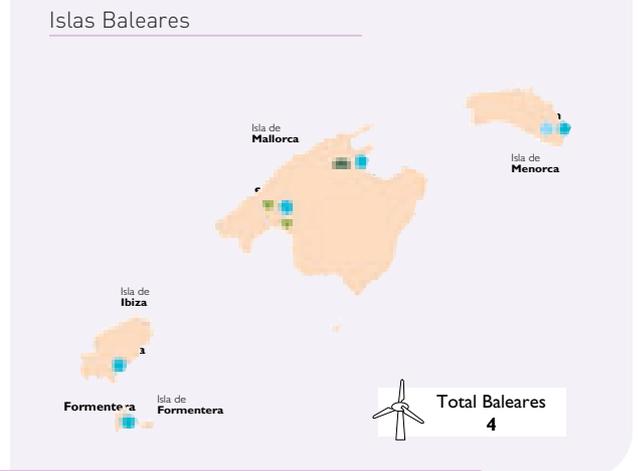
Situación de las principales centrales eléctricas



Archipiélago Canario



Islas Baleares



Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2007	2008	Δ%
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	2.115	21	-99,0
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159	8.485	5.739	-32,4
Los Barrios	Carbón importado	568	4.228	2.021	-52,2
Algeciras (1)	Fuel/gas	-	9	-	-
C.Colón	Fuel/gas	308	0	0	-
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.575	1.851	17,5
San Roque 2	Ciclo combinado	400	1.861	2.330	25,2
Arcos 1	Ciclo combinado	396	586	540	-7,9
Arcos 2	Ciclo combinado	379	661	619	-6,3
Arcos 3	Ciclo combinado	844	2.341	2.954	26,2
Palos 1	Ciclo combinado	401	2.355	2.418	2,7
Palos 2	Ciclo combinado	396	2.248	2.093	-6,9
Palos 3	Ciclo combinado	398	2.267	2.213	-2,4
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	1.700	1.789	5,2
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	2.272	2.067	-9,0
Colón 4	Ciclo combinado	398	2.085	2.488	19,3
Andalucía		7.148	34.785	29.143	-16,2
Escatrón	Lignito negro	80	0	0	-
Escucha	Lignito negro	159	413	878	112,7
Teruel	Lignito negro	1.102	7.122	4.842	-32,0
Castelnou	Ciclo combinado	798	2.294	3.688	60,7
Escatrón 3	Ciclo combinado	785	13	1.896	-
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	202	186	377	102,6
Aragón		3.127	10.029	11.681	16,5
Aboño	Hulla+antracita	916	7.086	5.580	-21,2
Lada	Hulla+antracita	513	2.761	829	-70,0
Narcea	Hulla+antracita	595	3.593	2.453	-31,7
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	604	3.672	1.472	-59,9
Soto de la Ribera 4 (2)	Ciclo combinado	432	-	810	-
Asturias		3.060	17.112	11.143	-34,9
Trillo I	Nuclear	1.066	8.515	8.284	-2,7
Puertollano	Hulla+antracita	221	1.162	277	-76,2
Aceca	Fuel/gas	628	223	133	-40,3
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.835	1.938	5,6
Aceca 4	Ciclo combinado	374	2.595	2.334	-10,1
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.387	1.498	8,0
Castilla-La Mancha		3.009	15.716	14.464	-8,0
Garoña	Nuclear	466	3.478	4.016	15,5
Anllares	Hulla+antracita	365	2.353	2.158	-8,3
Compostilla	Hulla+antracita	1.171	6.387	6.454	1,1
Guardo	Hulla+antracita	516	2.883	1.037	-64,0
La Robla	Hulla+antracita	655	3.739	3.230	-13,6
Castilla y León		3.173	18.840	16.895	-10,3
Ascó I	Nuclear	1.028	7.917	7.694	-2,8
Ascó II	Nuclear	1.027	7.467	7.488	0,3
Vandellós II	Nuclear	1.087	5.532	7.239	30,9
Cercs	Lignito negro	162	778	463	-40,5
Foix	Fuel/gas	520	250	274	9,7

[sigue en la página siguiente →]

Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2007	2008	Δ%
San Adrián (3)	Fuel/gas	659	161	179	11,1
Besós 3	Ciclo combinado	412	2.157	2.564	18,8
Besós 4	Ciclo combinado	407	2.498	2.164	-13,4
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	2.171	2.101	-3,2
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	1.685	1.135	-32,7
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412	1.412	1.057	-25,1
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	1.306	2.158	65,3
Cataluña		6.958	33.333	34.515	3,5
Cofrentes	Nuclear	1.085	6.241	8.156	30,7
Castellón (4)	Fuel/gas	-	92	-	-
Castellón 3	Ciclo combinado	800	2.371	2.872	21,2
Castellón 4	Ciclo combinado	854	12	3.194	-
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	1.391	1.267	-8,9
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	802	1.454	81,3
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	580	1.852	219,4
C.Valenciana		3.995	11.489	18.795	63,6
Almaraz I	Nuclear	974	8.523	7.491	-12,1
Almaraz II	Nuclear	983	7.430	8.607	15,8
Extremadura		1.957	15.953	16.098	0,9
Meirama	Lignito pardo	563	4.002	288	-92,8
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	9.635	7.901	-18,0
Sabón	Fuel/gas	470	161	245	52,8
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849	275	3.669	-
Sabón 3	Ciclo combinado	389	26	1.406	-
Galicia		3.739	14.099	13.509	-4,2
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	1.825	1.955	7,1
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	2.221	1.699	-23,5
La Rioja		799	4.046	3.654	-9,7
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	2.181	2.106	-3,4
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	1.781	2.389	34,2
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	1.721	2.299	33,6
Escombreras	Fuel/gas	578	30	0	-
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	905	1.726	90,8
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	773	1.629	110,7
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	594	948	59,7
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	1.925	4.126	114,4
Murcia		3.896	9.909	15.224	53,6
Castejón 1	Ciclo combinado	399	1.822	1.808	-0,7
Castejón 2	Ciclo combinado	378	1.109	860	-22,4
Castejón 3	Ciclo combinado	426	171	1.525	790,0
Navarra		1.203	3.102	4.193	35,2
Amorebieta	Ciclo combinado	749	2.336	3.203	37,1
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	1.419	634	-55,3
Santurce	Fuel/gas	936	85	48	-43,5
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	4.195	4.632	10,4
Santurce 4	Ciclo combinado	403	1.024	1.082	5,7
País Vasco		3.105	9.058	9.598	6,0
Total		45.168	197.471	198.912	0,7

(1) Baja en agosto 2007. (2) Grupo en pruebas. (3) Baja San Adrián 2 en enero 2008. (4) Baja en diciembre 2007.

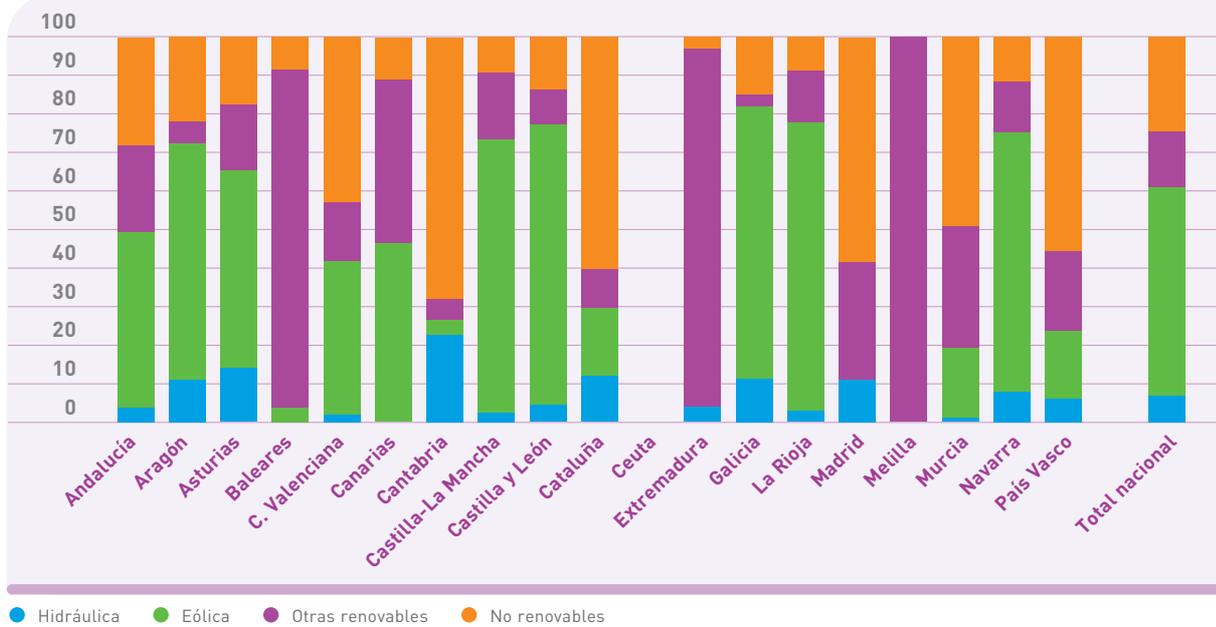
Potencia instalada del régimen especial (*) (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	2.435	2.173	445	88	955	271	140	4.267	3.723	947
Hidráulica	127	309	77	0	31	0,5	99	114	199	285
Eólica	1.542	1.714	276	4	667	141	18	3.335	3.142	423
Otras renovables	766	150	92	84	257	129	24	819	382	239
Biomasa	239	36	37	0	26	0	1	53	42	36
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	517	107	1	50	223	91	1	765	315	148
No renovables	944	613	95	8	714	33	297	433	583	1.434
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	49	27	8	74	33	12	217	104	273
Gas de refinería	121	0	0	0	31	0	0	0	0	0
Gas natural	668	564	49	0	602	0	216	216	479	1.161
Total 2008	3.378	2.787	539	96	1.669	304	437	4.700	4.305	2.381
Total 2007	2.521	2.662	519	47	1.273	243	419	3.562	3.648	2.132
% 08/07	34,0	4,7	4,0	105,4	31,1	25,2	4,2	31,9	18,0	11,7

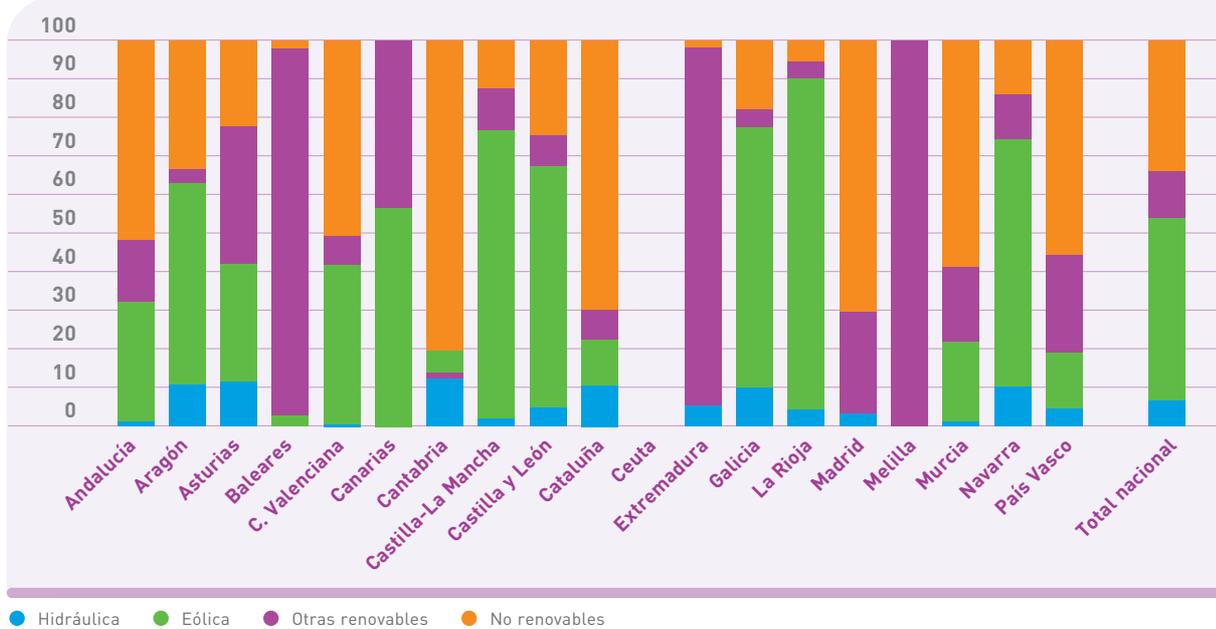
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	394	3.644	508	187	3	424	1.299	381	22.282
Hidráulica	0	17	479	17	49	0	10	115	52	1.979
Eólica	0	0	3.043	417	0	0	150	993	153	16.018
Otras renovables	0	377	121	74	137	3	264	192	176	4.285
Biomasa	0	1	45	3	41	0	3	40	35	639
R.S. Industriales	0	0	68	0	10	0	0	0	22	226
R.S. Urbanos	0	0	0	1	64	3	0	0	100	295
Solar	0	376	8	70	22	0	261	151	19	3.126
No renovables	0	12	645	49	260	0	408	170	476	7.173
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	25	0	46	6	24	1.382
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	58	210
Gas natural	0	12	288	44	235	0	362	165	365	5.424
Total 2008	0	405	4.289	557	447	3	832	1.470	857	29.455
Total 2007	0	73	3.959	525	436	3	656	1.365	783	24.826
% 08/07	-	456,5	8,3	6,1	2,3	0,0	26,8	7,6	9,5	18,6

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 (%)



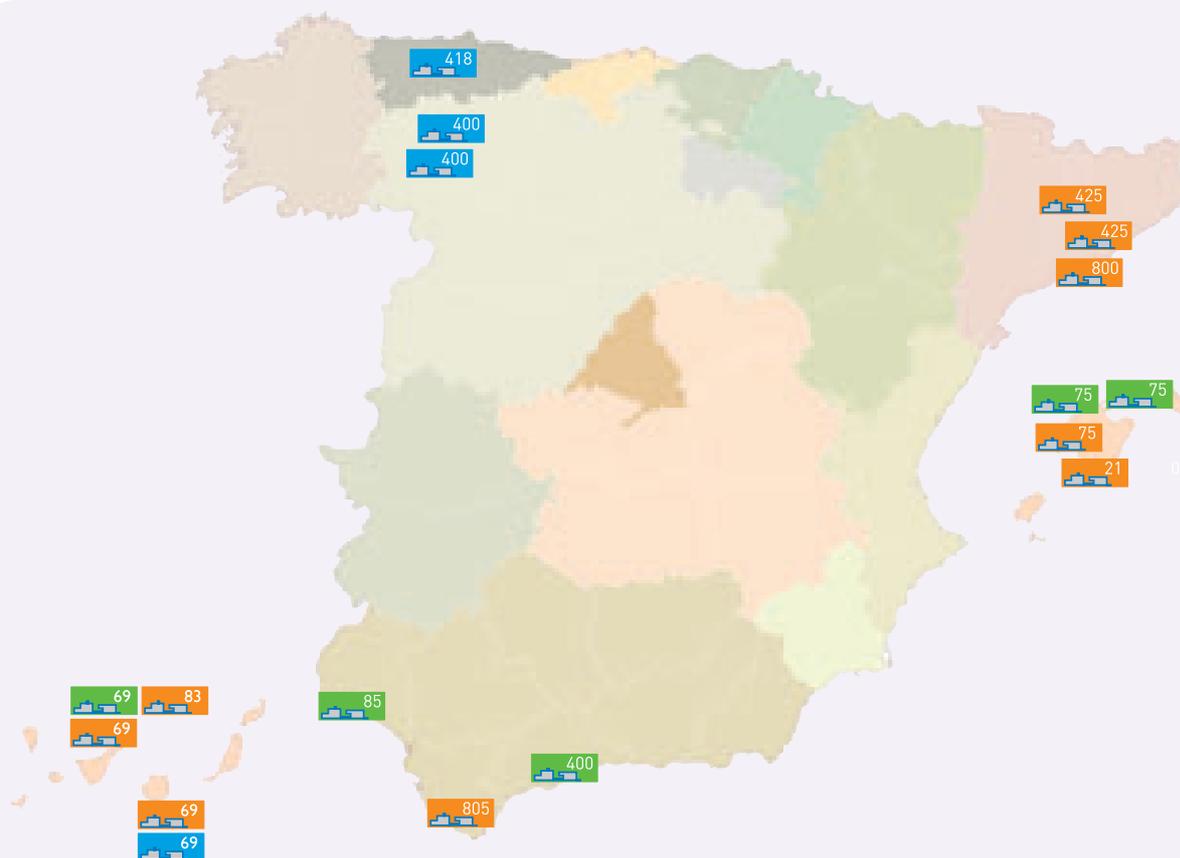
Energía adquirida al régimen especial (*) [GWh]

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	3.999	5.077	1.355	168	1.381	672	339	7.719	6.521	1.794
Hidráulica	163	830	199	0	16	2	228	257	473	652
Eólica	2.481	4.010	551	5	1.139	379	21	6.501	5.449	643
Otras renovables	1.356	237	605	162	226	292	89	961	599	499
Biomasa	896	111	214	0	23	0	12	171	234	92
R.S. Industriales	0	49	390	0	2	229	2	0	0	8
R.S. Urbanos	35	0	0	134	0	0	74	0	55	258
Solar	425	78	0	28	200	63	1	790	310	141
No renovables	4.276	2.634	428	6	1.409	0	1.456	1.238	2.259	4.079
Calor residual	61	0	107	0	3	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	651	0	0	0
Fuel-Gasoil	444	84	121	6	55	0	4	505	112	296
Gas de refinería	283	0	0	0	8	0	0	0	0	0
Gas natural	3.488	2.550	200	0	1.343	0	801	732	2.147	3.782
Total 2008	8.275	7.711	1.783	174	2.790	672	1.796	8.956	8.780	5.873
Total 2007	6.280	6.748	1.398	122	2.643	589	1.199	7.281	7.890	5.028
% 08/07	31,8	14,3	27,5	43,0	5,6	14,1	49,8	23,0	11,3	16,8

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	369	8.185	1.050	437	9	586	3.093	1.086	43.840
Hidráulica	0	21	960	52	53	0	24	367	122	4.417
Eólica	0	0	6.705	949	0	0	290	2.304	348	31.777
Otras renovables	0	348	521	49	384	9	272	422	615	7.645
Biomasa	0	0	226	5	65	0	16	253	119	2.437
R.S. Industriales	0	0	287	0	2	9	0	0	31	1.009
R.S. Urbanos	0	0	0	1	289	0	0	0	450	1.297
Solar	0	347	8	43	28	0	256	168	15	2.903
No renovables	0	10	1.790	65	1.013	0	808	506	1.336	23.314
Calor residual	0	0	0	0	0	0	0	0	62	233
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	651
Fuel-Gasoil	0	0	1.056	8	27	0	25	1	117	2.862
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	0	17	308
Gas natural	0	10	734	57	987	0	783	505	1.140	19.260
Total 2008	0	379	9.975	1.115	1.450	9	1.394	3.599	2.421	67.153
Total 2007	-	134	9.144	1.269	1.140	9	1.321	3.409	1.682	57.285
% 08/07	-	183,4	9,1	-12,1	27,2	-1,3	5,5	5,6	43,9	17,2

(*) Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico. No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales. Datos provisionales.

Previsión de instalación de ciclos combinados por 2009-2011 (1) (MW)



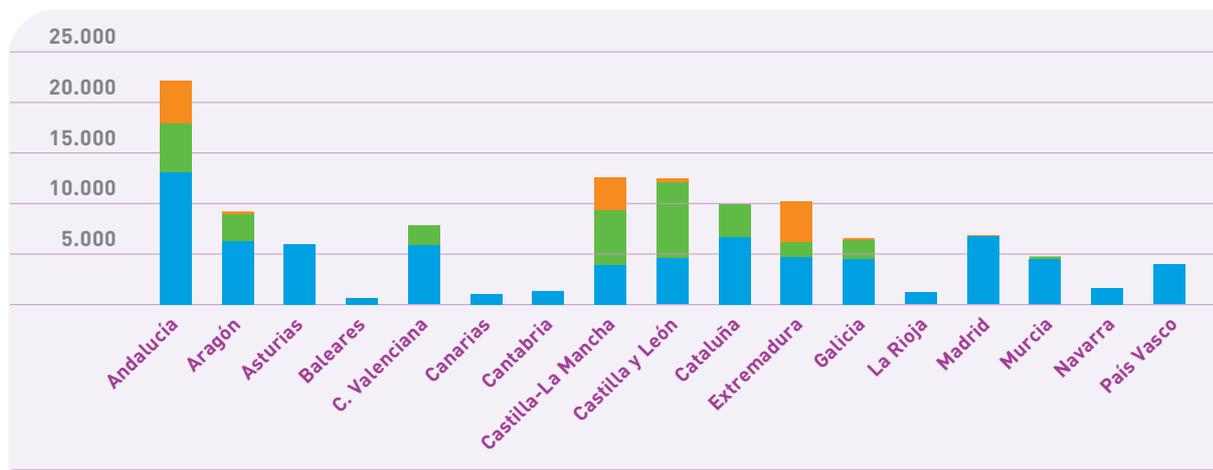
	2009 	2010 	2011 	Total
Andalucía	485	805	0	1.290
Aragón	0	0	0	0
Asturias	0	0	418	418
C. Valenciana	0	0	0	0
Cantabria	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	800	800
Cataluña	0	1.650	0	1.650
Extremadura	0	0	0	0
Galicia	0	0	0	0
La Rioja	0	0	0	0
Madrid	0	0	0	0
Murcia	0	0	0	0
Navarra	0	0	0	0
País Vasco	0	0	0	0
Total peninsular	485	2.455	1.218	4.158
Baleares	150	96	0	246
Canarias	69	220	69	358
Total extrapeninsular	219	316	69	604
Total nacional	704	2.771	1.287	4.762

(1) Previsión realizada por Red Eléctrica. Datos a 31 de marzo del 2009.

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



Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2009 (MW)



Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2009 (1) (2)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	18	13.002	11.402	0	1.600
Aragón	8	6.145	6.145	0	0
Asturias	8	6.062	6.062	0	0
C. Valenciana	7	5.828	4.727	1.102	0
Cantabria	3	1.400	600	0	800
Castilla-La Mancha	7	3.567	3.567	0	0
Castilla y León	6	4.410	4.410	0	0
Cataluña	11	6.964	6.964	0	0
Extremadura	5	4.377	4.377	0	0
Galicia	11	4.482	3.008	1.473	0
La Rioja	3	1.281	1.281	0	0
Madrid	6	6.945	6.945	0	0
Murcia	4	4.312	3.211	1.102	0
Navarra	4	1.641	1.641	0	0
País Vasco	5	3.920	3.920	0	0
Total peninsular	106	74.337	68.260	3.676	2.400
Baleares	8	646	646	0	0
Canarias	10	920	920	0	0
Total extrapeninsular	18	1.567	1.567	0	0
Total nacional	124	75.903	69.827	3.676	2.400

(1) De los 75.903 MW solicitados, el 89 % corresponde a ciclos combinados, el 3,1 % a generación de carbón, el 6,6 % a generación hidráulica y el 1,3 % a otros. (2) Datos a 31 de marzo del 2009. 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 1999-2009 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	79	5.064	2.647	0	2.418
Aragón	39	2.682	2.228	112	342
Asturias	1	26	26	0	0
C. Valenciana	7	1.741	1.741	0	0
Cantabria	1	126	126	0	0
Castilla-La Mancha	21	5.811	3.356	2.238	217
Castilla y León	58	7.699	6.592	221	886
Cataluña	18	2.871	2.241	288	343
Extremadura	17	1.868	664	0	1.204
Galicia	25	2.157	1.161	100	896
La Rioja	8	777	677	0	100
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	1	342	342	0	0
Navarra	13	527	473	0	54
País Vasco	4	383	100	0	283
Total peninsular	292	32.073	22.374	2.959	6.741
Baleares	10	151	137	0	14
Canarias	6	51	51	0	0
Total extrapeninsular	16	202	188	0	14
Total nacional	308	32.276	22.562	2.959	6.755

(*) Datos a 31 de marzo de 2009. 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 1999-2009 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	84	4.166	3.169	300	698
Aragón	10	321	271	0	50
Asturias	0	0	0	0	0
C. Valenciana	0	0	0	0	0
Cantabria	1	76	76	0	0
Castilla-La Mancha	68	3.061	1.516	600	945
Castilla y León	6	266	150	100	16
Cataluña	3	48	48	0	0
Extremadura	92	4.228	2.273	350	1.605
Galicia	4	148	47	0	101
La Rioja	0	0	0	0	0
Madrid	3	131	0	0	131
Murcia	1	7	0	0	7
Navarra	1	8	0	0	8
País Vasco	0	0	0	0	0
Total peninsular	273	12.459	7.549	1.349	3.561
Baleares	1	23	0	23	0
Canarias	6	168	148	0	20
Total extrapeninsular	7	191	148	23	20
Total nacional	280	12.650	7.697	1.372	3.581

(*) Datos a 31 de marzo de 2009. 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 1999-2009 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	90	14.118	9.902	2.855	1.361
Aragón	35	4.973	4.625	0	348
Asturias	11	2.220	2.220	0	0
C. Valenciana	74	10.947	7.087	3.725	135
Cantabria	9	632	362	270	0
Castilla-La Mancha	28	3.710	3.410	0	300
Castilla y León	30	3.440	2.480	445	515
Cataluña	117	13.768	9.198	4.250	320
Extremadura	25	3.318	3.043	125	150
Galicia	26	2.573	1.445	498	630
La Rioja	5	525	380	0	145
Madrid	90	12.340	10.170	1.270	900
Murcia	6	1.595	1.495	100	0
Navarra	7	630	505	125	0
País Vasco	21	1.870	1.585	285	0
Total peninsular	574	76.659	57.906	13.948	4.804
Baleares	21	1.037	957	80	0
Canarias	24	876	876	0	0
Total extrapeninsular	45	1.913	1.833	80	0
Total nacional	619	78.572	59.739	14.028	4.804

(*) Datos a 31 de marzo de 2009. 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	90,9	90,9	1,17	1,17
Aragón	3,5	3,5	0,16	0,16
Asturias	0,0	0,0	0,00	0,00
C. Valenciana	112,6	112,6	2,22	2,22
Cantabria	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla-La Mancha	1,5	1,5	0,17	0,17
Castilla y León	1,5	1,5	0,05	0,05
Cataluña	13,6	13,6	0,15	0,15
Extremadura	0,0	0,0	0,00	0,00
Galicia	302,3	302,3	7,80	7,80
La Rioja	0,0	0,0	0,00	0,00
Madrid	42,9	42,9	0,71	0,71
Murcia	0,0	0,0	0,00	0,00
Navarra	0,0	0,0	0,00	0,00
País Vasco	4,8	4,8	0,14	0,14



CI

Comparación
internacional



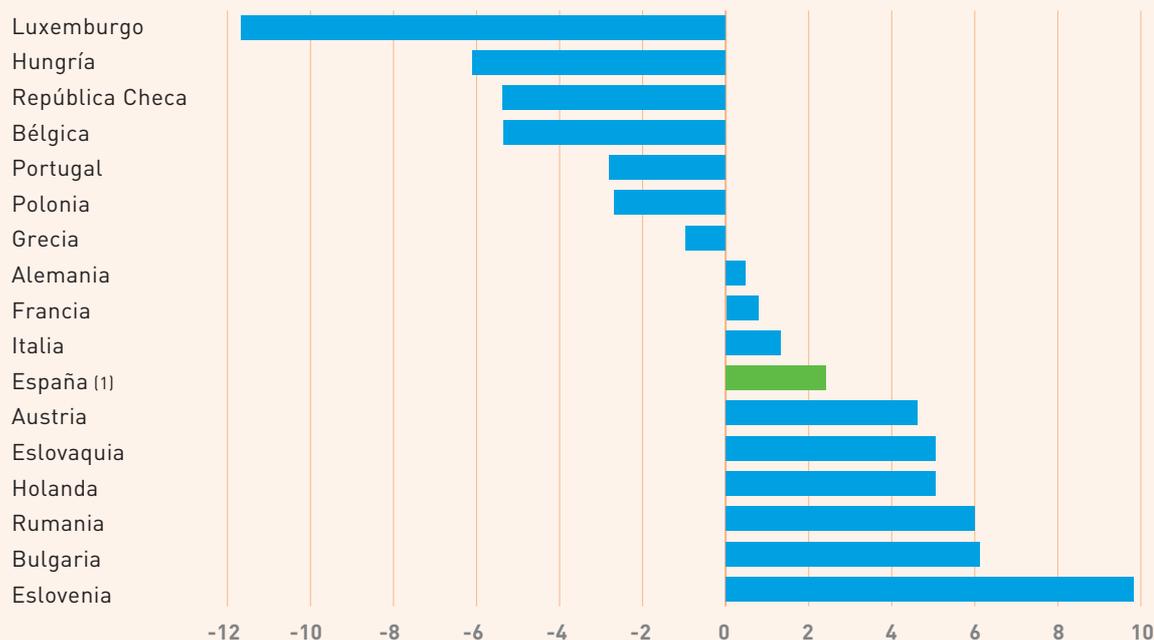
- 122** » Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - » Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2008/2007
- 123** » Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - » Incremento de la demanda de energía eléctrica 2008/2007
- 124** » Incremento de la demanda de energía eléctrica 2008/2004
 - » Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 125** » Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - » Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 126** » Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - » Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 127** » Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
 - » Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de la UCTE
- 128** » Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes
- 129** » Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes
- 130** » Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
 - » 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)

	2007	2008	% 08/07
Alemania	584,0	587,3	0,6
Austria	63,8	66,8	4,6
Bélgica	85,1	80,6	-5,2
Bulgaria	38,2	40,6	6,2
Eslovaquia	26,1	27,4	5,0
Eslovenia	13,1	14,3	9,7
España (1)	271,6	278,3	2,5
Francia	544,7	549,1	0,8
Grecia	52,5	51,9	-1,1
Holanda	99,3	104,4	5,1
Hungría	37,3	35,0	-6,1
Italia	301,4	305,2	1,2
Luxemburgo	3,9	3,5	-11,7
Polonia	148,4	144,4	-2,7
Portugal	44,6	43,4	-2,8
República Checa	81,4	77,1	-5,3
Rumania	56,4	59,8	6,0
Total	2.451,9	2.469,0	0,7

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

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2008/2007 (%)



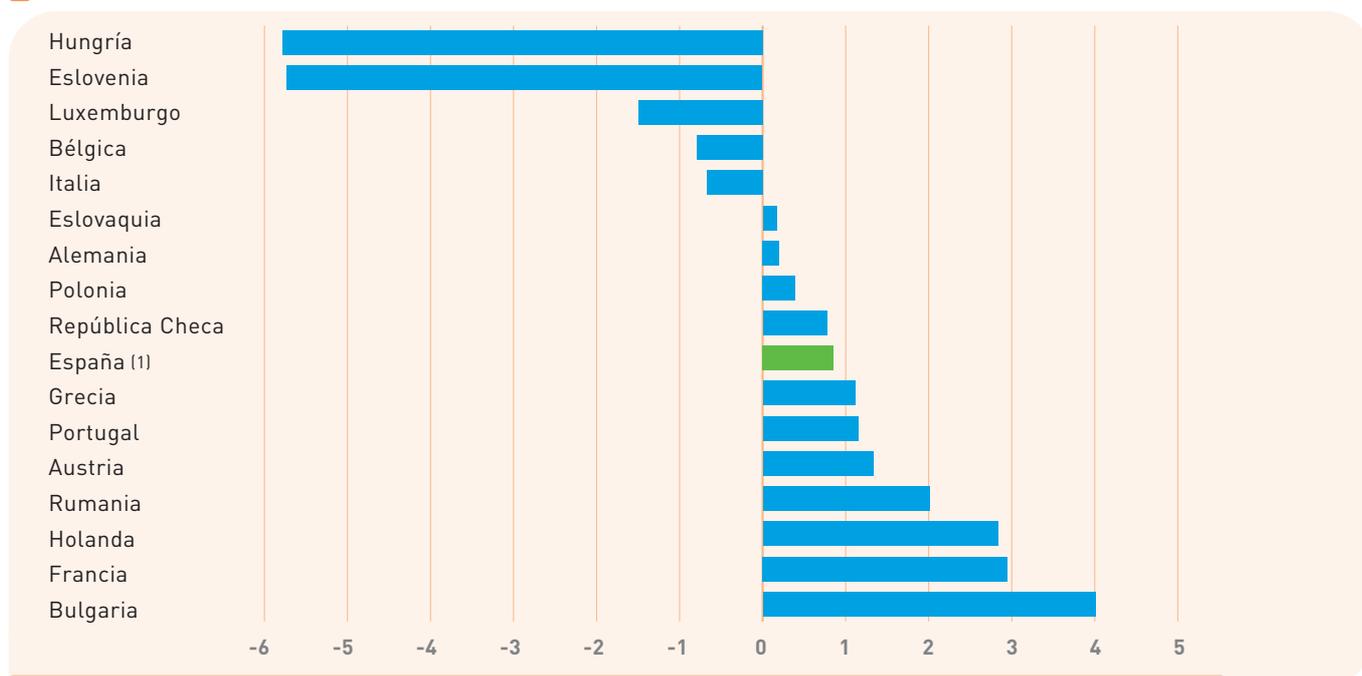
(1) Sistema peninsular.

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

	2007	2008	% 08/07
Alemania	555,9	557,2	0,2
Austria	67,4	68,4	1,4
Bélgica	90,2	89,5	-0,8
Bulgaria	33,1	34,5	4,0
Eslovaquia	27,6	27,6	0,2
Eslovenia	13,4	12,7	-5,7
España (1)	261,5	263,5	0,8
Francia	480,3	494,5	3,0
Grecia	55,7	56,3	1,1
Holanda	117,0	120,2	2,8
Hungría	41,3	38,9	-5,7
Italia	339,9	337,6	-0,7
Luxemburgo	6,8	6,7	-1,5
Polonia	142,2	142,9	0,5
Portugal	51,6	52,2	1,2
República Checa	64,7	65,1	0,7
Rumania	54,1	55,2	2,0
Total	2.402,7	2.422,9	0,8

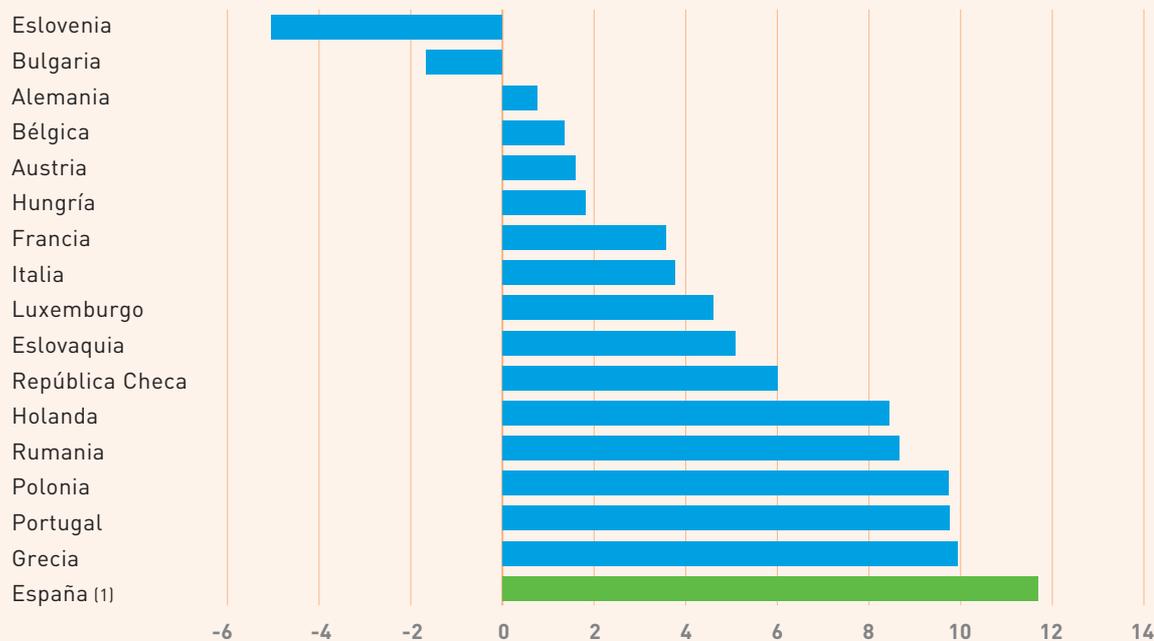
(1) Demanda peninsular en b.c. Fuente: UCTE.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2008/2007 (%)



(1) Sistema peninsular.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2008/2004 (%)



(1) Sistema peninsular.

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

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura media (°C)
Alemania	Jueves	15 de enero	19:00	76.800	5,5
Austria	Miércoles	26 de noviembre	17:30	9.397	(*)
Bélgica	Jueves	14 de febrero	18:30	13.648	0,6
Bulgaria	Domingo	13 de enero	18:00	7.034	-6,1
Eslovaquia	Miércoles	9 de enero	17:00	4.342	-1,2
Eslovenia	Jueves	10 de enero	19:00	1.990	0,1
España	Lunes	15 de diciembre	20:00	42.961	4,9
Francia	Lunes	15 de diciembre	19:00	84.426	3,9
Grecia	Martes	22 de julio	14:00	10.217	32,0
Holanda	Martes	15 de enero	18:00	18.465	8,5
Hungría	Miércoles	9 de enero	17:00	5.980	-1,5
Italia	Jueves	26 de junio	12:00	55.292	32,0
Luxemburgo	Jueves	17 de enero	19:00	1.054	5,2
Polonia	Viernes	4 de enero	18:00	23.115	-8,4
Portugal	Martes	2 de diciembre	19:30	8.964	9,2
República Checa	Jueves	14 de febrero	15:00	10.010	0,5
Rumania	Jueves	10 de enero	17:00	8.589	-4,2

(*) Dato no disponible. Fuente: UCTE.

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

	2007	2008	% 08/07
Alemania	6.753	6.777	0,3
Austria	8.126	8.207	1,0
Bélgica	8.518	8.387	-1,5
Bulgaria	4.314	4.509	4,5
Eslovaquia	5.114	5.117	0,1
Eslovenia	6.689	6.262	-6,4
España	5.881	5.820	-1,0
Francia	7.577	7.756	2,4
Grecia	4.985	5.021	0,7
Holanda	7.150	7.327	2,5
Hungría	4.102	3.876	-5,5
Italia	5.749	5.662	-1,5
Luxemburgo	14.232	13.795	-3,1
Polonia	3.730	3.748	0,5
Portugal	4.867	4.916	1,0
República Checa	6.286	6.274	-0,2
Rumania	2.510	2.564	2,2
Total	5.978	6.001	0,4

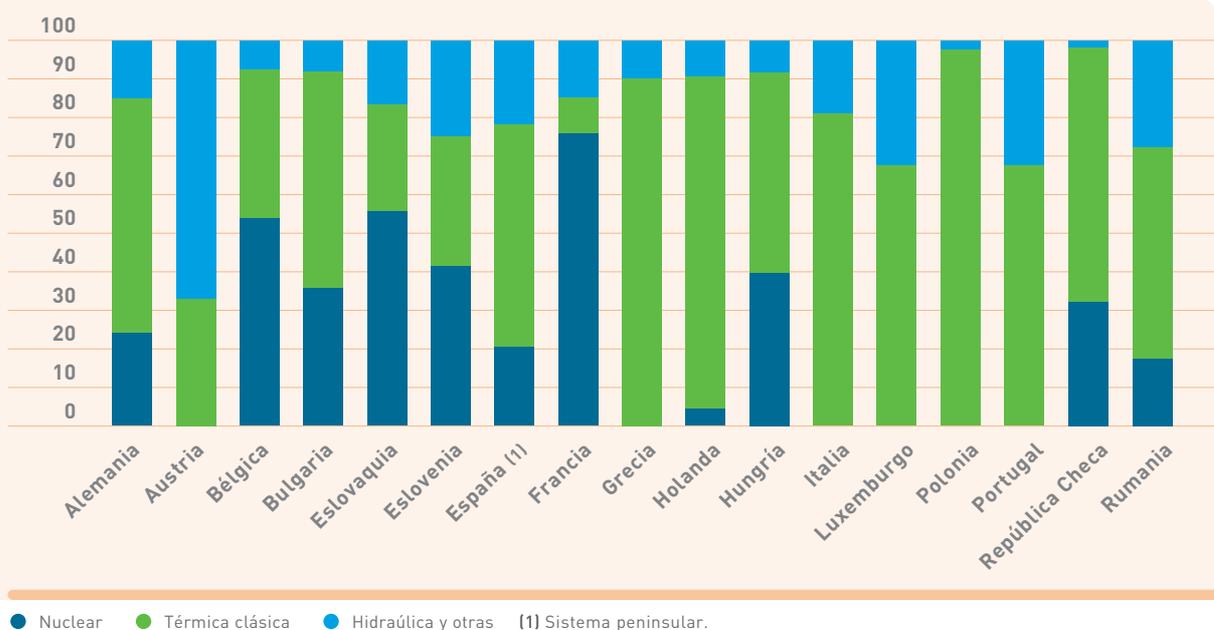
Consumo per cápita = Consumo total / nº hab. Datos de población: Eurostat. Fuente: UCTE.

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	141,1	24,0	356,4	60,7	89,8	15,3	587,3
Austria	0,0	0,0	21,6	32,3	45,2	67,7	66,8
Bélgica	43,4	53,8	31,3	38,9	6,0	7,4	80,6
Bulgaria	14,8	36,4	22,6	55,7	3,2	7,9	40,6
Eslovaquia	15,5	56,5	7,3	26,6	4,6	16,9	27,4
Eslovenia	6,0	41,7	4,8	33,8	3,5	24,5	14,3
España (1)	56,5	20,3	158,1	56,8	63,7	22,9	278,3
Francia	418,3	76,2	53,3	9,7	77,6	14,1	549,1
Grecia	0,0	0,0	46,7	90,0	5,2	10,0	51,9
Holanda	3,9	3,8	91,5	87,6	9,0	8,6	104,4
Hungría	14,0	39,9	18,3	52,2	2,8	7,9	35,0
Italia	0,0	0,0	248,5	81,4	56,6	18,6	305,2
Luxemburgo	0,0	0,0	2,4	68,4	1,1	31,6	3,5
Polonia	0,0	0,0	140,8	97,5	3,6	2,5	144,4
Portugal	0,0	0,0	28,9	66,7	14,5	33,3	43,4
República Checa	25,0	32,5	49,3	64,0	2,8	3,6	77,1
Rumania	10,3	17,3	32,6	54,6	16,8	28,1	59,8
Total	748,7	30,3	1.314,5	53,2	405,9	16,4	2.469,0

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

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



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	89,8	141,1	356,4	587,3	7,7	-22,5	557,2
Austria	45,2	0,0	21,6	66,8	3,3	4,9	68,4
Bélgica	6,0	43,4	31,3	80,6	1,8	10,6	89,5
Bulgaria	3,2	14,8	22,6	40,6	0,7	-5,4	34,5
Eslovaquia	4,6	15,5	7,3	27,4	0,3	0,5	27,6
Eslovenia	3,5	6,0	4,8	14,3	0,0	-1,6	12,7
España (1)	63,7	56,5	158,1	278,3	3,7	-11,0	263,5
Francia	77,6	418,3	53,3	549,1	6,6	-48,0	494,5
Grecia	5,2	0,0	46,7	51,9	1,2	5,6	56,3
Holanda	9,0	3,9	91,5	104,4	0,0	15,8	120,2
Hungría	2,8	14,0	18,3	35,0	0,0	3,9	38,9
Italia	56,6	0,0	248,5	305,2	7,5	39,9	337,6
Luxemburgo	1,1	0,0	2,4	3,5	1,2	4,4	6,7
Polonia	3,6	0,0	140,8	144,4	0,9	-0,7	142,9
Portugal	14,5	0,0	28,9	43,4	0,6	9,4	52,2
República Checa	2,8	25,0	49,3	77,1	0,5	-11,5	65,1
Rumanía	16,8	10,3	32,6	59,8	0,1	-4,4	55,2

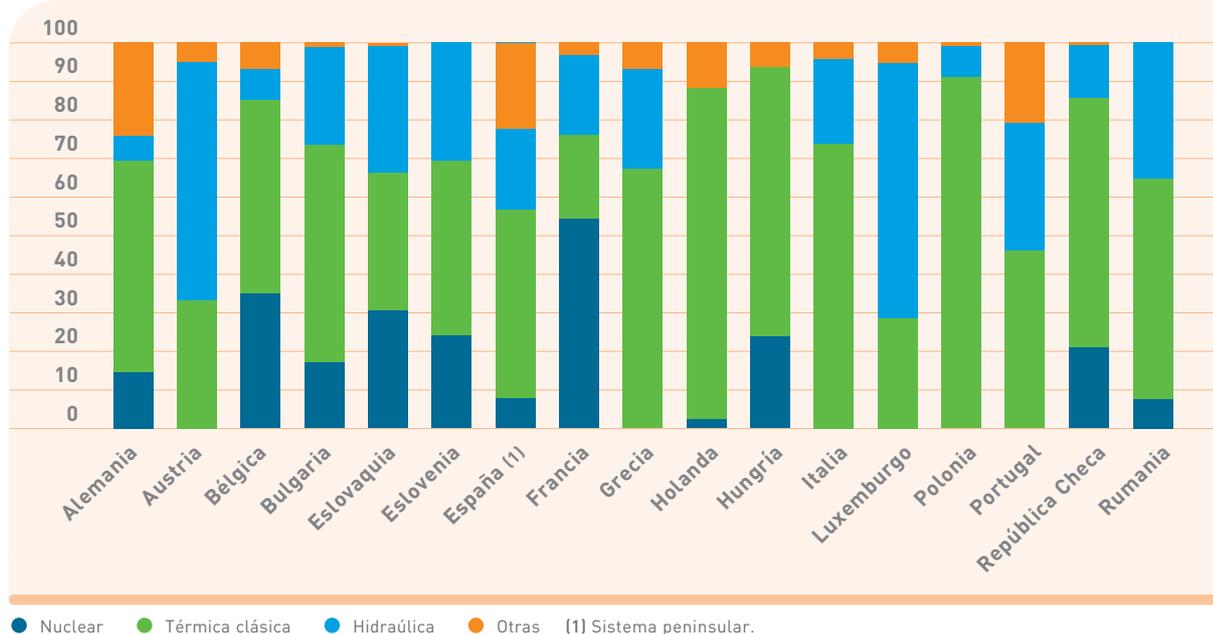
(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: UCTE. Incluye adquisiciones al régimen especial.

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	15,1	72,3	53,7	9,7	7,2	32,4	24,1	134,7
Austria	0,0	0,0	6,3	33,1	11,9	61,8	1,0	5,1	19,2
Bélgica	5,8	34,8	8,3	49,9	1,4	8,4	1,1	6,9	16,7
Bulgaria	2,0	17,2	6,5	56,1	3,0	25,7	0,1	1,0	11,6
Eslovaquia	2,2	29,5	2,7	36,4	2,5	33,2	0,1	0,8	7,5
Eslovenia	0,7	24,2	1,3	45,4	0,9	30,4	0,0	0,0	2,9
España (1)	7,4	8,3	43,3	48,6	18,4	20,6	19,9	22,4	89,0
Francia	63,3	53,8	24,7	21,0	25,4	21,6	4,3	3,6	117,7
Grecia	0,0	0,0	8,4	67,0	3,2	25,4	0,9	7,5	12,5
Holanda	0,5	1,9	21,7	85,9	0,0	0,1	3,0	12,0	25,3
Hungría	1,8	23,5	5,4	69,2	0,1	0,6	0,5	6,7	7,8
Italia	0,0	0,0	73,0	74,2	21,1	21,5	4,3	4,3	98,4
Luxemburgo	0,0	0,0	0,5	29,2	1,1	66,1	0,1	4,7	1,7
Polonia	0,0	0,0	29,7	91,4	2,3	7,2	0,5	1,5	32,5
Portugal	0,0	0,0	6,9	45,8	5,0	33,1	3,1	21,0	15,0
República Checa	3,5	21,5	10,6	64,2	2,2	13,2	0,2	1,2	16,5
Rumania	1,3	7,8	9,4	56,9	5,8	35,2	0,0	0,0	16,6
Total	108,8	17,4	331,0	52,9	113,9	18,2	71,6	11,4	625,3

(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: UCTE.

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

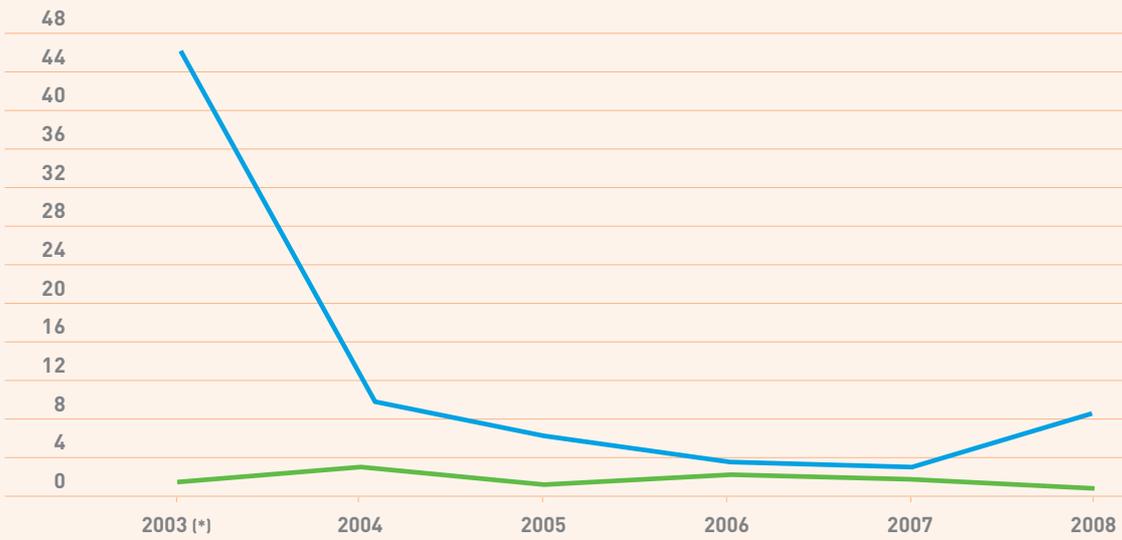


Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de la UCTE y limítrofes (1) (GWh)

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	2.616	185	2.431
Alemania (DE)	40.245	62.695	-22.450
Austria (AT)	22.033	16.528	5.505
Bélgica (BE)	17.036	6.561	10.475
Bielorrusia (BY)	0	554	-554
Bosnia (BA)	3.354	5.004	-1.650
Bulgaria (BG)	3.096	8.440	-5.344
Croacia (HR)	12.247	5.669	6.578
Dinamarca (DK)	8.542	10.772	-2.230
Eslovaquia (SK)	9.414	8.889	525
Eslovenia (SI)	6.233	7.827	-1.594
España (ES)	5.880	16.482	-10.602
Francia (FR)	10.177	56.483	-46.305
FYROM (MK)	3.920	1.203	2.717
Gran Bretaña (GB)	12.448	923	11.525
Grecia (GR)	7.575	1.964	5.611
Holanda (NL)	25.023	9.282	15.741
Hungría (HU)	12.772	8.867	3.905
Italia (IT)	43.284	3.394	39.890
Luxemburgo (LU)	6.819	2.464	4.355
Marruecos (MA)	4.227	15	4.212
Moldavia (MD)	0	773	-773
Montenegro (ME)	3.378	1.484	1.894
Noruega (NO)	756	7.970	-7.214
Polonia (PL)	9.021	9.704	-683
Portugal (PT)	10.594	1.314	9.280
República Checa (CZ)	8.524	19.986	-11.462
Rumania (RO)	2.609	7.042	-4.433
Serbia (RS)	9.136	8.574	562
Suecia (SE)	1.885	6.937	-5.052
Suiza (CH)	30.494	30.525	-31
Turquía (TR)	30	0	30
Ucrania (UA)	1.274	6.132	-4.858

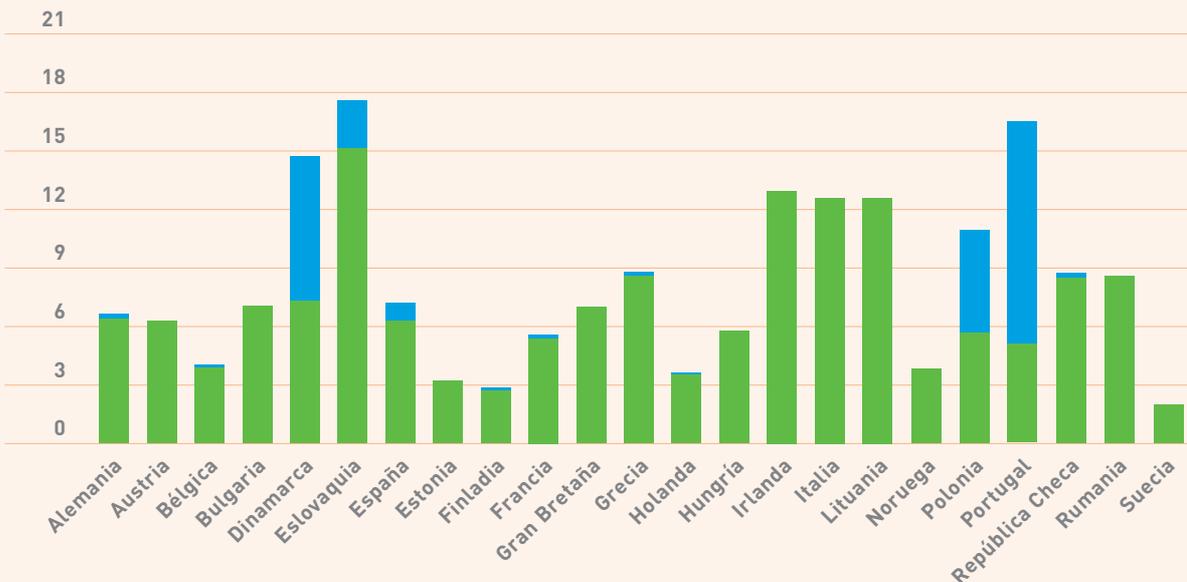
(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: UCTE. Datos a Mayo 2009.

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



● Países de la UCTE ● España (Red Peninsular)
TIM = ENS/Potencia media del sistema. (*) Incluye el apagón ocurrido Italia en septiembre de 2003. Fuente: UCTE.

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



● Tarifa de transporte [1] ● Otros costes [2]
(*) 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.
Fuente: ETSO. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2008.





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

Quienes entreguen o tomen energía eléctrica de otros sistemas exteriores, en los términos previstos en los artículos 9 y 13 de la Ley 54/1997. La Ley 17/2007 establece, 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.

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 coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas 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 resultado 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

Personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan 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

Los productores, los autoproductores, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualesquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

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 ejecute 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 de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. 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 nacional 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 nacional en mercado regulado

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

Desvíos medidos 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 medidos 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.

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.

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.

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.

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.

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.

Generación neta

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

Gestión de desvíos

Servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos horarios entre generación y consumo superiores a 300 MWh 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.

Indisponibilidad de las unidades de producción

Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

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 como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Interrumpibilidad

Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes. El servicio de interrumpibilidad se gestiona por Red Eléctrica como operador del sistema.

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 diario e intradiario 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 de producción

Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiendo por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

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.

Operador del Mercado

Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Operador del Sistema

Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el operador del sistema es también el gestor de la red de transporte.

Pagos por capacidad

Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

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 alternado.

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.

Procesos de operación del sistema

Son aquellos servicios de ajuste del sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

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.

Producibile 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 programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

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 realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no

renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

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 al programa de intercambio previsto 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

Las resevas 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 resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo y la mayor parte de ellos se gestionan por mecanismos de mercado. Se entienden como sistemas de ajuste tales como la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios (regulación primaria, secundaria, terciaria y control de tensión) y la gestión de desvíos.

Subasta de capacidad

Proceso utilizado para asignar capacidad en las interconexiones basado en mecanismos de mercado, mediante subastas explícitas anuales, mensuales, diarias e 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 1 de julio del 2009

Edita:

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
P.º 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
César Olmos
Fernando Moreno
Manuel Juan

Otros datos de la edición:

Fecha de edición: Julio 2009
Impresión: Gráficas Monterreina

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 DIN.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

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

