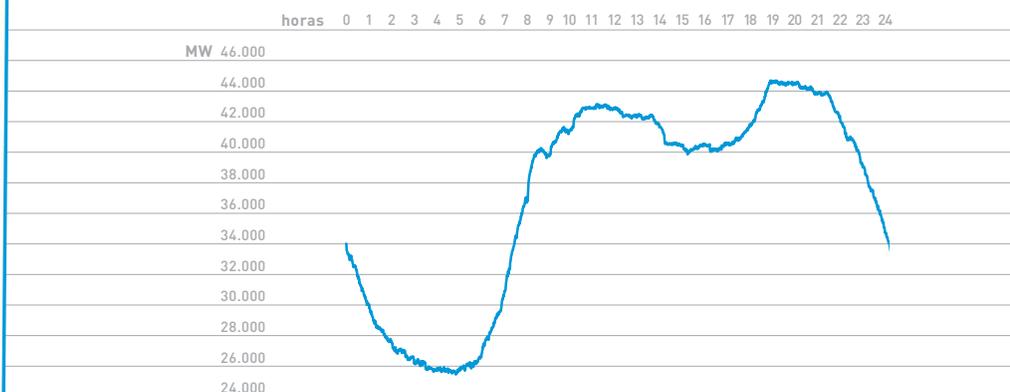
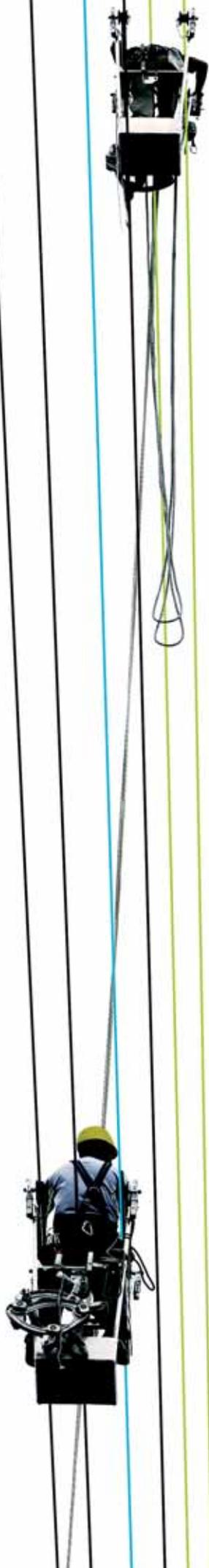


09

El sistema eléctrico español



09

El sistema
eléctrico español



Índice general

- 5** . El sistema eléctrico español en el 2009

- 23** . Sistema peninsular
 - 23 . 01. Demanda de energía eléctrica
 - 29 . 02. Cobertura de la demanda
 - 35 . 03. Régimen ordinario
 - 51 . 04. Régimen especial
 - 55 . 05. Operación del sistema
 - 73 . 06. Red de transporte
 - 81 . 07. Calidad de servicio
 - 87 . 08. Intercambios internacionales

- 101** . Sistemas extrapeninsulares

- 111** . El sistema eléctrico por comunidades autónomas

- 129** . Comparación internacional

- 141** . Glosario

El sistema eléctrico español en el 2009

En el 2009 se ha producido un fuerte descenso del consumo eléctrico que ha situado la demanda eléctrica anual en valores cercanos a la registrada en el 2005. Sin embargo, cabe destacar que en el transcurso del año 2010 hasta el cierre de este informe, se ha observado una recuperación de la demanda que refleja un incremento del consumo eléctrico en el primer semestre del 2010 del 4,2%, respecto al mismo periodo del año anterior.

La demanda de energía eléctrica nacional registró una caída anual respecto al 2008 del 4,5%, la primera tasa negativa de la serie histórica de registros de evolución de la demanda que arranca en 1985. Este descenso es similar al 4,7% obtenido por el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).



El retroceso del consumo eléctrico responde a la difícil coyuntura económica internacional en la que el indicador español de Producto Interior Bruto (PIB) se redujo un 3,6%, cifra que representa una brusca caída respecto a la tasa de crecimiento del 0,9% del año anterior. Igualmente, el indicador de PIB de los países de la zona euro tuvo un retroceso del 4,1%.

Lo más destacable por el lado de la generación, ha sido el notable crecimiento de la producción de energía renovable, mientras que el descenso de la demanda repercutió principalmente en las centrales de carbón y ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior.

En el ámbito regulatorio, el 2009 ha sido un año muy prolífico, con la aprobación de numerosas disposiciones de singular importancia para el funcionamiento del sector eléctrico, tanto en el marco de la regulación de la Unión Europea, como en el marco de la regulación española.

Marco regulatorio

Respecto al ámbito comunitario, destaca la publicación del conjunto de disposiciones que componen el denominado «Tercer Paquete Regulatorio», entre las que sobresale la *Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*.

El principal cambio introducido por esta nueva Directiva es la exigencia de separación de propiedad de la empresa propietaria y gestora de la red de transporte respecto al resto de

empresas que desarrollen las actividades de generación o suministro. Con ello se establece el modelo TSO como la mejor vía para garantizar la competencia de los mercados eléctricos y asegurar la inversión necesaria en redes de transporte. Además, la Directiva 2009/72/CE establece medidas para el fortalecimiento de la independencia de los reguladores energéticos nacionales, fijando el requisito de separación jurídica y funcional entre éstos y cualquier otra entidad pública o privada, y para aumentar las obligaciones de servicio público de las empresas eléctricas y la protección al consumidor.

El «Tercer Paquete Regulatorio» se completa con la publicación del Reglamento (CE) nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, que crea la Red Europea de Gestores de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) como nueva entidad de cooperación de los TSO a nivel comunitarios, así como el Reglamento CE nº 713/2009, del Parlamento y del Consejo, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), organismo comunitario con personalidad jurídica propia cuyo objeto será asistir a los reguladores energéticos nacionales en el desarrollo de sus tareas a nivel comunitario, así como coordinar sus actuaciones.

La regulación comunitaria aprobó también en 2009 otro conjunto de disposiciones conocido como «Paquete Verde», de las que la más relevante para el sector eléctrico es la *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*, en la que se establece como objetivo obligatorio que en el año 2020 el 20 % del consumo de

energía final de la Unión Europea proceda de fuentes de energía renovables, asignándose a España un objetivo también del 20 %.

Los objetivos del «Paquete Verde» para el conjunto de la Unión Europea se resumen en el denominado triple 20: 20% de consumo abastecido con renovables, 20% de ahorro de energía y 20% de reducción de gases de efecto invernadero, todos ellos para el año 2020.

En lo que respecta a la regulación del sector eléctrico en el ámbito nacional, destaca por encima de todo el *Real Decreto 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, primera del conjunto de disposiciones que desarrollan la implantación del nuevo régimen de comercialización de energía eléctrica establecido en la Ley 17/2007.

Así, en este Real Decreto se determina la desaparición de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2009 y la introducción a partir de esa misma fecha de la tarifa de último recurso, a la que podrán acogerse únicamente los consumidores en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, designándose asimismo a las empresas que ejercerán la función de comercializadores de último recurso.

El Real Decreto 485/2009 se ha desarrollado a través de las siguientes disposiciones necesarias para materializar el nuevo modelo de comercialización de energía y para hacer efectiva la implantación de las tarifas de último recurso:

- *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de*

último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

- *Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.*
- *Resolución de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo semestre de 2009.*

Otra disposición relevante para el nuevo marco para la comercialización de energía eléctrica iniciado el 1 de julio de 2009 es el *Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador*, que, como desarrollo del artículo 47 bis de la Ley 54/1997, incorporado a ésta por la Ley 17/2007, configura la Oficina de Cambios de Suministrador como una sociedad mercantil independiente con objeto social exclusivo, que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador en los sectores de gas natural y electricidad, pudiendo además el Gobierno encomendarle funciones de gestión directa de los mismos.

Finalmente, entre la regulación del sector eléctrico aprobada en 2009 también cabe resaltar el *Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. Entre otras medidas, en esta disposición se modifica la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997 para, por un lado, fijar los valores máximos de los

déficits tarifarios del período 2009-2012 así como su régimen de financiación, y, por otro, establecer la suficiencia de ingresos procedente de los peajes regulados a partir de 1 de enero de 2013, regulándose además el bono social, mecanismo de protección adicional del derecho al suministro de electricidad para determinados consumidores acogidos a la tarifa de último recurso que por sus características socio-económicas son más vulnerables.

Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular ha prolongado durante el 2009 la trayectoria de descenso que había iniciado en el último trimestre del 2008, situándose al finalizar el año en 252.772 GWh, un 4,7% inferior a la del año anterior. Descontados los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica registró una tasa negativa del 4,5%.

Este notable descenso es el resultado de una fuerte caída del consumo eléctrico en los primeros meses del año que toca fondo en abril con un retroceso del 11%, a partir del cual se inicia una senda de descensos más moderados hasta situarse en diciembre en una tasa negativa del 2,7%.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares – Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla – el descenso de la demanda ha sido más moderado, un 2% inferior a la del año anterior, siendo el descenso más pronunciado el correspondiente a las Islas Canarias con un 2,4%.

Como resultado, el total nacional de la demanda descendió un 4,5% en el ejercicio 2009, frente a un crecimiento del 1% del año anterior.

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

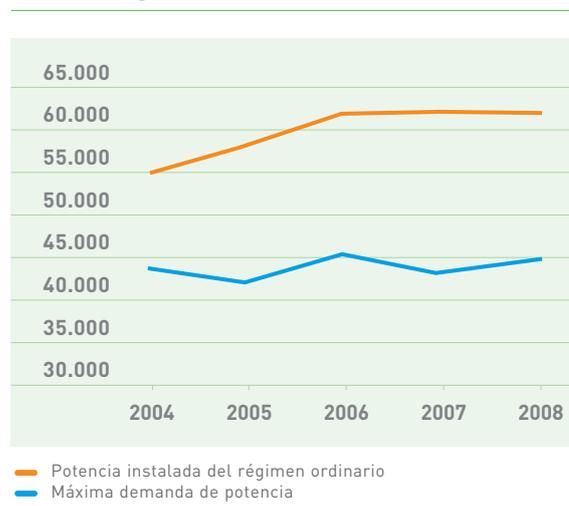
	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2005	3,6	3,5	4,8
2006	3,9	4,2	3,1
2007	3,6	4,2	3,0
2008	0,9	0,8	1,0
2009	-3,6	-4,5	-4,7

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

	% 08/07	% 09/08
Demanda en b.c.	1,0	-4,7
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-0,2	0,2
Efecto laboralidad	0,4	-0,4
Efecto actividad económica y otros	0,8	-4,5

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total. (2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

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



En cuanto a los máximos anuales de demanda diaria y horaria correspondientes al sistema peninsular, ambos se situaron por debajo de los máximos históricos alcanzados en el 2007. El 13 de enero, entre las 19 y las 20 horas, se registró

la máxima demanda de potencia horaria con 44.440 MW, un 1,0 % inferior a la equivalente del 2007 y ese mismo día, se produjo el máximo de energía diaria con 887 GWh, un 1,6 % inferior al récord histórico fijado dos años antes.

■ Balance de potencia a 31.12.2009. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08
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)	3.008	-31,7	2.807	2,6	5.815	-18,5
Ciclo combinado	23.066	6,4	1.545	11,4	24.611	6,7
Total régimen ordinario	61.806	0,0	4.862	4,9	66.668	0,3
Hidráulica	1.974	1,8	0,5	0,0	1.974	1,8
Eólica	18.719	15,6	146	0,0	18.865	15,5
Otras renovables	4.480	8,4	222	0,1	4.702	8,0
No renovables	6.750	3,4	40	0,0	6.790	3,4
Total régimen especial	31.924	10,9	409	0,1	32.333	10,7
Total	93.729	3,5	5.271	4,5	99.001	3,5

(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	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08
Hidráulica	23.862	11,4	0	-	23.862	11,4
Nuclear	52.761	-10,5	-	-	52.761	-10,5
Carbón	33.862	-26,8	3.450	2,3	37.311	-24,8
Fuel/gas (1)(2)	2.082	-12,4	7.974	-4,1	10.056	-5,9
Ciclo combinado	78.279	-14,2	3.961	-6,6	82.239	-13,9
Régimen ordinario	190.845	-13,4	15.384	-3,4	206.229	-12,7
- Consumos en generación	-7.122	-14,6	-882	-4,2	-8.004	-13,5
Régimen especial	80.888	19,0	1.050	22,1	81.938	19,0
Hidráulica	5.481	18,2	2	-	5.483	18,2
Eólica	36.587	15,3	404	0,9	36.991	15,1
Otras renovables	11.420	54,0	637	40,9	12.057	53,2
No renovables	27.400	13,2	8	22,4	27.407	13,2
Generación neta	264.612	-5,5	15.552	-2,0	280.164	-5,3
- Consumos en bombeo	-3.736	0,1	-	-	-3.736	0,1
+ Intercambios internacionales (3)	-8.104	-26,6	-	-	-8.104	-26,6
Demanda (b.c.)	252.772	-4,7	15.552	-2,0	268.324	-4,5

(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, el máximo de demanda de potencia media horaria se alcanzó el 1 de septiembre entre las 13 y 14 horas con 40.226 MW, valor ligeramente inferior al récord histórico de 40.275 MW alcanzado en julio del 2006. El máximo de energía diaria se produjo el mismo día con 797 GWh, un 3,4 % inferior al máximo histórico de verano registrado también en julio 2006.

Cobertura de la demanda

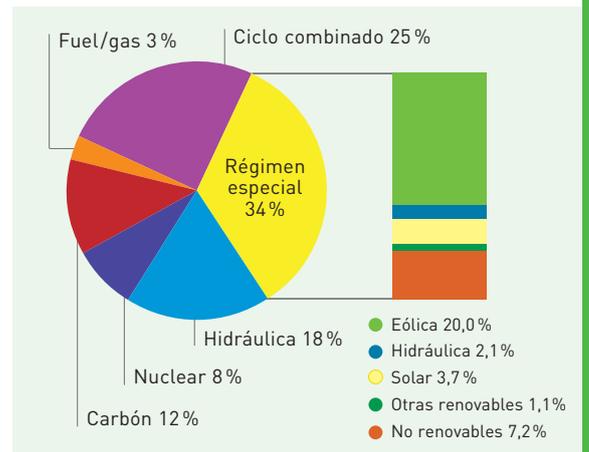
La potencia instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó en 3.133 MW durante este ejercicio, lo que sitúa la capacidad total del sistema a 31 de diciembre en 93.729 MW, un 3,5 % superior a la de finales del 2008.

Este aumento de capacidad proviene principalmente de nuevas instalaciones de origen renovable, que han incorporado al sistema peninsular durante este ejercicio 2.916 MW (2.533 MW eólicos y 384 MW de otras renovables) y de 1.389 MW de ciclo combinado. En el capítulo de bajas, se produjo el cierre de cuatro centrales de fuel/gas con un total de 1.393 MW.

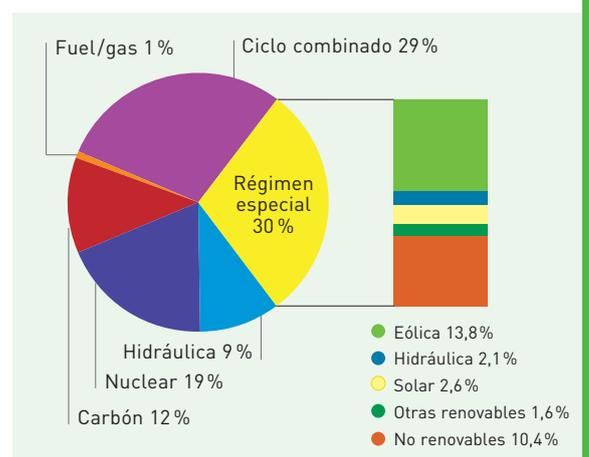
Respecto a la cobertura de la demanda, la producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario han cubierto el 70 % de la demanda, seis puntos porcentuales menos que en el 2008, prolongando la senda de pérdida de peso de la generación de estas centrales a favor de las incluidas en el régimen especial, que este año han elevado su participación al 30 %, frente al 24 % del 2008.

Por tipo de energía, lo más destacado del año ha sido el aumento de las energías renovables

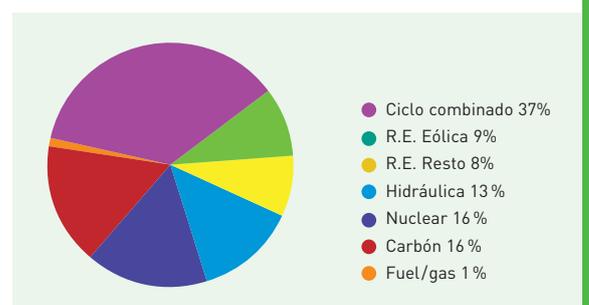
Potencia instalada a 31.12.2009. Sistema eléctrico peninsular



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica



Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.440 MW (*)



R.E.: Régimen especial. (*) 13 de enero del 2009 (19-20 h)

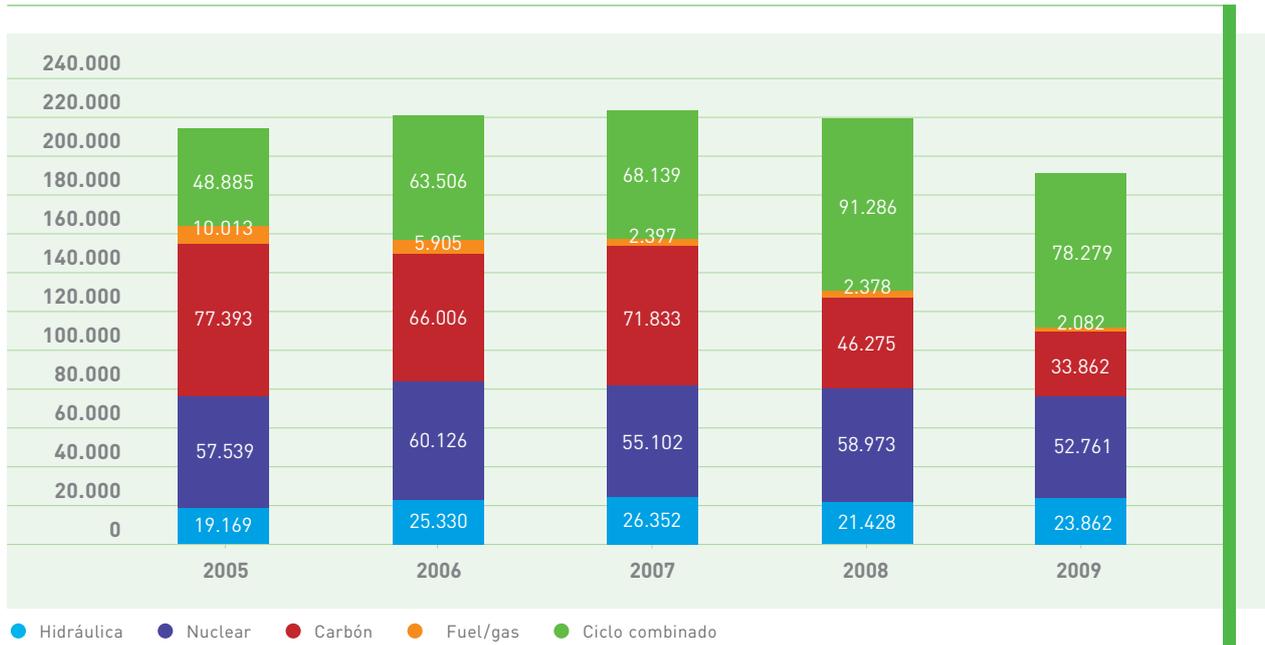
■ Evolución del índice de cobertura



que han cubierto el 28 % de la demanda, frente al 22 % del año anterior. Por el contrario, las centrales térmicas (nuclear, carbón, fuel-gas y ciclo combinado) han pasado de una contribución del 68 % en el 2008 al 60 % en este ejercicio.

Por tecnologías, destaca de manera significativa el aumento de peso de las energías eólica y solar que han elevado su participación en la demanda al 14% y 3% respectivamente, frente al 11% y 1% en 2008. En sentido contrario se han comportado las centrales de ciclo combinado

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



y los grupos de carbón que han situado su aportación en un 29% y 12%, respectivamente, tres puntos porcentuales menos que en el 2008.

Respecto a los intercambios de energía con otros países, en el 2009 el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador por sexto año consecutivo, (8.104 GWh), y se ha cubierto con el 3% de la producción neta.

Régimen ordinario

La caída de la demanda ha sido absorbida por el conjunto de la generación de régimen ordinario que ha descendido un 13,4% respecto al año anterior. Este descenso ha afectado a todos los grupos, a excepción de la hidráulica, siendo los datos más destacados los siguientes:

- La generación de ciclo combinado descendió un 14,2% respecto al año anterior pero mantiene un elevado peso en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario del 41%, valor prácticamente igual que en el 2008.
- Así mismo, la generación nuclear disminuyó un 10,5% respecto al 2008, cifra que representa el 28% de la producción del régimen ordinario, un punto porcentual más que el año anterior.
- Los grupos de carbón y de fuel-gas registraron descensos de producción del 26,8% y del 12,4%, respectivamente, por lo que sus aportaciones a la producción bruta del régimen ordinario se situaron en el 18% en el caso del carbón (más de tres puntos inferior al 2008) y en el 1% en el caso del fuel-gas (valor similar al del mismo período del año anterior).
- La producción hidráulica ha sido un 11,4% superior a la del 2008 y ha aportado el 13%

de la generación del régimen ordinario, casi tres puntos más que en el 2008.

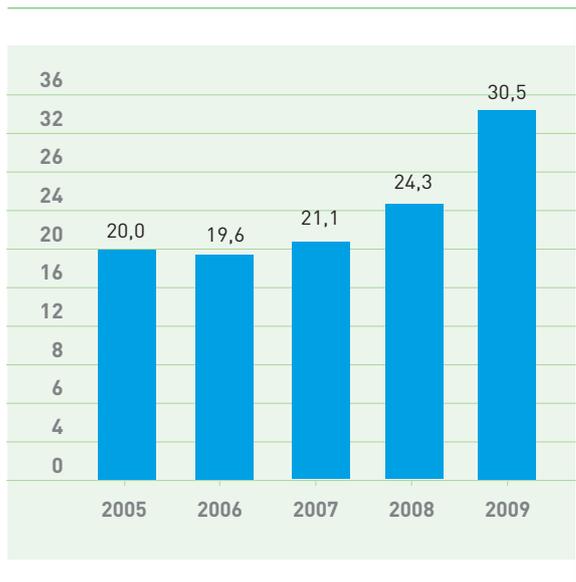
Desde el punto de vista hidrológico, el 2009 ha sido seco en su conjunto por sexto año consecutivo, alcanzándose un producible hidráulico peninsular de 22.110 GWh, un 22% inferior al valor histórico medio, aunque un 17,7% superior al del 2008.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares, favorecidas por las abundantes lluvias de diciembre, se situaron al finalizar el año en el 51% de su capacidad total, doce puntos porcentuales por encima de las reservas existentes al terminar el 2008.

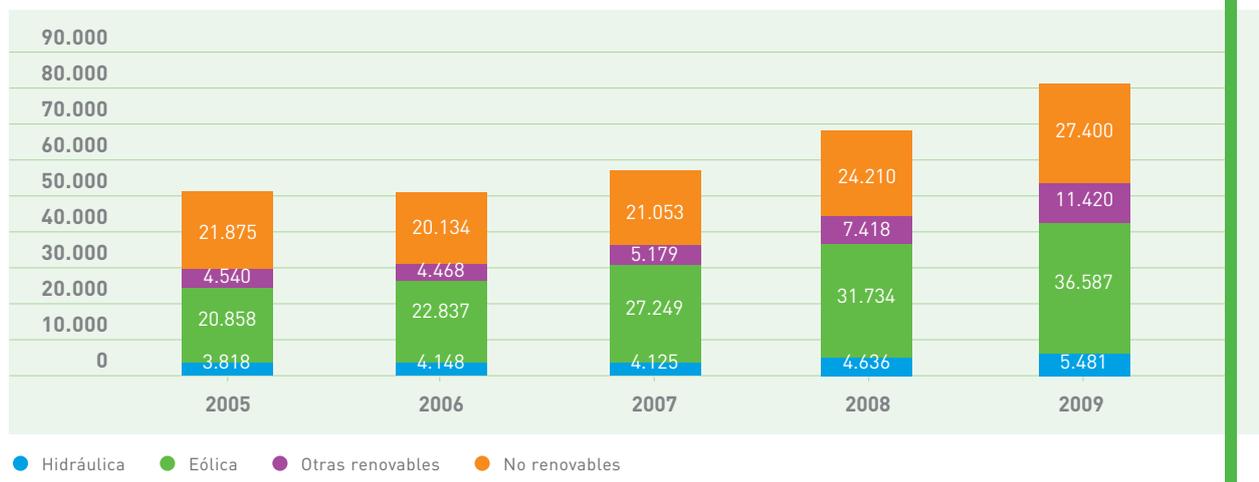
Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ascendió en 2009 a 80.888 GWh, cifra que supone un

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



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



crecimiento del 19% respecto al año anterior. El 66% de esta energía corresponde a energías renovables y el 34% a las no renovables.

El crecimiento de la energía acogida al régimen especial está motivado principalmente por la progresiva incorporación de nuevas instalaciones que han aportado durante este año 3.137 MW de potencia, elevando su capacidad total al finalizar el año a 31.924 MW, lo que representa un aumento del 10,9% respecto al año anterior.

El 93% de este aumento de capacidad tiene su origen en el crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 13,1% respecto al año anterior. Las mayores variaciones corresponden a la energía eólica que ha experimentado un aumento de potencia de un 15,6% respecto al 2008.

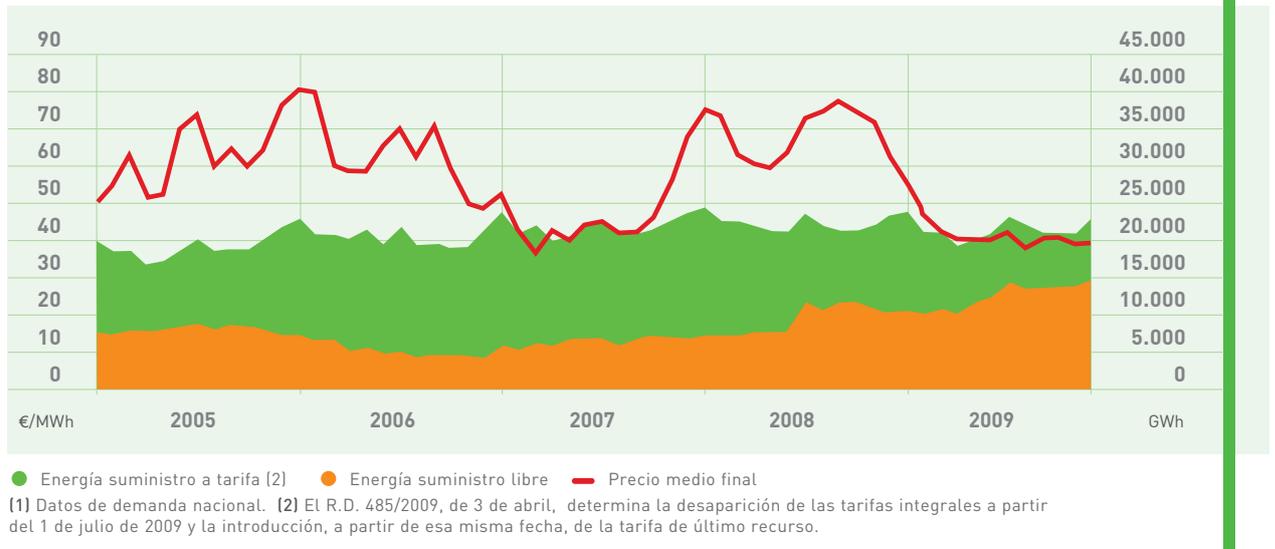
Respecto a la producción, las energías renovables del régimen especial generaron 53.489 GWh, lo que supone un crecimiento del 22,2% respecto al 2008. Del total producido con estas energías, destaca un año más, la eólica que ha generado 36.587 GWh, un 15,3% más

que el año anterior. Así mismo, destaca por segundo año consecutivo, el crecimiento de la energía solar cuya generación (6.894 GWh) ha sido casi tres veces mayor que la del 2008.

La energía eólica superó en varias ocasiones durante el año los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria. El 8 de noviembre se registró el último récord de energía diaria con 251.543 MWh, una producción que permitió cubrir el 44,9% de la demanda eléctrica de ese día. Así mismo, en noviembre se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 21,3% de la demanda de ese mes, superando por primera vez la aportación de la nuclear (un 18,1%). Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 8 de noviembre a las 3.59 horas, en la que el 53,7% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el día 27 de agosto a las 9.49 horas apenas aportó el 1% del consumo total.

El descenso del consumo eléctrico, por un lado, y el ascenso de las energías renovables así como una menor producción de los grupos de

■ Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (1)



carbón, por otro, han contribuido a reducir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico que se han estimado en 74 millones de toneladas, un 16% menos que en el 2008.

Operación del sistema

Durante el 2009 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional – suministro a tarifa más contratación libre – y saldo de los intercambios) ha sido de 260.976 GWh, un 3,6% inferior a la del año anterior. De este total, el 58,5% corresponde a contratación en el mercado libre y el 41,5% restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 42,63 €/MWh, un 38,7% inferior al del 2008.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 89,2% del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha

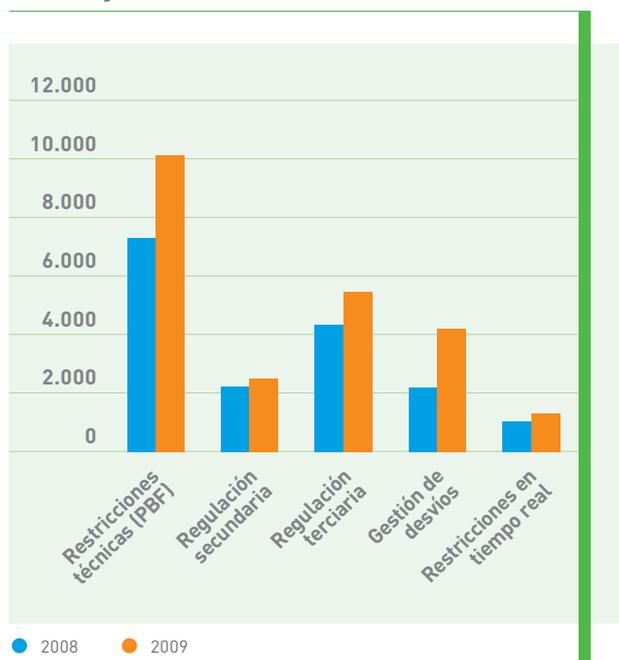
supuesto el 6,3% y el coste derivado de pagos por capacidad el 4,5% restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 201.170 GWh, con un precio medio ponderado de 37,90 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio se redujo un 42,0%, mientras que la energía mostró un descenso del 9,4%.

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



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



En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 29.895 GWh, de la que un 19,4% ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 35,95 €/MWh, un 5,1% inferior al del mercado diario.

La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema ha sido 23.918 GWh, un 34,9% superior a la registrada en el 2008. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 2,68 €/MWh, un 3,2% superior al año anterior.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 9.475 GWh a subir y de 707 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final

de 1,54 €/MWh frente a los 1,42 €/MWh del año anterior.

En el 2009 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.244 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,56 €/MWh, valor inferior en un 31,4% 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 0,58 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor superior a los 0,36 €/MWh del 2008.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2009 ha ascendido a 2.478 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.526 GWh, la energía de gestión de desvíos a 4.271 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.461 GWh.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema ha tenido que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste alcanzado un total de 11.040 GWh a subir y 6.106 GWh a bajar, con un precio medio de 29,45 €/MWh a subir y un 40,27 €/MWh a bajar.

Intercambios Internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 20.286 GWh, un 10,2% inferior al 2008. El 70% de esta energía ha correspondido a operaciones de exportación lo que ha dado lugar a que, por sexto año

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

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	2.541	97
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	0	0

(*) Contrato de REE a EDF: Ejecución en modalidad financiera (3.000 MWh).

consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador, alcanzando los 8.091 GWh.

Este saldo representa un descenso de un 27 % respecto al 2008, lo que supone una ruptura de la tendencia de crecimientos de años precedentes. El descenso del saldo es el resultado tanto de la evolución del volumen de importaciones que ha aumentado un 5%, como del volumen de exportaciones que ha experimentado una caída del 16 % respecto al periodo anterior.

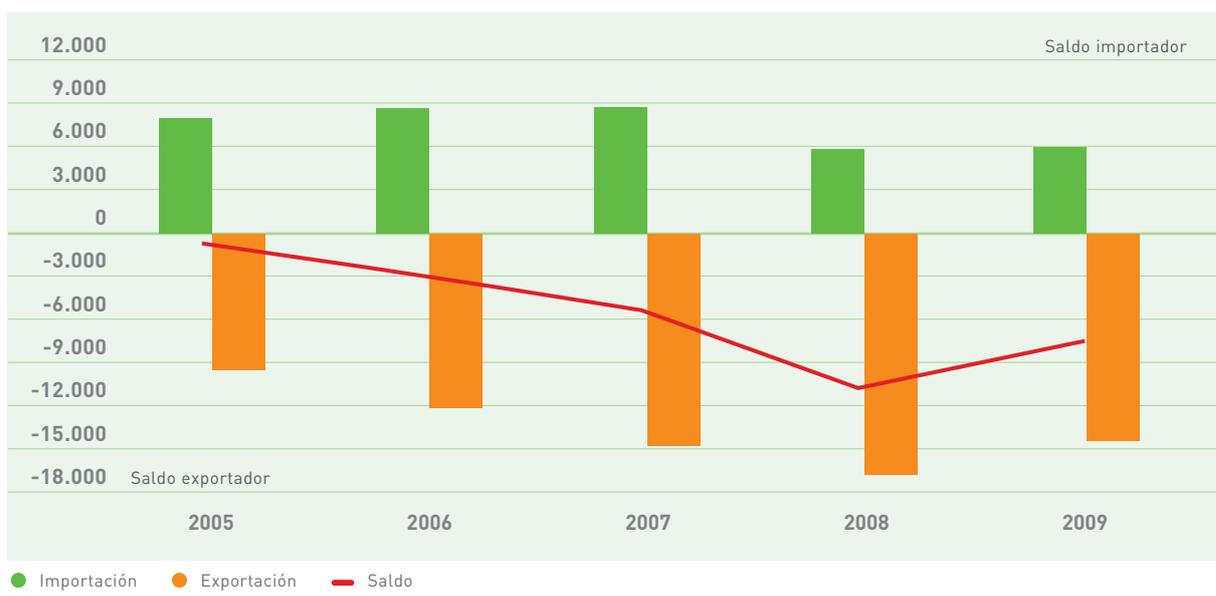
■ Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2009
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-10.603
Comercializadores	-5.812
Saldo interconexión con Portugal	-4.791
Acciones coordinadas de balance Francia-España	-20
Acciones coordinadas de balance Portugal-España	1
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.541
Intercambios de apoyo (2)	-10
Total	-8.091

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 así la figura de agente externo y pasando a incluirse en la de comercializador, tal y como establecía la Ley 17/2007. (2) Apoyo al Sistema Eléctrico Francés tras la tormenta Klaus (Enero 2009).

Por interconexiones, cabe destacar el significativo descenso de un 45 % del saldo importador a través de la interconexión con

■ Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



Francia, con un valor de 1.591 GWh en el 2009 frente a 2.882 GWh en el año anterior. Este descenso ha estado motivado tanto por un incremento del volumen de exportaciones de un 29 %, como por una disminución de un 8 % del volumen de importaciones. Del mismo signo es la evolución del saldo exportador a través de la interconexión con Portugal, 4.790 GWh, que ha registrado un notable descenso de un 49 % respecto al 2008.

Por el contrario, los saldos exportadores a través de las interconexiones con Marruecos y Andorra han registrado crecimientos anuales por valores de un 9 % y un 8 %, 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 descensos respecto al 2008 en las interconexiones con Marruecos y sobre todo con Portugal que ha pasado de una utilización media de un 84 % en el 2008 a un 51 % en el 2009. Cabe destacar también, que en la interconexión con Francia la utilización en sentido exportador durante el 2009, un 45 %, ha superado al valor promedio en sentido importador de este mismo año que ha sido del 36 %.

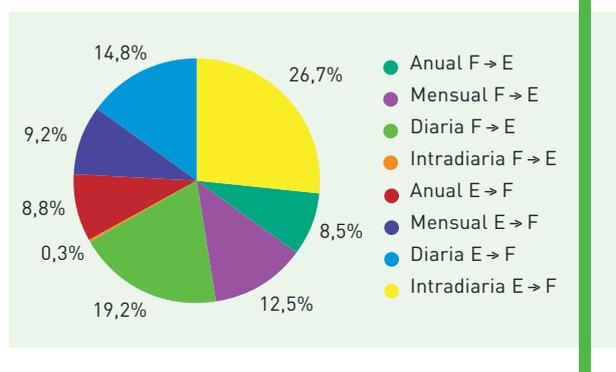
También cabe señalar que el nivel de utilización de la interconexión con Portugal, en el sentido Portugal hacia España ha sido cercano a un 9 %, frente a un valor que no llegó al 1 % en el 2008.

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

Durante el 2009, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de la capacidad de intercambio

ascendió a finales de año a 24. El importe de rentas de la congestión recaudadas durante el 2009 fue de 72,7 M€, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia [72.731 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	10.864	98,49
Mercados intradiarios	167	1,51
Total	11.031	100,00

El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2009 en el sentido Francia a España alcanzó un valor de 4,77 €/MW mientras que en el sentido España a Francia registró un valor de 9,41 €/MWh.

En horizonte mensual, el precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia a España se registró en mayo (6,92 €/MW), mientras que en sentido España a Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente a noviembre (29,17 €/MW).

En el 2009 fue necesario aplicar 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 enero, marzo, mayo, agosto, septiembre, octubre y noviembre, por un valor de 29.546 MWh.

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

En el 2009 se registró un precio único (sin congestión en la interconexión) en el Mercado Ibérico en un 75% de las horas, mientras que en el restante 25% de las horas los precios de las dos áreas de la península Ibérica se separaron al identificarse una situación de congestión en esta interconexión.

La renta de la congestión recaudada en esta interconexión durante el 2009 fue de 11,03 M€, correspondiendo el 50% de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En el 2009 fue necesario aplicar medidas de *counter trading* (establecimiento de programas

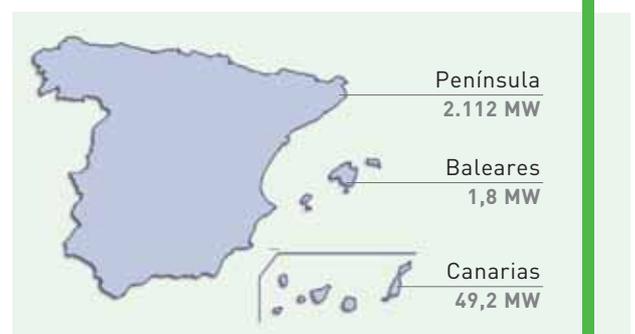
de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de febrero y junio, por un valor de 509 MWh.

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 2009 se encontraban en vigor 152 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 142 corresponden al sistema peninsular, 9 al sistema canario y 1 al sistema balear.

■ Potencia interrumpible en períodos de máxima demanda (MW)

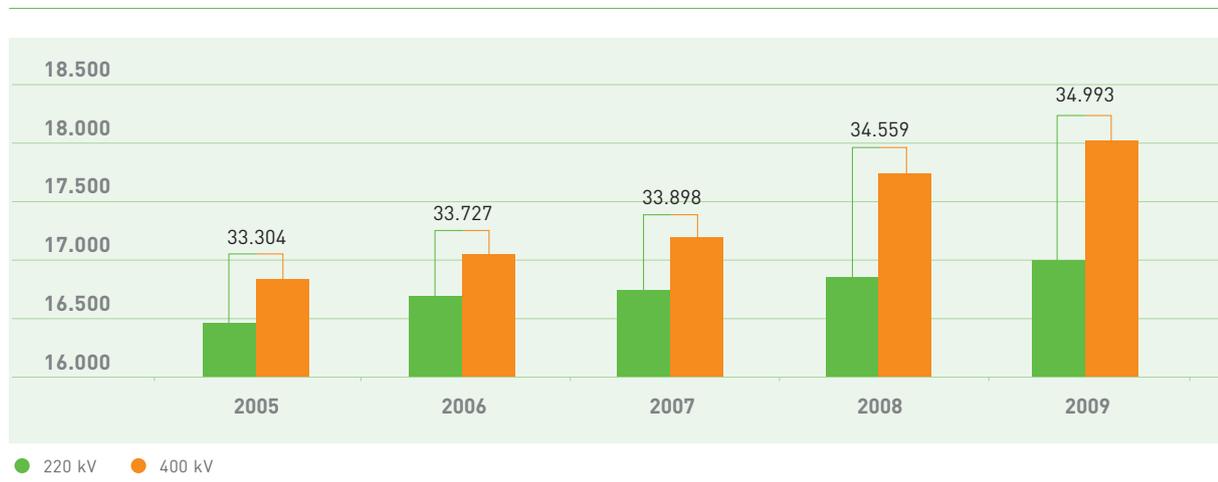


La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza 2.163 MW, de los cuales 2.112 MW corresponden al sistema peninsular, 49,2 MW al sistema canario y 1,8 MW al sistema balear.

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

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



■ Evolución del sistema de transporte y transformación

		2005	2006	2007	2008	2009
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	16.808	17.005	17.134	17.686	17.977
	Otras empresas	38	38	38	38	38
	Total	16.846	17.042	17.172	17.724	18.015
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	16.213	16.424	16.461	16.562	16.702
	Otras empresas	245	261	266	273	276
	Total	16.458	16.685	16.726	16.835	16.978
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	54.272	56.072	58.522	62.922	66.322
	Otras empresas	800	800	800	800	800
	Total	55.072	56.872	59.322	63.722	67.122

Datos peninsulares.

refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permite incorporar la nueva potencia renovable.

La red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 291,4 km y la de 220 kV en 142,8 km, lo que supone un aumento total de

■ Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total
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
2009	437	0	437	0,91	0,00	0,91

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

la red de transporte de 434,2 km de circuito en el 2009. Este crecimiento sitúa el conjunto de la red peninsular de transporte de energía eléctrica al finalizar el ejercicio en 34.993 km de circuitos.

Asimismo, durante el 2009 se ha producido un aumento de 2.151 MVA de la capacidad de las líneas de 400/220 kV y se han puesto en servicio ocho transformadores que suponen un aumento de 3.400 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 67.122 MVA.

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2009 muestran el buen comportamiento de la red 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 98,10 %, muy similar a la de los dos años anteriores.

La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,06 %.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2009 se registraron 32 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 437 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 0,91 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.



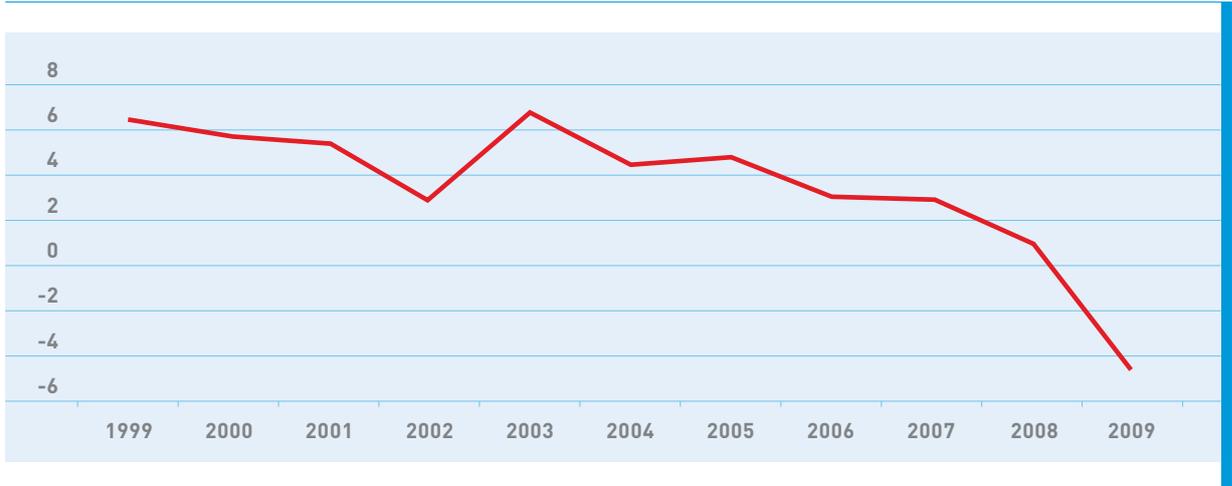


01

Sistema peninsular Demanda de energía eléctrica

- 24** ■ Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - Componentes del crecimiento de la demanda mensual
- 25** ■ Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 26** ■ 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. (%)



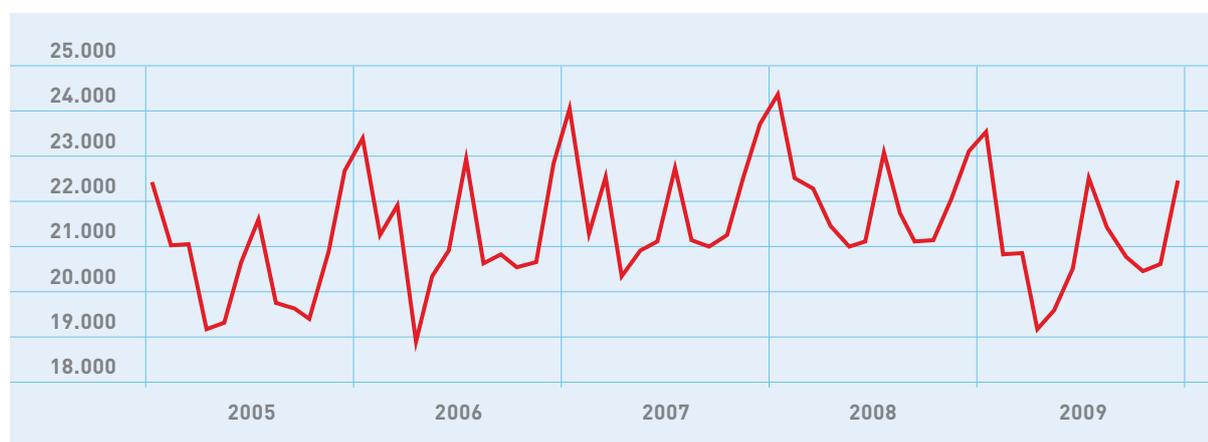
■ Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



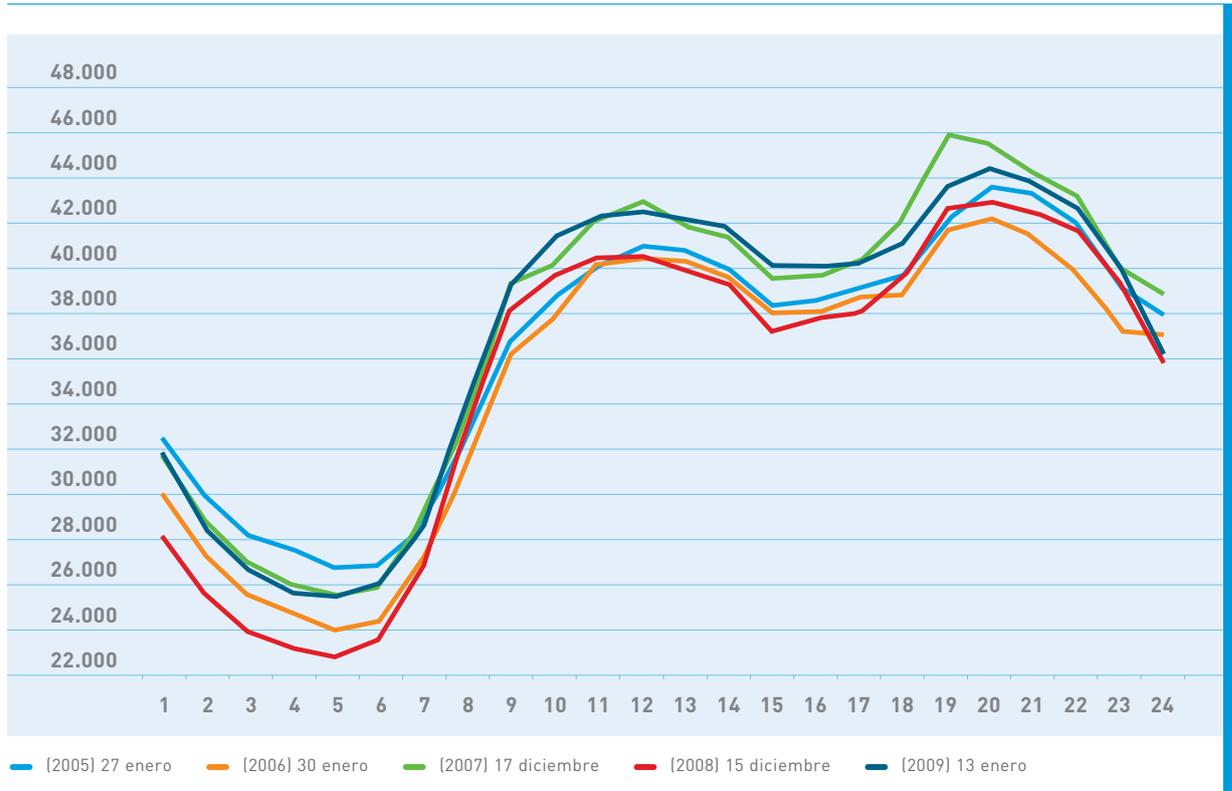
■ Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2005		2006		2007		2008		2009	
	GWh	%								
Enero	22.477	9,1	23.461	9,2	24.168	9,2	24.444	9,2	23.639	9,4
Febrero	21.004	8,5	21.262	8,3	21.190	8,1	22.554	8,5	20.754	8,2
Marzo	21.069	8,5	21.927	8,6	22.574	8,6	22.323	8,4	20.810	8,2
Abril	19.113	7,7	18.687	7,3	20.263	7,7	21.499	8,1	19.134	7,6
Mayo	19.253	7,8	20.380	8,0	20.865	7,9	20.956	7,9	19.553	7,7
Junio	20.605	8,3	20.861	8,2	21.094	8,0	21.088	8,0	20.477	8,1
Julio	21.657	8,8	23.054	9,0	22.867	8,7	23.244	8,8	22.666	9,0
Agosto	19.680	8,0	20.616	8,1	21.130	8,0	21.732	8,2	21.417	8,5
Septiembre	19.596	7,9	20.839	8,2	20.921	8,0	21.084	7,9	20.772	8,2
Octubre	19.363	7,8	20.448	8,0	21.232	8,1	21.119	8,0	20.408	8,1
Noviembre	20.812	8,4	20.584	8,1	22.524	8,6	22.037	8,3	20.611	8,2
Diciembre	22.676	9,2	22.896	9,0	23.748	9,0	23.150	8,7	22.532	8,9
Total	247.306	100,0	255.015	100,0	262.577	100,0	265.229	100,0	252.772	100,0

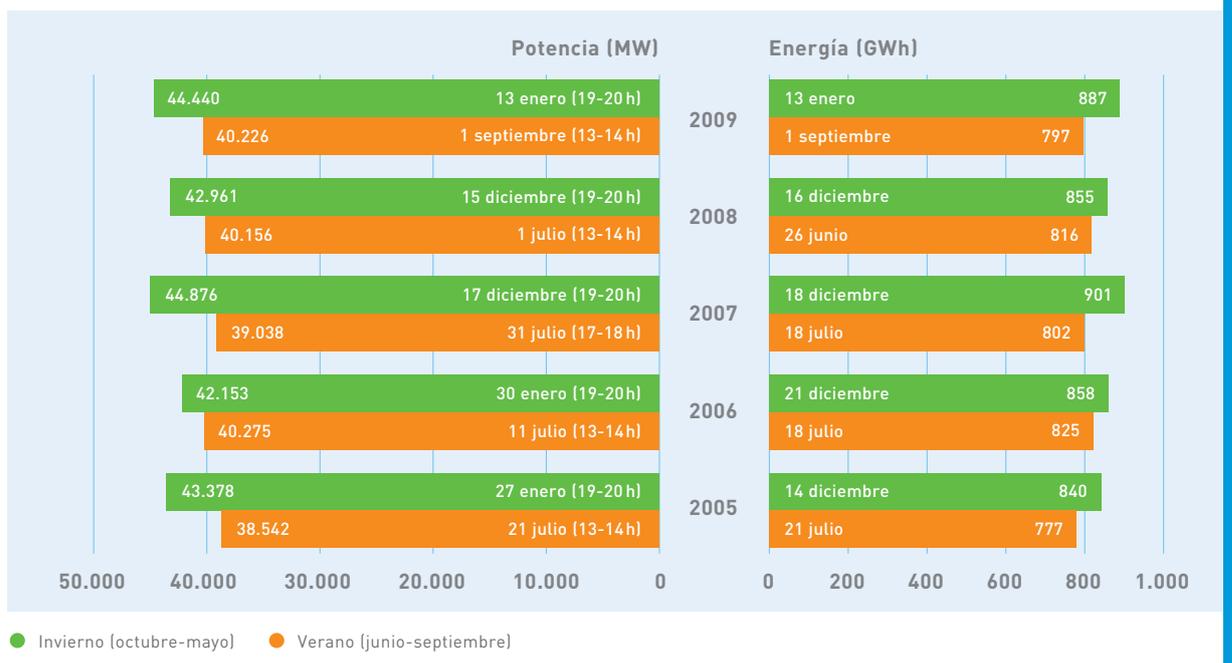
■ Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)

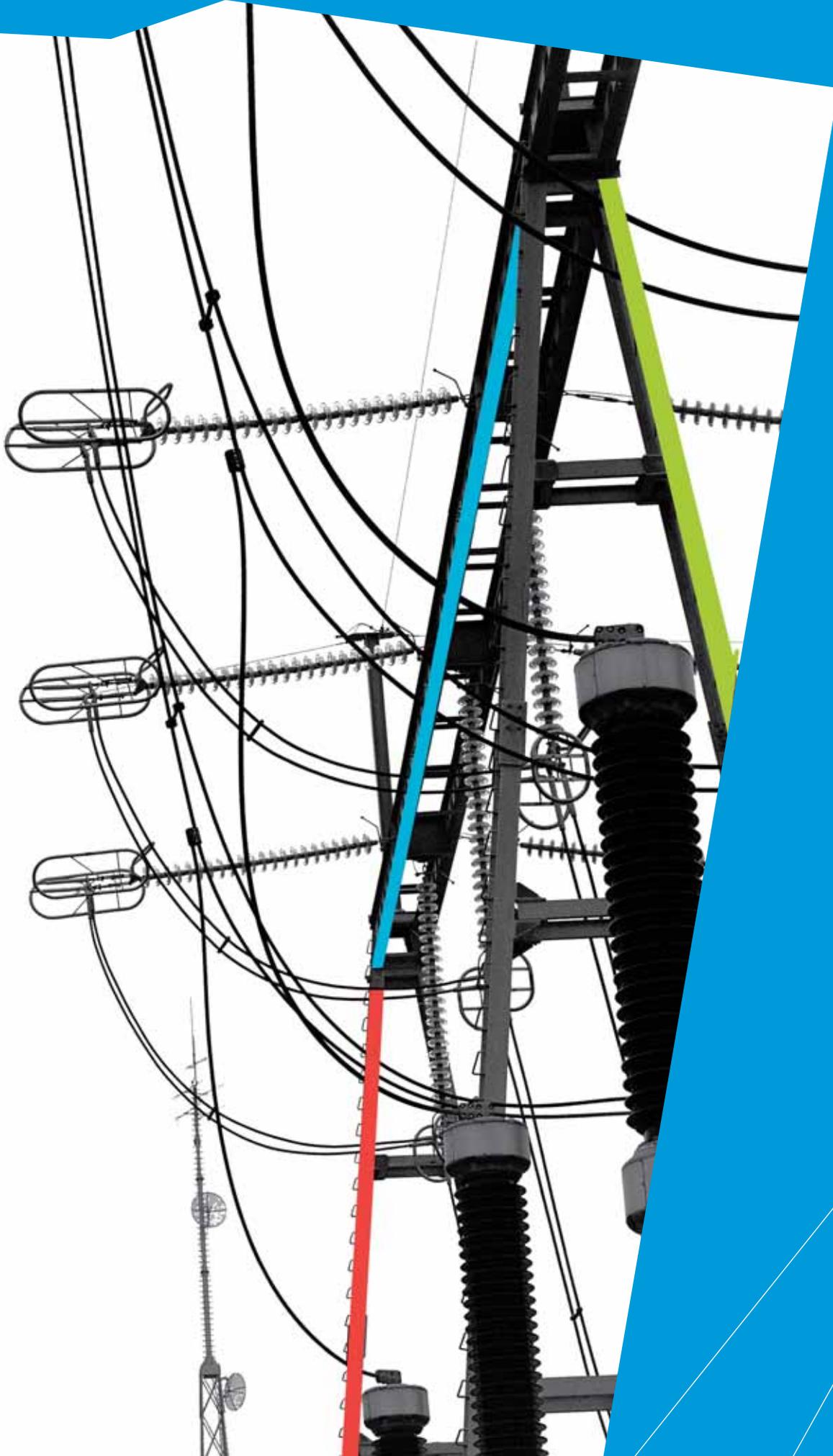


■ Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW)



■ Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria







02

Sistema peninsular Cobertura de la demanda

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

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

	2005 27 enero 19-20 h	2006 30 enero 19-20 h	2007 17 diciembre 19-20 h	2008 15 diciembre 19-20 h	2009 13 enero 19-20 h
Hidráulica	5.530	4.179	5.082	5.940	5.947
Hidráulica	3.907	3.088	3.779	4.683	4.306
Bombeo	1.623	1.091	1.303	1.257	1.641
Térmica	27.499	30.711	34.484	25.891	32.279
Nuclear	7.519	7.471	7.392	6.367	7.344
Carbón	9.302	9.314	8.394	7.121	7.633
Fuel / gas	3.704	3.567	2.469	350	264
Ciclo combinado	6.974	10.359	16.229	12.052	17.038
Total producción programa	33.029	34.890	39.565	31.831	38.226
Diferencias por regulación	-223	-	-596	-	-
Total régimen ordinario	32.806	34.890	38.969	31.831	38.226
Saldo físico interconexiones internacionales (*)	1.436	77	524	-1.682	-1.594
Andorra	-63	-69	-43	-82	-59
Francia	1.349	147	567	-400	-400
Portugal	150	-1	0	-500	-435
Marruecos	0	0	0	-700	-700
Régimen especial	9.136	7.186	5.383	12.812	7.809
Demanda (b.c.)	43.378	42.153	44.876	42.961	44.440

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

■ Evolución anual de la potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica convencional y mixta	13.930	13.910	13.910	13.910	13.910
Bombeo puro	2.727	2.747	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.876	7.716	7.716	7.716	7.716
Hulla + antracita	5.947	5.947	5.880	5.880	5.880
Lignito pardo	2.031	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.502	1.502	1.501	1.504	1.504
Carbón importado	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Carbón	11.424	11.424	11.356	11.359	11.359
Fuel / gas (*)	6.647	6.647	4.768	4.401	3.008
Ciclo combinado	12.228	15.504	20.962	21.677	23.066
Total régimen ordinario	54.833	57.948	61.460	61.810	61.806
Hidráulica	1.696	1.806	1.887	1.938	1.974
Eólica	9.742	11.575	14.827	16.187	18.719
Otras renovables	792	970	1.525	4.132	4.480
No renovables	5.893	6.154	6.274	6.529	6.750
Total régimen especial	18.123	20.505	24.513	28.786	31.924
Total	72.956	78.453	85.973	90.596	93.729

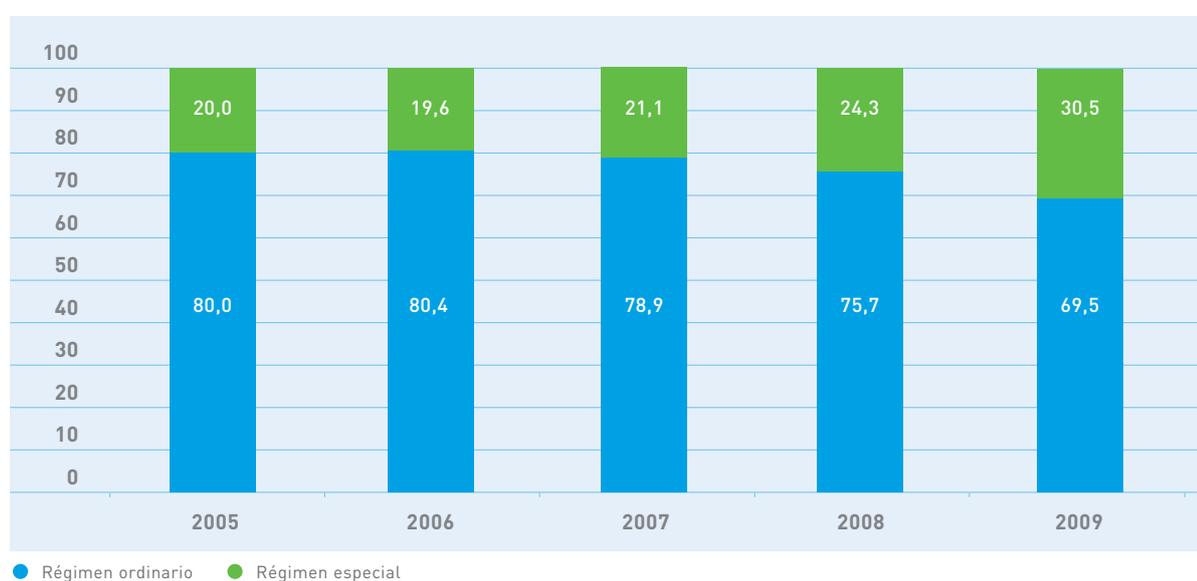
(*) Incluye GICC (Elcogás).

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

	2005	2006	2007	2008	2009	%09/08
Hidráulica	19.169	25.330	26.352	21.428	23.862	11,4
Nuclear	57.539	60.126	55.102	58.973	52.761	-10,5
Carbón	77.393	66.006	71.833	46.275	33.862	-26,8
Fuel / gas (*)	10.013	5.905	2.397	2.378	2.082	-12,4
Ciclo combinado	48.885	63.506	68.139	91.286	78.279	-14,2
Régimen ordinario	212.999	220.873	223.823	220.341	190.845	-13,4
- Consumos en generación	-9.082	-8.904	-8.753	-8.338	-7.122	-14,6
Régimen especial	51.090	51.587	57.606	67.997	80.888	19,0
Hidráulica	3.818	4.148	4.125	4.636	5.481	18,2
Eólica	20.858	22.837	27.249	31.734	36.587	15,3
Otras renovables	4.540	4.468	5.179	7.418	11.420	54,0
No renovables	21.875	20.134	21.053	24.210	27.400	13,2
Generación neta	255.007	263.555	272.677	280.000	264.612	-5,5
- Consumos en bombeo	-6.358	-5.261	-4.349	-3.731	-3.736	0,1
+ Intercambios internacionales (**)	-1.343	-3.280	-5.750	-11.040	-8.104	-26,6
Demanda (b.c.)	247.306	255.015	262.577	265.229	252.772	-4,7

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

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

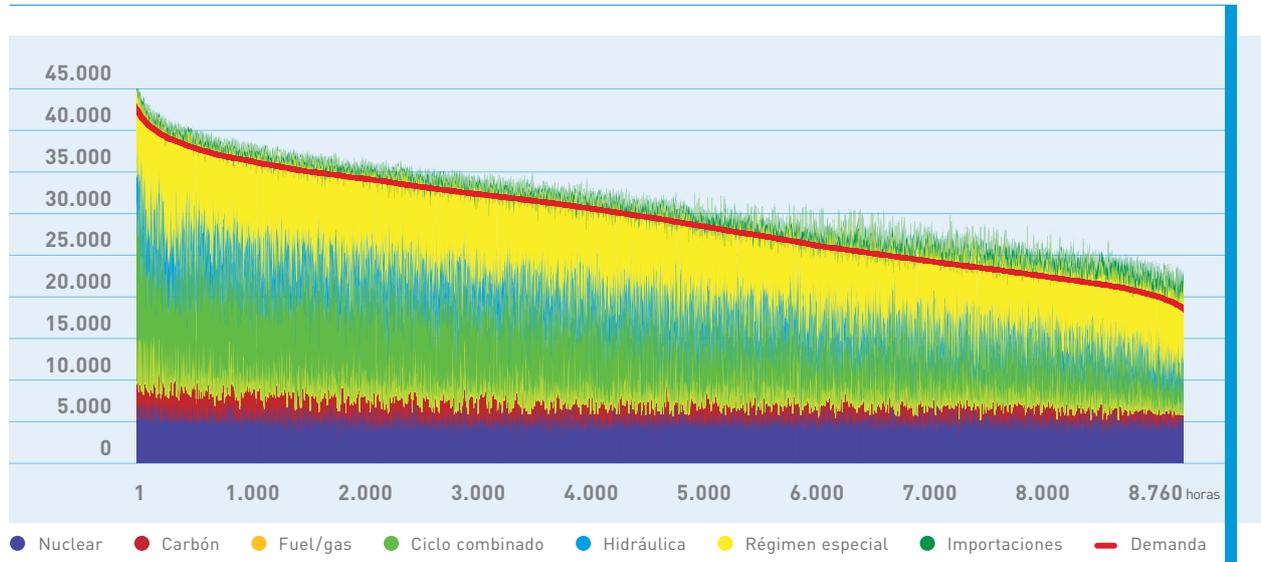


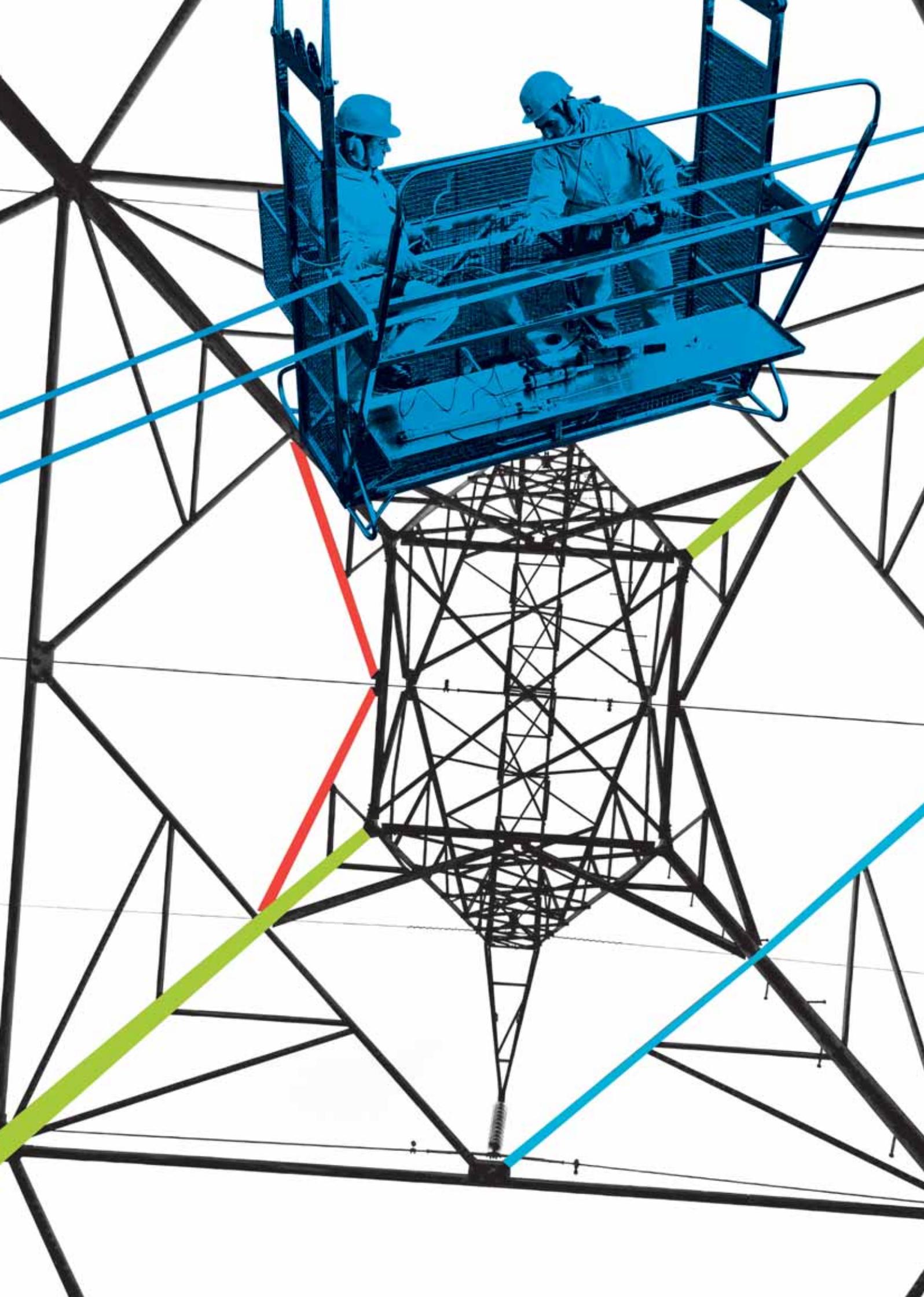
■ Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Hidráulica	2.150	3.198	2.493	1.927	2.229	1.862	
Nuclear	5.665	4.507	4.089	4.232	3.855	3.695	
Carbón	4.875	3.218	3.170	1.940	2.397	2.620	
Fuel / gas (*)	152	140	222	160	106	171	
Ciclo combinado	6.122	4.563	5.150	5.568	5.741	7.825	
Régimen ordinario	18.964	15.626	15.124	13.827	14.328	16.173	
- Consumos en generación	-743	-585	-554	-523	-532	-604	
Régimen especial	6.799	6.573	6.713	6.631	6.439	5.900	
Hidráulica	523	634	566	504	570	448	
Eólica	3.438	3.161	3.042	3.001	2.636	2.281	
Otras renovables	678	746	902	1.028	1.077	1.034	
No renovables	2.160	2.033	2.203	2.097	2.156	2.137	
Generación neta	25.020	21.614	21.282	19.935	20.234	21.469	
- Consumos bombeo	-484	-385	-277	-252	-244	-222	
+ Intercambios internacionales (**)	-898	-475	-196	-549	-437	-769	
Demanda (b.c.)	23.639	20.754	20.810	19.134	19.553	20.477	(-)
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	1.590	1.362	948	1.248	1.865	2.990	23.862
Nuclear	4.184	5.507	4.575	4.132	4.161	4.159	52.761
Carbón	3.434	1.925	2.870	3.275	2.154	1.982	33.862
Fuel / gas (*)	244	200	180	123	193	191	2.082
Ciclo combinado	8.700	8.372	7.567	6.717	5.665	6.290	78.279
Régimen ordinario	18.153	17.365	16.140	15.496	14.038	15.613	190.845
- Consumos en generación	-670	-603	-595	-597	-540	-576	-7.122
Régimen especial	6.357	5.719	6.193	6.737	8.399	8.428	80.888
Hidráulica	402	291	273	254	447	571	5.481
Eólica	2.353	2.048	2.360	2.942	4.662	4.663	36.587
Otras renovables	1.217	1.213	1.041	1.006	824	653	11.420
No renovables	2.385	2.167	2.519	2.536	2.465	2.541	27.400
Generación neta	23.840	22.480	21.738	21.636	21.898	23.465	264.612
- Consumos bombeo	-229	-239	-252	-283	-390	-478	-3.736
+ Intercambios internacionales (**)	-945	-824	-714	-946	-898	-455	-8.104
Demanda (b.c.)	22.666	21.417	20.772	20.408	20.611	22.532	252.772

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

■ Curva monótona de carga (MW)





03

Sistema peninsular Régimen ordinario

- 36** ■ Variaciones de potencia en el equipo generador
 - Producción hidroeléctrica por cuencas
- 37** ■ Energía producible hidráulica diaria durante 2009 comparada con el producible medio histórico
 - Energía producible hidroeléctrica mensual
- 38** ■ Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
 - Valores extremos de las reservas
 - Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a.
- 39** ■ Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica
 - Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
- 40** ■ Evolución anual de las reservas hidroeléctricas
 - Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen anual
 - Evolución anual de las reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual
- 41** ■ Producción en b.a. de las centrales de carbón
- 42** ■ Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
- 43** ■ Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
 - Producción en b.a. de las centrales de fuel/gas
- 44** ■ Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas
- 45** ■ Producción en b.a. de las centrales de ciclo combinado
- 46** ■ Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado
- 47** ■ Producción en b.a. de los grupos nucleares
 - Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
- 48** ■ 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

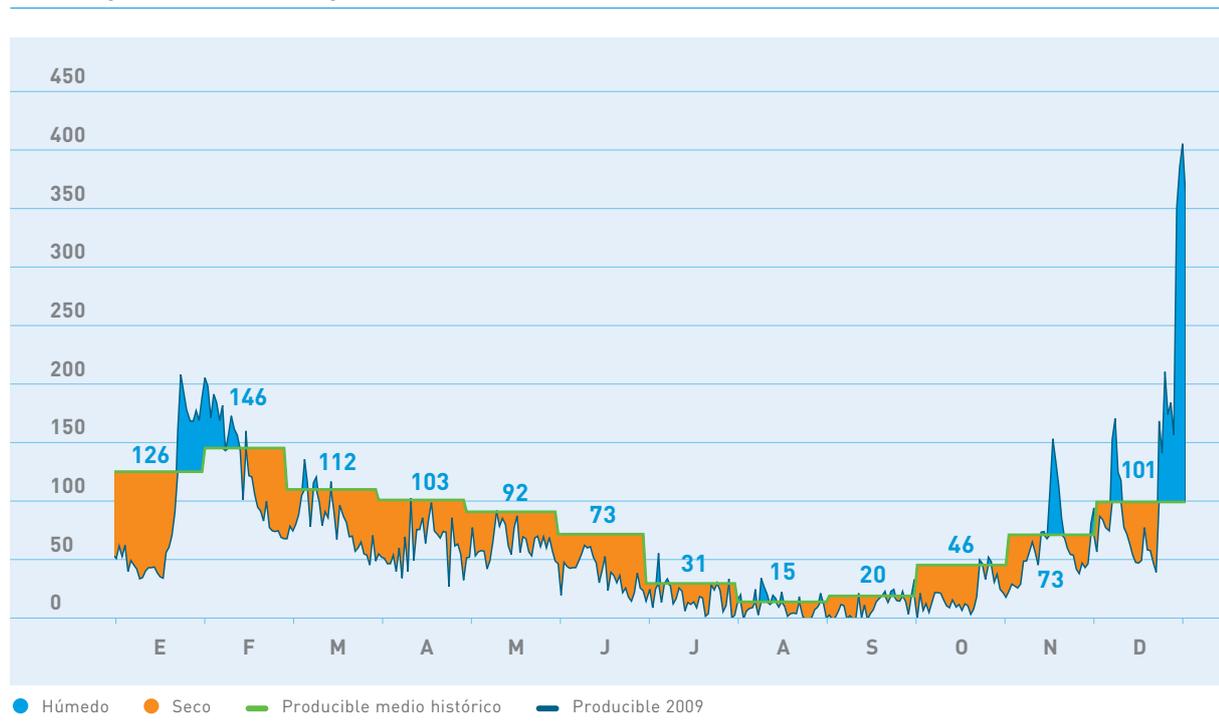
Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Algeciras 3 CC (1)	Ciclo combinado	diciembre-09	821
Escatrón 3	Ciclo combinado	enero-09	33
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	mayo-09	95
Málaga 1 CC (1)	Ciclo combinado	mayo-09	441
Total altas			1.390
Aceca 2	Fuel/gas	agosto-09	314
Castellón 4	Ciclo combinado	febrero-09	1
Cristobal Colón 3	Fuel/gas	octubre-09	160
Santurce 1	Fuel/gas	diciembre-09	377
Santurce 2	Fuel/gas	diciembre-09	542
Total bajas			1.394
Saldo			-4

(1) Grupo en pruebas.

■ Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producible (GWh)		
		2008	2009	%09/08	2008	2009	%09/08
Norte	4.194	7.042	9.098	29,2	6.282	8.818	40,4
Duero	3.556	4.951	4.989	0,8	4.337	4.809	10,9
Tajo-Júcar-Segura	4.175	2.870	2.674	-6,8	2.026	1.995	-1,5
Guadiana	233	106	124	17,4	13	72	462,2
Guadalquivir-Sur	1.016	612	810	32,3	251	666	165,5
Ebro-Pirineo	3.483	5.847	6.166	5,5	5.880	5.750	-2,2
Total	16.657	21.428	23.862	11,4	18.788	22.110	17,7

■ Energía producible hidráulica diaria durante 2009 comparada con el producible medio histórico (GWh)



■ Energía producible hidroeléctrica mensual

	2008				2009			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.229	1.229	0,32	0,32	2.714	2.714	0,70	0,70
Febrero	823	2.052	0,20	0,25	3.660	6.373	0,90	0,80
Marzo	1.098	3.150	0,32	0,28	2.570	8.943	0,75	0,79
Abril	3.539	6.689	1,15	0,46	1.893	10.837	0,62	0,75
Mayo	3.401	10.090	1,20	0,58	2.013	12.849	0,71	0,74
Junio	2.578	12.668	1,18	0,65	1.180	14.029	0,54	0,72
Julio	893	13.561	0,94	0,66	597	14.627	0,63	0,72
Agosto	459	14.020	0,98	0,67	375	15.002	0,81	0,72
Septiembre	567	14.587	0,93	0,68	363	15.364	0,60	0,72
Octubre	575	15.162	0,40	0,66	647	16.012	0,45	0,70
Noviembre	1.294	16.457	0,60	0,66	1.915	17.927	0,89	0,72
Diciembre	2.332	18.788	0,75	0,67	4.183	22.110	1,33	0,78

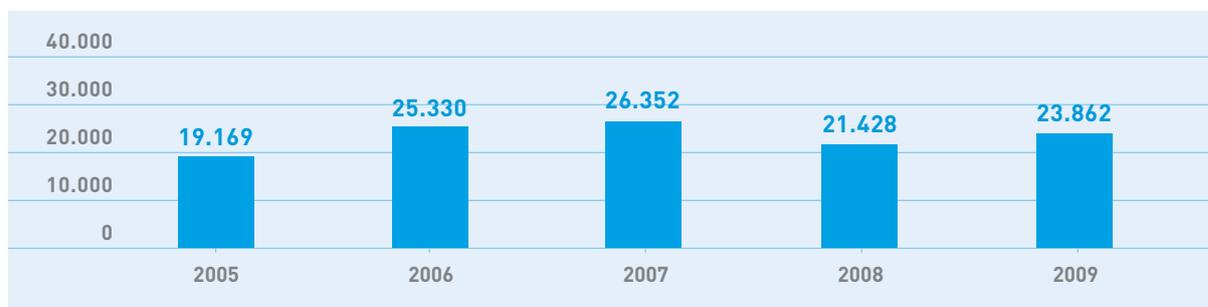
■ Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2008						2009					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.020	36	2.943	31	5.963	33	4.655	56	3.498	37	8.153	45
Febrero	3.281	39	2.877	30	6.157	34	5.031	60	4.124	43	9.155	51
Marzo	3.741	45	2.860	30	6.600	37	5.108	61	4.456	47	9.564	53
Abril	5.337	64	3.180	33	8.517	48	5.174	62	4.592	48	9.766	54
Mayo	6.051	72	3.353	35	9.404	52	5.333	64	4.553	48	9.886	55
Junio	6.070	72	3.424	36	9.494	53	5.051	60	4.375	46	9.426	53
Julio	5.143	61	3.276	34	8.419	47	4.391	52	4.053	42	8.444	47
Agosto	4.267	51	3.061	32	7.329	41	3.741	45	3.738	39	7.479	42
Septiembre	3.611	43	2.974	31	6.585	37	3.279	39	3.716	39	6.995	39
Octubre	3.301	39	2.923	31	6.224	35	3.057	36	3.548	37	6.605	37
Noviembre	3.592	43	2.853	30	6.445	36	3.382	40	3.560	37	6.942	39
Diciembre	3.816	46	3.096	32	6.912	39	5.089	61	4.048	42	9.137	51

■ Valores extremos de las reservas

		2009			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	5.335	1 junio	63,6	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	4.628	3 mayo	48,5	abril de 1979	91,1
	Conjunto	9.886	31 mayo	55,1	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	3.015	21 octubre	36,0	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.097	1 enero	32,4	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	6.582	6 noviembre	36,7	octubre de 1995	23,6

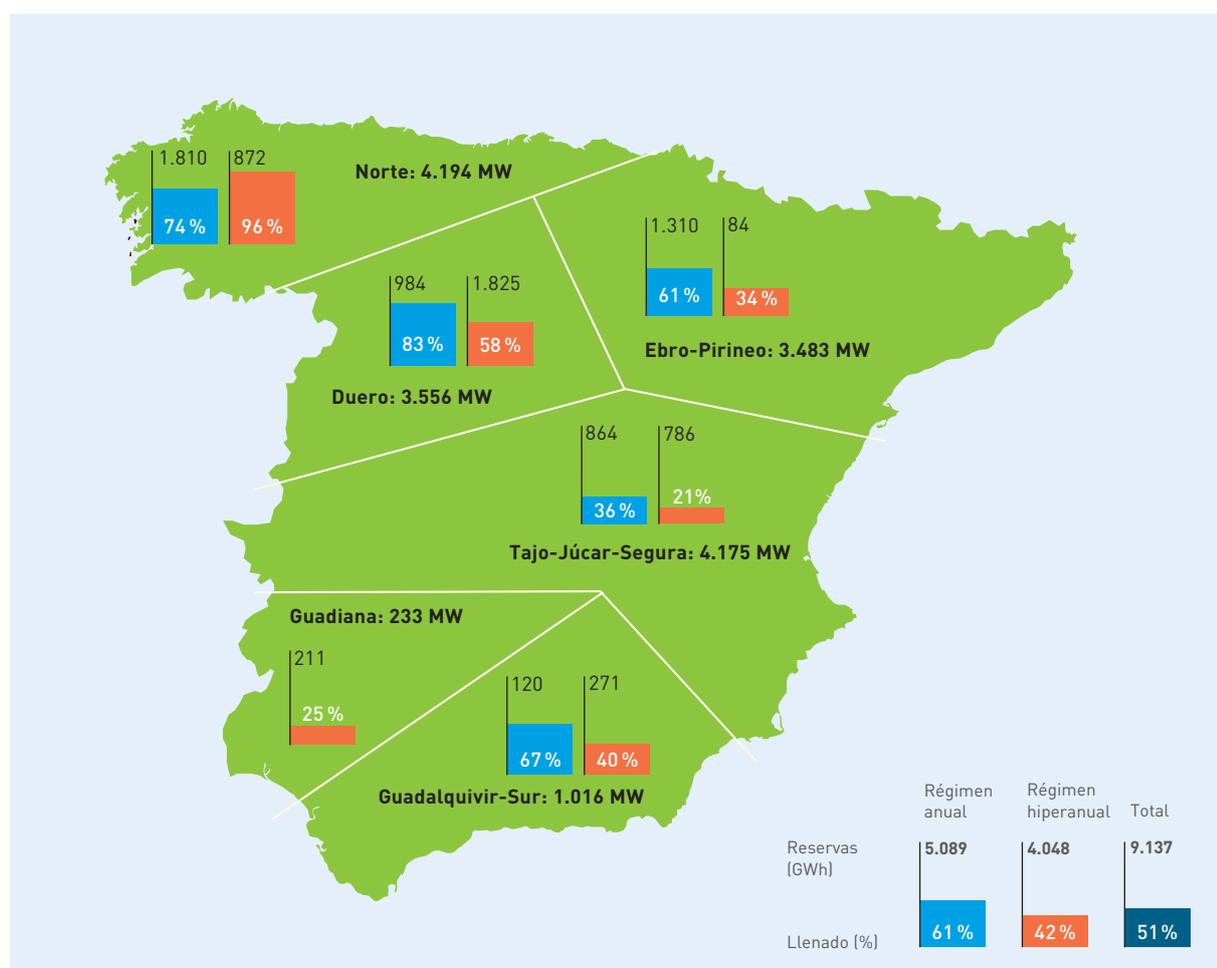
■ Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica en b.a. (GWh)



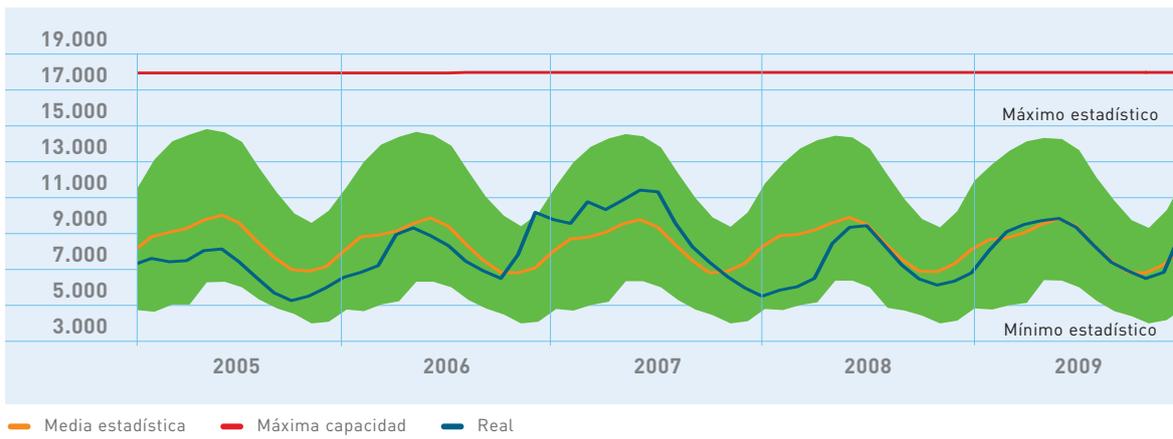
■ Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2005	12.900	0,45	100%
2006	23.286	0,82	74%
2007	18.263	0,64	93%
2008	18.788	0,67	91%
2009	22.110	0,78	77%

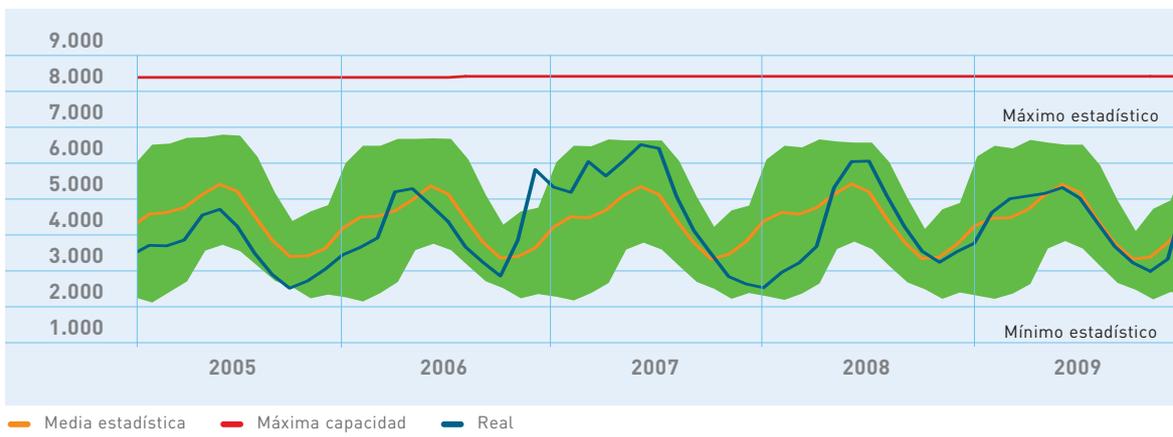
■ Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



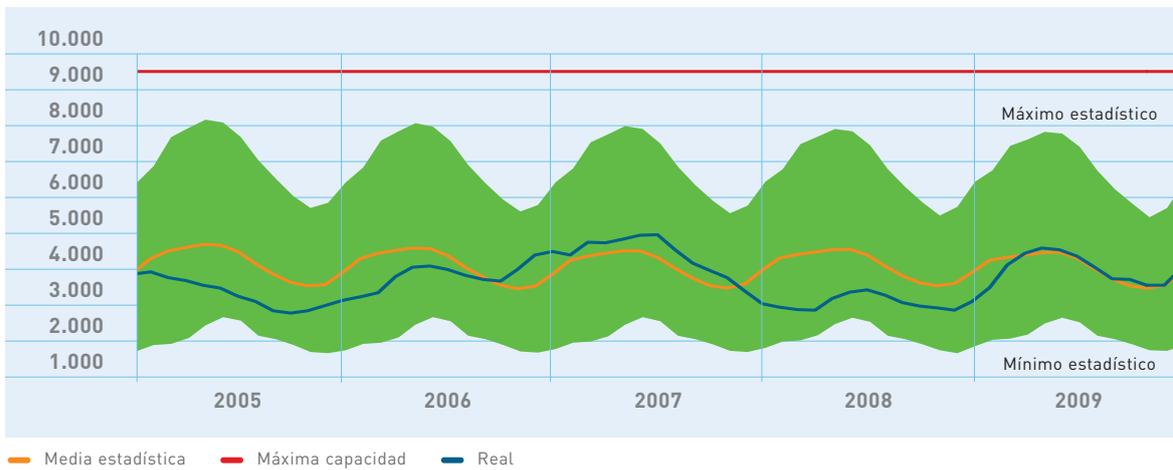
■ Evolución anual de las reservas hidroeléctricas (GWh)



■ 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	2008		2009		% 09/08
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	5.580	12,1	4.876	14,4	-12,6
Anllares	365	2.158	4,7	263	0,8	-87,8
Compostilla II	1.171	6.454	13,9	2.819	8,3	-56,3
Guardo	516	1.037	2,2	980	2,9	-5,5
La Robla	655	3.230	7,0	783	2,3	-75,8
Lada	513	829	1,8	710	2,1	-14,3
Narcea	595	2.453	5,3	826	2,4	-66,3
Puentenuevo 3	324	21	0,0	583	1,7	-
Puertollano	221	277	0,6	98	0,3	-64,6
Soto de la Ribera	604	1.472	3,2	1.417	4,2	-3,7
Total hulla+antracita	5.880	23.510	50,8	13.355	39,4	-43,2
Litoral de Almería	1.159	5.739	12,4	5.804	17,1	1,1
Los Barrios	568	2.021	4,4	3.219	9,5	59,2
Pasajes	217	634	1,4	523	1,5	-17,4
Total carbón importado	1.944	8.394	18,1	9.546	28,2	13,7
Cercs	162	463	1,0	393	1,2	-15,0
Escatrón	80	0	0,0	0	0,0	-
Escucha	159	878	1,9	416	1,2	-52,6
Teruel	1.102	4.842	10,5	2.717	8,0	-43,9
Total lignito negro	1.504	6.183	13,4	3.527	10,4	-43,0
Meirama	563	288	0,6	1.618	4,8	462,5
Puentes García Rodríguez	1.468	7.901	17,1	5.816	17,2	-26,4
Total lignito pardo	2.031	8.188	17,7	7.433	22,0	-9,2
Total	11.359	46.275	100,0	33.862	100,0	-26,8

■ Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aboño 1	360	1.378	5.323	52,2	71,9	14,3	1,9	83,8
Aboño 2	556	3.498	8.547	73,6	73,6	0,0	2,4	97,6
Anllares	365	263	978	8,2	73,8	0,0	0,0	100,0
Compostilla 2	141	13	119	1,0	75,3	0,0	0,0	100,0
Compostilla 3	330	923	3.731	32,7	74,9	0,0	2,4	97,6
Compostilla 4	350	906	3.518	29,6	73,6	0,0	0,3	99,7
Compostilla 5	350	977	3.814	32,3	73,2	0,0	1,3	98,7
Guardo 1	155	20	182	1,5	69,8	2,8	3,2	94,0
Guardo 2	361	960	3.876	31,9	68,7	0,0	4,8	95,2
Lada 3	155	50	497	3,7	64,7	0,0	0,6	99,4
Lada 4	358	660	2.546	38,9	72,5	44,8	1,0	54,1
Narcea 1	65	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	68	562	4,7	73,0	0,0	0,2	99,8
Narcea 3	364	758	2.585	25,8	80,5	7,9	0,2	91,9
Puertollano	221	98	727	6,1	61,0	5,5	11,3	83,2
Puentenuevo 3	324	583	2.686	61,0	67,0	0,0	66,3	33,7
La Robla 1	284	161	691	7,0	82,1	0,0	7,0	93,0
La Robla 2	371	622	2.144	20,7	78,1	0,0	7,7	92,3
Soto de la Ribera 2	254	553	2.791	26,0	78,0	0,0	4,4	95,6
Soto de la Ribera 3	350	863	3.432	28,4	71,9	0,0	0,9	99,1
Total hulla+antracita	5.880	13.355	3.099	29,0	73,3	4,4	6,1	89,5
Los Barrios	568	3.219	7.895	70,1	71,8	0,0	7,7	92,3
Litoral de Almería 1	577	2.255	5.012	70,9	78,0	17,8	19,3	62,9
Litoral de Almería 2	582	3.549	8.114	73,3	75,2	1,6	3,3	95,0
Pasajes	217	523	3.786	27,5	63,7	0,0	0,1	99,9
Total carbón importado	1.944	9.546	6.646	65,7	73,9	5,8	9,0	85,3
Cercs	162	393	3.772	28,5	64,2	0,0	3,1	96,9
Escucha	159	416	3.581	30,0	73,0	0,0	0,5	99,5
Escatrón	80	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Teruel 1	368	847	3.351	33,9	68,7	19,0	3,4	77,6
Teruel 2	368	541	2.101	21,3	70,0	19,3	1,9	78,8
Teruel 3	366	1.329	5.336	41,7	68,0	0,0	0,5	99,5
Total lignito negro	1.504	3.527	3.420	31,9	68,6	9,6	6,6	83,9
Meirama	563	1.618	4.375	55,4	65,7	27,6	13,1	59,3
Puentes 1	369	1.122	3.944	53,6	77,1	0,0	35,2	64,8
Puentes 2	366	1.740	5.915	56,4	80,4	0,0	3,7	96,3
Puentes 3	366	1.751	6.034	55,8	79,3	0,0	2,0	98,0
Puentes 4	367	1.202	4.109	39,9	79,7	0,0	6,3	93,7
Total lignito pardo	2.031	7.433	4.825	52,1	75,9	7,7	12,2	80,1
Total	11.359	33.862	4.057	39,4	73,5	5,9	7,7	86,4

(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).

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

	2008		2009		% 09/08
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	17.949	38,8	8.321	24,6	-53,6
Hulla + antracita	14.850	32,1	6.588	19,5	-55,6
Lignito negro	2.952	6,4	1.733	5,1	-41,3
Lignito pardo	147	0,3	0	0,0	-
Carbón importado	26.899	58,1	24.105	71,2	-10,4
Total carbón	44.848	96,9	32.426	95,8	-27,7
Combustibles de apoyo	1.427	3,1	1.436	4,2	0,6
Fuel	282	0,6	315	0,9	11,5
Gas natural	61	0,1	226	0,7	268,7
Gas siderúrgico	1.083	2,3	895	2,6	-17,4
Total	46.275	100,0	33.862	100,0	-26,8

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

Centrales	Potencia MW	2008		2009		% 09/08
		GWh	%	GWh	%	
Aceca (1)	314	133	5,6	23	1,1	-83,0
C.Colón (2)	148	0	0,0	0	0,0	0,0
Escombreras	578	0	0,0	0	0,0	0,0
Foix	520	274	11,5	58	2,8	-78,8
GICC-PL ELCOGAS	320	1.498	63,0	1.788	85,9	19,4
Sabón	470	245	10,3	12	0,6	-95,3
S. Adrián	659	179	7,5	176	8,5	-1,5
Santurce (3)	0	48	2,0	25	1,2	-47,4
Total	3.008	2.378	100,0	2.082	100,0	-12,4

(1) Baja Aceca 2 en agosto 2009. (2) Baja C. Colón 3 en octubre 2009. (3) Baja en diciembre 2009.

■ Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 1	314	23	279	0,8	25,8	0,0	3,1	96,9
Aceca 2 (3)	0	0	0	-	-	92,6	0,0	7,4
C.Colón 2	148	0	0	0,0	-	0,0	100,0	0,0
C.Colón 3 (4)	0	0	0	-	-	0,0	100,0	0,0
Escombreras 4	289	0	0	0,0	-	0,0	11,4	88,6
Escombreras 5	289	0	0	0,0	-	0,0	11,3	88,7
Foix	520	58	462	1,3	24,2	0,0	0,1	99,9
GICC-PL ELCOGAS	320	1.788	7.181	75,2	77,8	0,0	15,2	84,8
Sabón 1	120	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Sabón 2	350	12	123	0,7	27,1	0,0	41,9	58,1
S. Adrián 1	350	16	173	0,6	27,0	0,0	10,9	89,1
S. Adrián 3	309	160	1.499	6,1	34,6	0,0	3,6	96,4
Santurce 1 (5)	0	25	182	-	-	1,2	9,0	89,7
Santurce 2 (5)	0	0	0	-	-	0,0	9,0	91,0
Total	3.008	2.082	1.061	9,9	65,2	4,3	16,1	79,6

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible.

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

(3) Baja en agosto 2009.

(4) Baja en octubre 2009.

(5) Baja en diciembre 2009.

■ Producción en b.a. de las centrales ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2008		2009		% 09/08
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.938	2,1	1.819	2,3	-6,2
Aceca 4	374	2.334	2,6	1.563	2,0	-33,1
Algeciras 3 CC (1)	821	-	-	0	0,0	-
Amorebieta	749	3.203	3,5	4.246	5,4	32,6
Arcos 1	396	540	0,6	1.105	1,4	104,7
Arcos 2	379	619	0,7	593	0,8	-4,3
Arcos 3	844	2.954	3,2	3.147	4,0	6,5
Arrúbal 1	402	1.955	2,1	899	1,1	-54,0
Arrúbal 2	397	1.699	1,9	926	1,2	-45,5
Bahía de Bizkaia	800	4.632	5,1	4.322	5,5	-6,7
Besós 3	412	2.564	2,8	2.116	2,7	-17,5
Besós 4	407	2.164	2,4	2.133	2,7	-1,4
Campo Gibraltar 1	393	1.789	2,0	1.360	1,7	-24,0
Campo Gibraltar 2	388	2.067	2,3	1.929	2,5	-6,7
Cartagena 1	425	2.106	2,3	1.236	1,6	-41,3
Cartagena 2	425	2.389	2,6	1.124	1,4	-53,0
Cartagena 3	419	2.299	2,5	1.199	1,5	-47,9
Castejón 1	399	1.808	2,0	1.002	1,3	-44,6
Castejón 2	378	860	0,9	1.508	1,9	75,3
Castejón 3	426	1.525	1,7	1.184	1,5	-22,3
Castellón 3	800	2.872	3,1	1.235	1,6	-57,0
Castellón 4	854	3.194	3,5	3.440	4,4	7,7
Castelnou	798	3.688	4,0	1.748	2,2	-52,6
Colón 4	398	2.488	2,7	1.118	1,4	-55,1
El Fangal 1	409	1.726	1,9	2.111	2,7	22,3
El Fangal 2	408	1.629	1,8	1.887	2,4	15,8
El Fangal 3	402	948	1,0	1.324	1,7	39,6
Escatrón 3	818	1.896	2,1	4.561	5,8	140,5
Escatrón Peaker	297	377	0,4	161	0,2	-57,3
Escombreras 6	831	4.126	4,5	1.699	2,2	-58,8
Málaga 1 CC (1)	441	-	-	284	0,4	-
Palos 1	401	2.418	2,6	1.277	1,6	-47,2
Palos 2	396	2.093	2,3	2.034	2,6	-2,8
Palos 3	398	2.213	2,4	1.890	2,4	-14,6
Plana del Vent 1	412	1.057	1,2	1.061	1,4	0,4
Plana del Vent 2	421	2.158	2,4	823	1,1	-61,9
Puentes García Rodríguez 5	849	3.669	4,0	1.775	2,3	-51,6
Sabón 3	389	1.406	1,5	1.397	1,8	-0,6
Sagunto 1	417	1.267	1,4	2.204	2,8	73,9
Sagunto 2	420	1.454	1,6	2.398	3,1	65,0
Sagunto 3	419	1.852	2,0	1.640	2,1	-11,4
San Roque 1	397	1.851	2,0	1.343	1,7	-27,4
San Roque 2	402	2.330	2,6	1.425	1,8	-38,9
Santurce 4	403	1.082	1,2	1.421	1,8	31,3
Soto de la Ribera 4	432	810	0,9	1.386	1,8	71,0
Tarragona Endesa	400	2.101	2,3	1.706	2,2	-18,8
Tarragona Power	424	1.135	1,2	1.522	1,9	34,1
Total ciclo combinado	23.066	91.286	100,0	78.279	100,0	-14,2

(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	1.819	6.688	59,5	68,0	9,8	3,0	87,3
Aceca 4	374	1.563	4.996	55,8	83,7	0,0	14,5	85,5
Algeciras 3 CC (3)	821	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Amorebieta	749	4.246	7.128	66,4	79,5	0,7	1,8	97,5
Arcos 1	396	1.105	3.897	32,7	71,7	1,5	0,8	97,7
Arcos 2	379	593	2.158	18,2	72,4	1,8	0,0	98,2
Arcos 3	844	3.147	6.611	45,1	56,4	2,6	3,1	94,4
Arrúbal 1	402	899	2.868	26,3	78,0	1,9	1,0	97,1
Arrúbal 2	397	926	2.979	27,4	78,3	0,0	2,6	97,4
Bahía Bizcaya	800	4.322	7.849	65,5	68,8	3,0	2,9	94,2
Besós 3	412	2.116	7.878	63,0	65,2	0,0	7,0	93,0
Besós 4	407	2.133	6.920	62,4	75,8	0,0	4,1	95,9
Campo de Gibraltar 1	393	1.360	4.495	44,1	77,0	0,0	10,3	89,7
Campo de Gibraltar 2	388	1.929	6.088	61,9	81,6	1,8	6,5	91,6
Cartagena 1	425	1.236	3.773	38,1	77,2	8,2	4,5	87,3
Cartagena 2	425	1.124	3.603	34,8	73,5	11,1	2,0	86,8
Cartagena 3	419	1.199	3.729	37,4	76,7	0,0	12,7	87,3
Castejón 1	399	1.002	3.843	37,9	65,3	11,9	12,5	75,6
Castejón 2	378	1.508	5.103	46,5	78,3	1,5	0,6	97,9
Castejón 3	426	1.184	4.401	33,0	63,2	1,8	1,9	96,2
Castellón 3	800	1.235	2.992	17,8	51,6	0,0	0,8	99,2
Castellón 4	854	3.440	7.329	49,1	55,0	4,6	1,8	93,7
Castelnou	798	1.748	2.938	25,1	74,6	0,0	0,4	99,6
Colón 4	398	1.118	3.873	33,2	72,6	3,0	0,4	96,6
El Fangal 1	409	2.111	5.940	62,2	87,0	0,0	5,2	94,8
El Fangal 2	408	1.887	5.359	55,7	86,2	0,0	5,4	94,6
El Fangal 3	402	1.324	3.803	55,2	86,6	0,0	31,9	68,1
Escatrón 3	818	4.561	7.597	71,2	73,4	7,5	3,0	89,5
Escatrón Peaker	297	161	2.592	7,7	20,9	0,0	20,0	80,0
Escombreras 6	831	1.699	3.103	33,1	65,9	1,8	27,7	70,5
Málaga 1 CC (3)	441	284	1.152	7,4	55,9	0,0	0,0	100,0
Palos 1	401	1.277	3.941	39,6	80,8	0,0	8,2	91,8
Palos 2	396	2.034	6.149	60,6	83,6	1,5	1,6	96,9
Palos 3	398	1.890	5.708	55,7	83,2	1,8	0,8	97,3
Plana del Vent 1	412	1.061	3.374	30,7	76,4	0,0	4,2	95,8
Plana del Vent 2	421	823	2.666	23,7	73,3	0,0	5,8	94,2
Puentes García Rodríguez 5	849	1.775	3.051	31,8	68,5	0,0	25,1	74,9
Sabón 3	389	1.397	4.180	42,5	86,0	2,4	1,1	96,5
Sagunto 1	417	2.204	6.396	64,7	82,6	3,7	3,0	93,2
Sagunto 2	420	2.398	6.941	67,5	82,3	0,0	3,4	96,6
Sagunto 3	419	1.640	4.870	44,9	80,5	0,0	0,3	99,7
San Roque 1	397	1.343	4.425	40,3	76,5	0,0	4,2	95,8
San Roque 2	402	1.425	5.486	42,8	64,6	1,7	3,8	94,5
Santurce 4	403	1.421	5.201	43,3	67,9	6,5	0,3	93,2
Soto de la Ribera 4	432	1.386	5.417	38,1	59,2	2,5	1,4	96,2
Tarragona Endesa	400	1.706	5.841	52,2	73,0	5,6	1,2	93,2
Tarragona Power	424	1.522	5.975	42,3	60,0	2,4	0,7	96,9
Total	23.066	78.279	4.739	42,1	71,6	2,3	5,8	91,9

(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). (3) Grupo en pruebas.

■ Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	2008		2009		% 09/08
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.491	12,7	7.126	13,5	-4,9
Almaraz II	983	8.607	14,6	7.060	13,4	-18,0
Ascó I	1.028	7.694	13,0	5.659	10,7	-26,4
Ascó II	1.027	7.488	12,7	8.191	15,5	9,4
Cofrentes	1.085	8.156	13,8	8.049	15,3	-1,3
Garoña	466	4.016	6,8	3.575	6,8	-11,0
Trillo I	1.066	8.284	14,0	7.712	14,6	-6,9
Vandellós II	1.087	7.239	12,3	5.390	10,2	-25,5
Total	7.716	58.973	100,0	52.761	100,0	-10,5

■ 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	7.126	7.336	99,6	99,7	16,2	0,0	83,8
Almaraz II	983	7.060	7.369	97,3	97,5	14,7	1,1	84,3
Ascó I	1.028	5.659	5.761	95,6	95,6	15,9	18,4	65,7
Ascó II	1.027	8.191	8.082	98,6	98,7	0,0	7,7	92,3
Cofrentes	1.085	8.049	7.627	97,2	97,2	12,6	0,3	87,1
Garoña	466	3.575	7.856	97,9	97,6	9,6	1,0	89,4
Trillo I	1.066	7.712	7.438	98,3	97,3	14,2	1,7	84,0
Vandellós II	1.087	5.390	5.255	94,4	94,4	37,5	2,5	60,0
Total	7.716	52.761	7.023	97,5	97,4	15,6	4,3	80,1

(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.

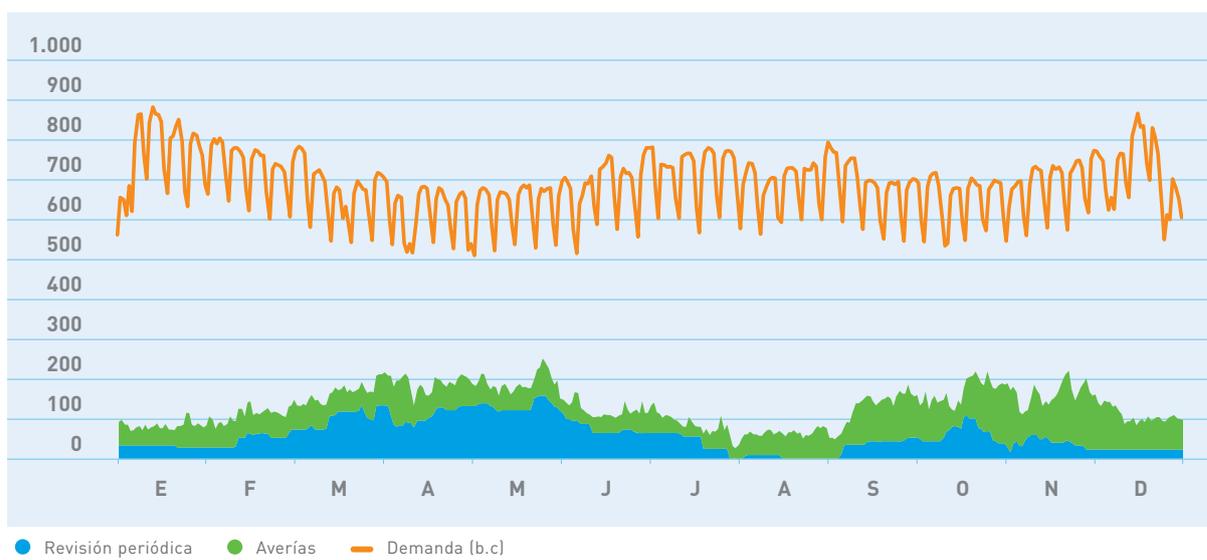
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

■ Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas

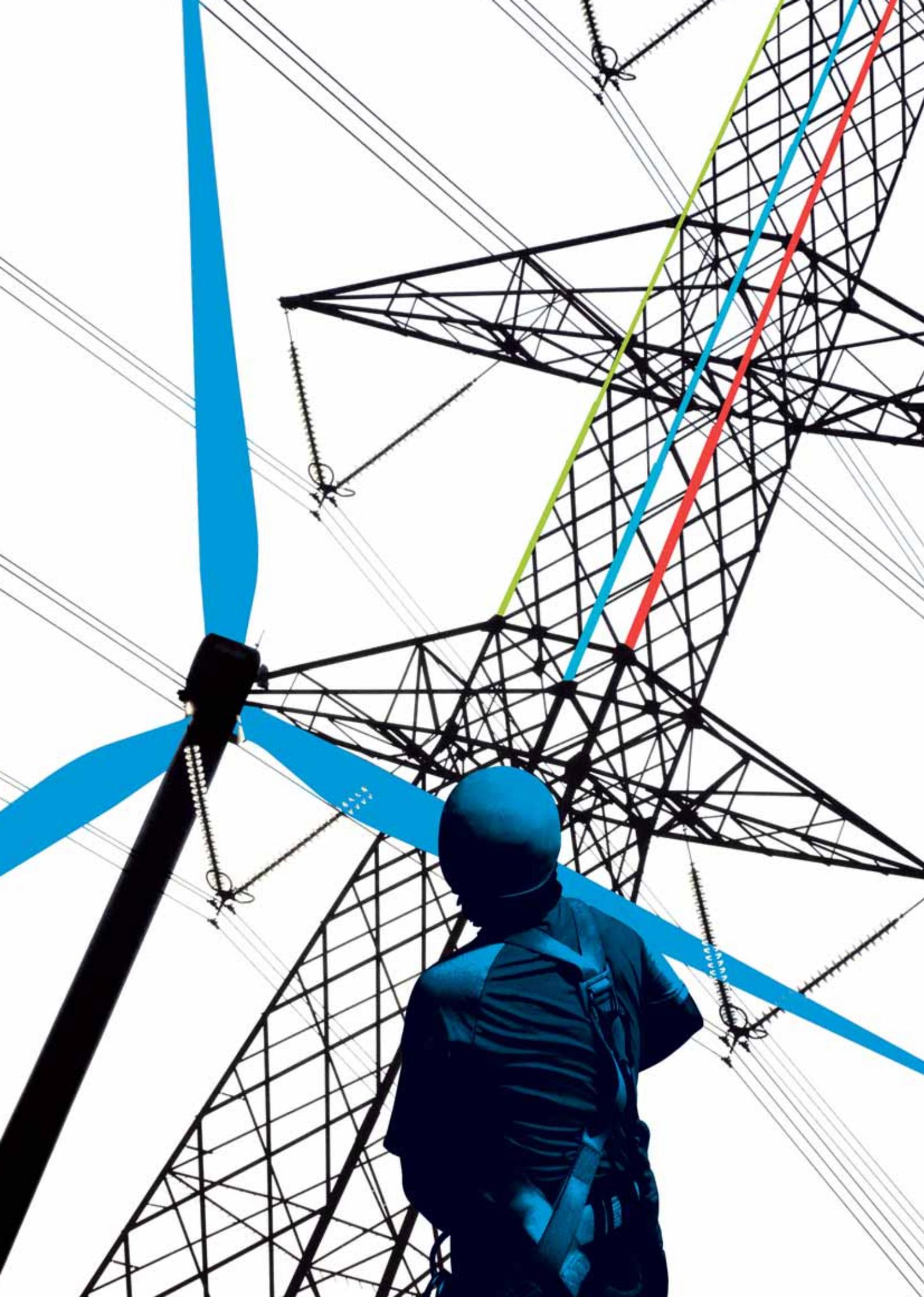
	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2008	2009	2008	2009
Nuclear	98,3	97,5	88,5	80,1
Carbón	58,8	39,4	78,9	86,4
Hulla+antracita	54,5	29,0	83,5	89,5
Lignito pardo	81,4	52,1	56,4	80,1
Lignito negro	55,4	31,9	84,5	83,9
Carbón importado	58,4	65,7	84,2	85,3
Fuel/Gas (*)	7,6	9,9	80,9	79,6
Ciclo Combinado	51,9	42,1	92,5	91,9
Total térmicas	57,2	48,8	87,3	87,4

(*) Incluye GICC. (Elcogás).

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





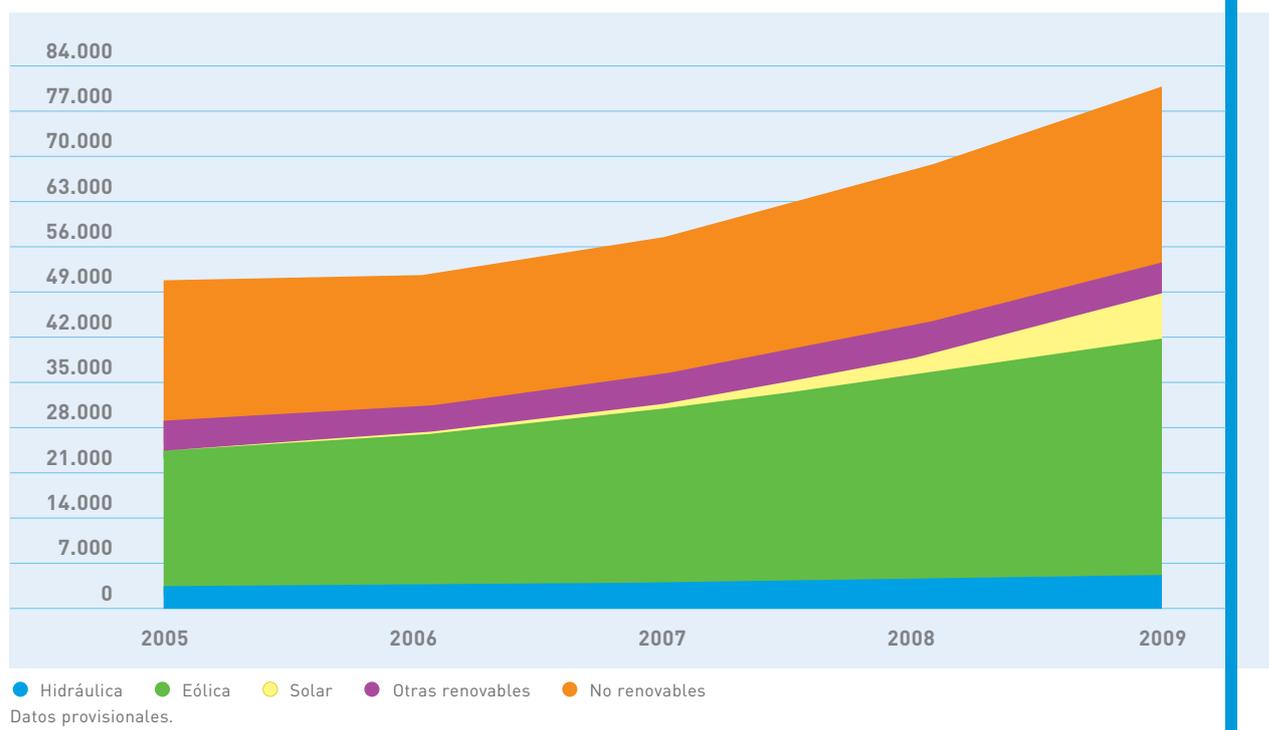


04

Sistema peninsular Régimen especial

- 52** ■ Evolución de la energía adquirida al régimen especial
 - Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías
- 53** ■ 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)

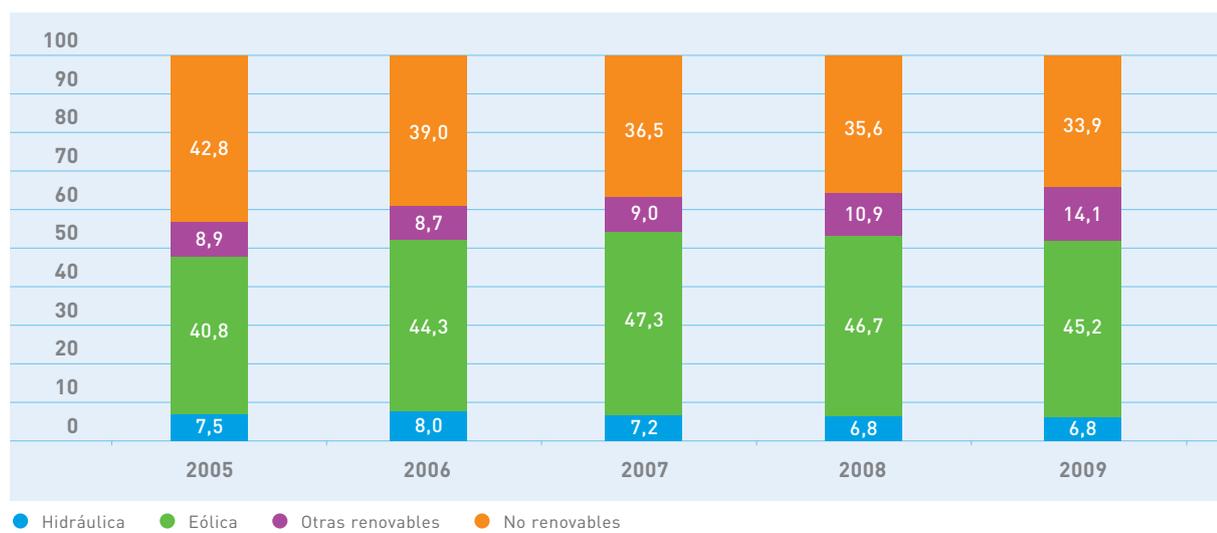


■ Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías (GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	%09/08
Renovables	29.215	31.453	36.553	43.787	53.489	22,2
Hidráulica	3.818	4.148	4.125	4.636	5.481	18,2
Eólica	20.858	22.837	27.249	31.734	36.587	15,3
Otras renovables	4.540	4.468	5.179	7.418	11.420	54,0
Biomasa	2.226	2.264	2.306	2.613	2.522	-3,5
Solar	40	102	470	2.419	6.894	185,0
Resto renovables	2.274	2.102	2.403	2.386	2.004	-16,0
No renovables	21.875	20.134	21.053	24.210	27.400	13,2
Calor residual	68	65	50	31	30	-2,3
Carbón	80	87	103	94	99	5,4
Fuel-gasoil	2.322	1.674	2.426	2.688	3.071	14,2
Gas de refiniería	443	365	335	399	381	-4,4
Gas natural	18.961	17.943	18.139	20.999	23.819	13,4
Total	51.090	51.587	57.606	67.997	80.888	19,0

Datos provisionales.

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



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

	2005	2006	2007	2008	2009	%09/08
Renovables	12.230	14.351	18.239	22.257	25.173	13,1
Hidráulica	1.696	1.806	1.887	1.938	1.974	1,8
Eólica	9.742	11.575	14.827	16.187	18.719	15,6
Otras renovables	792	970	1.525	4.132	4.480	8,4
Biomasa	471	530	543	578	717	24,2
Solar	46	156	698	3.270	3.479	6,4
Resto renovables	274	284	284	284	284	0,0
No renovables	5.893	6.154	6.274	6.529	6.750	3,4
Calor residual	85	85	85	85	89	4,5
Carbón	44	44	44	44	44	0,0
Fuel-gasoil	996	996	996	996	1.000	0,4
Gas de refinería	178	178	178	178	178	0,0
Gas natural	4.590	4.850	4.971	5.226	5.439	4,1
Total	18.123	20.505	24.513	28.786	31.924	10,9

Datos provisionales.



05

Sistema peninsular
Operación
del sistema

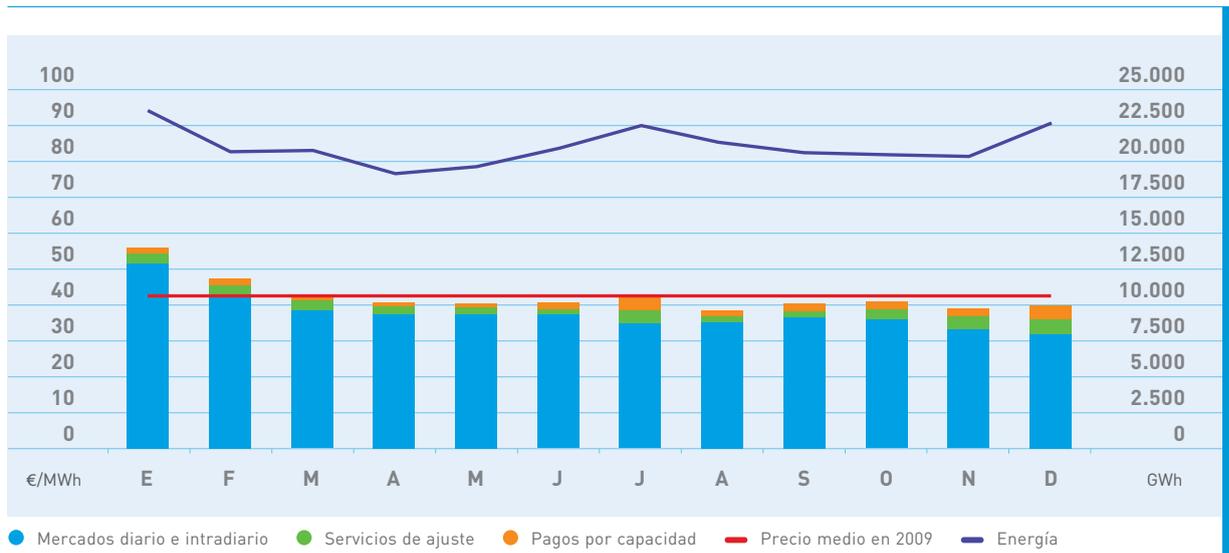
- 56** ■ Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre)
Componentes del precio final medio
 - Demanda nacional (Suministro último recurso+ contratación libre)
 - Precios finales y energía
- 57** ■ Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio
 - Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre)
 - Evolución precios medios
- 58** ■ Energía y precios medios ponderados en el mercado diario
 - Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía
- 59** ■ Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario
 - Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema
- 60** ■ Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema respecto a la demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre)
 - Resolución de restricciones técnicas
- 61** ■ Resolución de restricciones técnicas. Precios medios ponderados y energías
 - Resolución de restricciones técnicas. Desglose por tipo de restricciones
- 62** ■ Resolución de restricciones técnicas. Desglose por tecnologías. Total anual
- 63** ■ Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada
 - Regulación secundaria
- 64** ■ Banda de regulación secundaria. Precios medios ponderados y potencia media
 - Total mensual de banda de regulación secundaria asignada
 - Desglose por tecnologías
- 65** ■ Regulación secundaria. Precios medios ponderados y energías
 - Regulación terciaria
- 66** ■ Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías
 - Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual
- 67** ■ Gestión de desvíos
 - Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías
- 68** ■ Gestión de desvíos. Desglose por tecnologías. Total anual
 - Restricciones en tiempo real
- 69** ■ Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías
 - Desvíos netos medidos. Precios medios ponderados mensuales y energía neta de los mercados de balance
- 70** ■ Desvíos netos medidos
 - Coste medio de los desvíos
- 71** ■ Horas de desvíos contrarios al sistema

■ Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Componentes del precio final medio (€/MWh)

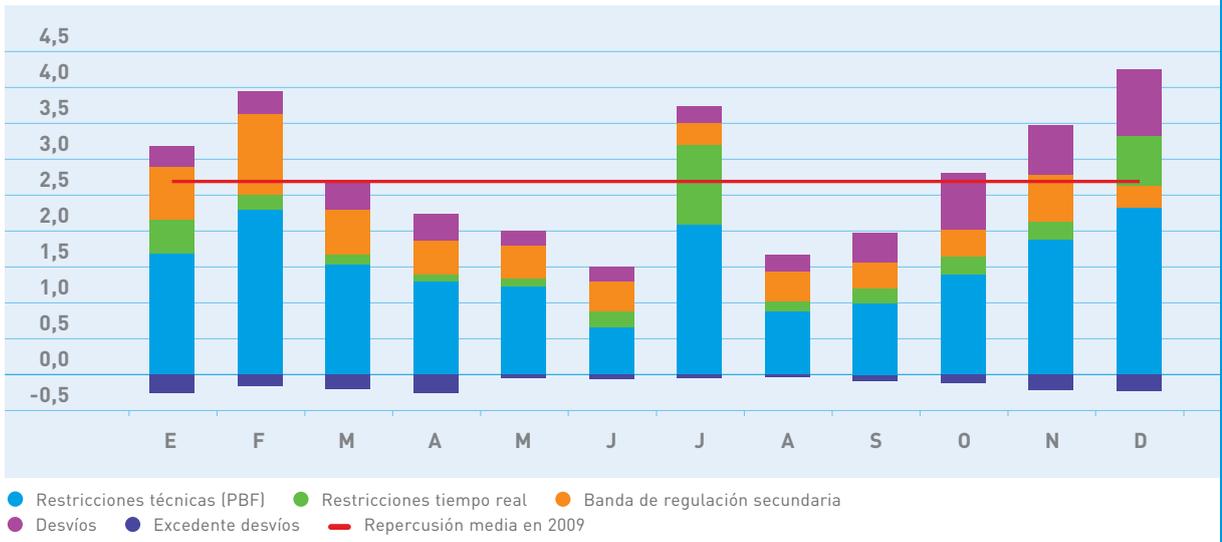
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 09/08
Mercado diario	51,65	42,03	38,98	37,82	37,54	37,49	35,18	35,37	36,66	36,49	33,88	32,41	38,06	-42,3
Mercado intradiario	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	0,00	-0,01	-0,02	-0,05	-0,04	-0,03	-0,02	-
Servicios de ajuste del sistema	2,93	3,78	2,52	2,02	1,99	1,46	3,69	1,64	1,91	2,70	3,26	4,01	2,68	3,2
Restricciones técnicas (PBF)	1,69	2,31	1,53	1,31	1,25	0,67	2,10	0,90	1,00	1,39	1,90	2,33	1,54	8,5
Restricciones tiempo real	0,46	0,20	0,15	0,09	0,10	0,23	1,08	0,13	0,20	0,24	0,24	0,29	0,29	25,3
Banda de regulación secundaria	0,74	1,09	0,62	0,48	0,46	0,41	0,31	0,41	0,37	0,41	0,65	0,72	0,56	-31,4
Desvíos	0,29	0,34	0,41	0,38	0,21	0,20	0,23	0,24	0,41	0,78	0,68	0,90	0,42	18,1
Excedente desvíos	-0,25	-0,16	-0,19	-0,24	-0,03	-0,05	-0,03	-0,04	-0,07	-0,12	-0,21	-0,23	-0,14	-40,8
Pagos por capacidad	1,47	1,61	1,08	1,05	1,11	1,61	3,74	1,32	2,16	1,99	2,12	3,32	1,91	81,5
Precio final 2009	56,04	47,40	42,57	40,88	40,62	40,54	42,61	38,32	40,71	41,13	39,22	39,71	42,63	-38,7
Precio final 2008	75,52	73,87	63,23	60,74	59,56	64,23	73,51	74,73	77,85	75,43	72,05	63,21	69,56	

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

■ Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Precios finales y energía



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



Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Evolución de los precios medios (€/MWh)

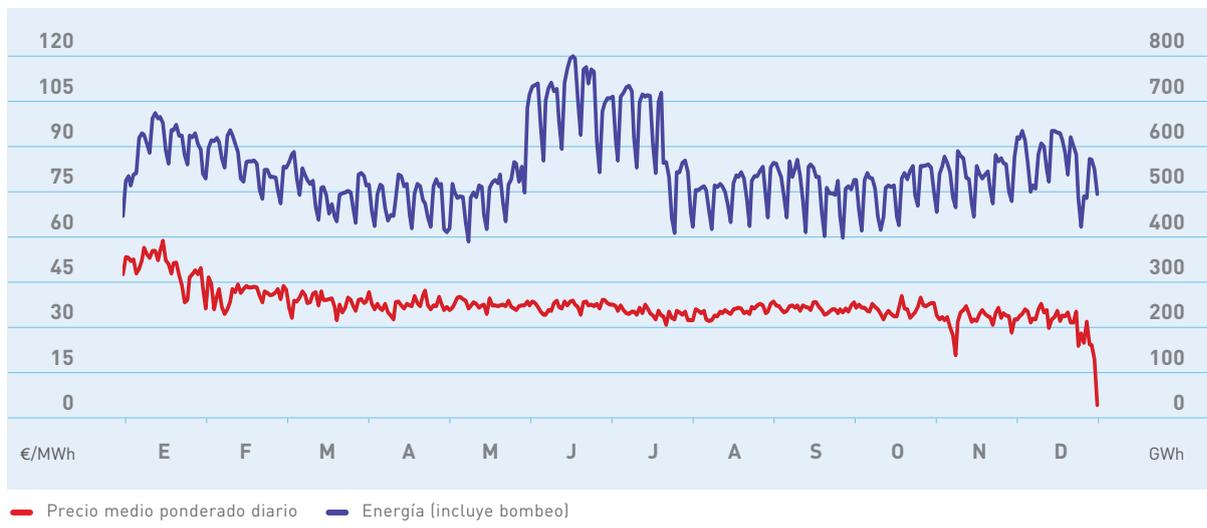


■ Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	18.616	20,00	51,13	100,00
Febrero	15.894	1,00	41,67	98,57
Marzo	15.702	4,00	38,84	74,09
Abril	14.643	21,07	37,64	58,13
Mayo	15.199	20,00	37,45	54,70
Junio	21.371	21,07	37,38	49,75
Julio	19.548	10,07	35,25	48,64
Agosto	15.508	15,00	35,32	48,89
Septiembre	15.282	10,13	36,65	59,95
Octubre	15.749	14,01	36,44	59,95
Noviembre	16.033	1,00	33,72	84,44
Diciembre	17.622	0,00	32,25	87,98
Total	201.170	0,00	37,90	100,00

(*) Incluye bombeo.

■ Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía



— Precio medio ponderado diario — Energía (incluye bombeo)

■ Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

	Volumen negociado (GWh)	Energía (*) (GWh)	Precio (€/MWh)	
			Medio mensual	Máx. horario
Enero	2.136	487	48,25	90,00
Febrero	2.332	492	39,35	88,75
Marzo	2.076	398	38,55	74,09
Abril	1.996	417	36,50	60,00
Mayo	2.120	288	36,71	60,86
Junio	2.367	409	36,36	55,21
Julio	2.542	445	34,42	55,00
Agosto	2.422	437	34,91	50,35
Septiembre	2.676	480	35,14	60,00
Octubre	2.917	640	34,17	60,01
Noviembre	2.965	627	32,21	83,59
Diciembre	3.346	668	30,65	92,00
Total	29.895	5.788	35,95	92,00

(*) Incluye bombeo.

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

	2008		2009		% 09/08	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF) (1)	6.765	858	9.475	707	40,1	-17,5
Regulación secundaria	1.127	1.123	1.072	1.406	-4,9	25,2
Regulación terciaria	2.450	2.008	2.238	3.288	-8,7	63,8
Gestión de desvíos	1.190	997	1.253	3.018	5,3	202,6
Restricciones en tiempo real	620	596	821	640	32,5	7,4
Energía total gestionada	17.733		23.918		34,9	

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

■ Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema respecto a la demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre) [%]

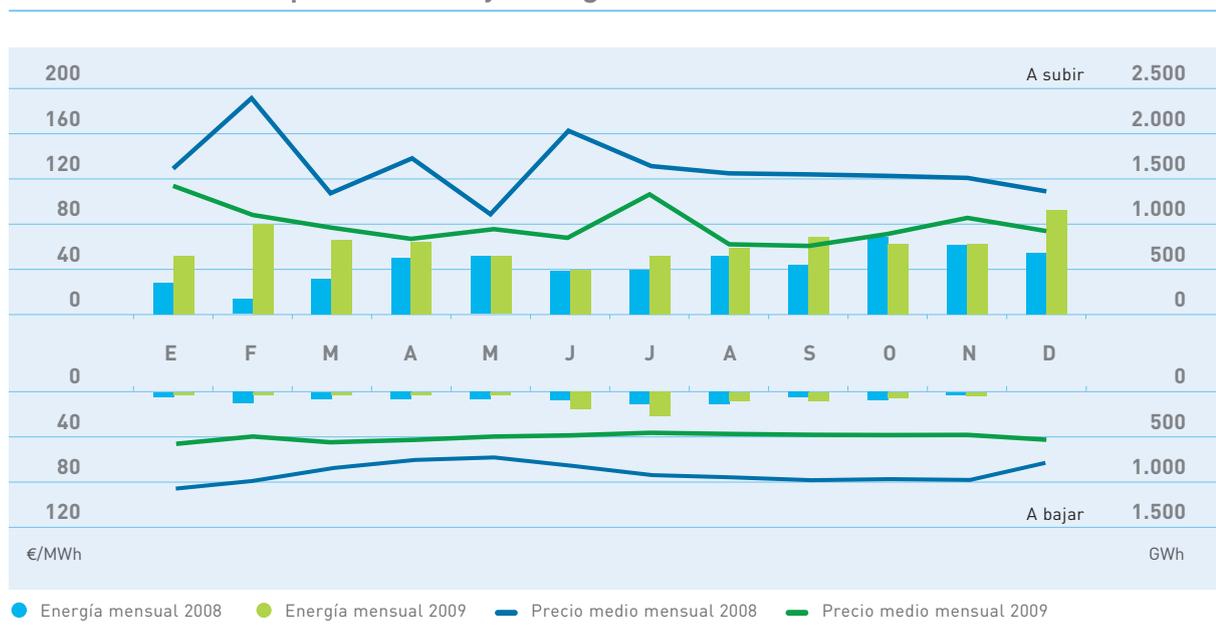


■ Resolución de restricciones técnicas (PBF) (fase I)

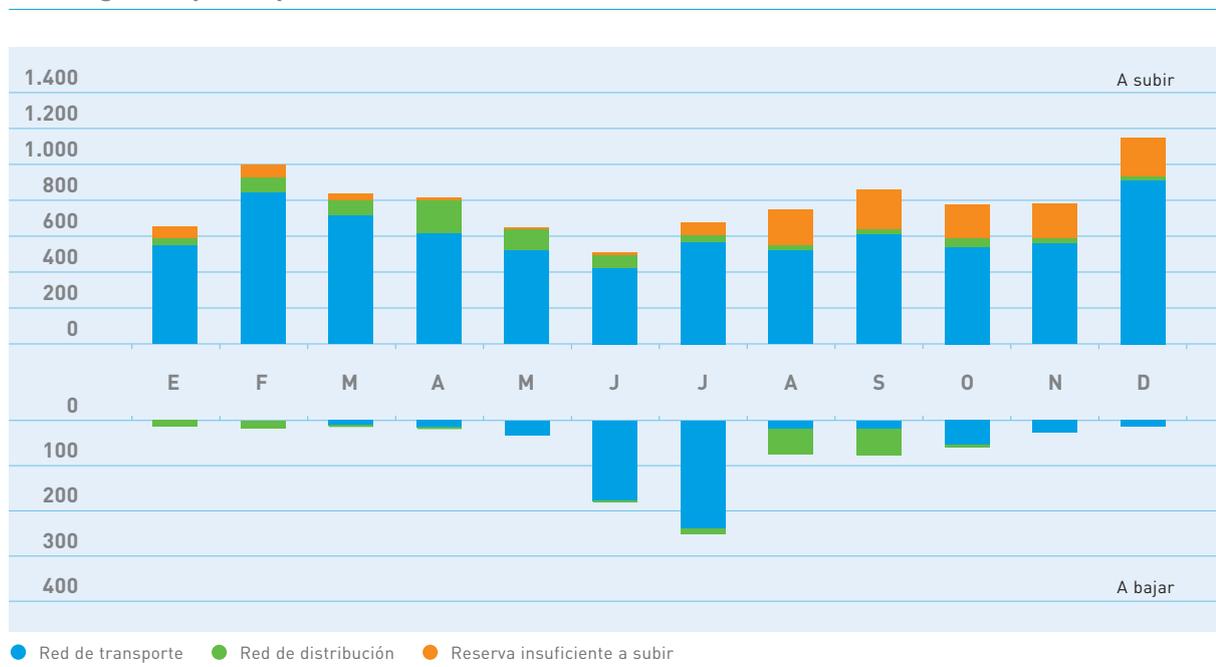
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (1)	Máx.
Enero	655	113,71	196,5	7	46,69	100,0
Febrero	996	86,59	114,5	12	39,98	84,9
Marzo	830	75,61	119,3	7	45,70	52,9
Abril	816	67,14	86,0	13	42,54	58,1
Mayo	651	74,57	132,0	24	40,32	54,7
Junio	513	65,43	197,0	172	39,55	49,8
Julio	677	106,34	258,0	246	37,25	45,0
Agosto	745	62,05	261,0	74	37,43	48,9
Septiembre	866	60,71	271,0	73	39,11	60,0
Octubre	782	72,96	390,0	54	38,06	55,0
Noviembre	790	85,21	170,0	20	39,31	84,4
Diciembre	1.153	74,32	93,1	6	42,87	74,9
Total	9.475	78,24	390,0	707	38,61	100,0

(1) Precio medio ponderado.

Resolución de restricciones técnicas (PBF). Precios medios ponderados y energía

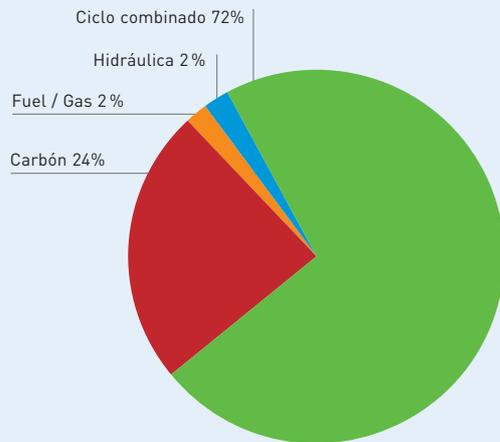


Resolución de restricciones técnicas (PBF). Desglose por tipo de restricciones (GWh)

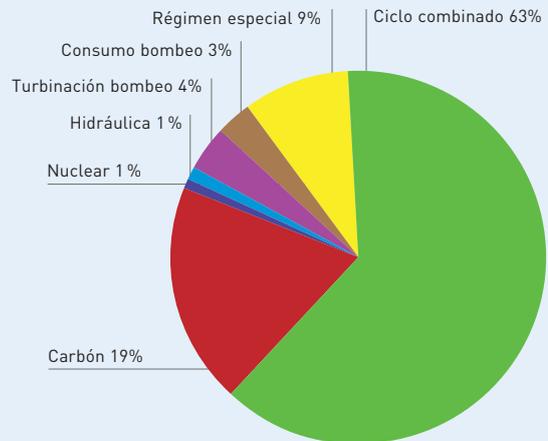


■ Resolución de restricciones técnicas (PBF). Desglose por tecnologías.
Total anual (%)

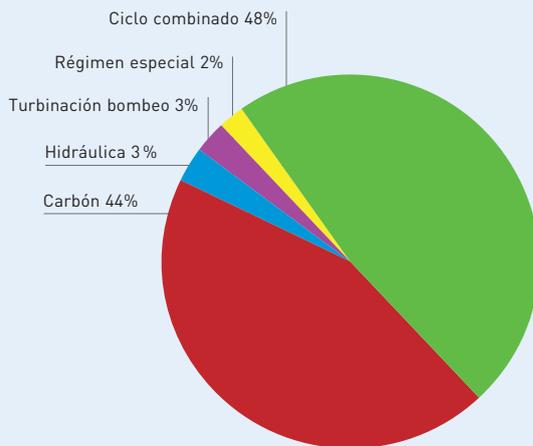
Fase I A subir



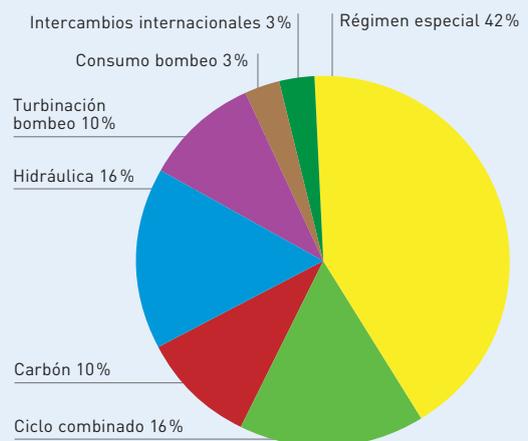
Fase II A subir



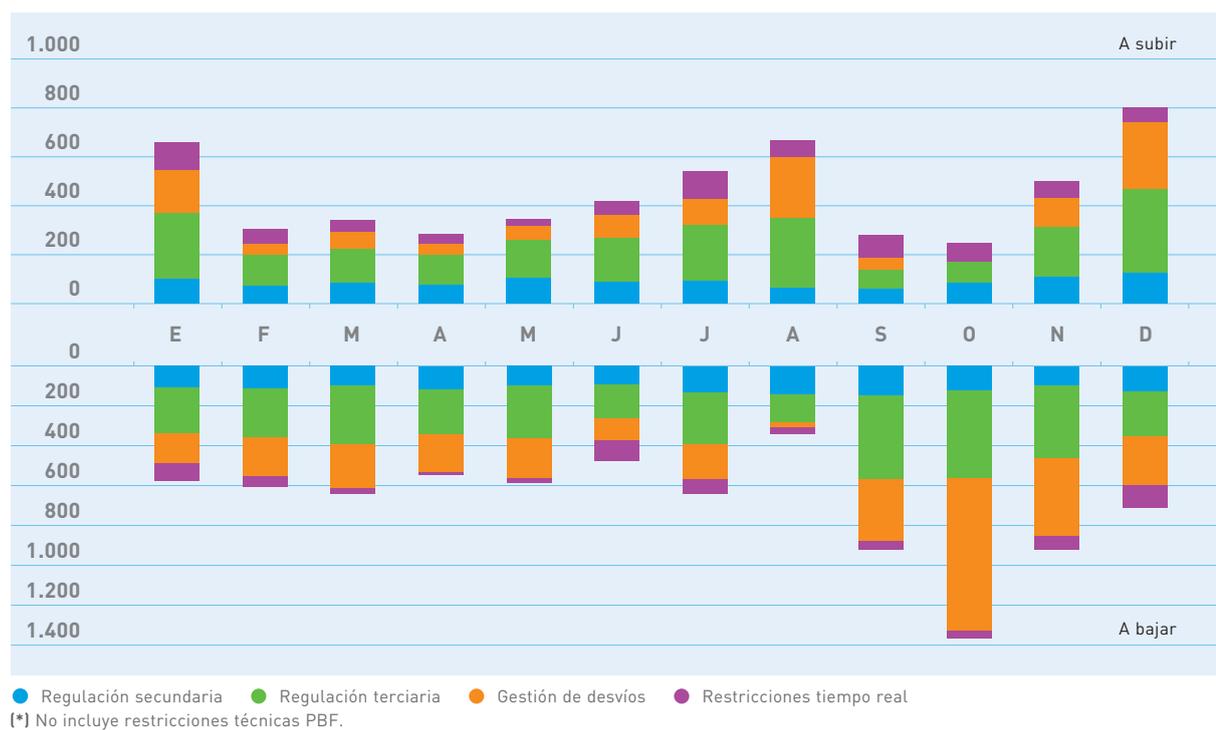
Fase I A bajar



Fase II A bajar



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

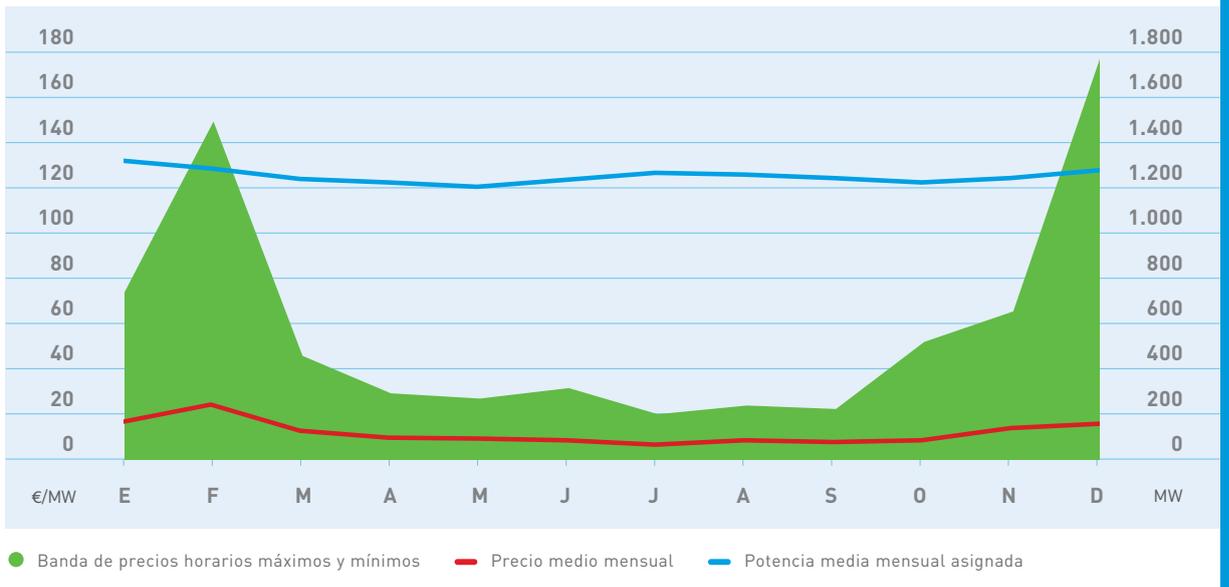


■ Regulación secundaria

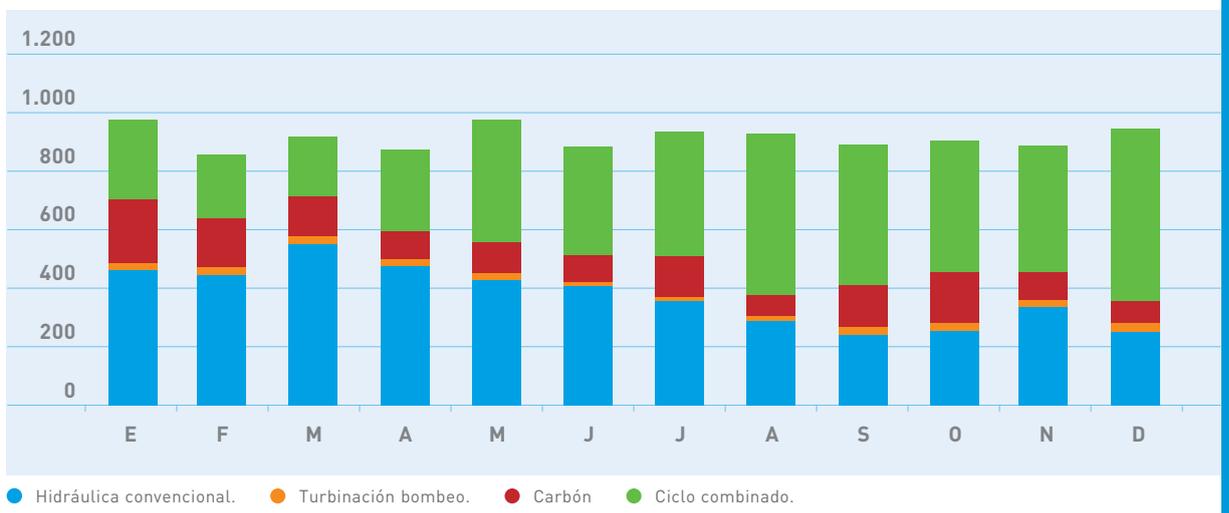
	Banda media					Energía					
	Potencia (MW)		Precio (€/MW)			A subir			A bajar		
	A subir	A bajar	Total	Medio Pond.	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio(1)	Máx.	Energía GWh	Precio (€/MWh) Medio(2)	Máx.
Enero	764	548	1.312	16,62	75,05	100	51,57	124,53	113	38,90	70,00
Febrero	732	545	1.278	24,48	150,00	71	41,74	77,23	111	29,12	70,00
Marzo	711	520	1.231	13,11	47,17	84	41,07	96,06	102	27,29	71,98
Abril	702	513	1.215	9,78	30,99	76	37,05	72,50	118	27,12	58,00
Mayo	686	512	1.198	9,43	28,50	105	40,37	78,00	96	26,31	49,80
Junio	707	519	1.227	8,86	33,33	87	41,22	96,61	96	29,22	50,00
Julio	717	541	1.258	6,71	21,69	95	36,99	75,35	132	28,40	50,00
Agosto	725	527	1.252	8,68	25,67	67	37,70	70,00	139	29,03	45,00
Septiembre	713	522	1.235	7,85	23,99	59	34,45	148,00	150	25,73	40,12
Octubre	702	516	1.217	8,60	53,44	89	34,15	79,49	124	24,05	44,00
Noviembre	716	520	1.236	14,19	66,63	111	37,62	169,61	96	20,59	50,00
Diciembre	735	533	1.268	16,01	180,30	127	40,83	180,01	128	19,89	55,73
Total	718	526	1.244	12,01	180,30	1.072	39,86	180,01	1.406	27,11	71,98

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

■ Banda de regulación secundaria. Precios mensuales ponderados y potencia media



■ Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías (GW)



Regulación secundaria. Precios medios ponderados 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	272	64,32	121,13	230	31,42	60,50
Febrero	128	50,33	76,00	250	25,33	41,00
Marzo	145	52,15	94,54	261	25,02	38,51
Abril	126	45,78	72,00	231	23,49	46,00
Mayo	159	47,90	71,22	271	21,46	35,57
Junio	182	49,59	94,61	169	25,27	35,78
Julio	225	42,53	97,26	264	25,80	39,70
Agosto	289	42,19	66,47	147	26,67	35,25
Septiembre	79	41,19	124,99	422	22,97	39,90
Octubre	83	49,03	160,51	446	20,89	38,57
Noviembre	207	43,89	138,34	370	15,45	40,46
Diciembre	343	53,04	180,30	228	14,26	55,02
Total	2.238	49,27	180,30	3.288	22,59	60,50

(1) Incluye energía de regulación terciaria de emergencia

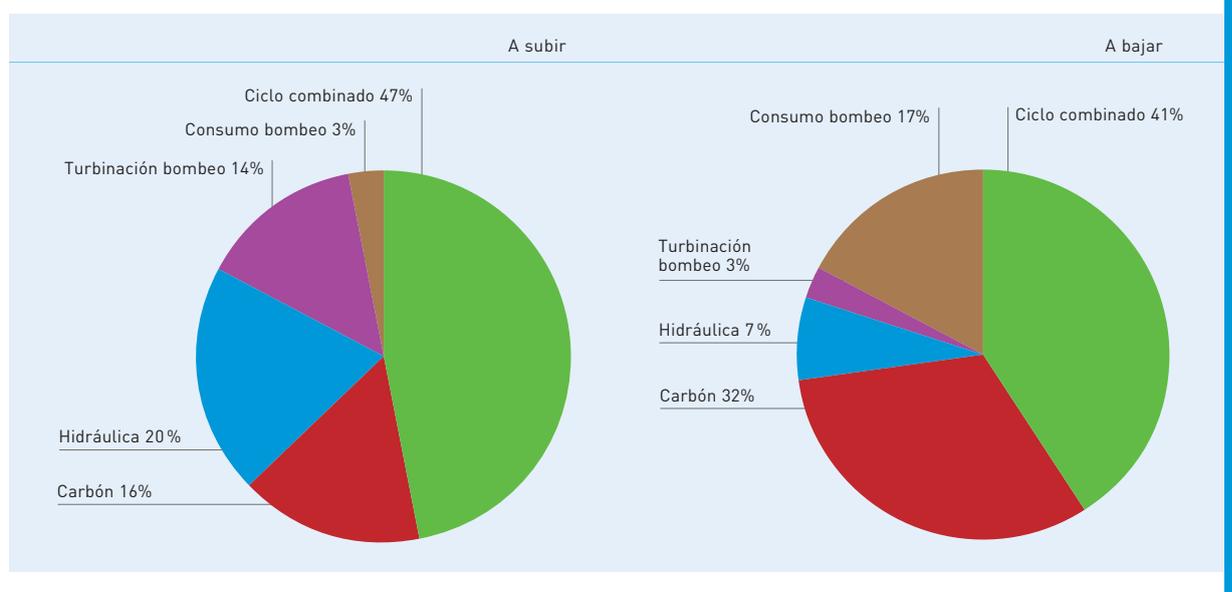
(2) Precio medio ponderado de venta

(3) Precio medio ponderado de recompra

Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías



Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual (%)



■ Gestión de desvíos

	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (2)	Máx.
Enero	173	59,63	88,04	151	35,24	56,26
Febrero	44	45,62	72,00	196	29,89	46,28
Marzo	64	46,50	75,77	257	27,41	38,59
Abril	43	43,84	55,65	184	25,89	40,00
Mayo	53	45,39	63,98	202	23,19	35,86
Junio	94	49,86	64,00	113	26,45	35,98
Julio	109	42,21	63,00	179	26,43	37,00
Agosto	240	39,06	60,01	26	29,25	34,00
Septiembre	45	38,02	54,00	312	28,00	39,49
Octubre	1	33,49	35,48	766	24,16	39,71
Noviembre	116	40,13	80,00	386	19,13	40,10
Diciembre	272	42,29	210,00	247	17,67	39,83
Total	1.253	44,77	210,00	3.018	24,89	56,26

(1) Precio medio ponderado de venta.

(2) Precio medio ponderado de recompra.

■ Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías



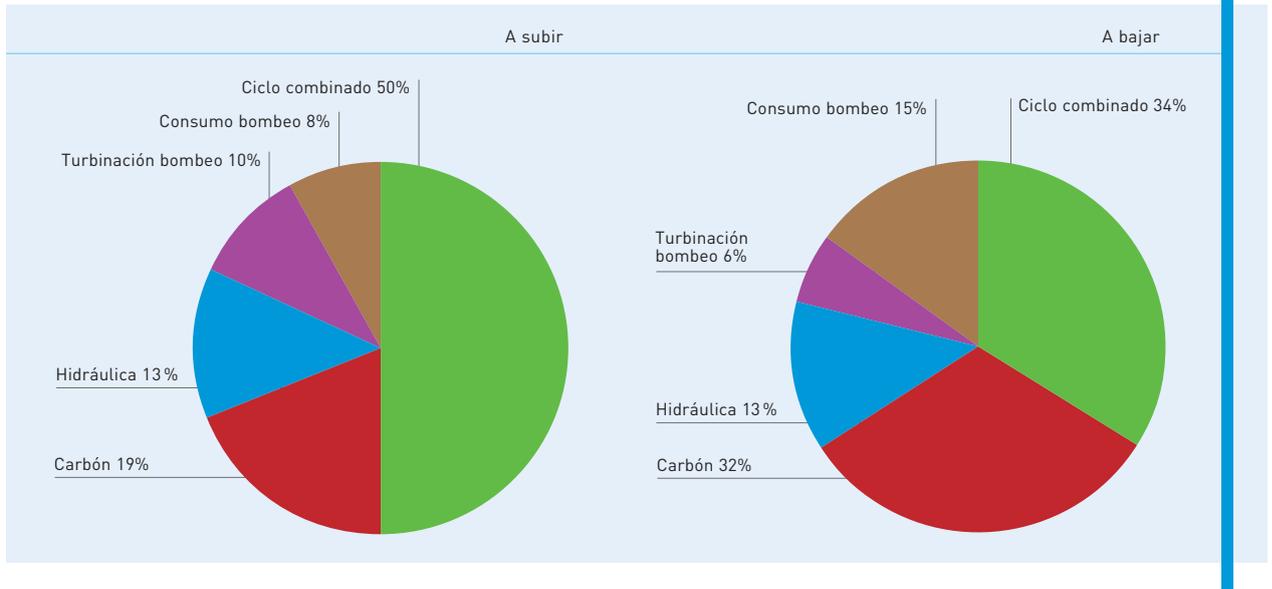
● Energía mensual 2008

● Energía mensual 2009

— Precio mensual medio 2008

— Precio mensual medio 2009

■ Gestión de desvíos. Desglose por tecnologías. Total anual (%)



■ 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	117	127,42	1.295,00	86	13,88	53,78
Febrero	64	91,63	175,69	51	9,04	50,41
Marzo	48	92,96	180,00	23	12,50	35,36
Abril	37	84,88	210,00	14	22,32	36,40
Mayo	26	91,13	458,24	21	10,21	39,86
Junio	50	80,35	277,91	101	10,07	36,44
Julio	112	249,41	1.695,00	67	12,93	37,01
Agosto	74	71,20	271,00	23	20,07	40,00
Septiembre	96	74,23	271,00	38	10,52	43,46
Octubre	71	107,77	233,39	36	17,37	32,88
Noviembre	64	92,35	495,00	71	9,29	35,00
Diciembre	62	115,49	1.066,91	109	8,95	36,76
Total	821	116,72	1.695,00	640	11,68	53,78

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

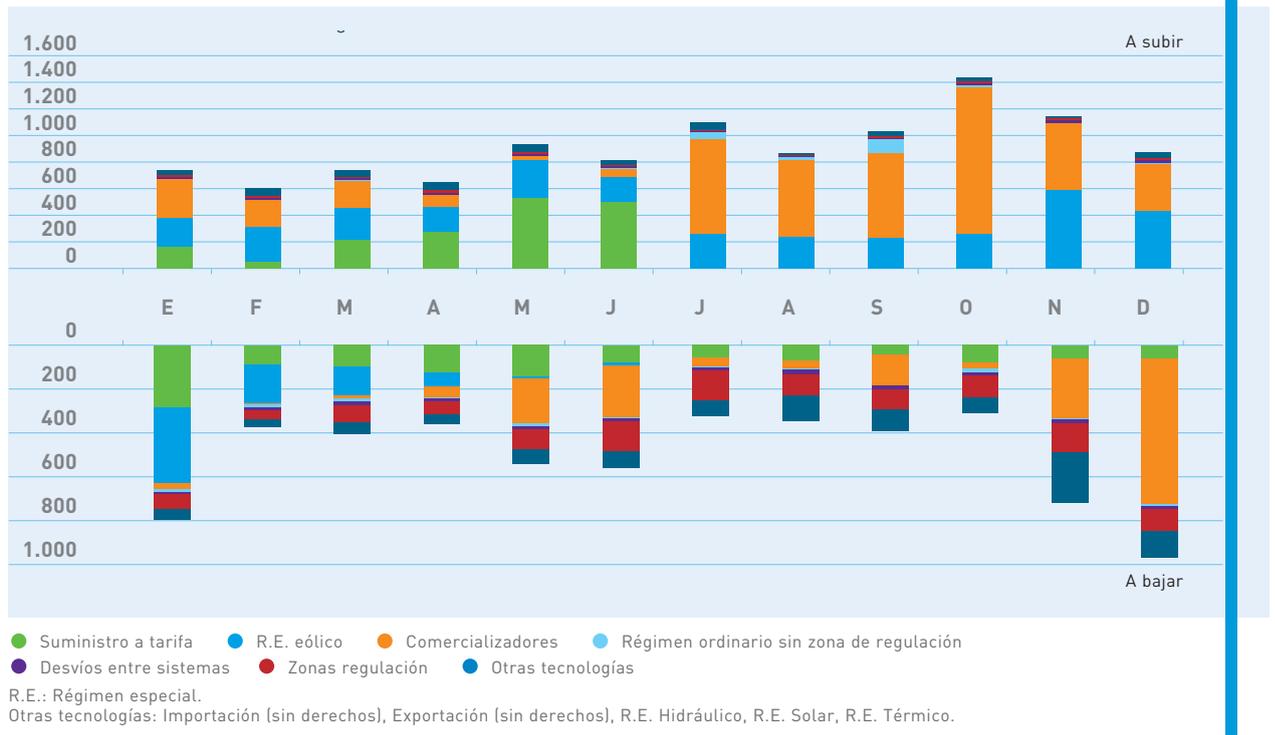
■ Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías



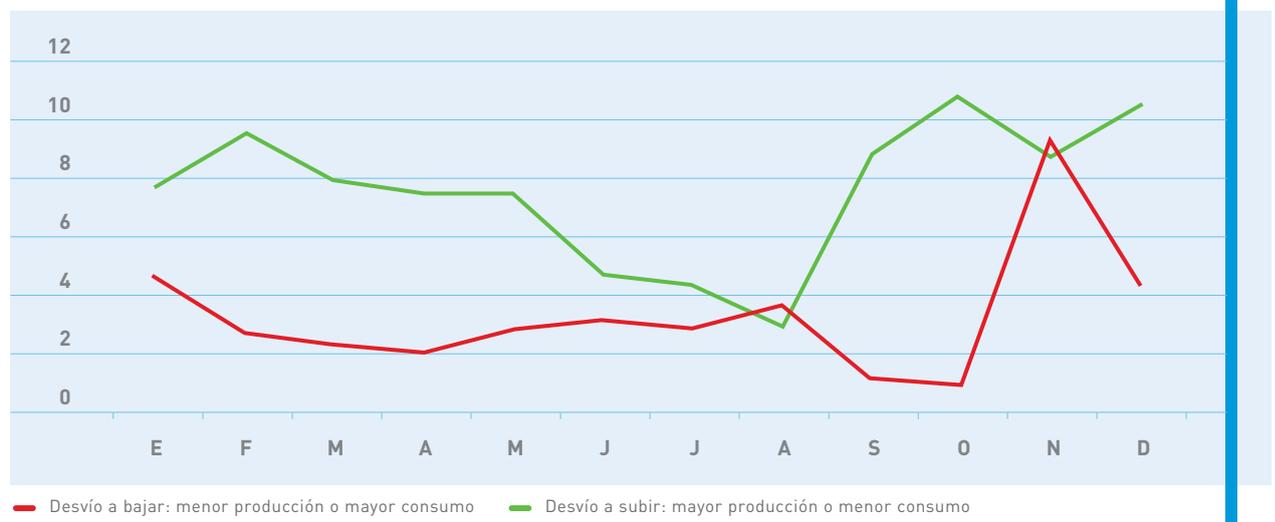
■ Desvíos netos medidos. Precios medios ponderados mensuales y energía neta de los mercados de balance

	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía GWh	Precio (€/MWh)	Energía GWh	Precio (€/MWh)
Enero	757	42,26	795	54,55
Febrero	614	31,23	372	43,45
Marzo	752	30,40	408	40,61
Abril	662	29,73	363	39,24
Mayo	943	29,56	543	39,74
Junio	828	32,22	559	39,91
Julio	1.104	30,35	325	37,47
Agosto	875	31,77	350	38,23
Septiembre	1.036	27,18	394	37,07
Octubre	1.439	25,07	311	36,71
Noviembre	1.145	21,93	719	36,64
Diciembre	884	21,72	968	39,65
Total	11.040	29,45	6.106	40,27

■ Desvíos netos medidos (GWh)

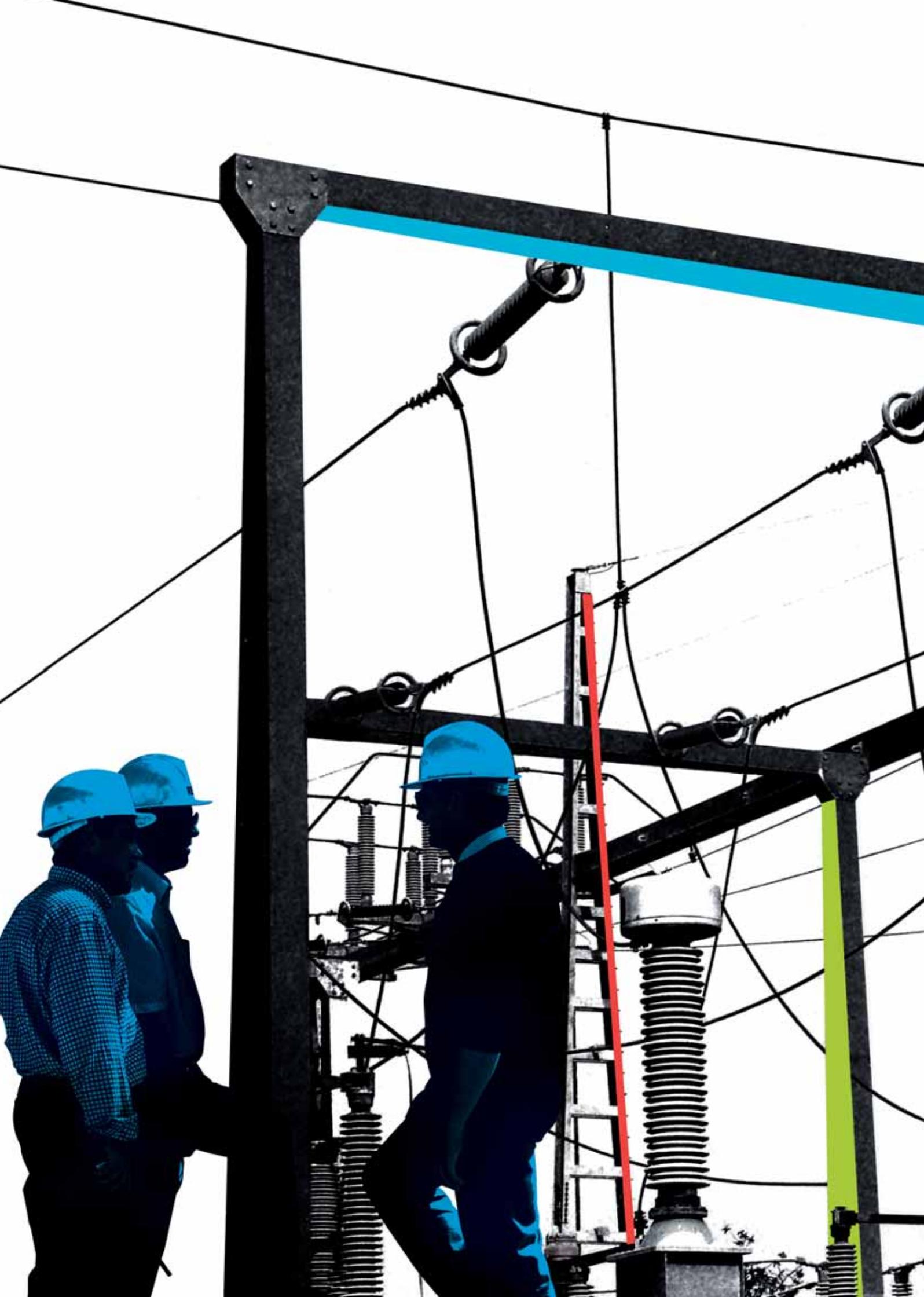


■ Coste medio de los desvíos (€/MWh)



■ Horas de desvíos contrarios al sistema (%)





06

Sistema peninsular Red de transporte

- 74** ■ Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2009
 - Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2009
- 75** ■ Aumento de la capacidad de líneas en el 2009
 - Parques puestos en servicio en el 2009
- 76** ■ Transformadores inventariados en el 2009
 - Evolución de la red de 400 y 220 kV
- 77** ■ 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
- 78** ■ 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 2009

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
E/S en Requena L/ Catadau-Olmedilla	Red Eléctrica	1	0,5	1.196
E/S en Cereal L/ Galapagar-S.S. de los Reyes	Red Eléctrica	2	2,6	6.356
L/ Guillena-Puebla de Guzmán (1)	Red Eléctrica	2	241,4	437.413
E/S en Cártama L/ Guadame (Cabra)-Tajo	Red Eléctrica	2	46,9	113.071
Total			291,4	558.037

(1) Actualmente en servicio a 220 kV

■ Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2009

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
L/ Morvedre 400 kV-Morvedre 220 kV (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,2	128
L/ Morvedre 400 kV-Morvedre 220 kV (aéreo)	Red Eléctrica	2	2,6	2.317
L/ Zal-Zona Franca (subterráneo)	Red Eléctrica	2	3,9	3.332
E/S en Casaquemada L/ Guillena-Onuba	Red Eléctrica	2	0,1	98
E/S en Muruarte L/ Cordovilla-Orcoyen	Red Eléctrica	2	30,3	27.094
E/S en Pujalt L/ Pobla-Abrera	Red Eléctrica	2	0,8	680
E/S en Codonyer L/ Can Jordi-Canyet (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,1	2.685
L/ Besós-Badalona (nuevo Cable 2, subterráneo)	Red Eléctrica	1	1,0	425
E/S en Gazules L/ Puerto Real-Casares	Red Eléctrica	2	11,6	23.043
E/S en Morvedre L/ La Eliana-Sagunto (aéreo)	Red Eléctrica	2	3,4	3.031
E/S en Morvedre L/ La Eliana-Sagunto-Acerlor (aéreo) (1)	Red Eléctrica	3	1,8	1.566
E/S en Morvedre L/ La Eliana-Sagunto 1 (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	76
E/S en Morvedre L/ La Eliana-Sagunto 2 (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	76
L/ Arcelor-Mital-Morvedre (aéreo)	Red Eléctrica	1	0,9	844
L/ Arcelor-Mital-Morvedre (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	76
E/S en Mirasierra L/ Fuencarral-Majadahonda (aéreo) (3)	Red Eléctrica	2	1,0	804
E/S en Mirasierra L/ Fuencarral-Majadahonda (subterráneo) (3)	Red Eléctrica	2	7,8	3.837
E/S en Aguacate L/ Ventas-Villaverde (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,4	308
L/ Ventas-Villaverde (subterráneo)	Red Eléctrica	1	15,6	13.221
E/S en Els Aubals (Mora de Ebro) L/ Escatrón-La Selva (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,1	81
E/S en Els Aubals (Mora de Ebro) L/ Escatrón-La Selva (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,1	77
E/S en Novelda L/ Benejama-Petrel 1	Red Eléctrica	2	16,1	14.358
L/ Novelda-Saladas (aéreo)	Red Eléctrica	2	29,6	26.502
L/ Novelda-Saladas (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,4	673
L/ Vicálvaro-La Estrella 2 (subterráneo) (2)	Red Eléctrica	1	5,9	3.144
L/ Arkale-Irún 1 (aéreo)	Red Eléctrica	1	0,5	407
L/ Arkale-Irún 1 (subterráneo)	Red Eléctrica	1	1,7	985
E/S Deportiva L/ Fuencarral-El Pilar 2 (subterránea)	Red Eléctrica	2	2,1	1.132
L/ Prosperidad-El Coto	Gas Natural	1	2,7	1.188
Total			142,8	132.187

(1) Preparado para cuádruple circuito. (2) Segundo circuito. (3) Acta de puesta en servicio en 2008.

■ Aumento de la capacidad de líneas en el 2009

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Can Jardí-Pierola (1)	220	17,4	153	2.662
L/ Coslada-Loeches 1 y 2 (1)	220	26,8	105	5.632
L/ Dos Hermanas-Quintos (1)	220	8,5	105	888
L/ La Paloma-Madrirdejos (1)	220	60,5	188	11.365
L/ Guardia-Logroño (1)	220	10,0	105	1.050
L/ Jordana-Pinar 1 y 2	220	57,2	105	12.003
L/ Costasol-Jordana	220	53,9	105	11.319
Total 220 kV		234,2	866	44.920
L/ J.M.Oriol-Arañuelo	400	119,7	427	51.112
L/ J.M.Oriol-Almaraz	400	117,7	427	50.249
L/ Almaraz-Bienvenida (1)	400	181,1	431	78.041
Total 400 kV		418,5	1.285	179.402
Total		652,6	2.151	224.322

(1) Pendiente de acta de puesta en marcha

■ Parques puestos en servicio en el 2009

Subestación	Empresa	Tensión kV
Abanto	Red Eléctrica	400
Carmona	Red Eléctrica	400
Cártama	Red Eléctrica	400
El Cereal	Red Eléctrica	400
Penagos	Red Eléctrica	400
Pesoz	Red Eléctrica	400
Requena	Red Eléctrica	400
Aguacate	Red Eléctrica	220
Albal	Red Eléctrica	220
Arganzuela	Red Eléctrica	220
Carmona	Red Eléctrica	220
Cártama	Red Eléctrica	220
Casaquemada	Red Eléctrica	220
Codonyer	Red Eléctrica	220
Deportiva	Red Eléctrica	220
El Cereal	Red Eléctrica	220
El Pilar	Red Eléctrica	220
Els Aubals	Red Eléctrica	220
Irún	Red Eléctrica	220
La Estrella	Red Eléctrica	220
Mirasierra	Red Eléctrica	220
Morvedre	Red Eléctrica	220
Puebla de Guzmán	Red Eléctrica	220
Zona Franca	Red Eléctrica	220

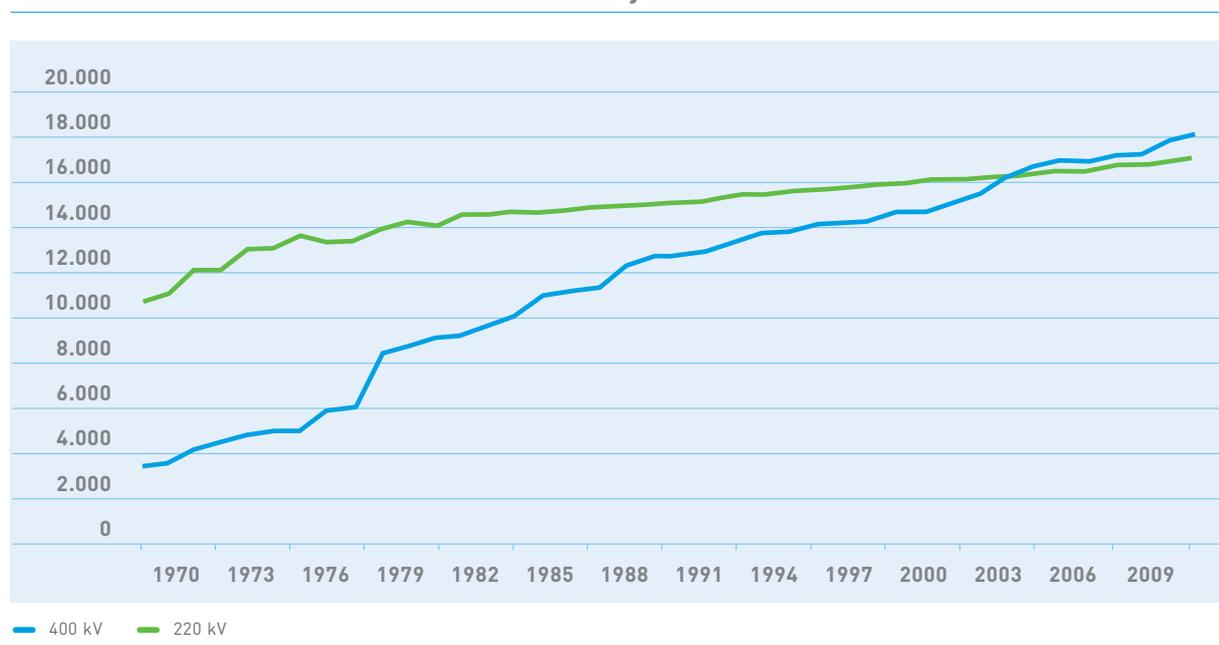
■ Transformadores inventariados en el 2009

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Villaviciosa	Red Eléctrica	400	400/220	600
Santa Engracia	Red Eléctrica	400	400/220	600
Grado	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	500
Móvil	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	100
Catadau	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	500
Pierola	Red Eléctrica	400	400/220	500
Güeñes	Red Eléctrica	400	400/220	100
Eliana 1	Red Eléctrica	400	400/220	500
Total				3.600

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

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
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
1989	12.533	14.922	2009	18.015	16.978

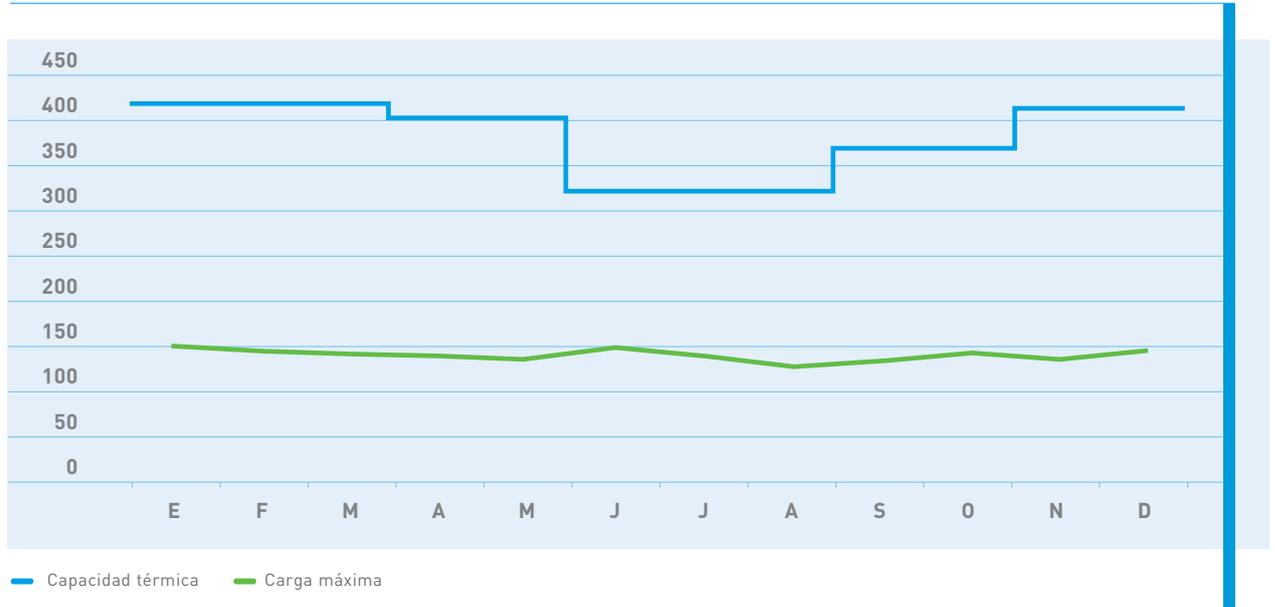
■ Gráfico de evolución de la red de 400 y 220 kV (km)



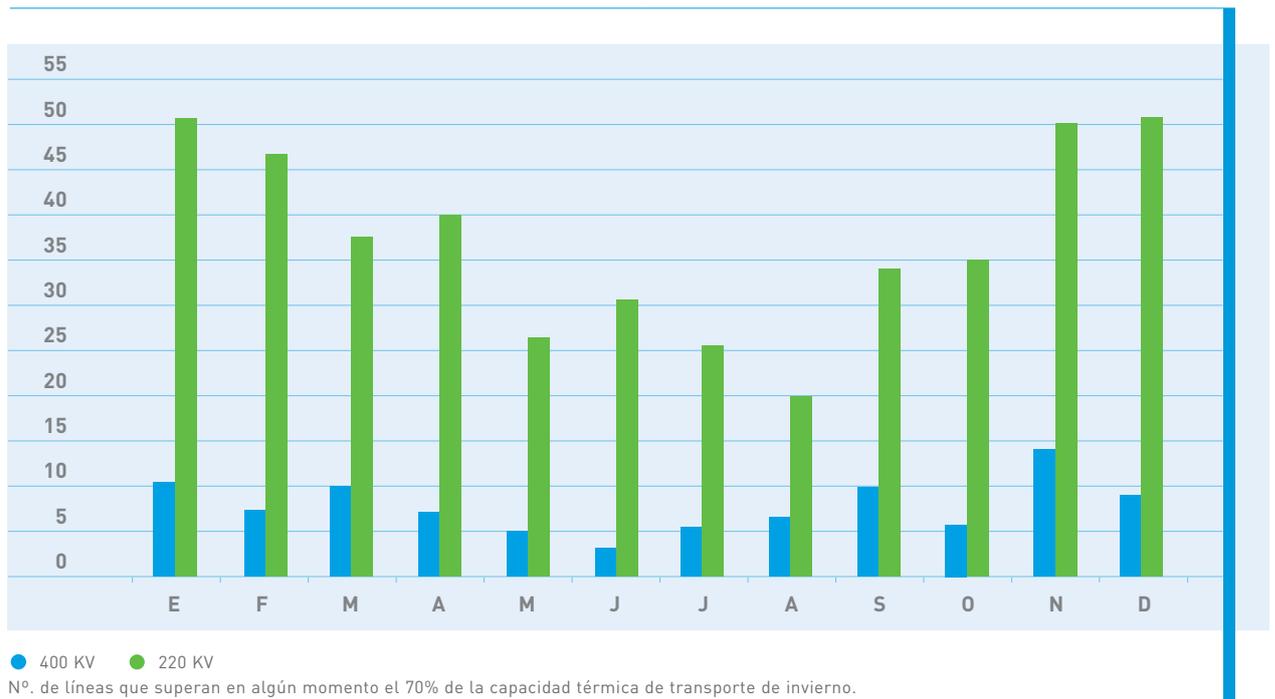
■ Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)



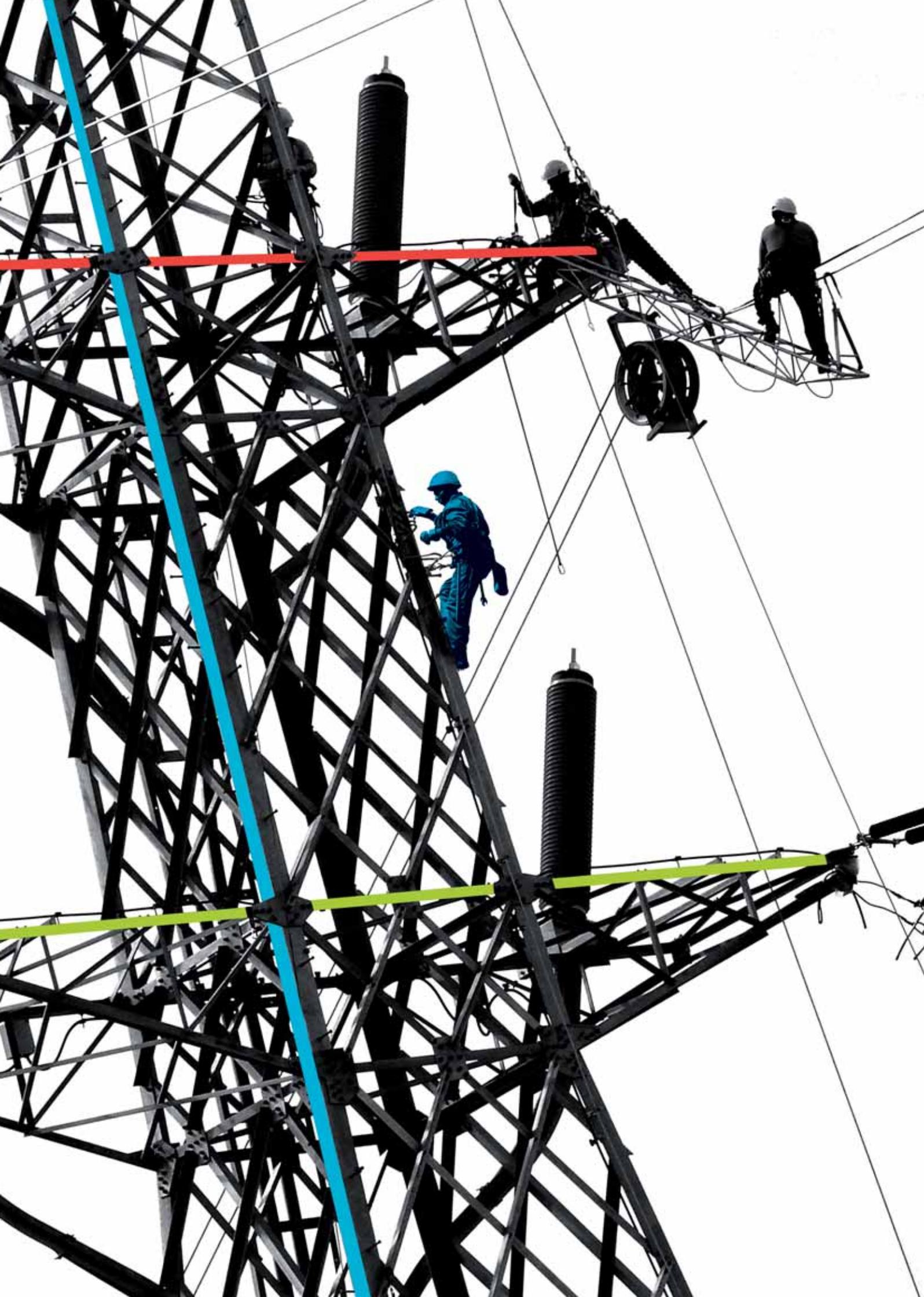
■ Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV (MW)



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





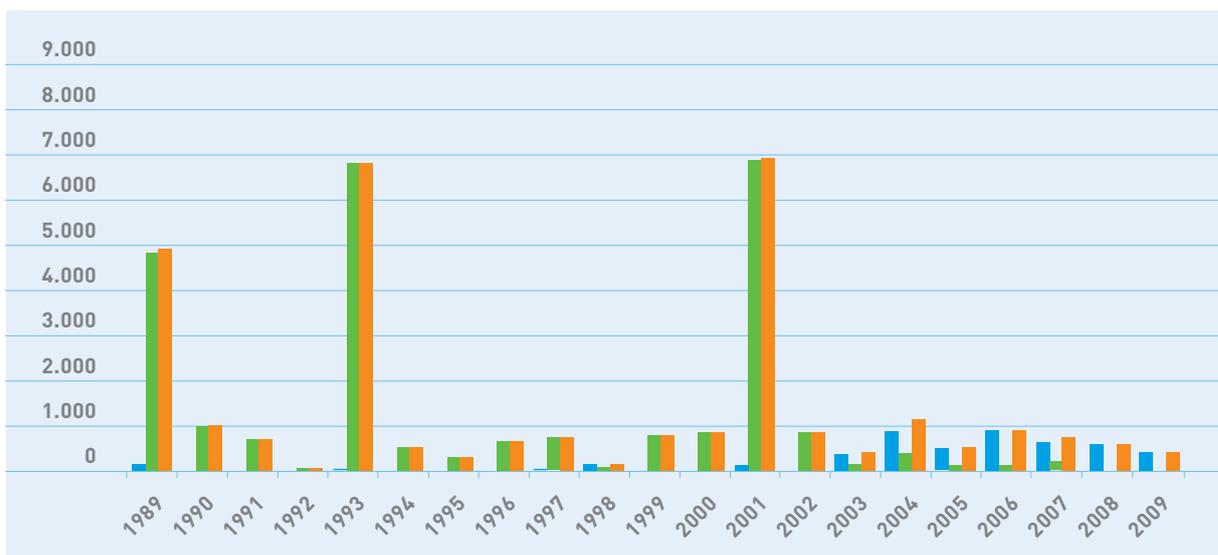


07

Sistema peninsular Calidad de servicio

- 82** ■ Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
 - Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 83** ■ Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
 - Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
- 84** ■ 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

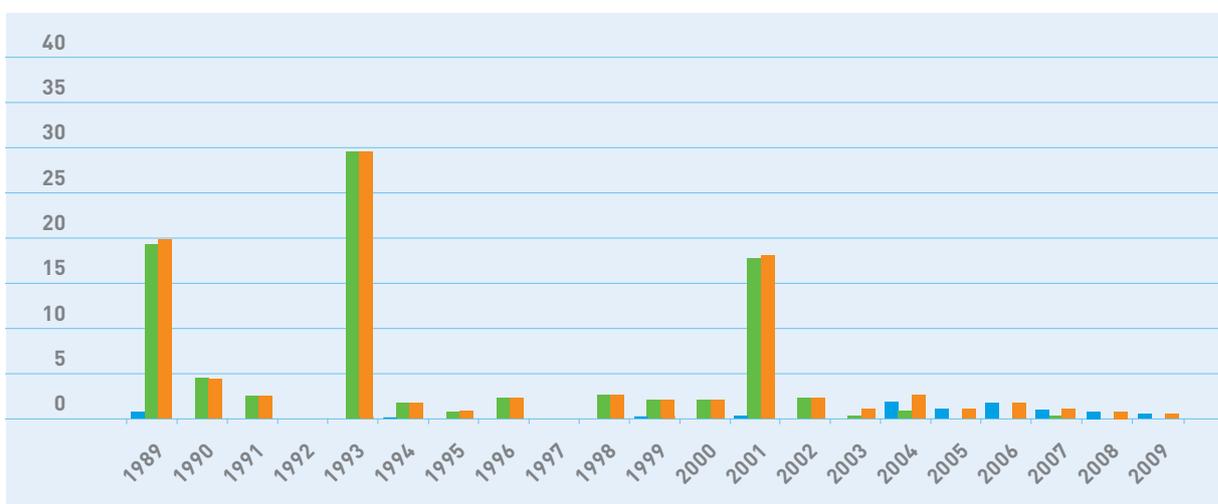
■ Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte (MWh)



● 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 (%)

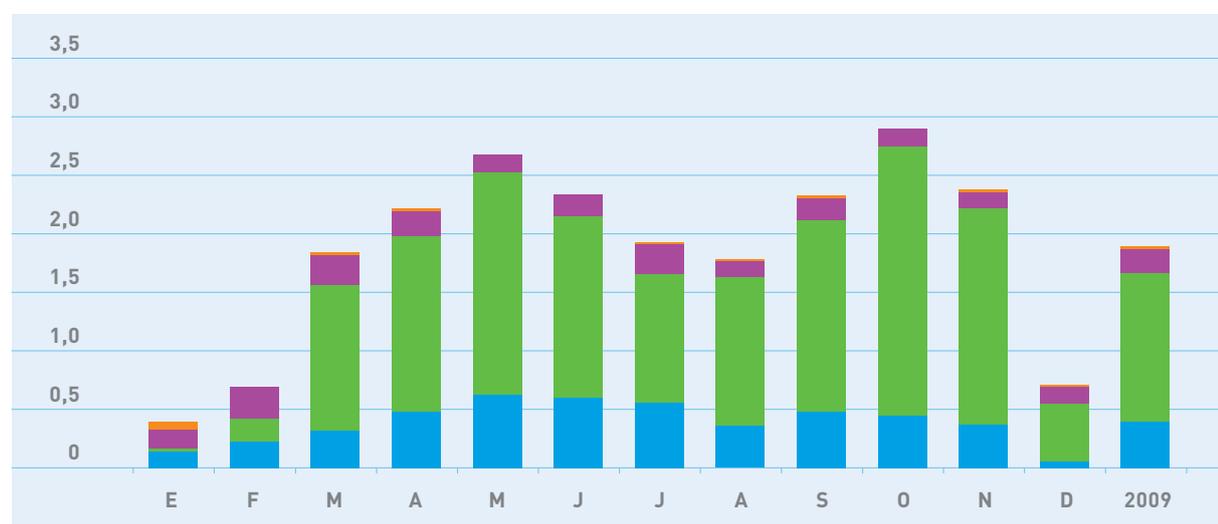


● Programada por mantenimiento preventivo y predictivo. ● Programada por causas ajenas al mantenimiento.
 ● No programada debida a mantenimiento correctivo. ● No programada debida a circunstancias fortuitas.

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

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

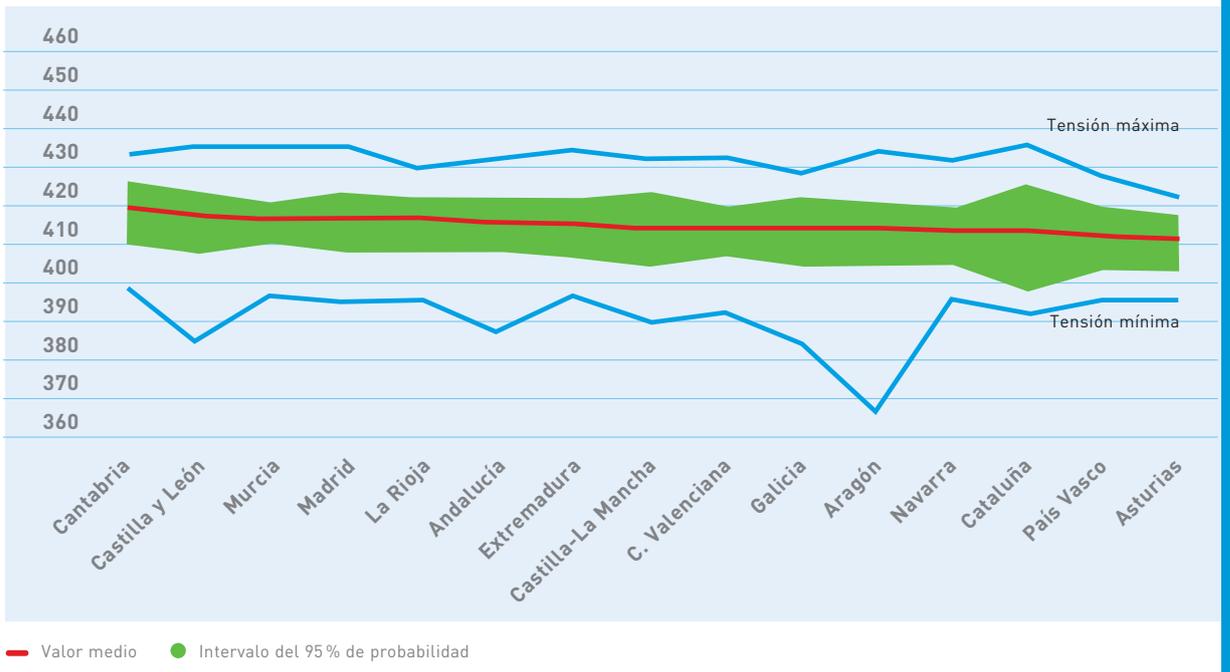


● Programada por mantenimiento preventivo y predictivo. ● Programada por causas ajenas al mantenimiento.
 ● No programada debida a mantenimiento correctivo. ● No programada debida a circunstancias fortuitas.

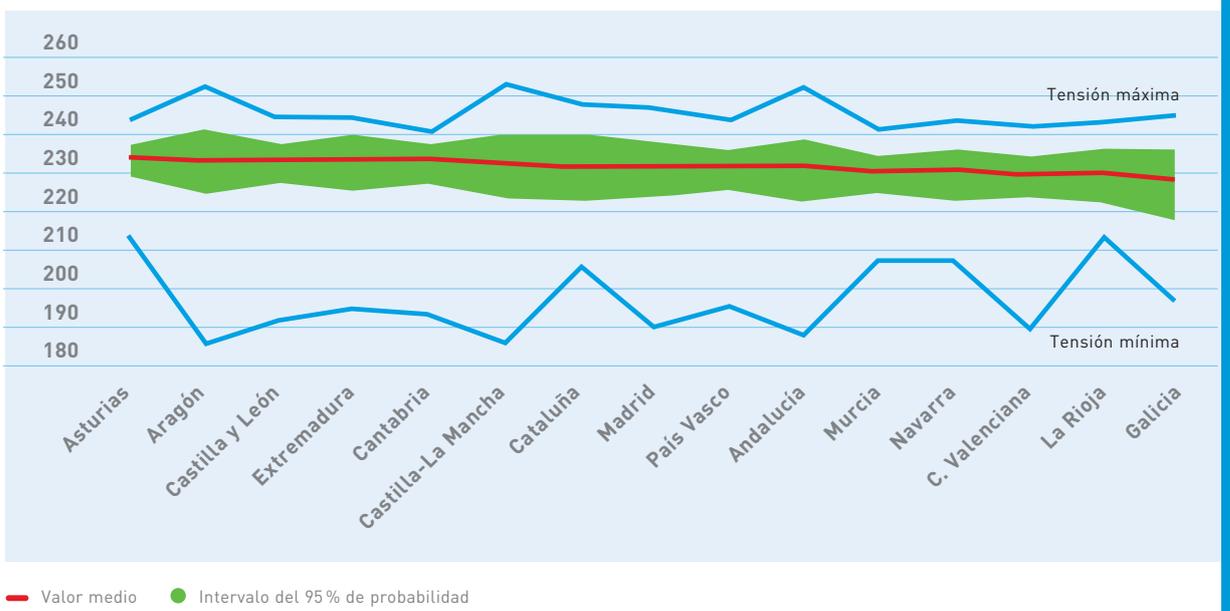
Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

Datos provisionales pendientes de auditoría.

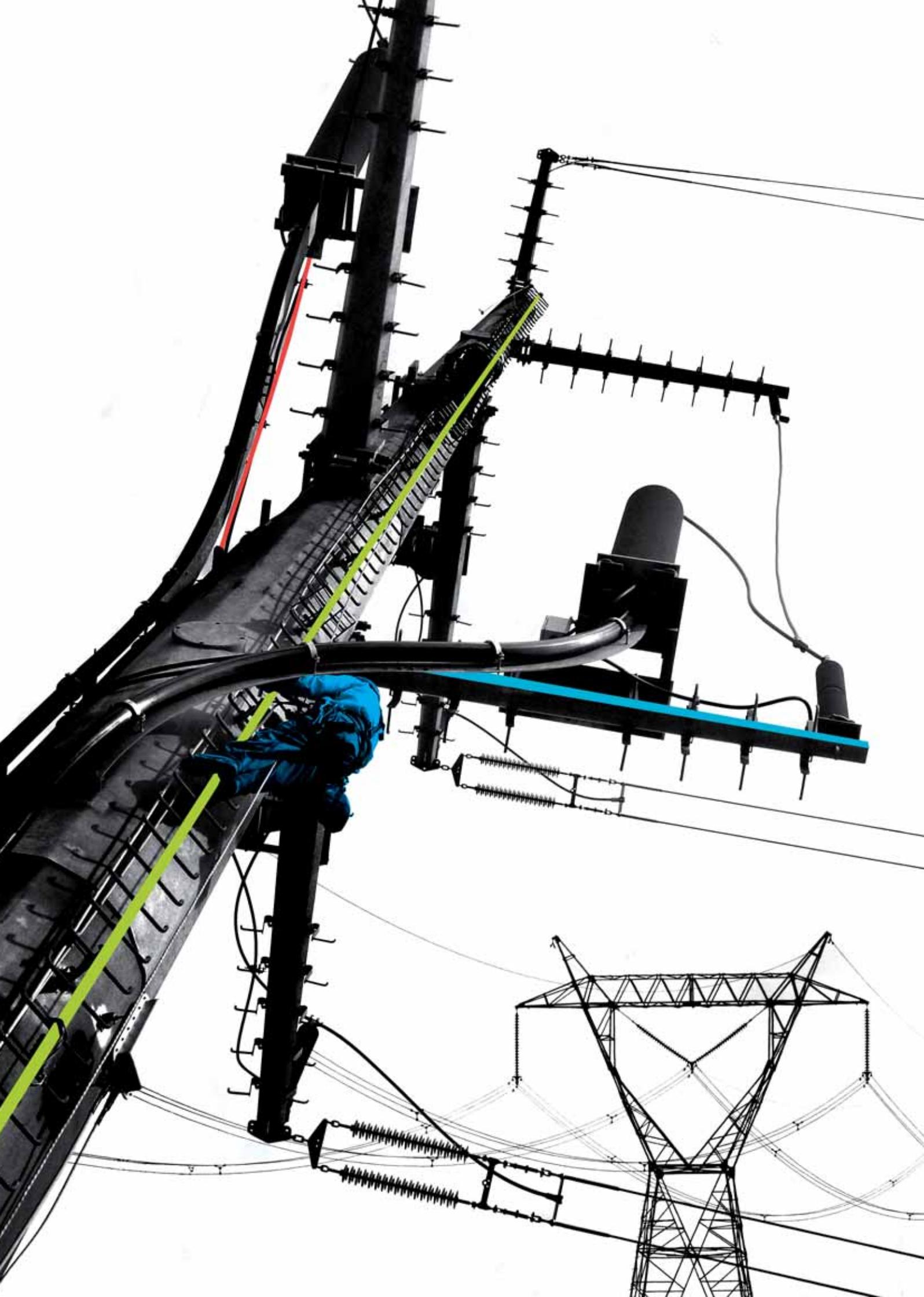
■ Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % para la red de 400 kV (kV)



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





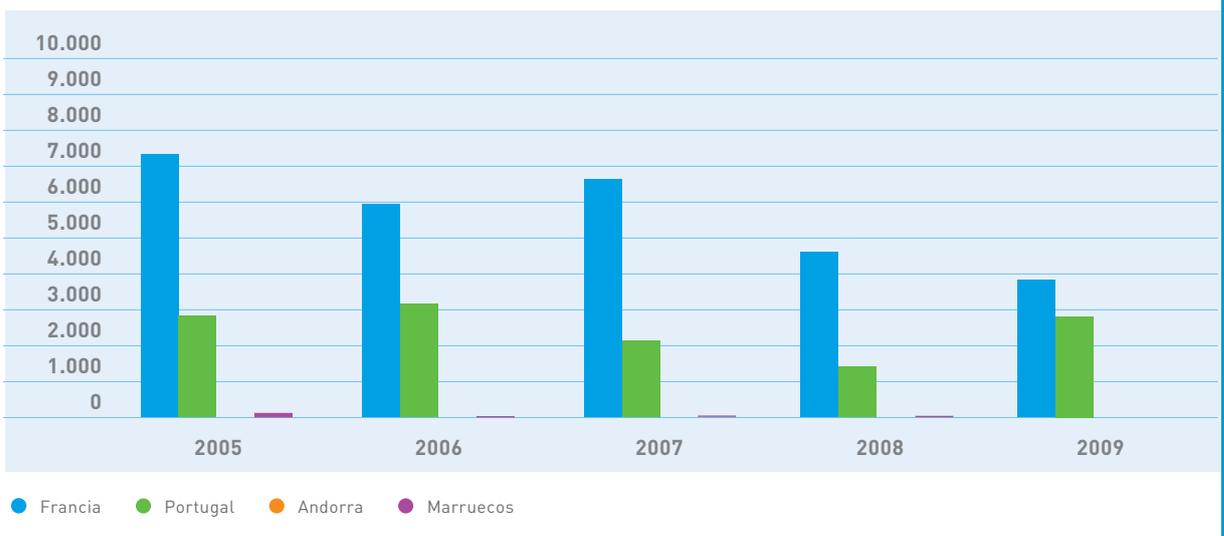


08

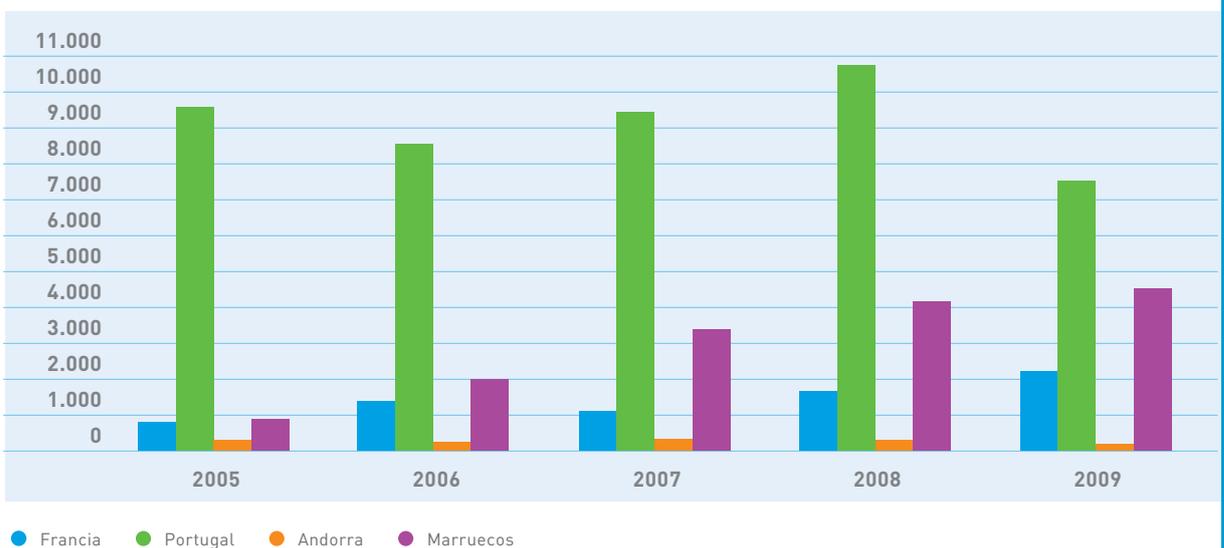
Sistema peninsular Intercambios internacionales

- 88** ■ Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
 - Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 89** ■ Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
 - Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados
- 90** ■ Intercambios internacionales programados
 - Intercambios internacionales físicos
 - Mapa de intercambios internacionales físicos
- 91** ■ Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
 - Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión
- 92** ■ Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
 - Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones
- 93** ■ Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 94** ■ Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia
- 95** ■ 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
- 96** ■ 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
- 97** ■ 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
- 98** ■ 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

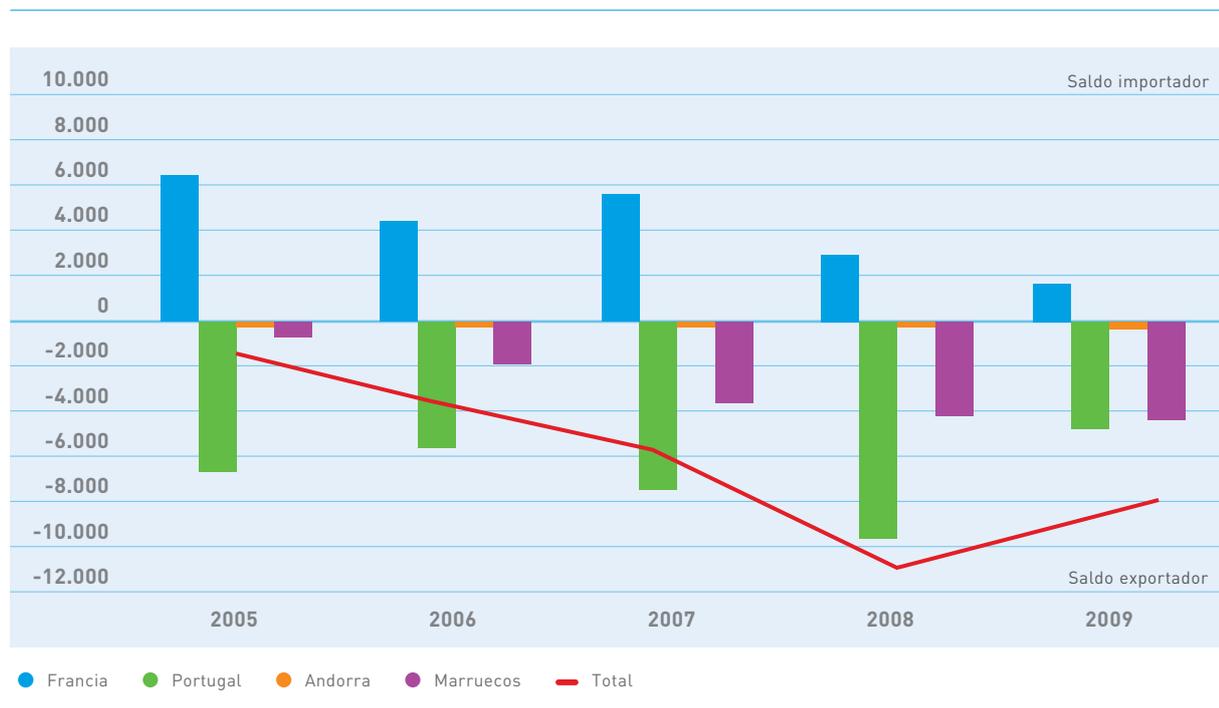
■ Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



■ 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)	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009
Francia (2)	5.728	5.270	2.845	3.679	2.882	1.591
Portugal (3)	49	827	9.488	5.617	-9.439	-4.790
Andorra	0	0	278	301	-278	-301
Marruecos	7	1	4.214	4.591	-4.207	-4.591
Total	5.784	6.098	16.825	14.188	-11.041	-8.091

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

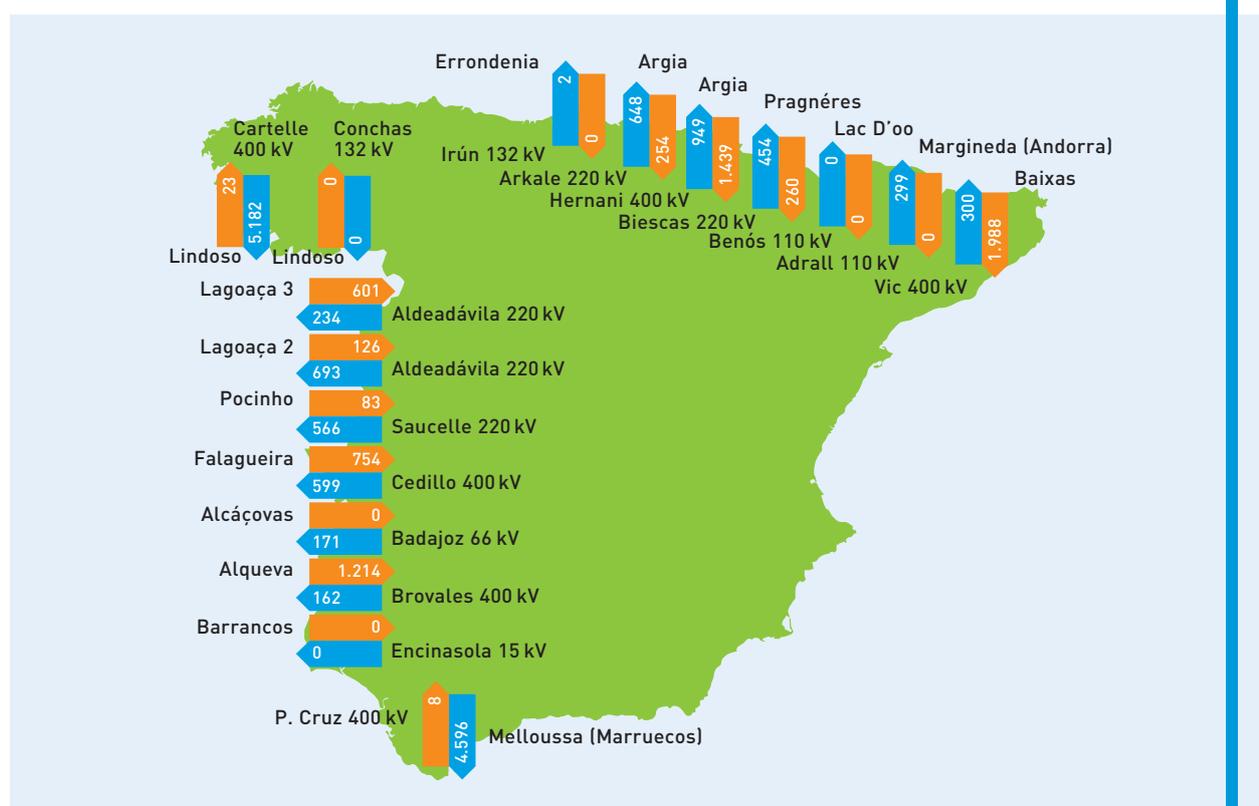
(3) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado integrado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza por medio de un proceso de *market splitting* donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación 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 establece un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión.

■ Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo (1)		Volumen	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009
Francia	4.552	3.942	1.662	2.352	2.889	1.590	6.214	6.294
Portugal	1.314	2.801	10.753	7.608	-9.439	-4.807	12.066	10.410
Andorra	0	0	278	299	-278	-299	278	299
Marruecos	15	8	4.227	4.596	-4.212	-4.588	4.241	4.604
Total	5.880	6.752	16.920	14.856	-11.040	-8.104	22.800	21.608

(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)	3.551	14.154	-10.603
Francia (1)	2.724	3.645	-921
Portugal	826	5.617	-4.791
Andorra	0	301	-301
Marruecos	1	4.591	-4.591
Acciones coordinadas de balance Francia - España	5	25	-20
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	1	0	1
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.541	0(2)	2.541
Intercambios de apoyo (3)	0	10	-10
Total intercambios programados	6.098	14.188	-8.091
Desvíos de regulación objeto de compensación			-13
Saldo físico de los intercambios internacionales			-8.104

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(2) Contrato ejecutado únicamente en modalidad de liquidación financiera (3.000 MWh)

(3) Apoyo al Sistema Eléctrico Francés tras la tormenta Klaus (Enero 2009)

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

	Comercia- lizadoras (3)		Programas de Intercambio P-E (2)		Intercambio de apoyo		Acciones coordinadas de balance		Contratos previos a la Ley 54/1997		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia (1)	2.724	3.645	0	0	0	10	5	25	2.541	0 (4)	5.270	3.679	1.591
Portugal (2)	0	0	826	5.617	0	0	1	0	0	0	827	5.617	-4.790
Andorra	0	301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301	-301
Marruecos	1	4.591	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4.591	-4.591
Total	2.725	8.537	826	5.617	0	10	5	25	2.541	0	6.098	14.188	-8.091

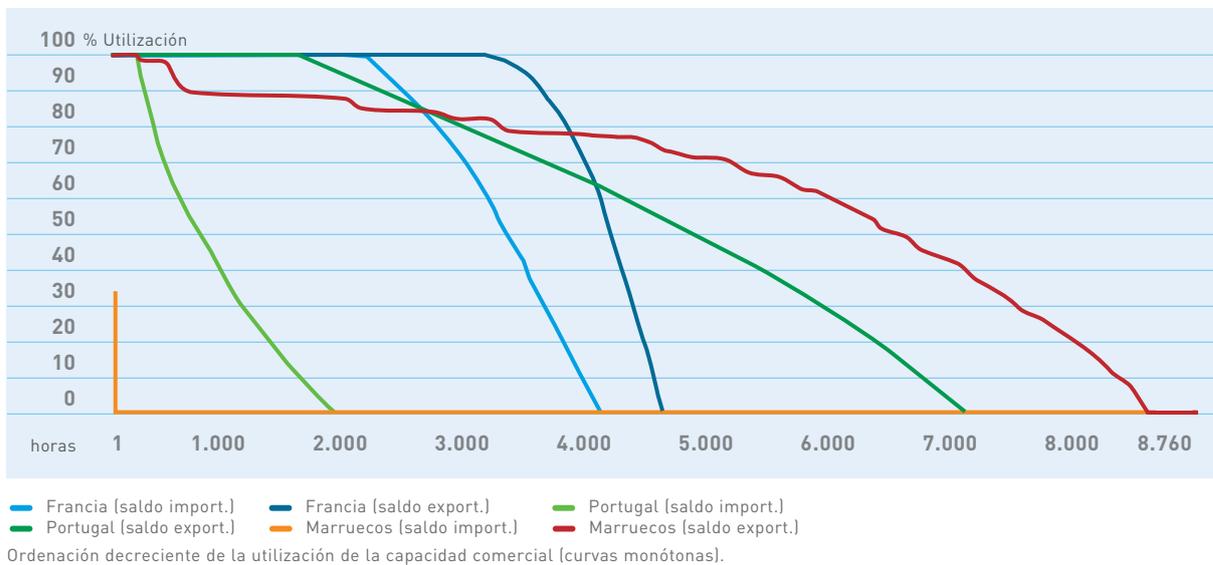
(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(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 mediante 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 establece un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión.

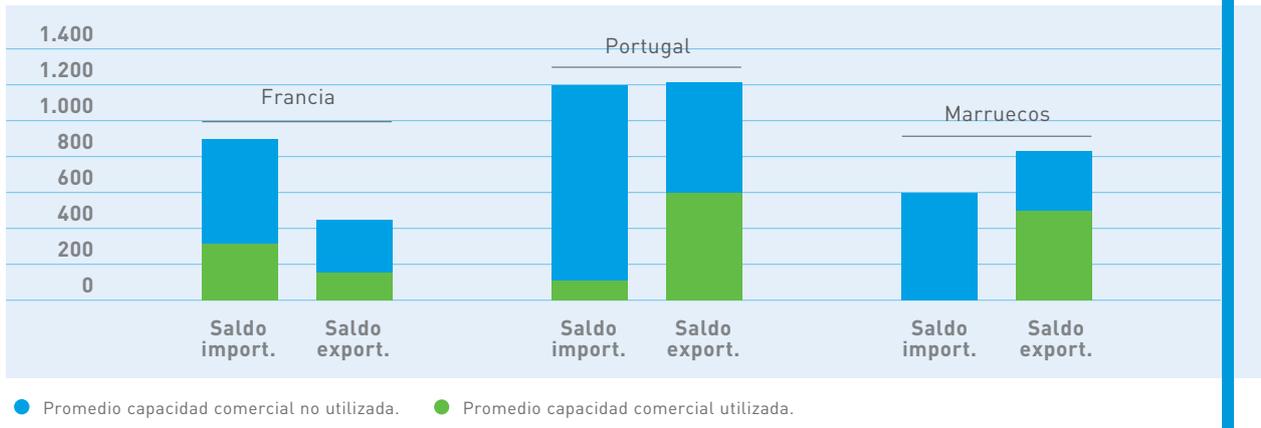
(3) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo 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 modalidad de liquidación financiera (3.000 MWh)

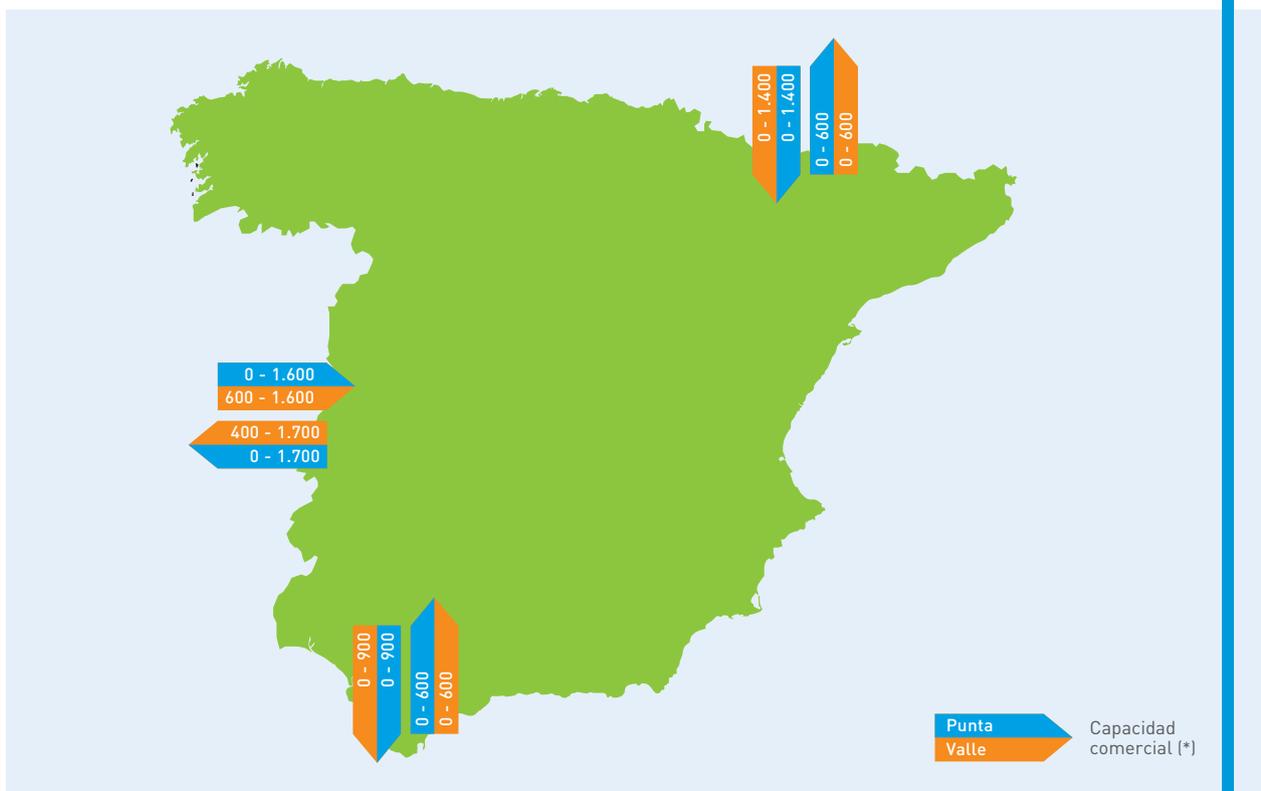
■ Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



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

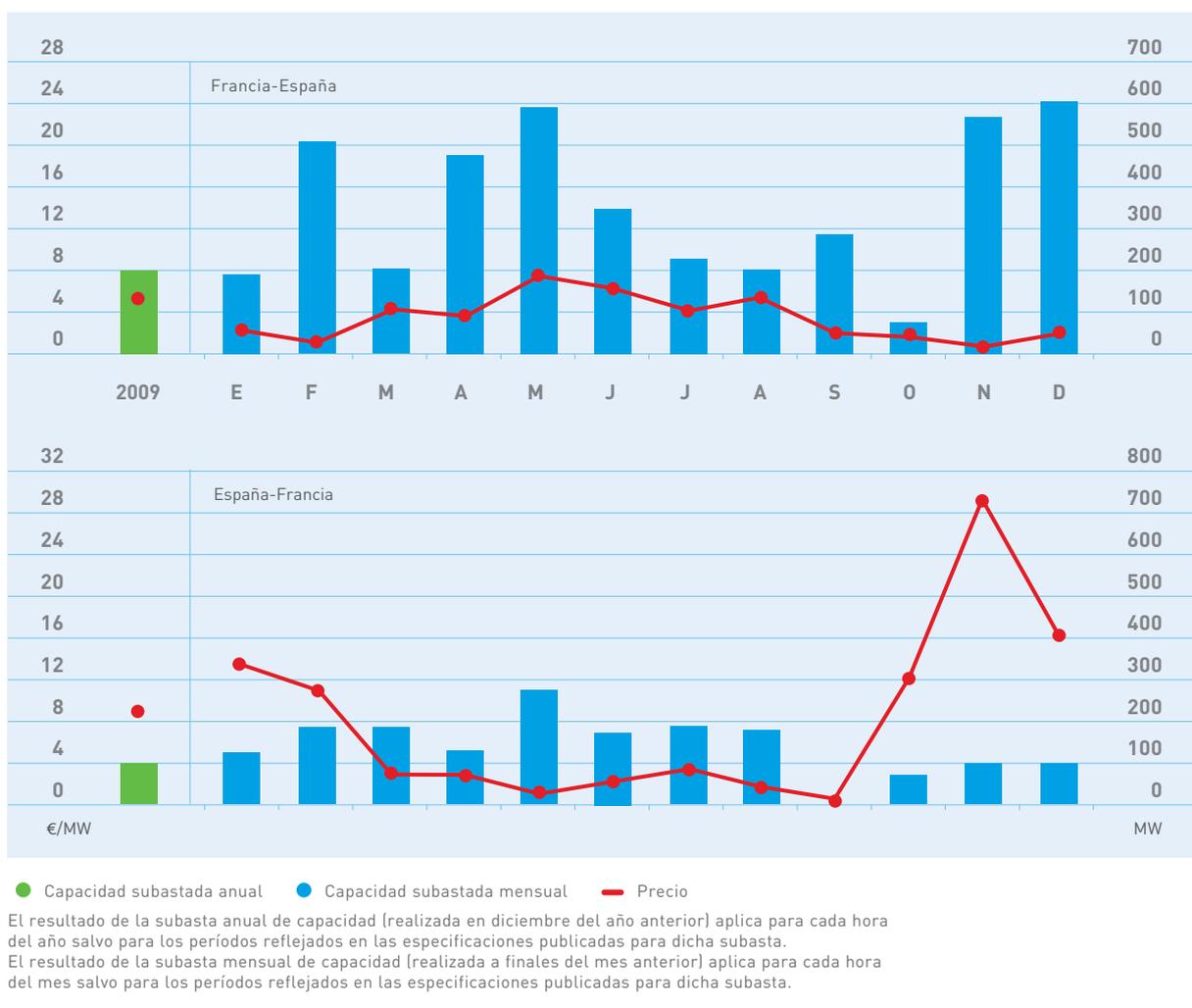


■ Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)

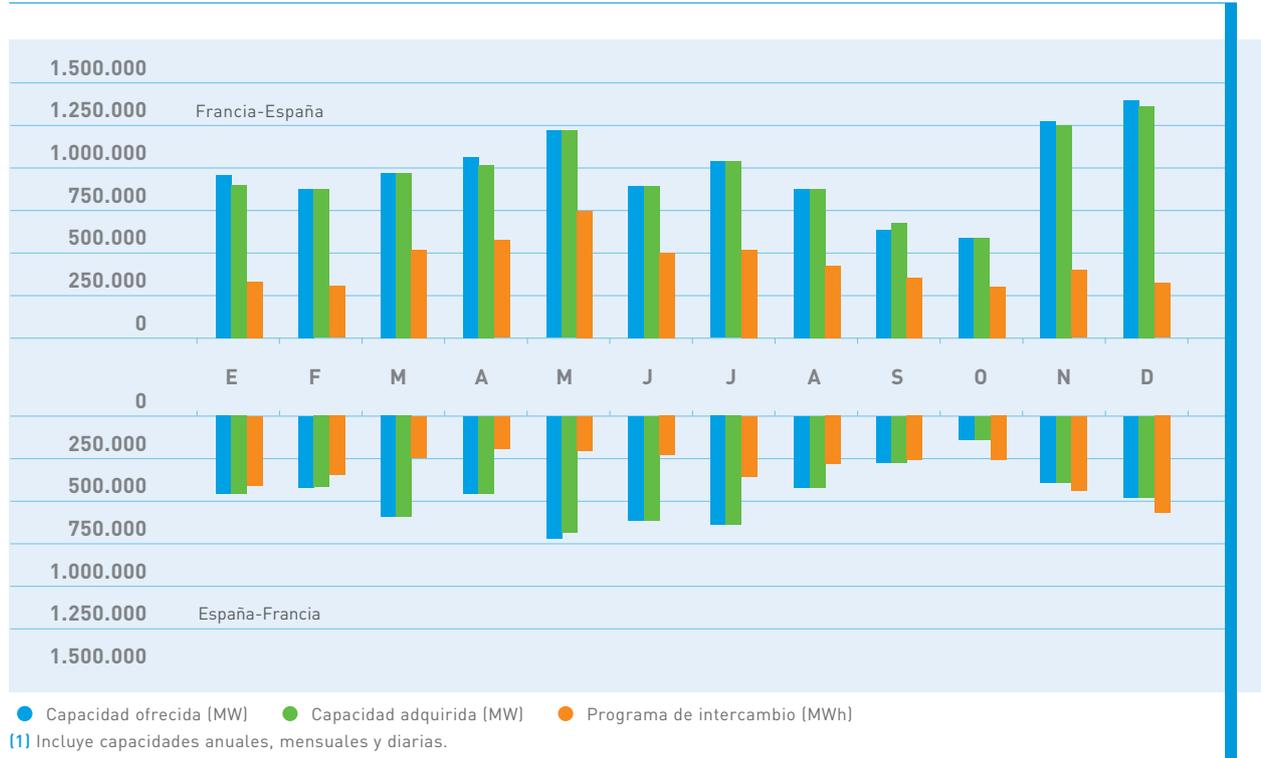


(*) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

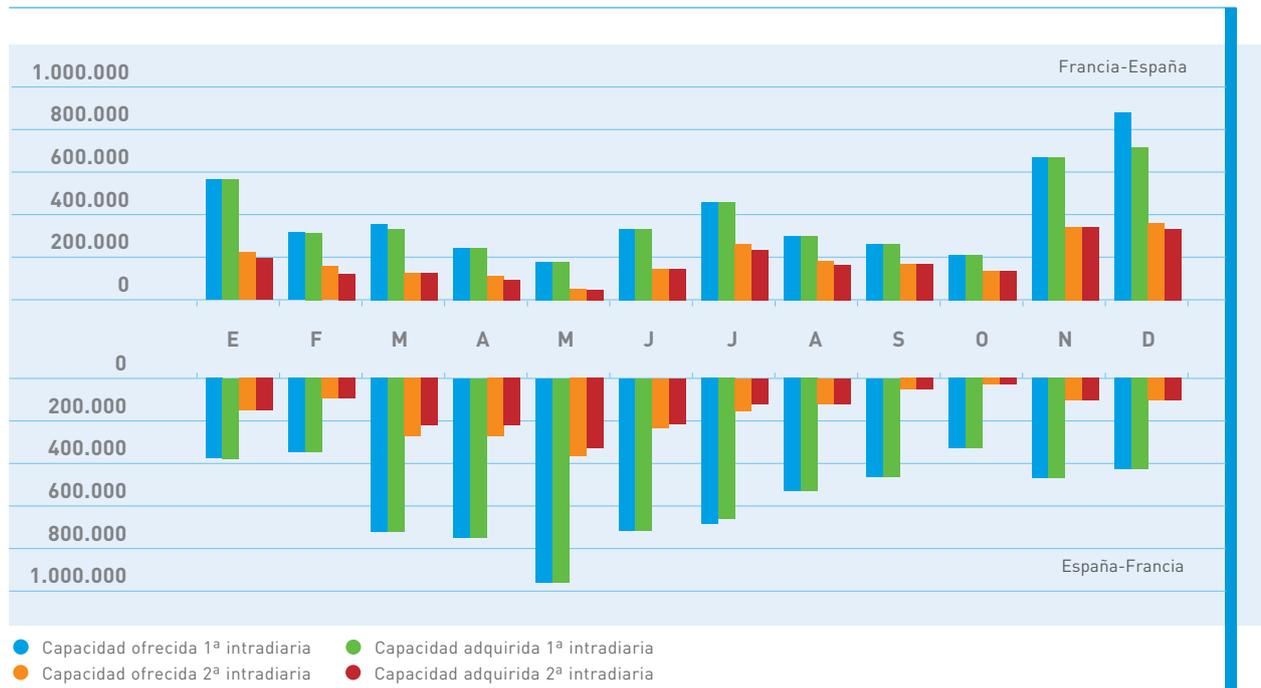
■ Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia



■ Capacidad negociada en las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (1)



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

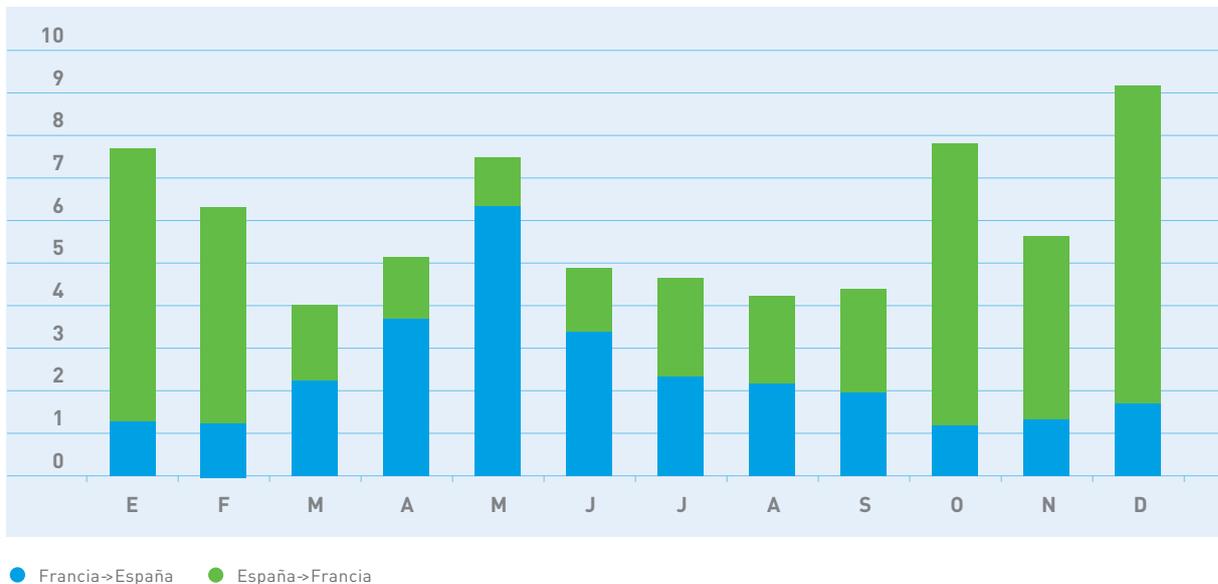


■ Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (1)

Subastas	Sentido Francia-España		Sentido España-Francia		Total	
	Miles de €	%	Miles de €	%	Miles de €	%
Anual	6.182	8,5	6.436	8,8	12.618	17,3
Mensual	9.110	12,5	6.705	9,2	15.815	21,7
Diaria	13.929	19,2	10.737	14,8	24.667	33,9
Intradiaria	228	0,3	19.403	26,7	19.631	27,0
Total	29.450	40,5	43.281	59,5	72.731	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 €)



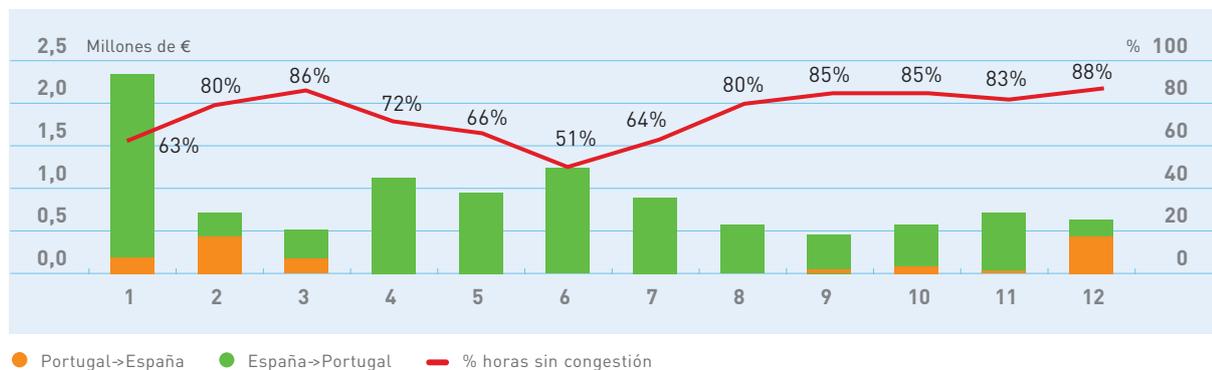
(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

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

Mes	Día	Sentido	MWh
Enero	24	España-Francia	6.265
	25	España-Francia	7.641
	26	España-Francia	210
	27	España-Francia	61
	29	España-Francia	691
Marzo	3	España-Francia	1.435
	7	Francia-España	626
	10	España-Francia	700
Mayo	11	España-Francia	540
	12	España-Francia	1.190
Agosto	5	España-Francia	859
	5	Francia-España	1.229
	6	España-Francia	5.010
	6	Francia-España	1.446
Septiembre	20	Francia-España	350
Octubre	8	Francia-España	893
Noviembre	6	Francia-España	400
Total España-Francia			24.602
Total Francia-España			4.944

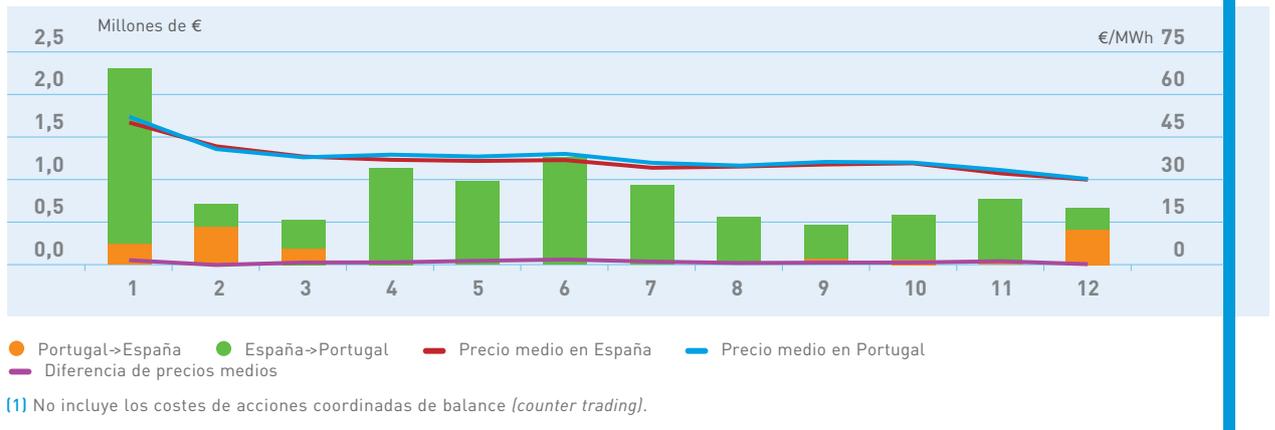
Observaciones: La aplicación se ha llevado a cabo en todos los casos por una indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión.

■ Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal (1)



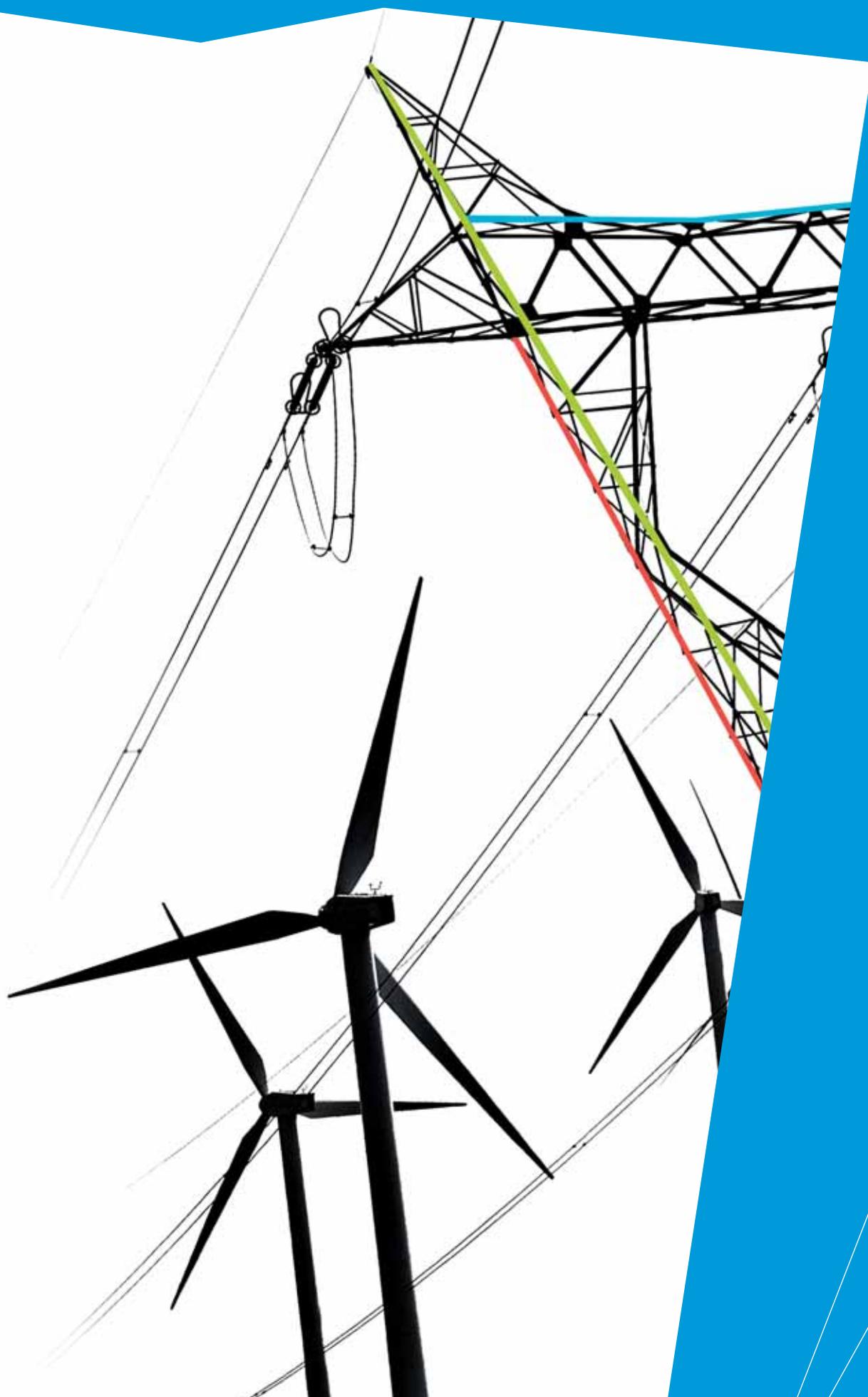
(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*).

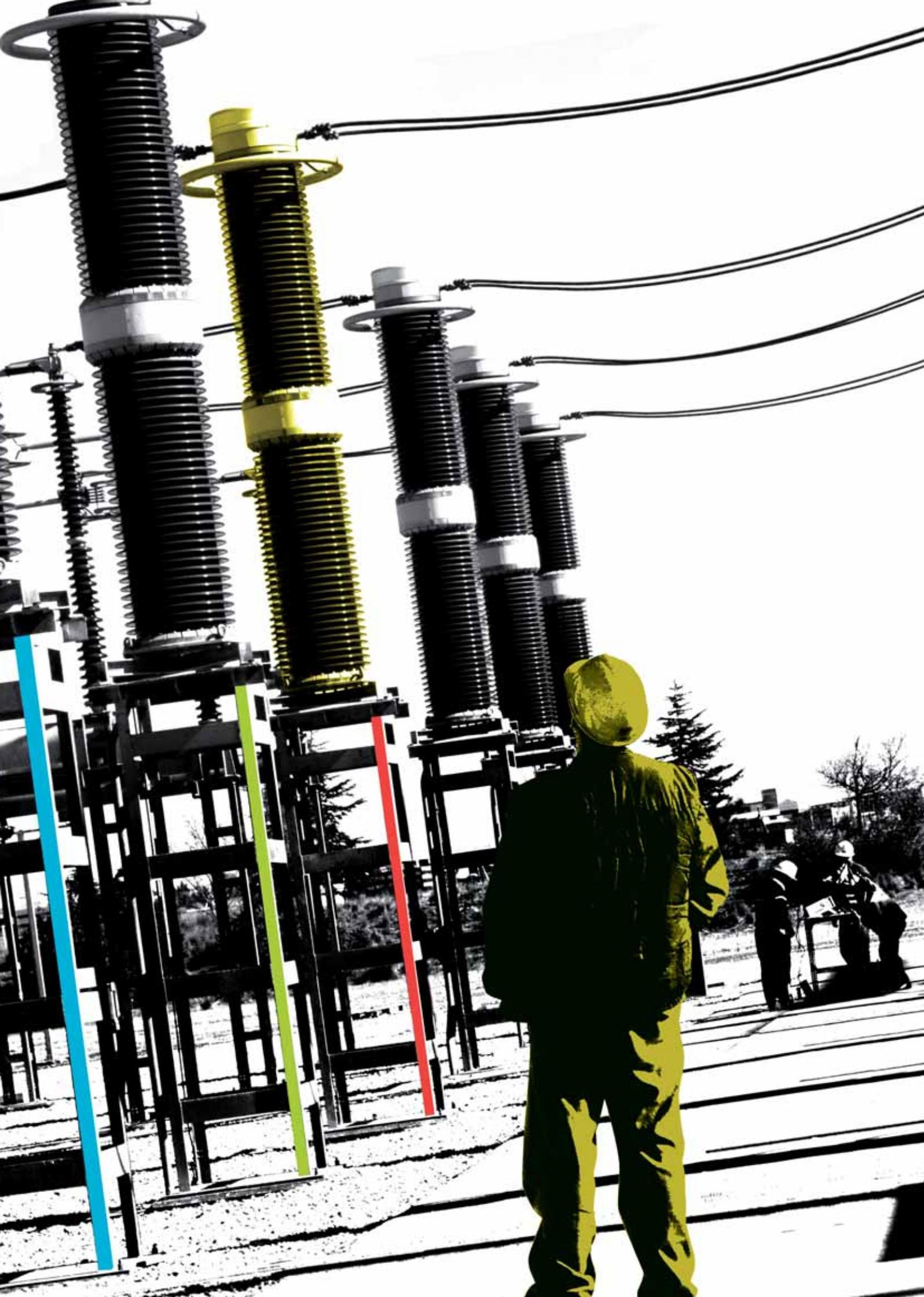
■ Renta de congestión y precios del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal (1)



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

Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Febrero	2	Portugal-España	214	Anomalía en el intercambio de información entre TSOs
	7	Portugal-España	240	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Junio	16	Portugal-España	55	Indisponibilidad sobrevenida de una línea de interconexión
Total Portugal-España			509	
Total España-Portugal			0	



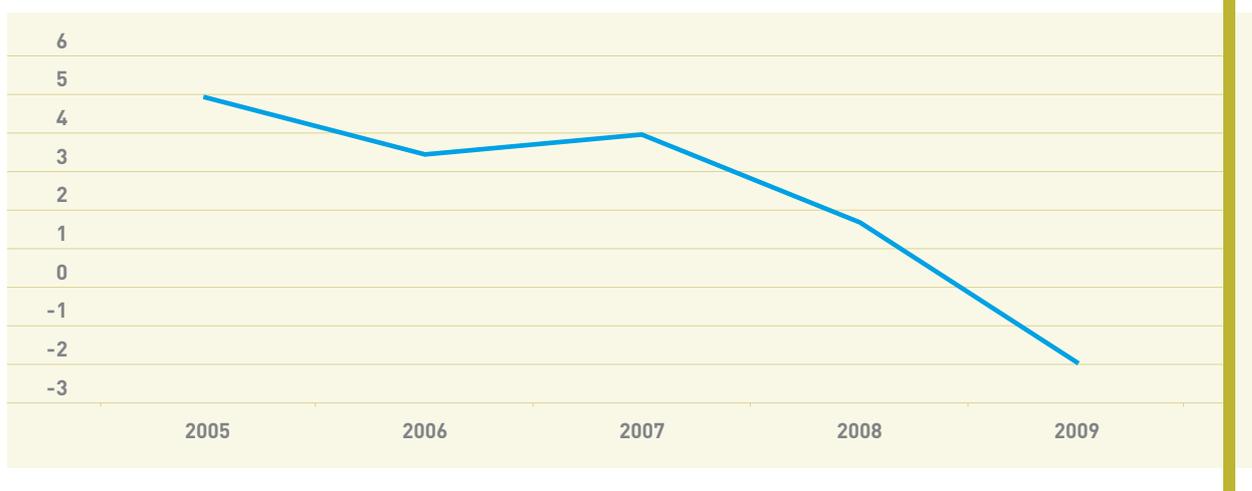


SE

Sistemas extrapeninsulares

- 102** ■ Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
 - Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 103** ■ Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c.
 - Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
- 104** ■ Balance anual de energía eléctrica
 - Potencia instalada a 31.12.2009
- 105** ■ 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
- 106** ■ Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario
 - Nuevas líneas de transporte a 220 kV
 - Nuevas líneas de transporte a 66 kV
- 107** ■ Baja de líneas de transporte a 66 kV
 - Nuevas subestaciones
- 108** ■ Nueva transformación en subestaciones en servicio
 - Evolución del sistema de transporte y transformación

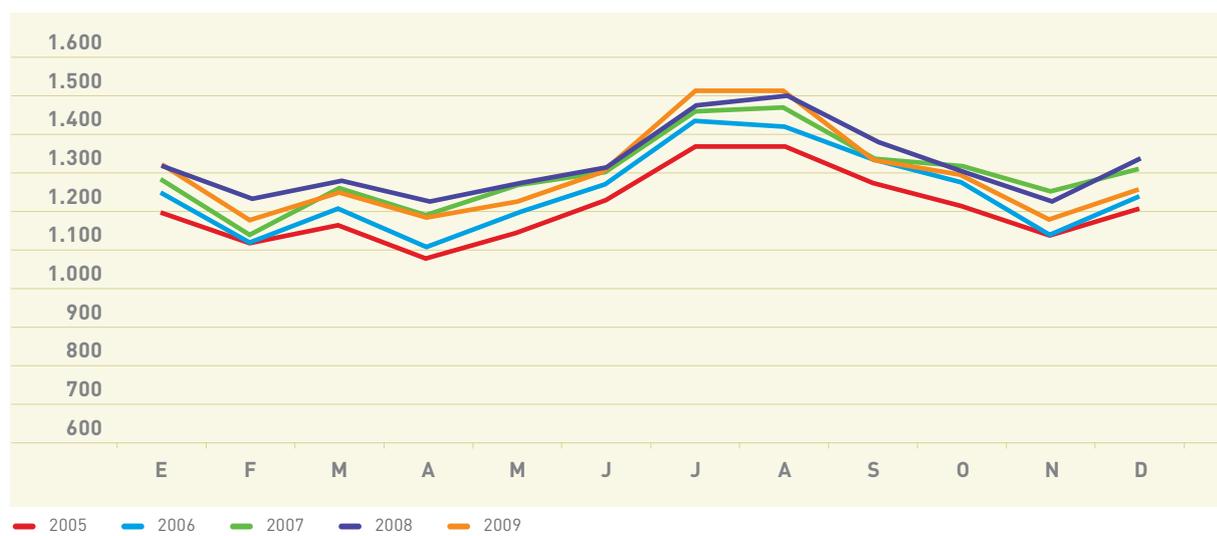
■ Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)



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

	2005		2006		2007		2008		2009	
	GWh	%								
Enero	1.198	8,3	1.251	8,3	1.284	8,2	1.317	8,3	1.326	8,5
Febrero	1.117	7,7	1.130	7,5	1.140	7,3	1.234	7,8	1.177	7,6
Marzo	1.164	8,0	1.211	8,1	1.261	8,1	1.280	8,1	1.250	8,0
Abril	1.079	7,4	1.108	7,4	1.189	7,6	1.226	7,7	1.182	7,6
Mayo	1.146	7,9	1.198	8,0	1.270	8,1	1.276	8,0	1.224	7,9
Junio	1.230	8,5	1.268	8,4	1.306	8,4	1.305	8,2	1.306	8,4
Julio	1.367	9,4	1.435	9,6	1.462	9,4	1.470	9,3	1.514	9,7
Agosto	1.368	9,4	1.419	9,4	1.468	9,4	1.508	9,5	1.507	9,7
Septiembre	1.273	8,8	1.338	8,9	1.344	8,6	1.382	8,7	1.338	8,6
Octubre	1.218	8,4	1.276	8,5	1.318	8,4	1.302	8,2	1.295	8,3
Noviembre	1.136	7,8	1.144	7,6	1.252	8,0	1.230	7,8	1.177	7,6
Diciembre	1.209	8,3	1.241	8,3	1.312	8,4	1.336	8,4	1.257	8,1
Total	14.505	100,0	15.019	100,0	15.605	100,0	15.867	100,0	15.552	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)

	2005	2006	2007	2008	2009	%09/08
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.518	3.334	3.195	3.372	3.450	2,3
Fuel / gas (1)	9.098	8.226	8.250	8.217	7.934	-3,4
Ciclo combinado	2.076	3.468	4.187	4.243	3.961	-6,6
Generación auxiliar (2) (3)	-	132	148	96	39	-58,9
Régimen ordinario	14.693	15.159	15.780	15.928	15.384	-3,4
- Consumos en generación	-858	-838	-896	-920	-882	-4,2
Régimen especial	671	697	721	860	1.050	22,1
Hidráulica	0	0	1	2	2	-
Eólica	314	331	362	400	404	0,9
Otras renovables	357	359	351	452	637	40,9
No renovables	0	7	7	6	8	22,4
Demanda (b.c.)	14.505	15.019	15.605	15.867	15.552	-2,0

(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	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08
Hidráulica	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Carbón	3.450	2,3	0	-	0	-	0	-	3.450	2,3
Fuel / gas	1.349	-1,0	6.143	-4,3	231	1,7	211	1,2	7.934	-3,4
Diesel	1.003	-7,5	2.257	1,5	231	1,7	210	2,5	3.701	-1,1
Turbina gas	346	24,7	352	-26,5	0	-	1	-82,6	699	-8,1
Vapor	0	-	3.534	-4,9	0	-	0	-	3.534	-4,9
Ciclo combinado	1.348	-14,7	2.612	-1,8	0	-	0	-	3.961	-6,6
Generación auxiliar (1) (2)	6	-6,2	34	-62,3	0	-	0	-	39	-58,9
Régimen ordinario	6.153	-2,7	8.790	-4,2	231	1,7	211	1,2	15.384	-3,4
- Consumos generación	-373	-0,2	-477	-7,7	-19	11,2	-13	4,6	-882	-4,2
Régimen especial	248	42,5	793	17,1	0	-	8	-3,6	1.050	22,1
Hidráulica	0	-	2	-7,0	0	-	0	-	2	-7,0
Eólica	7	20,0	398	0,7	0	-	0	-	404	0,9
Otras renovables	234	44,0	394	40,4	0	-	8	-3,6	637	40,9
No renovables	8	22,4	0	-	0	-	0	-	8	22,4
Demanda (b.c)	6.028	-1,5	9.106	-2,4	212	0,9	206	0,8	15.552	-2,0

(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 31.12.2009

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08
Hidráulica	0	-	1	0,0	0	-	0	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	0	-	0	-	0	-	510	0,0
Fuel / gas	822	9,3	1.817	0,0	71	0,0	85	0,0	2.795	2,6
Diesel	216	-3,7	546	0,0	71	0,0	70	0,0	903	-0,9
Turbina gas	606	14,8	557	0,0	0	-	15	0,0	1.178	7,1
Vapor	0	-	713	0,0	0	-	0	-	713	0,0
Ciclo combinado	853	22,7	691	0,0	0	-	0	-	1.545	11,4
Generación auxiliar (1) (2)	0	-	12	0,0	0	-	0	-	12	0,0
Total régimen ordinario	2.186	11,6	2.521	0,0	71	0,0	85	0,0	4.862	4,9
Hidráulica	0	-	0,5	0,0	0	-	0	-	0	0,0
Eólica	4	0,0	142	0,0	0	-	0	-	146	0,0
Otras renovables	86	0,6	134	0,3	0	-	2	-23,8	222	0,1
No renovables	7	0,0	33	0,0	0	-	0	-	40	0,0
Total régimen especial	96	0,6	310	0,1	0	-	2	-23,8	409	0,1
Total	2.282	11,1	2.832	0,0	71	0,0	87	-0,8	5.271	4,5

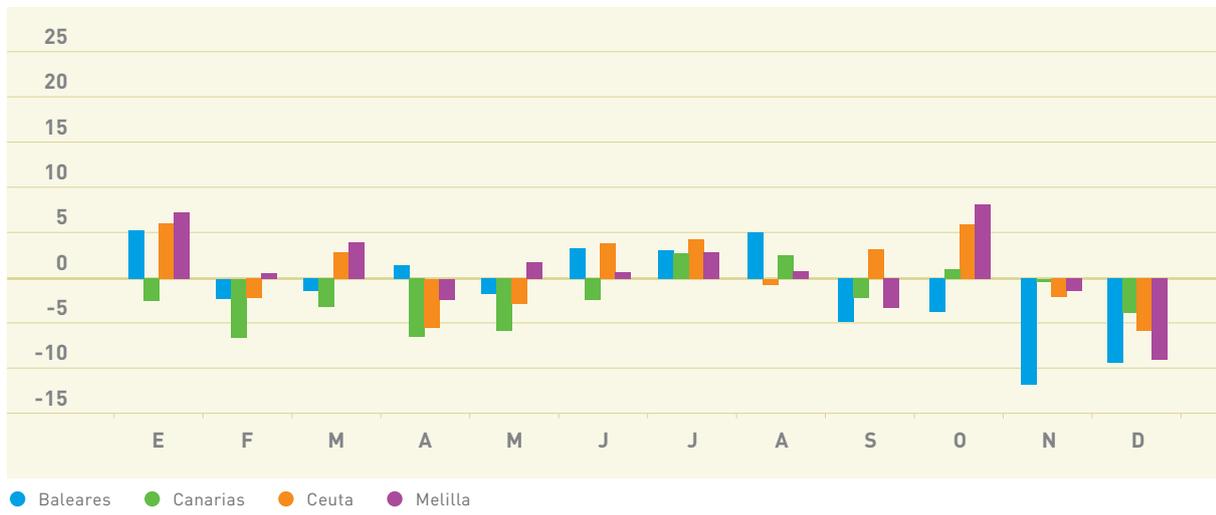
(1) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación con respecto a la generación planificada durante la punta de verano. (2) Generación auxiliar: en el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado 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 (%)
2005	5.666	4,8	8.484	5,0	192	4,6	163	5,9
2006	5.828	2,9	8.819	4,0	-	-	-	-
2007	5.996	2,9	9.214	4,5	203	-	193	-
2008	6.122	2,1	9.331	1,3	210	3,5	205	6,2
2009	6.028	-1,5	9.106	-2,4	212	0,9	206	0,8

(-) 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)	
Invierno (Octubre-Mayo)	Verano (Junio-Septiembre)		Invierno (Octubre-Mayo)	Verano (Junio-Septiembre)
1.111	1.207	Baleares	27 enero	20.052
			24 julio	24.452
1.482	1.421	Canarias	8 octubre	27.277
			31 julio	30.202
40	37	Ceuta	21 enero	708
			28 septiembre	675
38	38	Melilla	12 enero	656
			5 agosto	724

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

■ Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario

	Altas			Bajas		
	Tipo	Fecha	MW	Tipo	Fecha	MW
Islas Baleares						
Cas Tresorer TG4	Ciclo combinado		79			
Cas Tresorer TG5	Ciclo combinado		79			
Mahón TG5 (TwinPack)	Fuel / gas		52			
Ibiza TG6 (futuro TwinPack)	Fuel / gas		26			
Ibiza BW4				Fuel / gas		8
Formentera Auxiliares (1)	Fuel / gas		8	Fuel / gas		8
Total			243			16

(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 220 kV

Línea	Empresa	Nº. circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Tresorer-Orlandis 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	8,0
Total			8,0

■ Nuevas líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº. circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Agustín-Calviá 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	8,2
L/ Coliseo-Molines	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,2
L/ Tresorer-Molines	Endesa Distribución Eléctrica	1	1,2
L/ Molinas-Molines	Endesa Distribución Eléctrica	1	0,3
L/ Palmanova-Valldurgen 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	11,0
Total			23,9
Islas Canarias			
L/ Buenos Aires-Guajara 1	Unelco Endesa	1	7,1
L/ Buenos Aires-Guajara 2	Unelco Endesa	1	7,1
L/ Granadilla-Arico 2	Unelco Endesa	1	16,6
L/ Polígono de Güimar-Arico 2	Unelco Endesa	1	21,2
L/ Candelaria-Tagoro	Unelco Endesa	1	30,6
L/ Granadilla-Tagoro	Unelco Endesa	1	13,8
L/ Geneto-Guajara	Unelco Endesa	1	1,9
L/ Guajara-Manuel Cruz	Unelco Endesa	1	5,9
Total			104,1

■ Baja de líneas de transporte a 66 kV

Línea	Empresa	Nº. circuitos	km
Islas Baleares			
L/ Agustín-Palmanova 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	8,9
L/ Calviá-Valldurgent 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	8,2
L/ Coliseo-Molinas 1	Endesa Distribución Eléctrica	1	3,1
L/ Tresorer-Molinas 2	Endesa Distribución Eléctrica	1	1,2
L/ Orlandis-San Juan 1 y 2	Endesa Distribución Eléctrica	2	14,6
Total			36,1
Islas Canarias			
L/ Granadilla-Tarico	Unelco Endesa	1	16,0
L/ Polígono de Güimar-Tarico	Unelco Endesa	1	21,0
L/ Candelaria-Granadilla	Unelco Endesa	1	42,9
L/ Geneto-Manuel Cruz	Unelco Endesa	1	7,4
Total			87,2

■ Nuevas subestaciones

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación MVA	
			kV	
Islas Baleares				
Ibiza5	GESA-Endesa	132	66	160
Molines	Endesa Distribución Eléctrica	66	15	
Mahon	GESA-Endesa	132		
Islas Canarias				
Tagoro	Unelco Endesa	66	20	

■ Nueva transformación en subestaciones en servicio

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación kV	MVA
Islas Canarias				
Trafo 5 Candelaria	Unelco Endesa	220	220/66	125

■ Evolución del sistema de transporte y transformación

		2005	2006	2007	2008	2009
km de circuito a 220 kV	Canarias	164	164	164	164	164
	Baleares	165	173	173	173	181
	Total	329	337	337	337	345
km de circuito ≤ 132 kV	Canarias	892	892	993	993	1.010
	Baleares	971	956	979	1.000	988
	Total	1.863	1.848	1.972	1.993	1.998
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.000	1.000	1.250	1.250	1.375
	Baleares	1.518	1.998	1.998	1.998	2.158
	Total	2.518	2.998	3.248	3.248	3.533

Incluye enlaces submarinos.





CA

El sistema eléctrico por comunidades autónomas

- 112** ■ Balance de energía eléctrica
- 113** ■ Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
 - Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 114** ■ Potencia instalada del régimen ordinario
 - Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 115** ■ Situación de las principales centrales eléctricas
- 116** ■ Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 118** ■ Potencia instalada del régimen especial
- 119** ■ Estructura de la potencia instalada del régimen especial
 - Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 120** ■ Energía adquirida al régimen especial
- 121** ■ Previsión de instalación de ciclos combinados 2010-2012
- 122** ■ Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares
- 123** ■ Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2010
 - Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2010
- 124** ■ Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial eólico 1999-2010
- 125** ■ Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial no eólico 1999-2010
- 126** ■ Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2010
- 127** ■ Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

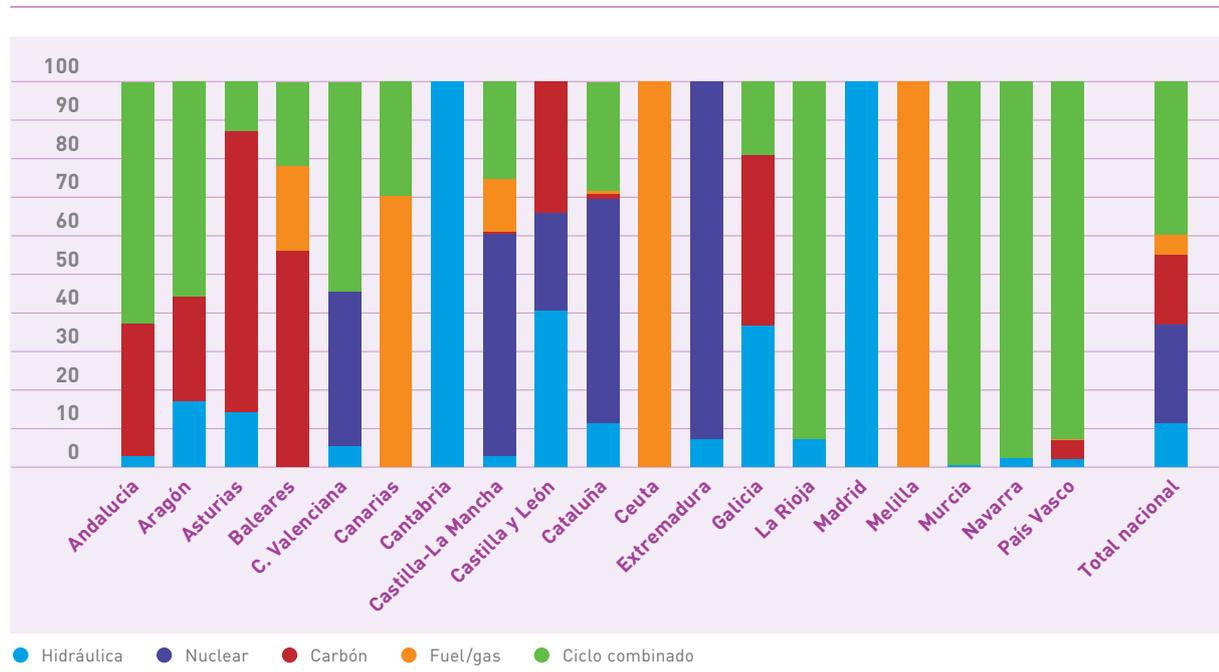
■ Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	864	2.001	1.534	0	1.096	0	532	419	5.739	3.815
Nuclear	0	0	0	0	8.049	0	0	7.712	3.575	19.240
Carbón	9.606	3.134	7.829	3.450	0	0	0	98	4.845	393
Fuel/gas (1) (2)	0	0	0	1.355	0	6.177	0	1.811	0	235
Ciclo combinado	17.504	6.470	1.386	1.348	10.918	2.612	0	3.381	0	9.360
Régimen ordinario	27.974	11.605	10.748	6.153	20.062	8.790	532	13.421	14.159	33.043
- Consumos generación	-885	-532	-610	-373	-589	-477	-10	-890	-692	-1.145
Régimen especial	11.300	7.613	1.810	248	4.241	793	1.821	11.167	11.324	7.979
Generación neta	38.390	18.687	11.948	6.028	23.714	9.106	2.343	23.698	24.791	39.877
- Consumos bombeo	-424	-270	-51	0	-876	0	-643	-132	-662	-299
+ Saldo Intercambios (3)	706	-8.012	-382	0	3.325	0	3.003	-11.951	-10.726	5.642
Demanda (b.c.) 2009	38.672	10.405	11.516	6.028	26.162	9.106	4.703	11.614	13.402	45.220
Demanda (b.c.) 2008	40.578	11.038	12.083	6.122	27.717	9.331	4.928	12.137	14.025	47.776
% 09/08	-4,7	-5,7	-4,7	-1,5	-5,6	-2,4	-4,6	-4,3	-4,4	-5,3

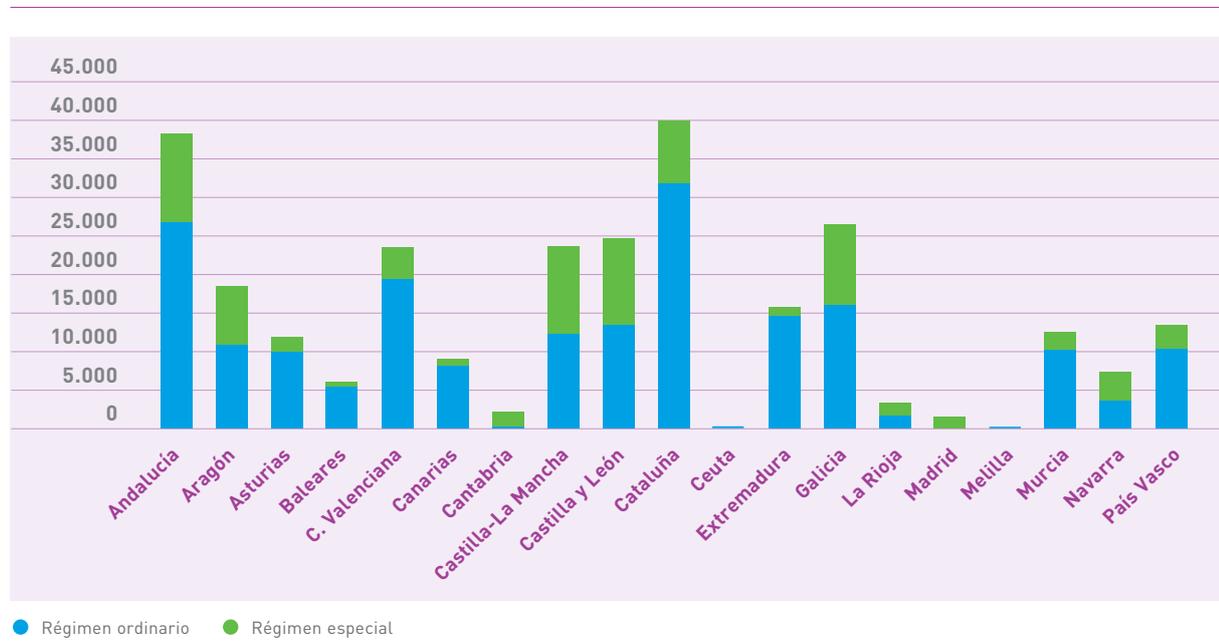
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	0	1.123	6.171	141	37	0	62	92	236	23.862
Nuclear	0	14.186	0	0	0	0	0	0	0	52.761
Carbón	0	0	7.433	0	0	0	0	0	523	37.311
Fuel/gas (1) (2)	231	0	12	0	0	211	0	0	25	10.056
Ciclo Combinado	0	0	3.171	1.825	0	0	10.579	3.694	9.989	82.239
Régimen ordinario	231	15.309	16.787	1.967	37	211	10.641	3.786	10.774	206.229
- Consumos generación	-19	-468	-594	-46	-1	-13	-367	-85	-206	-8.004
Régimen especial	0	1.007	10.505	1.383	1.677	8	2.404	3.791	2.865	81.938
Generación neta	212	15.847	26.698	3.304	1.714	206	12.678	7.491	13.433	280.164
- Consumos bombeo	0	-28	-351	0	0	0	0	0	0	-3.736
+ Saldo Intercambios (3)	0	-11.014	-6.760	-1.444	28.815	0	-3.887	-2.183	6.765	-8.104
Demanda (b.c.) 2009	212	4.804	19.587	1.860	30.528	206	8.791	5.308	20.198	268.324
Demanda (b.c.) 2008	210	4.901	20.385	1.952	31.858	205	9.199	5.487	21.164	281.096
% 09/08	0,9	-2,0	-3,9	-4,7	-4,2	0,8	-4,4	-3,3	-4,6	-4,5

(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)



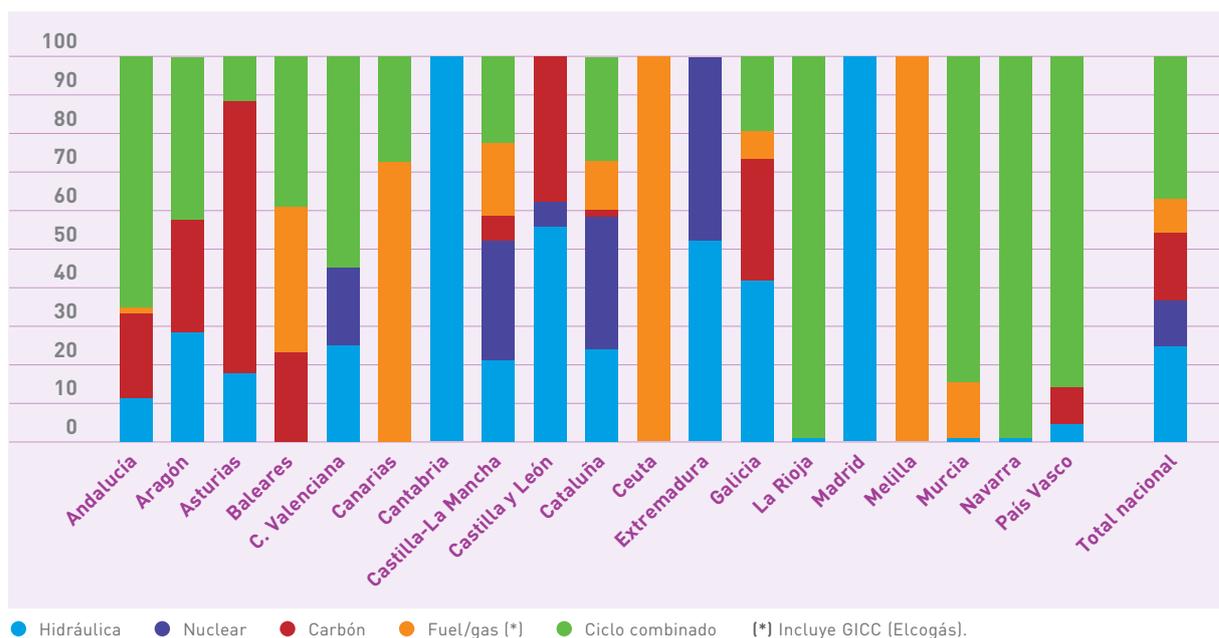
■ Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	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)	148	-	-	822	-	1.829	-	634	-	1.178
Ciclo combinado	6.053	1.913	432	853	2.909	691	-	774	-	2.475
Total 2009	9.298	4.539	3.721	2.186	5.320	2.521	389	3.420	7.152	9.164
Total 2008	8.196	4.411	3.721	1.958	5.321	2.521	389	3.734	7.152	9.164
% 09/08	13,4	2,9	0,0	11,6	0,0	0,0	0,0	-8,4	0,0	0,0

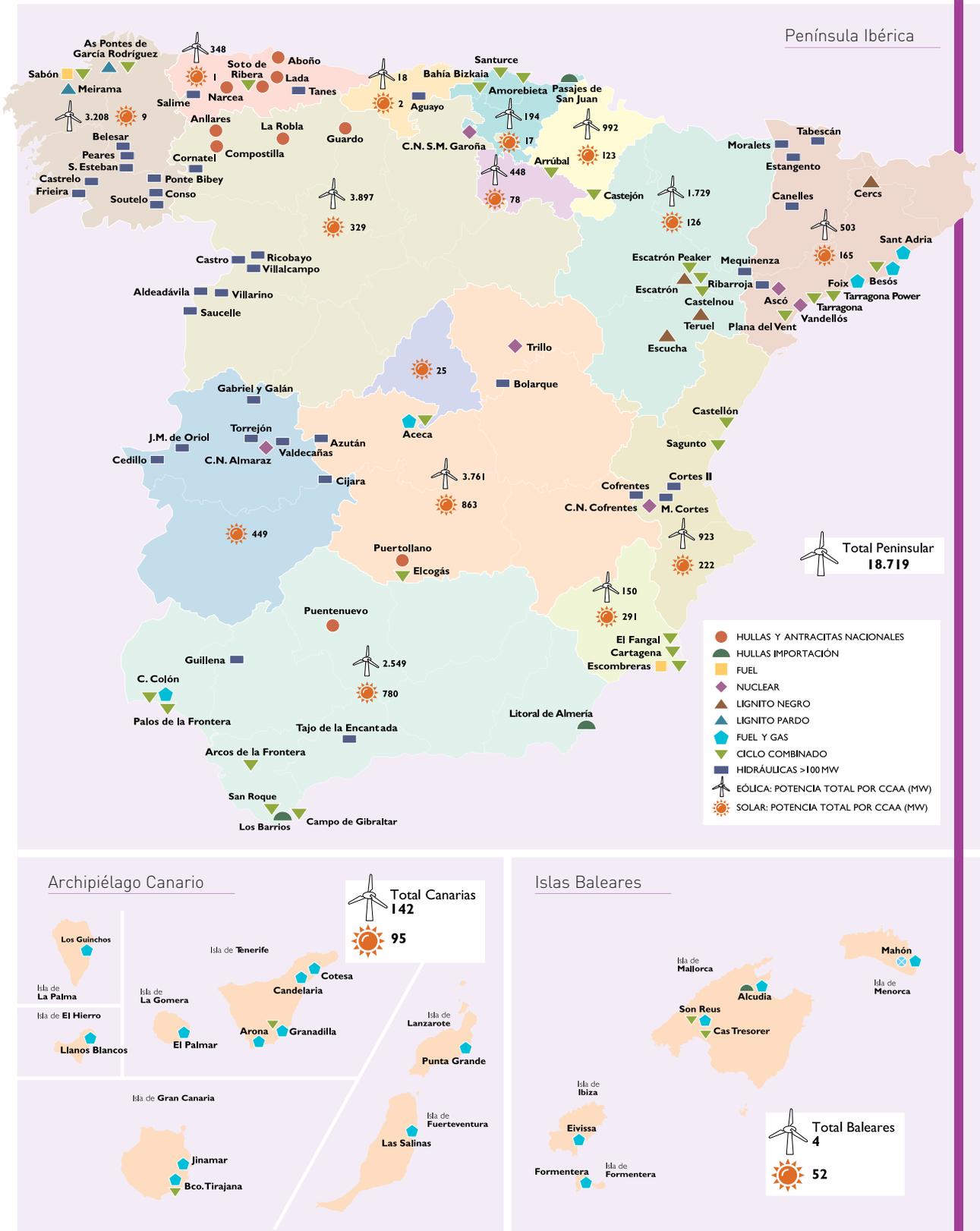
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	2.148	2.681	8	59	-	28	11	105	16.658
Nuclear	-	1.957	-	-	-	-	-	-	-	7.716
Carbón	-	-	2.031	-	-	-	-	-	217	11.869
Fuel/gas (1) (2)	71	-	470	-	-	85	578	-	0	5.815
Ciclo combinado	-	-	1.238	799	-	-	3.318	1.203	1.951	24.611
Total 2009	71	4.105	6.420	808	59	85	3.924	1.214	2.274	66.668
Total 2008	71	4.105	6.420	808	59	85	3.924	1.214	3.193	66.445
% 09/08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-28,8	0,3

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

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



Situación de las principales centrales eléctricas



■ Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2008	2009	% 09/08
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324	21	583	-
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159	5.739	5.804	1,1
Los Barrios	Carbón importado	568	2.021	3.219	59,2
C.Colón (1)	Fuel/gas	148	0	0	0,0
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.851	1.343	-27,4
San Roque 2	Ciclo combinado	402	2.330	1.425	-38,9
Arcos 1	Ciclo combinado	396	540	1.105	104,7
Arcos 2	Ciclo combinado	379	619	593	-4,3
Arcos 3	Ciclo combinado	844	2.954	3.147	6,5
Palos 1	Ciclo combinado	401	2.418	1.277	-47,2
Palos 2	Ciclo combinado	396	2.093	2.034	-2,8
Palos 3	Ciclo combinado	398	2.213	1.890	-14,6
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	1.789	1.360	-24,0
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	2.067	1.929	-6,7
Colón 4	Ciclo combinado	398	2.488	1.118	-55,1
Algeciras 3 CC (2)	Ciclo combinado	821	-	0	-
Málaga 1 CC (2)	Ciclo combinado	441	-	284	-
Andalucía		8.252	29.143	27.110	-7,0
Escatrón	Lignito negro	80	0	0	-
Escucha	Lignito negro	159	878	416	-52,6
Teruel	Lignito negro	1.102	4.842	2.717	-43,9
Castelnou	Ciclo combinado	798	3.688	1.748	-52,6
Escatrón 3	Ciclo combinado	818	1.896	4.561	140,5
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	297	377	161	-57,3
Aragón		3.255	11.681	9.604	-17,8
Aboño	Hulla+antracita	916	5.580	4.876	-12,6
Lada	Hulla+antracita	513	829	710	-14,3
Narcea	Hulla+antracita	595	2.453	826	-66,3
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	604	1.472	1.417	-3,7
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432	810	1.386	71,0
Asturias		3.060	11.143	9.214	-17,3
Trillo I	Nuclear	1.066	8.284	7.712	-6,9
Puertollano	Hulla+antracita	221	277	98	-64,6
Aceca (3)	Fuel/gas	314	133	23	-83,0
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.938	1.819	-6,2
Aceca 4	Ciclo combinado	374	2.334	1.563	-33,1
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320	1.498	1.788	19,4
Castilla-La Mancha		2.695	14.464	13.002	-10,1
Garoña	Nuclear	466	4.016	3.575	-11,0
Anllares	Hulla+antracita	365	2.158	263	-87,8
Compostilla	Hulla+antracita	1.171	6.454	2.819	-56,3
Guardo	Hulla+antracita	516	1.037	980	-5,5
La Robla	Hulla+antracita	655	3.230	783	-75,8
Castilla y León		3.173	16.895	8.420	-50,2
Ascó I	Nuclear	1.028	7.694	5.659	-26,4
Ascó II	Nuclear	1.027	7.488	8.191	9,4
Vandellós II	Nuclear	1.087	7.239	5.390	-25,5
Cercs	Lignito negro	162	463	393	-15,0

[sigue en la página siguiente →]

■ Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2008	2009	% 09/08
Foix	Fuel/gas	520	274	58	-78,8
San Adrián	Fuel/gas	659	179	176	-1,5
Besós 3	Ciclo combinado	412	2.564	2.116	-17,5
Besós 4	Ciclo combinado	407	2.164	2.133	-1,4
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	2.101	1.706	-18,8
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	1.135	1.522	34,1
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412	1.057	1.061	0,4
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	2.158	823	-61,9
Cataluña		6.958	34.515	29.228	-15,3
Cofrentes	Nuclear	1.085	8.156	8.049	-1,3
Castellón 3	Ciclo combinado	800	2.872	1.235	-57,0
Castellón 4	Ciclo combinado	854	3.194	3.440	7,7
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	1.267	2.204	73,9
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	1.454	2.398	65,0
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	1.852	1.640	-11,4
C.Valenciana		3.994	18.795	18.967	0,9
Almaraz I	Nuclear	974	7.491	7.126	-4,9
Almaraz II	Nuclear	983	8.607	7.060	-18,0
Extremadura		1.957	16.098	14.186	-11,9
Meirama	Lignito pardo	563	288	1.618	462,5
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468	7.901	5.816	-26,4
Sabón	Fuel/gas	470	245	12	-95,3
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849	3.669	1.775	-51,6
Sabón 3	Ciclo combinado	389	1.406	1.397	-0,6
Galicia		3.739	13.509	10.617	-21,4
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	1.955	899	-54,0
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	1.699	926	-45,5
La Rioja		799	3.654	1.825	-50,0
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	2.106	1.236	-41,3
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	2.389	1.124	-53,0
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	2.299	1.199	-47,9
Escombreras	Fuel/gas	578	0	0	-
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	1.726	2.111	22,3
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	1.629	1.887	15,8
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	948	1.324	39,6
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	4.126	1.699	-58,8
Murcia		3.896	15.224	10.579	-30,5
Castejón 1	Ciclo combinado	399	1.808	1.002	-44,6
Castejón 2	Ciclo combinado	378	860	1.508	75,3
Castejón 3	Ciclo combinado	426	1.525	1.184	-22,3
Navarra		1.203	4.193	3.694	-11,9
Amorebieta	Ciclo combinado	749	3.203	4.246	32,6
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217	634	523	-17,4
Santurce (4)	Fuel/gas	0	48	25	-47,4
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	4.632	4.322	-6,7
Santurce 4	Ciclo combinado	403	1.082	1.421	31,3
País Vasco		2.168	9.598	10.538	9,8
Total		45.149	198.912	166.984	-16,1

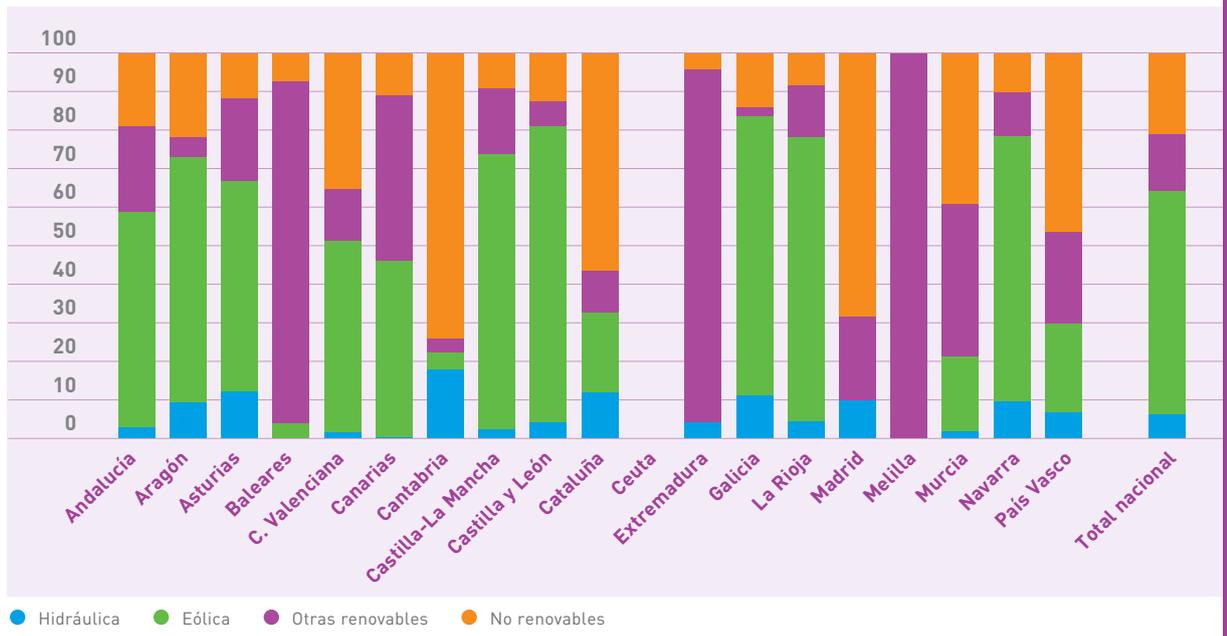
(1) Baja C.Colón 3 en octubre 2009. (2) Grupo en pruebas. (3) Baja Aceca 2 en agosto 2009. (4) Baja en diciembre 2009.

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

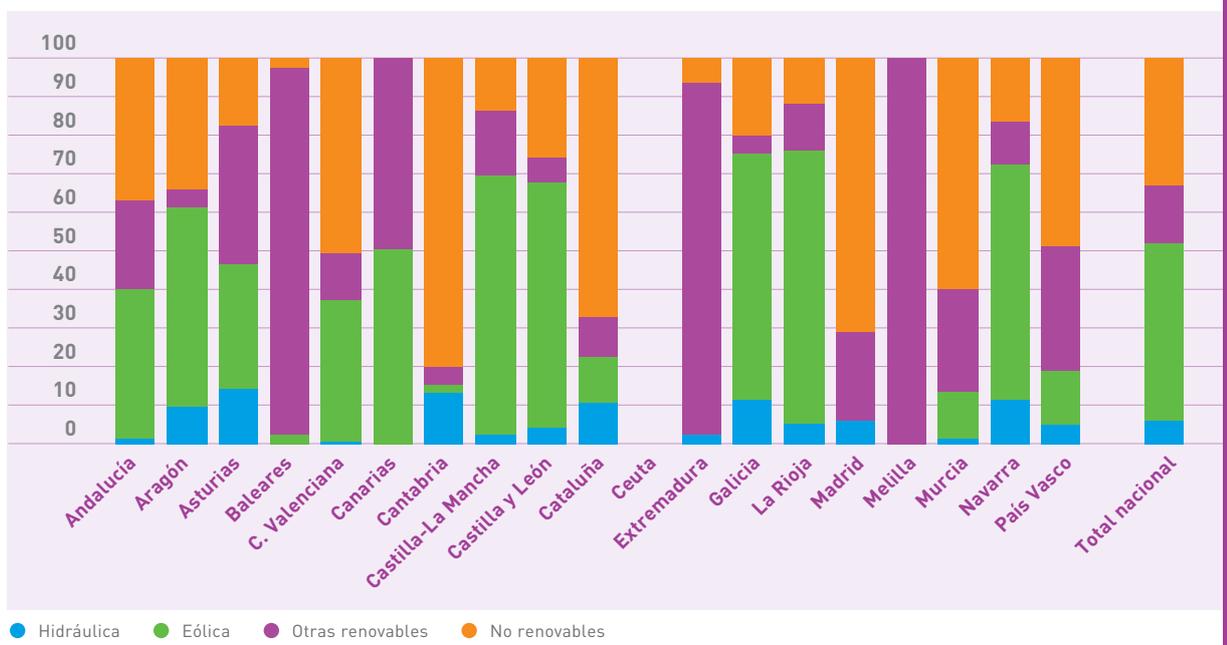
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	3.685	2.129	562	90	1.204	277	106	4.795	4.452	1.047
Hidráulica	130	253	77	0	31	0	73	118	216	286
Eólica	2.549	1.729	348	4	923	142	18	3.761	3.897	503
Otras renovables	1.006	148	137	86	250	134	15	917	339	257
Biomasa	225	22	86	0	28	1	3	54	10	47
Solar	780	126	1	52	222	95	2	863	329	165
Resto renovables	0	0	50	34	0	38	10	0	0	45
No renovables	864	583	73	7	652	33	301	462	624	1.363
Calor residual	12	0	0	0	8	0	0	0	0	19
Carbón	0	0	0	0	0	0	44	0	0	0
Fuel-Gasoil	138	39	26	7	57	33	6	109	57	141
Gas de refinería	0	0	0	0	0	0	0	84	0	0
Gas natural	715	544	47	0	587	0	251	268	567	1.202
Total 2009	4.549	2.712	635	96	1.857	310	407	5.257	5.076	2.409
Total 2008	3.759	2.649	448	96	1.507	310	407	4.838	4.097	2.294
% 09/08	21,0	2,4	41,8	0,6	23,2	0,1	0,0	8,7	23,9	5,0
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	470	3.808	559	141	2	474	1.294	449	25.542
Hidráulica	0	20	491	27	44	0	14	138	55	1.974
Eólica	0	0	3.208	448	0	0	150	992	194	18.865
Otras renovables	0	450	109	83	97	2	310	163	200	4.702
Biomasa	0	1	50	5	43	0	19	40	84	718
Solar	0	449	9	78	25	0	291	123	17	3.625
Resto renovables	0	0	50	0	30	2	0	0	100	359
No renovables	0	19	615	49	307	0	304	145	388	6.790
Calor residual	0	4	0	0	0	0	3	0	43	89
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44
Fuel-Gasoil	0	0	333	3	17	0	31	7	34	1.040
Gas de refinería	0	0	94	0	0	0	0	0	0	178
Gas natural	0	16	188	46	289	0	270	138	311	5.439
Total 2009	0	489	4.423	608	447	2	778	1.439	837	32.332
Total 2008	0	431	4.356	592	415	3	773	1.390	831	29.195
% 09/08	-	13,6	1,5	2,7	7,8	-23,8	0,6	3,5	0,7	10,7

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

■ Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)



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

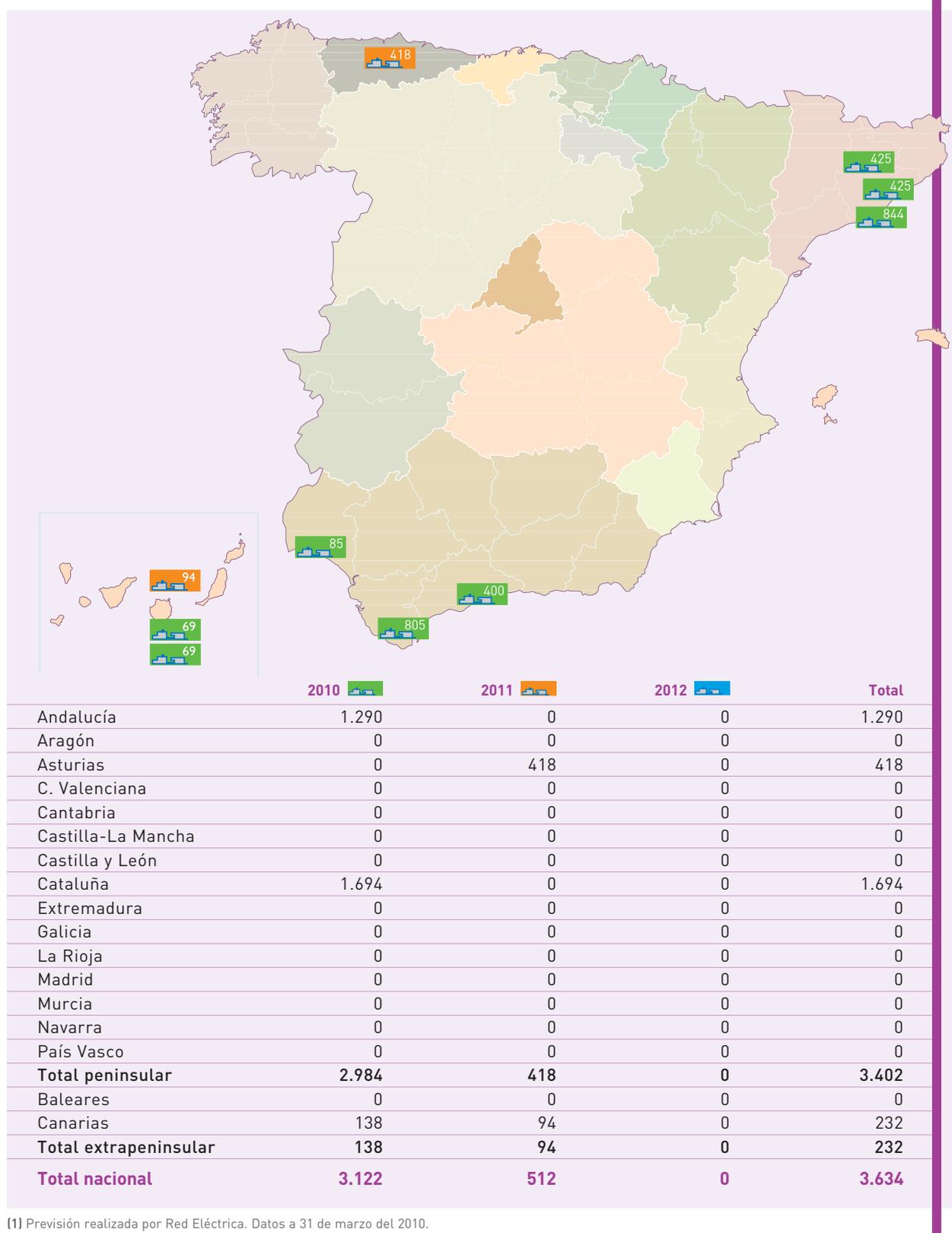


■ Energía adquirida al régimen especial (*) (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	7.113	5.003	1.489	241	2.113	793	368	9.670	8.400	2.632
Hidráulica	250	772	262	0	41	2	258	307	571	883
Eólica	4.347	3.904	582	7	1.567	398	31	7.450	7.134	940
Otras renovables	2.516	328	646	234	505	394	78	1.913	694	809
Biomasa	870	84	278	0	58	6	13	179	28	201
Solar	1.485	242	1	79	433	138	3	1.734	666	326
Resto renovables	160	2	366	155	14	251	62	0	0	282
No renovables	4.187	2.611	321	8	2.127	0	1.454	1.497	2.924	5.347
Calor residual	2	0	0	0	5	0	0	0	0	4
Carbón	0	0	0	0	0	0	99	0	0	0
Fuel-Gasoil	472	86	111	8	119	0	9	385	105	304
Gas de refinería	108	0	0	0	0	0	0	110	0	0
Gas natural	3.606	2.524	210	0	2.003	0	1.345	1.003	2.819	5.039
Total 2009	11.300	7.613	1.810	248	4.241	793	1.821	11.167	11.324	7.979
Total 2008	8.680	7.581	1.713	174	2.703	677	1.856	9.055	8.685	6.228
% 09/08	30,2	0,4	5,7	42,5	56,9	17,1	-1,8	23,3	30,4	28,1
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	944	8.430	1.215	493	8	968	3.181	1.470	54.531
Hidráulica	0	31	1.294	79	104	0	38	442	151	5.483
Eólica	0	0	6.645	974	0	0	297	2.308	406	36.991
Otras renovables	0	914	491	162	389	8	633	430	913	12.057
Biomasa	0	2	183	14	161	0	43	168	240	2.528
Solar	0	912	16	148	46	0	590	262	29	7.110
Resto renovables	0	0	292	0	181	8	0	0	645	2.418
No renovables	0	62	2.074	169	1.185	0	1.437	610	1.395	27.407
Calor residual	0	1	0	0	0	0	1	0	17	30
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
Fuel-Gasoil	0	0	1.212	10	35	0	70	17	136	3.078
Gas de refinería	0	0	164	0	0	0	0	0	0	381
Gas natural	0	61	698	159	1.150	0	1.366	593	1.243	23.819
Total 2009	0	1.007	10.505	1.383	1.677	8	2.404	3.791	2.865	81.938
Total 2008	-	381	10.356	1.122	1.486	9	1.887	3.575	2.691	67.997
% 09/08	-	164,4	1,4	23,3	12,9	-3,6	27,4	6,0	6,5	20,5

(*) 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.

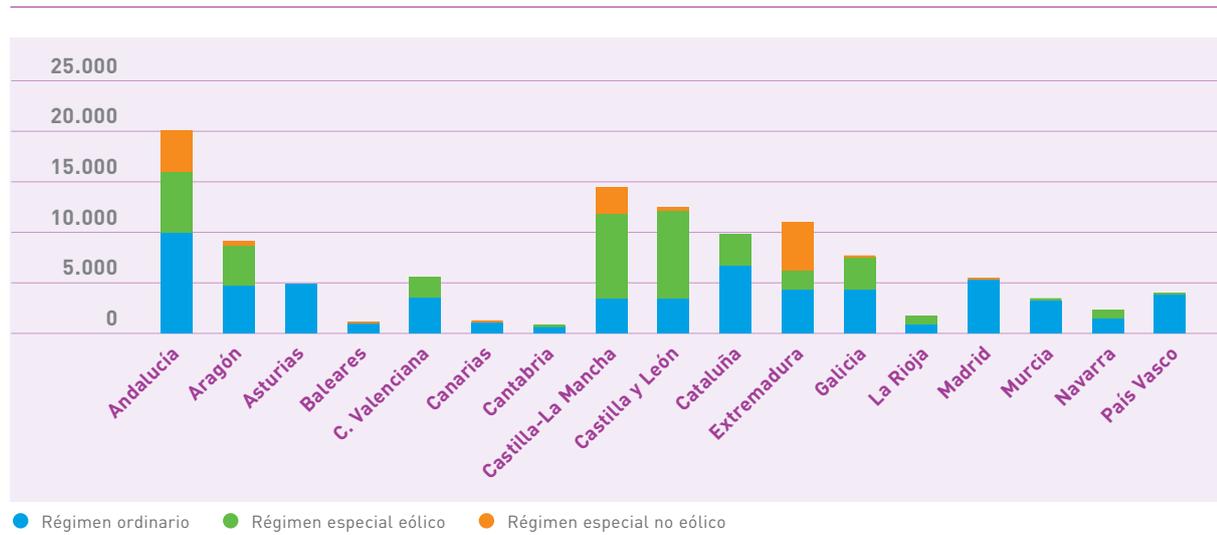
■ Previsión de instalación de ciclos combinados 2010-2012 (1) (MW)



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



■ Solicitudes de acceso de nueva generación a la red de transporte 1999-2010 (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	14	10.162	10.162	0	0
Aragón	7	4.726	4.726	0	0
Asturias	7	4.962	4.962	0	0
C. Valenciana	5	3.642	3.642	0	0
Cantabria	3	676	676	0	0
Castilla-La Mancha	7	3.567	3.567	0	0
Castilla y León	5	3.560	3.560	0	0
Cataluña	12	6.712	6.712	0	0
Extremadura	5	4.377	4.377	0	0
Galicia	11	4.493	4.493	0	0
La Rioja	2	881	881	0	0
Madrid	5	5.348	5.348	0	0
Murcia	3	3.211	3.211	0	0
Navarra	4	1.641	1.641	0	0
País Vasco	5	3.920	3.920	0	0
Total peninsular	95	61.877	61.877	0	0
Baleares	18	965	892	0	73
Canarias	10	976	953	23	0
Total extrapeninsular	28	1.940	1.845	23	73
Total nacional	123	63.817	63.722	23	73

(1) De los 63.817 MW solicitados, el 89,3 % corresponde a ciclos combinados, el 1,2 % a generación de carbón, el 7,9 % a generación hidráulica y el 1,6 % a otros. (2) Datos a 31 de marzo del 2010. 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 1999-2010 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	87	5.981	2.646	33	3.302
Aragón	49	4.097	3.127	0	970
Asturias	0	0	0	0	0
C. Valenciana	8	1.868	1.331	216	321
Cantabria	3	228	228	0	0
Castilla-La Mancha	35	8.411	7.665	400	346
Castilla y León	65	8.646	6.918	927	801
Cataluña	22	3.100	2.720	0	380
Extremadura	17	1.964	811	0	1.154
Galicia	46	3.106	3.106	0	0
La Rioja	9	818	677	0	141
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	1	342	342	0	0
Navarra	12	768	552	0	216
País Vasco	1	100	0	0	100
Total peninsular	355	39.429	30.124	1.576	7.729
Baleares	10	151	137	0	14
Canarias	8	115	51	50	13
Total extrapeninsular	18	266	188	50	27
Total nacional	373	39.695	30.312	1.626	7.756

(*) Datos a 31 de marzo de 2010. 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 1999-2010 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	49	4.104	3.622	38	444
Aragón	5	371	321	0	50
Asturias	0	0	0	0	0
C. Valenciana	0	0	0	0	0
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	34	2.651	1.981	130	540
Castilla y León	7	386	266	100	20
Cataluña	2	48	48	0	0
Extremadura	65	4.737	3.531	200	1.006
Galicia	3	185	185	0	0
La Rioja	0	0	0	0	0
Madrid	4	131	131	0	0
Murcia	1	7	0	0	7
Navarra	1	8	0	0	8
País Vasco	0	0	0	0	0
Total peninsular	171	12.627	10.085	468	2.075
Baleares	3	63	63	0	0
Canarias	6	168	148	0	20
Total extrapeninsular	9	232	212	0	20
Total nacional	180	12.859	10.296	468	2.095

(*) Datos a 31 de marzo de 2010. 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 1999-2010 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	93	14.338	13.137	0	1.201
Aragón	33	4.823	4.255	0	568
Asturias	11	2.315	2.315	0	0
C. Valenciana	77	11.480	10.595	725	160
Cantabria	10	812	812	0	0
Castilla-La Mancha	28	3.650	3.470	0	180
Castilla y León	25	2.905	2.240	225	440
Cataluña	119	14.329	13.474	432	423
Extremadura	26	3.403	3.153	0	250
Galicia	29	2.648	2.478	0	170
La Rioja	5	525	380	0	145
Madrid	91	12.700	12.440	0	260
Murcia	10	1.885	1.885	0	0
Navarra	8	730	730	0	0
País Vasco	23	1.940	1.465	225	250
Total peninsular	588	78.483	72.829	1.607	4.047
Baleares	32	1.609	1.609	0	0
Canarias	27	1.100	974	0	126
Total extrapeninsular	59	2.708	2.582	0	126
Total nacional	647	81.191	75.411	1.607	4.173

(*) Datos a 31 de marzo de 2010. 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	275,00	275,00	3,75	3,75
Aragón	0,00	0,00	0,00	0,00
Asturias	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Valenciana	43,30	43,30	0,86	0,86
Cantabria	0,00	0,00	0,00	0,00
Castilla-La Mancha	0,00	0,00	0,00	0,00
Castilla y León	37,60	37,60	1,46	1,46
Cataluña	29,30	29,30	0,34	0,34
Extremadura	0,00	0,00	0,00	0,00
Galicia	31,80	31,80	0,87	0,87
La Rioja	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrid	7,00	7,00	0,12	0,12
Murcia	3,60	3,60	0,23	0,23
Navarra	0,00	0,00	0,00	0,00
País Vasco	9,80	9,80	0,26	0,26



C

Comparación internacional

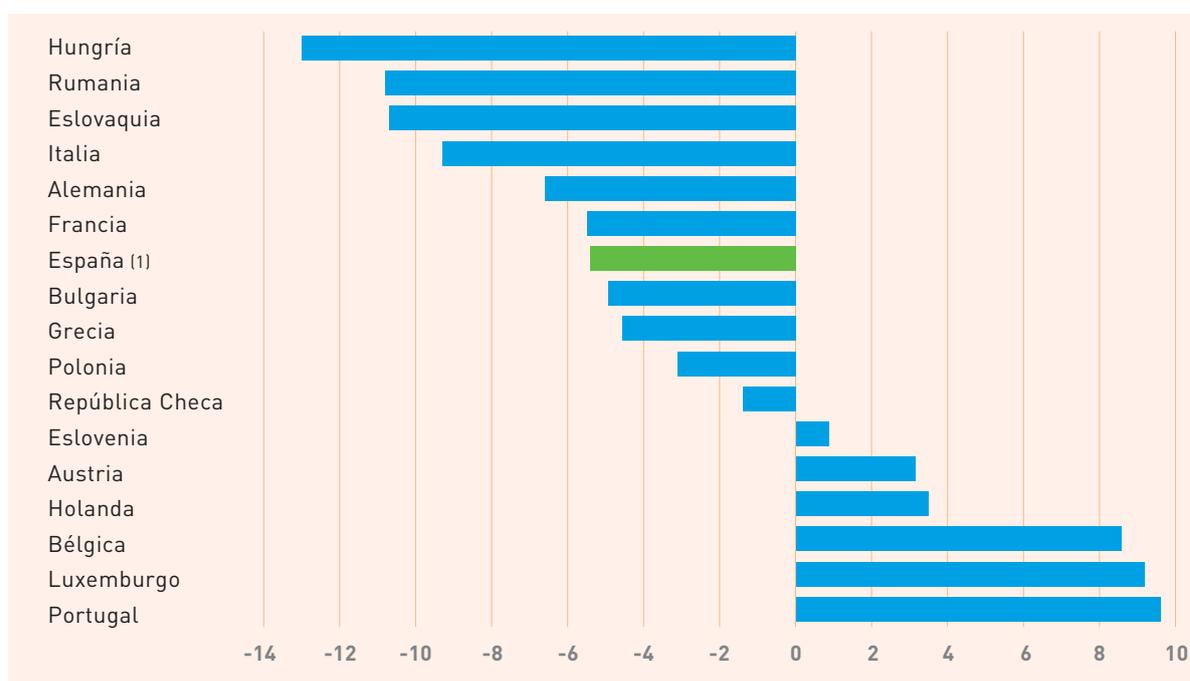
- 130** ■ Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
 - Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2009/2008
- 131** ■ Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
 - Incremento de la demanda de energía eléctrica 2009/2008
- 132** ■ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2009/2005
 - Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 133** ■ Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
 - Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 134** ■ Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
 - Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 135** ■ Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
 - Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 136** ■ Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limítrofes
- 137** ■ Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limítrofes
- 138** ■ Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
 - Tarifas de transporte en países pertenecientes a ENTSO-E

■ Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (TWh)

	2008	2009	% 09/08
Alemania	587,3	548,4	-6,6
Austria	66,8	68,8	3,0
Bélgica	81,4	88,3	8,5
Bulgaria	40,6	38,5	-5,0
Eslovaquia	27,4	24,4	-10,7
Eslovenia	14,3	14,4	0,8
España (1)	280,0	264,6	-5,5
Francia	549,1	518,8	-5,5
Grecia	51,9	49,5	-4,6
Holanda	104,4	107,9	3,4
Hungría	37,4	32,5	-13,0
Italia	307,2	278,5	-9,4
Luxemburgo	3,5	3,8	9,1
Polonia	144,4	139,9	-3,1
Portugal	43,4	47,5	9,5
República Checa	77,1	76,0	-1,4
Rumania	59,8	53,3	-10,9
Total	2.475,8	2.355,2	-4,9

(1) Sistema peninsular. Fuente: ENTSO-E. Incluye adquisiciones al régimen especial.

■ Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2009/2008 (%)



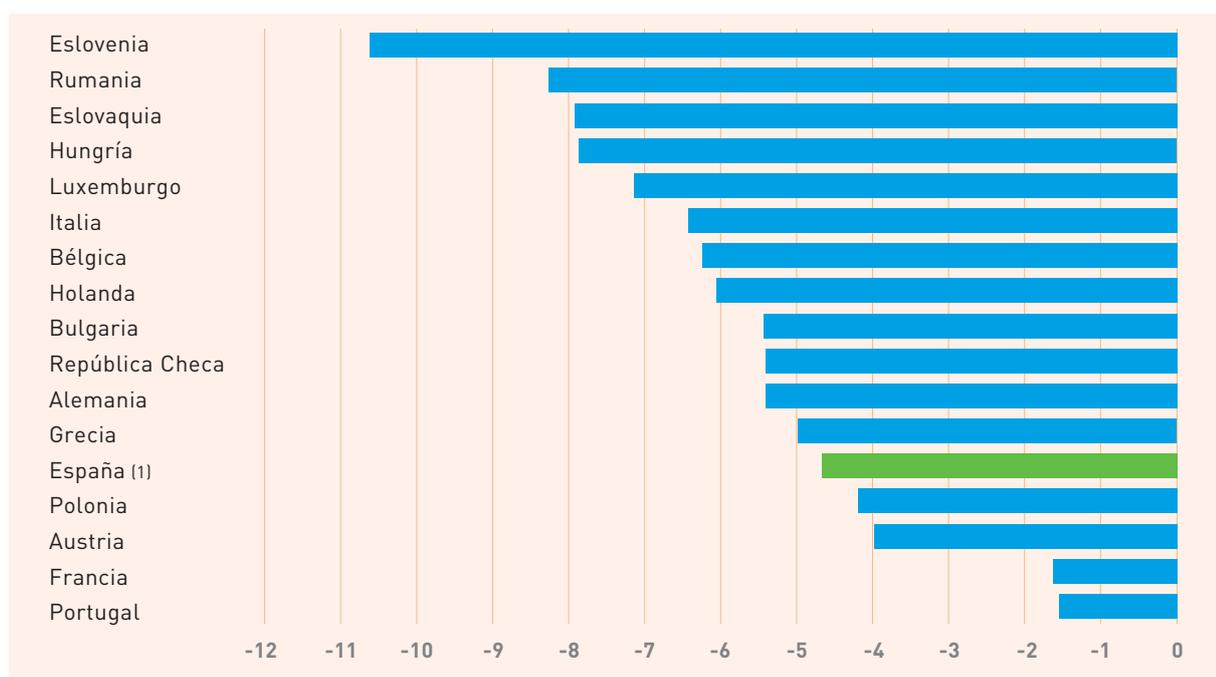
(1) Sistema peninsular.

■ Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (TWh)

	2008	2009	% 09/08
Alemania	557,2	526,9	-5,4
Austria	68,4	65,6	-4,0
Bélgica	90,2	84,6	-6,3
Bulgaria	34,5	32,6	-5,4
Eslovaquia	27,6	25,4	-8,0
Eslovenia	12,7	11,3	-10,6
España (1)	265,2	252,8	-4,7
Francia	494,5	486,4	-1,6
Grecia	56,3	53,5	-5,0
Holanda	120,2	112,9	-6,1
Hungría	41,3	38,0	-7,9
Italia	339,5	317,6	-6,4
Luxemburgo	6,7	6,2	-7,2
Polonia	142,9	136,8	-4,2
Portugal	52,2	51,4	-1,6
República Checa	65,1	61,6	-5,4
Rumania	55,2	50,6	-8,3
Total	2.429,6	2.314,2	-4,7

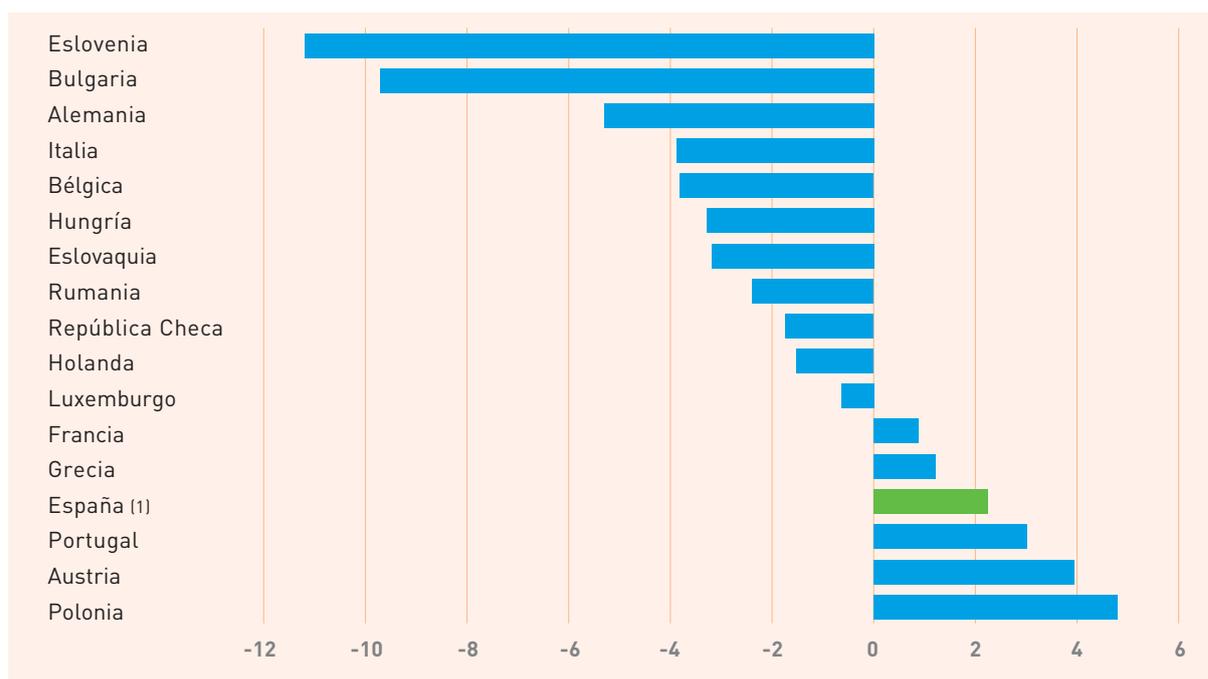
(1) Demanda peninsular en b.c. Fuente: ENTSO-E.

■ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2009/2008 (%)



(1) Sistema peninsular.

■ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2009/2005 (%)



(1) Sistema peninsular.

■ Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

	Día de la semana	Fecha	Hora	Punta máxima (MW)	Temperatura media (°C)
Alemania	Miércoles	2 de diciembre	18:00	73.000	3,0
Austria	Miércoles	16 de diciembre	17:00	10.821	(*)
Bélgica	Jueves	8 de enero	18:00	13.933	-3,7
Bulgaria	Martes	13 de enero	18:00	7.188	-6,5
Eslovaquia	Miércoles	28 de enero	17:00	4.131	2,7
Eslovenia	Jueves	17 de diciembre	18:00	1.935	-4,0
España	Martes	13 de enero	20:00	44.440	5,5
Francia	Miércoles	7 de enero	19:00	92.400	-3,0
Grecia	Viernes	24 de julio	13:00	9.762	32,0
Holanda	Martes	6 de enero	17:30	17.557	-5,9
Hungría	Martes	13 de enero	17:00	5.997	6,7
Italia	Viernes	17 de julio	12:00	51.873	27,1
Luxemburgo	Miércoles	2 de diciembre	19:00	1.037	3,5
Polonia	Lunes	21 de diciembre	17:00	22.852	-8,3
Portugal	Lunes	12 de enero	19:45	9.217	8,0
República Checa	Miércoles	14 de enero	17:00	10.266	-6,6
Rumania	Jueves	17 de diciembre	17:00	8.247	-5,2

(*) Dato no disponible. Fuente: ENTSO-E.

■ Consumo per cápita de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (kWh/hab.)

	2008	2009	% 09/08
Alemania	6.777	6.425	-5,2
Austria	8.220	7.856	-4,4
Bélgica	8.457	7.866	-7,0
Bulgaria	4.509	4.283	-5,0
Eslovaquia	5.117	4.700	-8,1
Eslovenia	6.311	5.578	-11,6
España	5.857	5.516	-5,8
Francia	7.729	7.558	-2,2
Grecia	5.021	4.750	-5,4
Holanda	7.326	6.849	-6,5
Hungría	4.110	3.791	-7,8
Italia	5.694	5.289	-7,1
Luxemburgo	13.795	12.553	-9,0
Polonia	3.748	3.588	-4,3
Portugal	4.914	4.832	-1,7
República Checa	6.275	5.885	-6,2
Rumania	2.564	2.355	-8,1
Total	6.015	5.709	-5,1

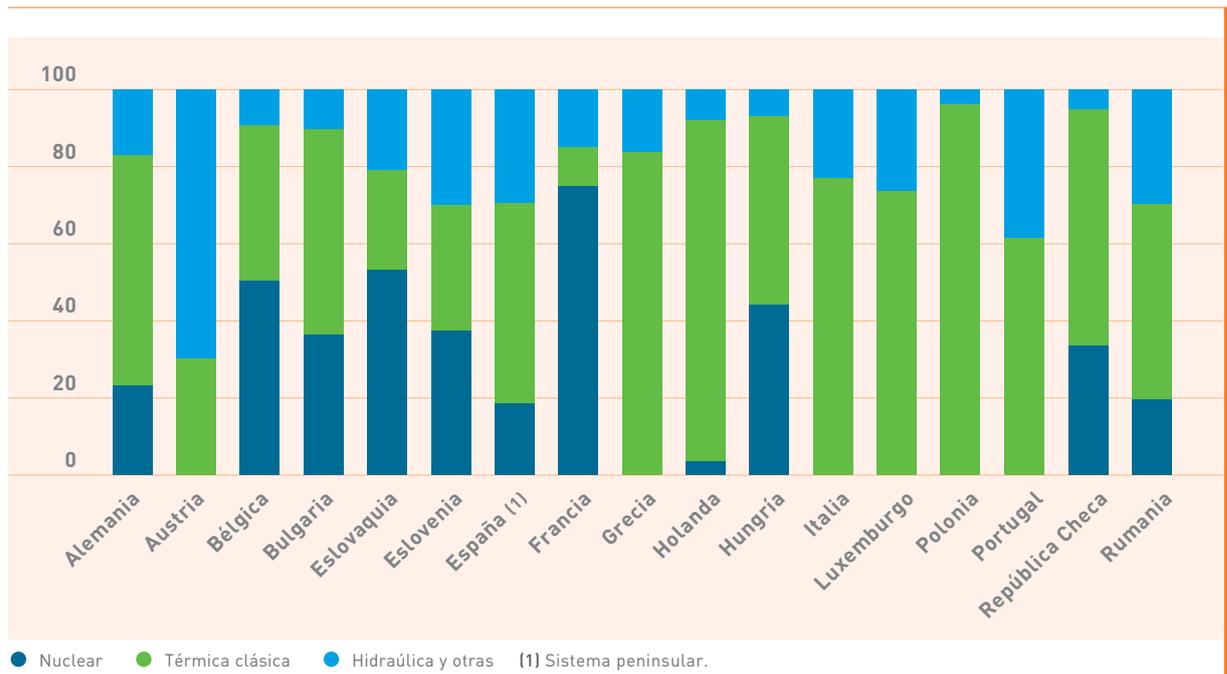
Consumo per cápita = Consumo total / nº hab. Datos de población: Eurostat. Fuente: ENTSO-E.

■ Origen de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

	Nuclear		Térmica clásica (2)		Hidráulica y otras		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
Alemania	128,0	23,3	330,2	60,2	90,2	16,4	548,4
Austria	0,0	0,0	20,7	30,1	48,1	69,9	68,8
Bélgica	45,0	50,9	35,2	39,8	8,1	9,2	88,3
Bulgaria	14,3	37,0	20,4	52,9	3,9	10,1	38,5
Eslovaquia	13,1	53,6	6,3	25,7	5,1	20,7	24,4
Eslovenia	5,5	37,8	4,7	32,6	4,3	29,6	14,4
España (1)	50,5	19,1	137,0	51,8	77,1	29,2	264,6
Francia	390,0	75,2	54,8	10,6	74,0	14,3	518,8
Grecia	0,0	0,0	41,6	84,1	7,9	15,9	49,5
Holanda	4,0	3,7	95,6	88,6	8,3	7,7	107,9
Hungría	14,6	44,8	15,8	48,6	2,1	6,5	32,5
Italia	0,0	0,0	215,6	77,4	62,9	22,6	278,5
Luxemburgo	0,0	0,0	2,8	74,0	1,0	26,0	3,8
Polonia	0,0	0,0	135,8	97,0	4,2	3,0	139,9
Portugal	0,0	0,0	29,3	61,7	18,2	38,3	47,5
República Checa	25,7	33,8	47,0	61,8	3,3	4,4	76,0
Rumania	10,8	20,3	26,9	50,5	15,5	29,2	53,3
Total	701,3	29,8	1.219,7	51,8	434,3	18,4	2.355,2

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

■ Estructura de la producción total neta de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (%)



■ Cobertura de la demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (TWh)

	Hidráulica y otras	Nuclear	Térmica clásica (2)	Producción total neta	Consumos en bombeo	Saldo intercambios	Demanda
Alemania	90,2	128,0	330,2	548,4	7,2	-14,3	526,9
Austria	48,1	0,0	20,7	68,8	4,0	0,8	65,6
Bélgica	8,1	45,0	35,2	88,3	1,9	-1,8	84,6
Bulgaria	3,9	14,3	20,4	38,5	0,8	-5,1	32,6
Eslovaquia	5,1	13,1	6,3	24,4	0,3	1,3	25,4
Eslovenia	4,3	5,5	4,7	14,4	0,0	-3,1	11,3
España (1)	77,1	50,5	137,0	264,6	3,7	-8,1	252,8
Francia	74,0	390,0	54,8	518,8	6,7	-25,7	486,4
Grecia	7,9	0,0	41,6	49,5	0,4	4,4	53,5
Holanda	8,3	4,0	95,6	107,9	0,0	5,0	112,9
Hungría	2,1	14,6	15,8	32,5	0,0	5,5	38,0
Italia	62,9	0,0	215,6	278,5	5,7	44,8	317,6
Luxemburgo	1,0	0,0	2,8	3,8	1,0	3,4	6,2
Polonia	4,2	0,0	135,8	139,9	0,9	-2,2	136,8
Portugal	18,2	0,0	29,3	47,5	0,9	4,8	51,4
República Checa	3,3	25,7	47,0	76,0	0,7	-13,6	61,6
Rumanía	15,5	10,8	26,9	53,3	0,2	-2,5	50,6

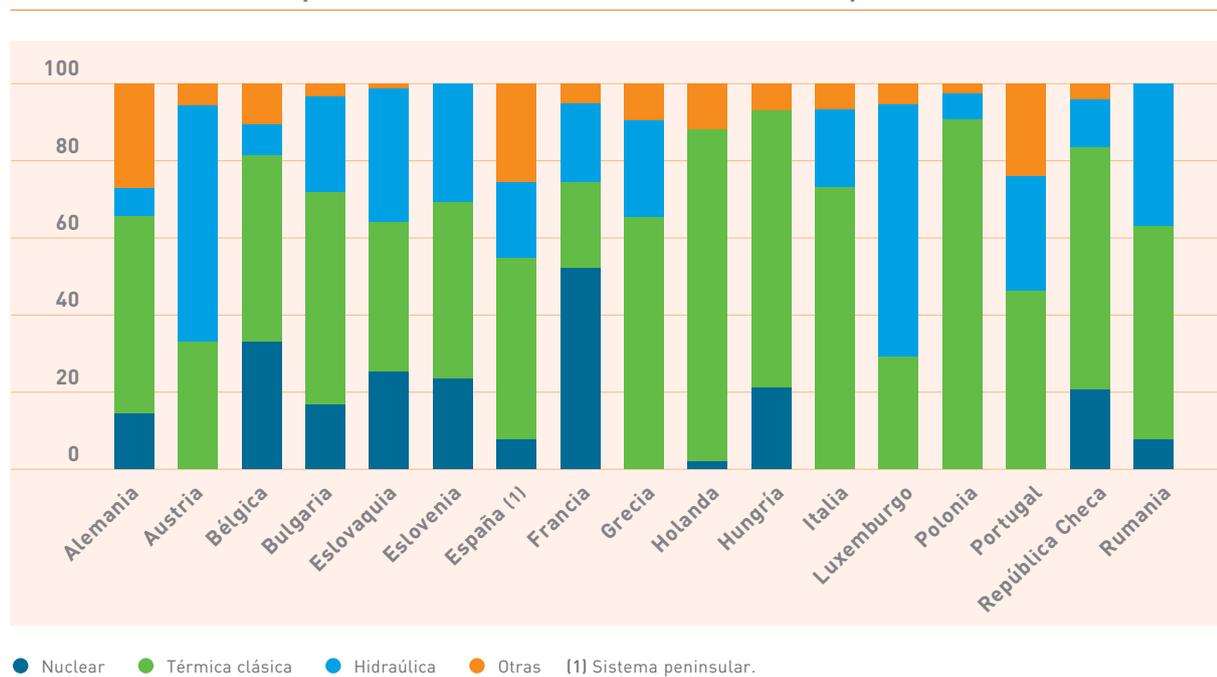
(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E. Incluye adquisiciones al régimen especial.

■ Potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

	Nuclear		Térmica clásica (2)		Hidráulica		Otras		Total
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW
Alemania	20,3	14,6	71,3	51,1	10,4	7,5	37,5	26,9	139,5
Austria (3)	0,0	0,0	6,3	33,1	11,9	61,8	1,0	5,1	19,2
Bélgica	5,9	33,4	8,6	48,6	1,4	8,0	1,8	10,0	17,7
Bulgaria	2,0	16,8	6,5	54,9	3,0	25,2	0,4	3,0	11,9
Eslovaquia	1,8	25,6	2,7	38,6	2,5	34,9	0,1	0,9	7,1
Eslovenia	0,7	24,2	1,3	45,4	0,9	30,4	0,0	0,0	2,9
España (1)	7,4	8,0	42,9	46,7	18,4	20,0	23,2	25,3	91,8
Francia	63,1	52,5	26,2	21,8	25,3	21,1	5,6	4,7	120,2
Grecia	0,0	0,0	8,3	65,6	3,2	25,3	1,1	9,1	12,6
Holanda	0,5	1,8	22,9	86,6	0,0	0,1	3,0	11,5	26,5
Hungría	1,8	21,2	6,2	71,8	0,1	0,6	0,5	6,4	8,6
Italia	0,0	0,0	75,4	73,0	21,4	20,7	6,5	6,3	103,3
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	90,7	2,3	7,1	0,7	2,2	32,8
Portugal	0,0	0,0	7,8	46,7	5,0	29,7	3,9	23,5	16,8
República Checa	3,6	21,1	10,6	62,3	2,2	12,8	0,7	3,9	17,1
Rumania	1,3	8,1	8,8	54,8	5,9	36,9	0,0	0,1	16,0
Total	108,4	16,8	336,1	52,1	114,9	17,8	86,1	13,3	645,5

(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. (3) Datos de 2008. Fuente: ENTSO-E.

■ Estructura de la potencia neta instalada en los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E) (%)

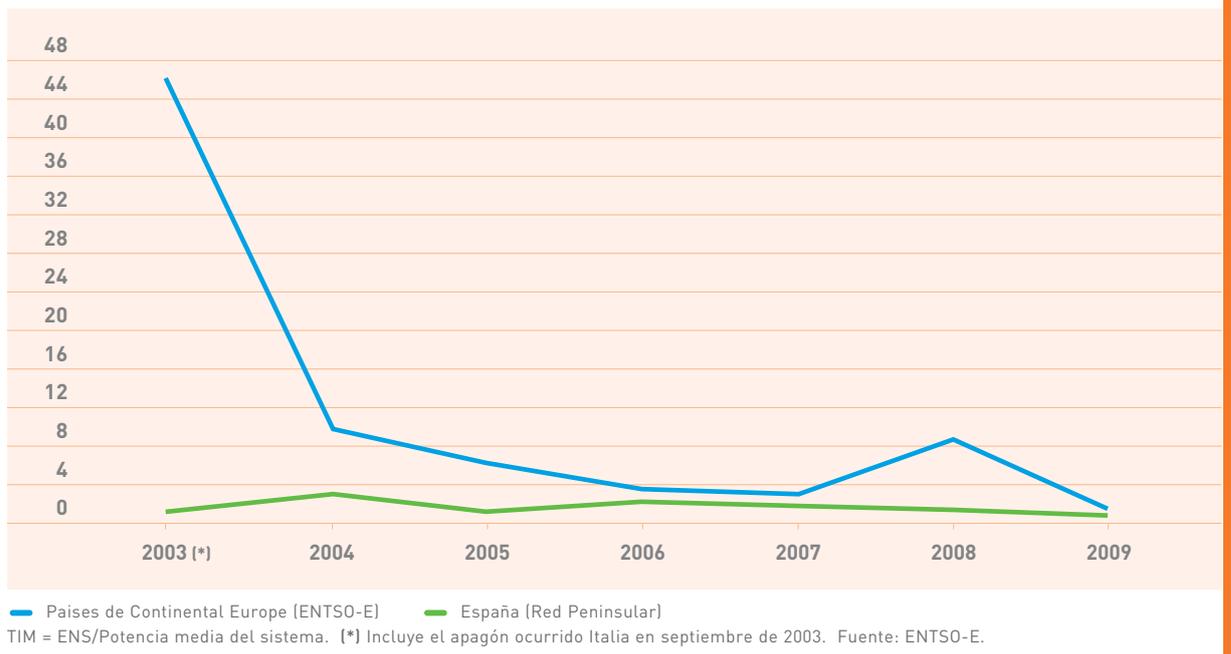


■ Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limítrofes (1) (GWh)

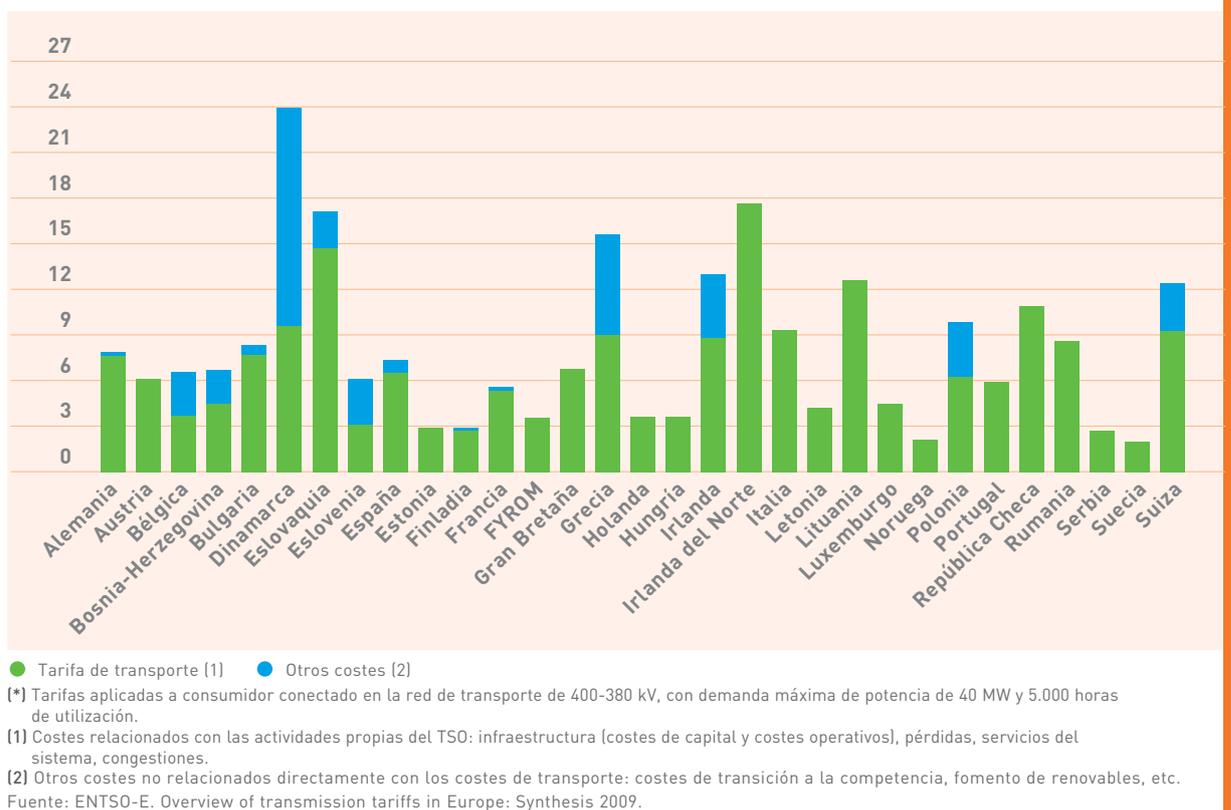
	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	1.778	533	1.245
Alemania (DE)	40.564	54.906	-14.342
Austria (AT)	22.549	21.094	1.455
Bélgica (BE)	9.366	11.314	-1.948
Bielorrusia (BY)	0	0	0
Bosnia-Herzegovina (BA)	2.839	5.836	-2.997
Bulgaria (BG)	2.664	7.634	-4.970
Croacia (HR)	11.871	6.178	5.693
Dinamarca (DK)	8.110	9.666	-1.556
Eslovaquia (SK)	8.996	7.682	1.314
Eslovenia (SI)	7.783	10.843	-3.060
España (ES)	6.752	14.385	-7.634
Francia (FR)	19.155	43.266	-24.111
FYROM (MK)	5.138	3.814	1.324
Gran Bretaña (GB)	6.889	3.358	3.531
Grecia (GR)	7.604	3.251	4.353
Holanda (NL)	15.457	10.556	4.901
Hungría (HU)	10.971	5.463	5.508
Italia (IT)	46.947	2.099	44.848
Luxemburgo (LU)	6.026	2.596	3.430
Marruecos (MA)	4.596	8	4.588
Moldavia (MD)	0	411	-411
Montenegro (ME)	3.094	1.801	1.293
Noruega (NO)	2.706	6.642	-3.936
Polonia (PL)	7.404	9.593	-2.189
Portugal (PT)	7.437	2.801	4.635
República Checa (CZ)	8.234	22.232	-13.998
Rumania (RO)	2.383	4.856	-2.473
Serbia (RS)	5.879	6.739	-860
Suecia (SE)	3.428	3.029	399
Suiza (CH)	30.616	31.782	-1.166
Turquía (TR)	0	0	0
Ucrania (UA)	1.721	4.588	-2.867

(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: ENTSO-E. Datos a Mayo 2010.

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



■ Tarifas de transporte en países pertenecientes a ENTSO-E (*) (€/MWh)







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.

Banda de regulación secundaria y regulación secundaria

La regulación secundaria es un 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).

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 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 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 en mercado regulado de suministro de último recurso

Demanda de energía eléctrica medida en barras de central de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de último recurso.

Desvíos medidos a bajar

Los 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

Los 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

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

Índice de producible hidráulico

Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

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.

Mercados de balance

Son aquellos mercados de servicios de ajuste del sistema destinados al equilibrio entre generación y demanda (servicios de gestión de desvíos y energías de regulación terciaria y secundaria).

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, entendiéndose 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 alternador.

Potencia neta

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

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 terciaria

La regulación terciaria es un 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 de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia 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 gestión de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos.

Reservas hidroeléctricas

Las reservas 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.

Restricciones técnicas de la red de distribución

Son aquellas restricciones técnicas correspondientes a solicitudes de los gestores de las redes de distribución al Operador del Sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión.

Restricciones técnicas de la red de transporte

Son aquellas restricciones técnicas identificadas en el sistema conjunto generación – red de transporte, que requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema.

Restricciones técnicas por reserva insuficiente a subir

Son aquellas restricciones técnicas asociadas a la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

Servicios de ajuste del sistema

Son aquéllos 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 sistemas de ajuste la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Subasta de capacidad

Proceso utilizado para asignar capacidad de la interconexión con Francia basado en mecanismos de mercado, mediante subastas anuales, mensuales, diarias e intradiarias.

Suministro último recurso

Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicarán las Tarifas de Último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquéllos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

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 junio del 2010

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

Otros datos de la edición:

Fecha de edición: julio 2010
Impresión: EPES Industrias Gráficas, S.L.

Depósito legal: M-31202-2010



Fuentes Mixtas
Grupo de producto de bosques bien
gestionados, fuentes controladas y
madera o fibra reciclada
www.fsc.org Cert no. SGS-COC-006432
©1996 Forest Stewardship Council



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

