

2010

El sistema eléctrico español



2010

El sistema eléctrico español



Índice general

- 4 ○ El sistema eléctrico español en el 2010
- 22 ○ Sistema peninsular
 - 22 ○ 01. Demanda de energía eléctrica
 - 28 ○ 02. Cobertura de la demanda
 - 34 ○ 03. Régimen ordinario
 - 50 ○ 04. Régimen especial
 - 54 ○ 05. Operación del sistema
 - 72 ○ 06. Red de transporte
 - 80 ○ 07. Calidad de servicio
 - 86 ○ 08. Intercambios internacionales
- 100 ○ Sistemas extrapeninsulares
- 108 ○ El sistema eléctrico por comunidades autónomas
- 124 ○ Comparación internacional
- 136 ○ Glosario

El sistema eléctrico español en 2010

ESPAÑA



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA



Los aspectos más significativos del comportamiento del sistema eléctrico español en 2010 han sido la moderada recuperación de la demanda de energía eléctrica, la ruptura de la serie histórica de años secos que se inició en el 2004 y el notable ascenso de la generación basada en energías renovables.

La demanda anual de energía eléctrica peninsular registró un incremento respecto al 2009 del 3,3 %, lo que apunta hacia una cierta recuperación del consumo eléctrico en España tras la fuerte caída del 4,9 % experimentada el 2009. Este crecimiento de la demanda es similar al 3,9 % obtenido por el conjunto de los países de Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

La moderada recuperación de la demanda responde al mejor comportamiento de la economía española, cuyo Producto Interior Bruto (PIB) si bien descendió un 0,1 % en el conjunto del 2010, este descenso es notablemente inferior a la caída del 3,7 % registrada en 2009.

Lo más destacable por el lado de la generación, ha sido el notable ascenso de las energías renovables que, favorecidas por una elevada generación hidráulica y eólica, han cubierto más de un tercio de la demanda anual.

En el ámbito regulatorio, el 2010 ha sido también muy prolífico, con la aprobación de numerosas disposiciones relevantes para el funcionamiento del sector eléctrico, fundamentalmente en el marco de la regulación española.

Marco regulatorio

En lo que respecta a la regulación española, durante el 2010 se han publicado numerosas disposiciones de desarrollo de la Ley 54/1997, entre las que destacan las siguientes:

- Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en esta disposición queda definido como un nuevo servicio de ajuste del sistema que aplicará hasta el año 2014, con objeto de cumplir con los niveles de consumo de carbón nacional establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012. En este procedimiento se determinan las diez centrales obligadas a participar en este nuevo servicio de ajuste y se establece que los precios de retribución de la energía y el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programado serán fijados para cada central anualmente por resolución. Asimismo, se fija la metodología de cálculo del coste de la energía, así como el derecho de cobro de las unidades de generación cuyo programa resulte reducido.

Por indicación de la Comisión Europea, esta disposición fue modificada en el propio año 2010 por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución

de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para eliminar la compensación que establece el procedimiento para los grupos generadores retirados del programa para dar entrada a los grupos de carbón, que la Comisión Europea consideró incompatible con la normativa comunitaria.

- Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, en el que se establecen diversas disposiciones para impulsar el desarrollo de las empresas de servicios energéticos, así como varias modificaciones de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, entre las que destaca, por un lado, la creación de una nueva actividad eléctrica no regulada, el servicio de recarga energética, que será desarrollada por un nuevo sujeto del sistema eléctrico, el gestor de cargas, y, por otro, el anuncio expreso de la adopción de programas para el impulso del vehículo eléctrico.
- Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico, en el que se establecen las condiciones de cesión de los derechos de cobro y las bases del procedimiento por el que se emitirán los instrumentos financieros del Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico, así como la creación de una Comisión Interministerial que velará por el cumplimiento de las tareas asignadas a la Sociedad Gestora del Fondo.
- Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de



revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el que se establece la posibilidad de revisar los peajes con una periodicidad máxima trimestral bajo diferentes supuestos (desajustes temporales de liquidaciones, cambios regulatorios y circunstancias especiales que afecten a los costes regulados), así como la revisión paralela de las tarifas de último recurso, para asegurar su aditividad.

- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, en el que se materializan los acuerdos alcanzados por el Gobierno con los sectores termosolar y eólico para reducir sus primas de cara a la revisión de las tarifas de acceso del año 2011.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, en el que se fija una nueva senda de déficits *ex ante* hasta el año 2012, último año en el que las tarifas de acceso recogerán esta partida, y se determinan diversas medidas destinadas a reducir el déficit tarifario, entre las que destaca, por la novedad que representa en el sector eléctrico español, la instauración del pago de un peaje de acceso a las redes por parte de los generadores de energía eléctrica, incluyendo a los productores en régimen especial y a los grupos de bombeo.

En el ámbito comunitario no se ha publicado ninguna directiva relativa al sector energético, si bien ha continuado el desarrollo

reglamentario de 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, mediante la aprobación de diversas disposiciones en las que se desarrollan los principios generales definidos en la citada Directiva 2009/72/CE.

Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular en el 2010 ha roto la trayectoria de descenso que había iniciado en el último trimestre del 2008, situándose al finalizar el año en 260.609 GWh, un 3,3 % superior a la del año anterior. Descontados los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento de demanda fue del 2,9 %, en contraste al descenso del 4,9 % registrado en 2009.

La evolución de la demanda a lo largo del año fue bastante desigual, con un periodo de mayor recuperación hasta mayo en el que se mantuvo un tasa de crecimiento acumulada

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

	PIB	Δ Demanda	
		por actividad económica	Δ Demanda
2006	3,9	4,1	3,1
2007	3,6	4,2	2,9
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,9	-4,9
2010	-0,1	2,9	3,3



del 4,7 % respecto al mismo periodo del 2009, a partir del cual pierde intensidad hasta finalizar el año en el 3,3%.

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

	%09/08	%10/09
Demanda en b.c.	-4,9	3,3
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	0,5	0,2
Efecto laboralidad	-0,5	0,2
Efecto actividad económica y otros	-4,9	2,9

(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.

El comportamiento de la demanda atribuible a la actividad económica, una vez descontada la influencia de la laboralidad y temperatura, registró crecimientos positivos respecto al año anterior en todos los meses, destacando marzo y julio con unas tasas de incremento del 5,8 % y 4,6 % respectivamente.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares – Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla – la demanda de energía eléctrica ha retrocedido por segundo año consecutivo, finalizando el 2010 con una demanda conjunta de 15.165 GWh, un 2,2 % inferior a la del año anterior. En Baleares y Canarias los descensos fueron del 2,5 % y 2,3 % respectivamente, mientras que en Ceuta la demanda eléctrica creció un 2,8 % y en Melilla un 3,6 %.

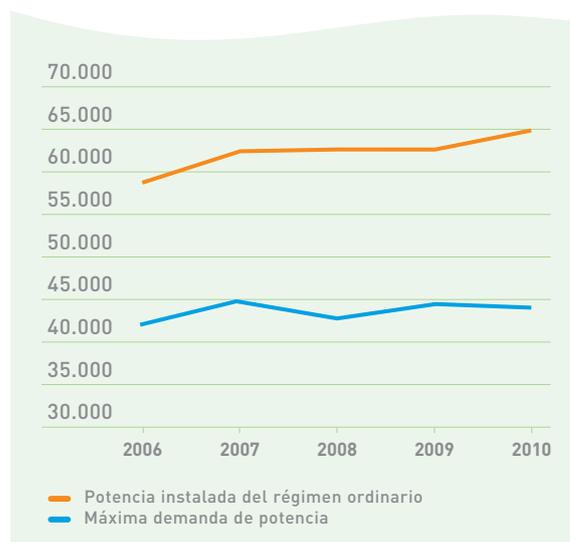
Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de crecimiento del 3 % respecto

a 2009, con una energía demandada de 275.773 GWh.

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 11 de enero, entre las 19 y las 20 horas, se registró la máxima demanda de potencia horaria con 44.122 MW, un 1,7 % inferior a la equivalente del 2007. Así mismo, el 12 de ese mismo mes, se produjo el máximo de energía diaria con 895 GWh, un 0,7 % inferior al récord histórico fijado tres años antes.

Respecto al periodo de verano, la demanda de potencia media horaria alcanzó un nuevo récord el 19 de julio entre las 13 y 14 horas con 40.934 MW, un 1,6 % superior al anterior registrado en julio del 2006. El día 8 del mismo mes se obtuvo el máximo anual de energía con 816 GWh, un 1,1 % inferior al récord de verano registrado también en julio 2006.

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



Balance de potencia a 31.12.2010. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%10/09	MW	%10/09	MW	%10/09
Hidráulica	17.561	0,0	1	0,0	17.562	0,0
Nuclear	7.777	0,8	-	-	7.777	0,8
Carbón	11.380	0,2	510	0,0	11.890	0,2
Fuel/gas (1)	2.860	-4,9	2.863	2,2	5.723	-1,5
Ciclo combinado	25.235	9,4	1.788	15,6	27.023	9,8
Total régimen ordinario	64.813	3,4	5.162	6,2	69.975	3,6
Hidráulica	1.991	0,5	0,5	0,0	1.991	0,5
Eólica	20.057	5,8	146	0,0	20.203	5,7
Solar fotovoltaica	3.458	13,3	184	20,7	3.643	13,7
Solar termoeléctrica	682	141,6	-	-	682	141,6
Otras renovables	1.050	5,1	117	54,4	1.167	8,6
No renovables	6.992	6,2	40	6,8	7.032	6,2
Total régimen especial	34.230	7,4	488	18,3	34.718	7,6
Total	99.043	4,7	5.649	7,1	104.693	4,9

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%10/09	GWh	%10/09	GWh	%10/09
Hidráulica	38.653	62,0	0	-	38.653	62,0
Nuclear	61.990	17,5	-	-	61.990	17,5
Carbón	22.097	-34,7	3.381	-2,0	25.478	-31,7
Fuel/gas (1)(2)	1.825	-12,4	7.729	-3,1	9.553	-5,0
Ciclo combinado	64.604	-17,5	3.991	0,8	68.595	-16,6
Régimen ordinario	189.169	-0,9	15.100	-1,8	204.270	-1,0
- Consumos en generación	-6.673	-6,2	-899	1,9	-7.572	-5,3
Regimen especial	90.903	13,1	963	-4,6	91.866	12,9
Hidráulica	6.811	24,4	0	-	6.811	24,4
Eólica	43.355	15,9	336	-6,8	43.692	15,7
Solar fotovoltaica	6.027	2,2	284	16,7	6.311	2,8
Solar termoeléctrica	692	569,5	-	-	692	569,5
Otras renovables	4.981	6,2	334	-16,3	5.316	4,5
No renovables	29.036	8,4	8	60,4	29.045	8,4
Generación neta	273.399	3,5	15.165	-2,2	288.563	3,2
- Consumos en bombeo	-4.458	17,5	-	-	-4.458	17,5
+ Intercambios internacionales (1)	-8.333	3,0	-	-	-8.333	3,0
Demanda (b.c.)	260.609	3,3	15.165	-2,2	275.773	3,0

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

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



Cobertura de la demanda

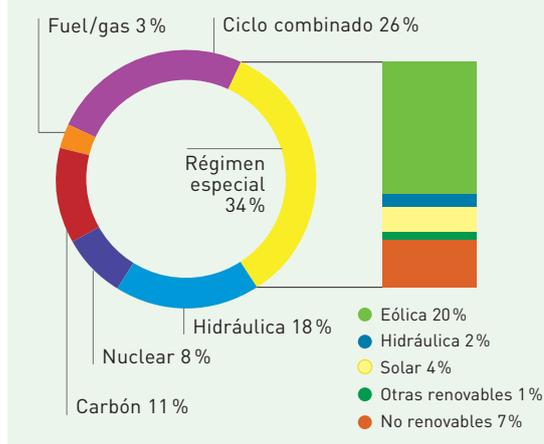
La potencia del parque generador del sistema eléctrico peninsular registró un crecimiento del 4,7 %, al instalarse 4.482 MW nuevos durante el 2010. Este aumento sitúa la capacidad total del sistema a 31 de diciembre en 99.043 MW, de los cuales casi la mitad corresponden a fuentes renovables.

Como en años anteriores, el aumento de capacidad proviene mayoritariamente de nuevas instalaciones de ciclo combinado y de tecnologías renovables. Respecto al año anterior, la potencia del ciclo combinado tuvo un incremento de 2.170 MW (2.154 MW corresponden a la puesta en marcha de cuatro nuevos grupos y los 16 MW restantes a actualizaciones de potencia).

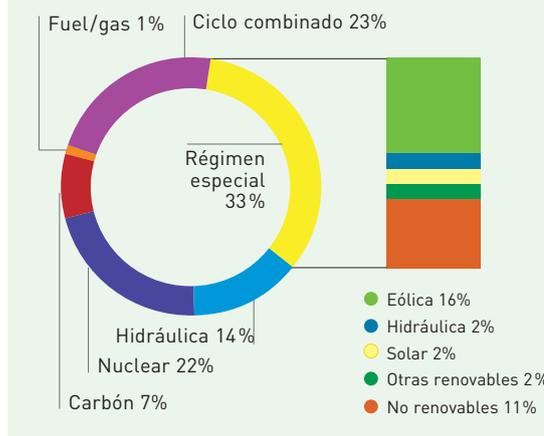
Por su parte, las renovables aumentaron casi 2.000 MW su potencia instalada, de los cuales más de la mitad son de origen eólico, lo que eleva la capacidad instalada de esta fuente de generación a 20.057 MW. Esta cifra sitúa a la eólica como segunda tecnología en capacidad instalada con una representación del 20 % de la potencia total peninsular, únicamente precedida por el ciclo combinado. Las tecnologías solares también han aumentado sus capacidades de producción (407 MW nuevos de fotovoltaica y 400 MW de termoeléctrica), si bien su potencia total (4.140 MW) solo supone el 4 % de la capacidad global peninsular.

El resto de tecnologías no presentan variaciones significativas de potencia respecto al año anterior, a excepción del fuel/gas que ha continuado su proceso de descenso con una baja de potencia de 148 MW.

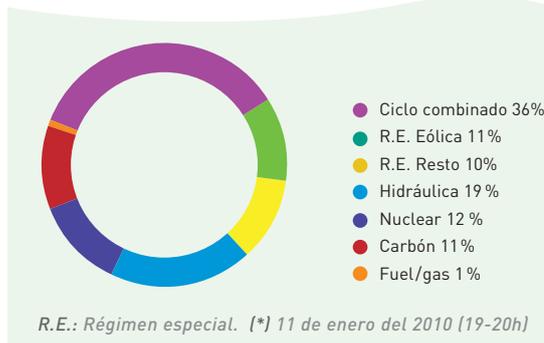
Potencia instalada a 31.12.2010. Sistema eléctrico peninsular



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica



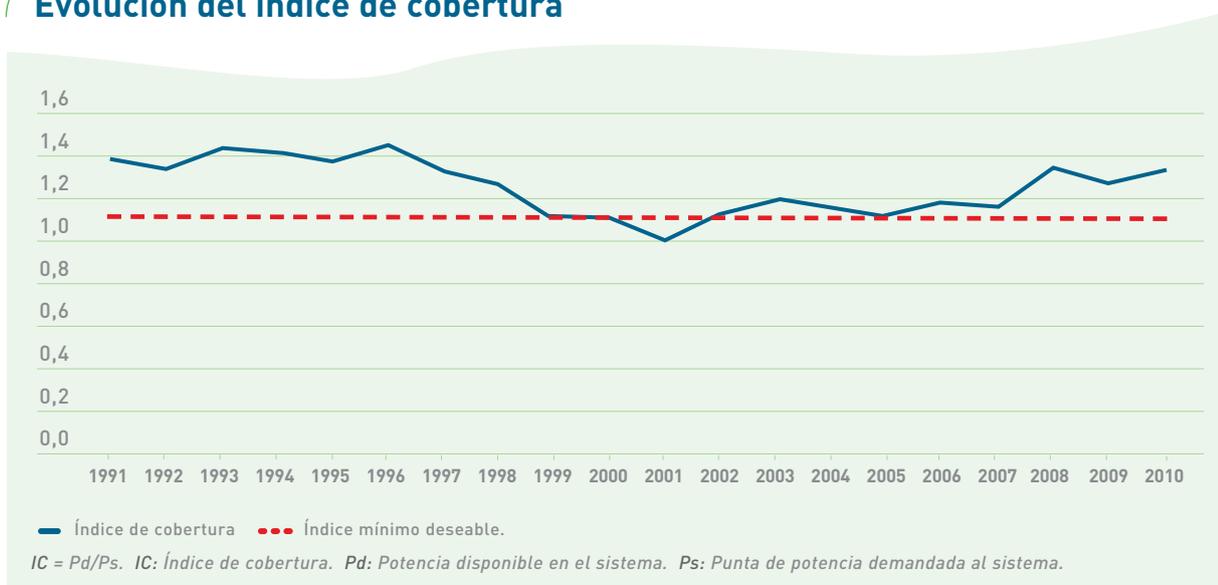
Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.122 MW (*)



R.E.: Régimen especial. (*) 11 de enero del 2010 (19-20h)



Evolución del índice de cobertura



La **cobertura de la demanda** del 2010 ha estado determinada por la elevada hidraulicidad registrada durante el año, así como por la progresiva expansión de las energías renovables.

Las energías renovables cubrieron el 35,4 % de la demanda (un 28,2 % en 2009), situándose como la primera fuente de generación eléctrica en 2010. Este elevado ascenso se debe principalmente a la generación hidráulica que, en un año de abundantes lluvias, registró un fuerte incremento de más de un 60 % respecto al 2009, cubriendo alrededor del 15 % del total de la demanda, y al progresivo ascenso de la eólica, que con un crecimiento del 15,9 %, cubrió el 16 % de la demanda (un 14 % en 2009).

La generación nuclear también elevó su aportación, pasando de cubrir un 19 % de la demanda total en el 2009 a un 22 % en el 2010. En sentido contrario se ha comportado el ciclo combinado que si bien sigue siendo la tecnología con más representación, su

participación en la demanda descendió al 23 %, seis puntos porcentuales menos que en 2009. El carbón ha seguido el mismo camino pasando de cubrir el 12 % en 2009 a apenas el 7 % en 2010.

Este ascenso de las energías limpias (mayor aportación de la nuclear y de las renovables en

Las renovables en la cobertura de la demanda peninsular en b.c.



la generación eléctrica) ha contribuido a reducir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en 2010 a 58 millones de toneladas, un 21 % inferiores a las del año anterior.

Respecto a los intercambios de energía con otros países, en el 2010 el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador por séptimo año consecutivo, (8.333 GWh), cubriéndose con el 3 % de la generación total.

Régimen ordinario

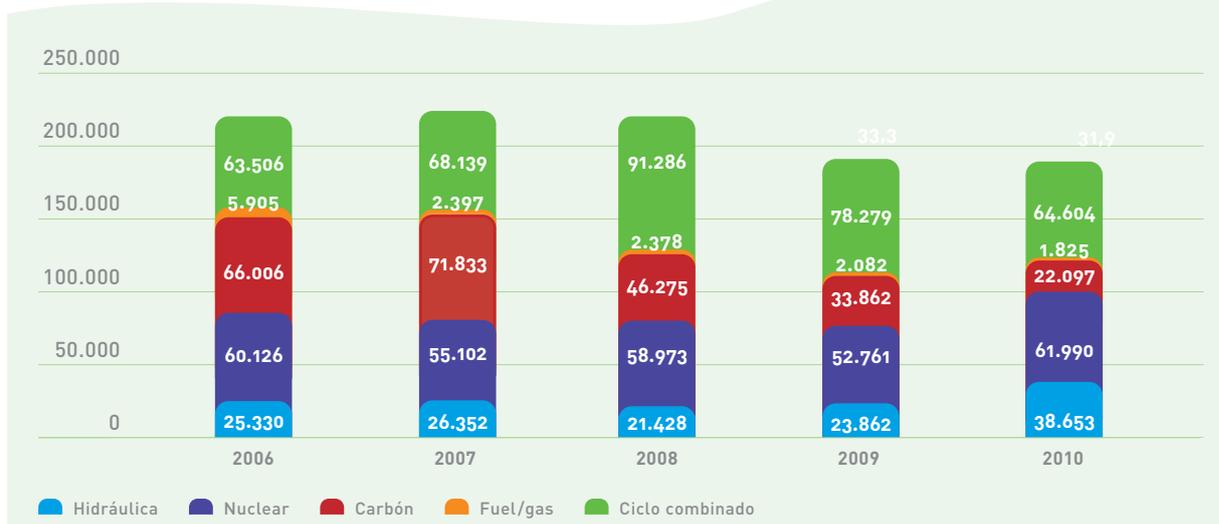
La producción global de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha continuado la línea de descenso iniciada en el 2008, aunque en 2010 disminuyó solo un 0,9 % con respecto al año anterior, debido al crecimiento de la hidráulica y nuclear.

- La generación de ciclo combinado descendió un 17,5 % respecto al año anterior. Aunque se mantiene a la cabeza en la estructura de

la producción bruta del régimen ordinario con un peso del 34,2 %, este valor es casi siete puntos inferior respecto al 2009.

- La generación nuclear con un crecimiento del 17,5 % respecto al 2009, se sitúa en segundo lugar representando el 32,8 % de total de producción del régimen ordinario, frente al 27,6 % del año anterior.
- La hidráulica alcanzó la producción más elevada desde el 2003 con 38.653 GWh, un 62,0 % superior a la del 2009, representando el 20,4 % de la generación global del régimen ordinario, casi ocho puntos porcentuales más que en el 2009.
- Los grupos de carbón y de fuel-gas registraron descensos de producción del 34,7 % y del 12,4 %, respectivamente, reduciendo su peso en la estructura de producción bruta del régimen ordinario al 11,7 % en el caso del carbón (17,7 % en 2009) y al 1,0 % en el caso del fuel-gas.

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





Desde el punto de vista hidrológico, después de un periodo de seis años secos, el 2010 ha sido húmedo en su conjunto. Las abundantes lluvias registradas en gran parte del año han elevado el producible hidráulico peninsular a 36.174 GWh, el más elevado de los últimos 14 años. Este elevado producible es un 29 % superior al valor histórico medio y un 62,5 % mayor que el registrado en el 2009.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 66 % de su capacidad total, el valor más alto desde 1997 y 15 puntos porcentuales por encima de las reservas existentes al terminar el 2009.

Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ascendió en 2010 a 90.903 GWh, cifra que supone un crecimiento del 13,1 % respecto al año anterior. El 68,1 % de esta energía corresponde a energías renovables y el 31,9 % restante 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 2.371 MW nuevos de potencia, elevando su capacidad total al finalizar el año a 34.230 MW, lo que representa un aumento del 7,4 % respecto al año anterior.

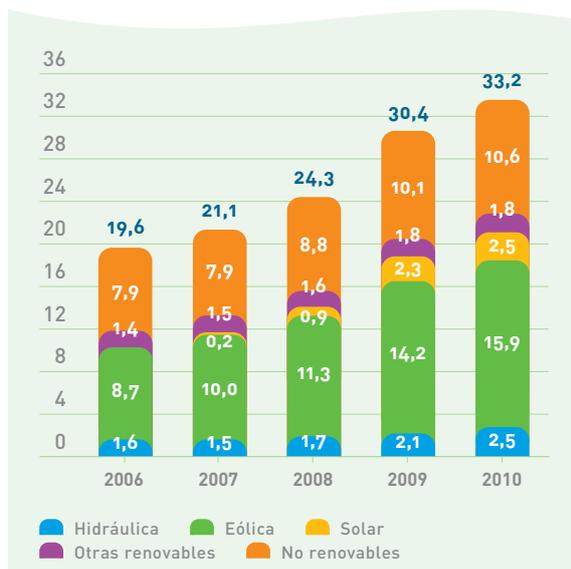
El 82,8 % de este aumento de capacidad tiene su origen en el crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 7,8 % respecto al año anterior. Las mayores variaciones con

respecto al 2009 corresponden a la energía eólica que ha experimentado un aumento de potencia de un 5,8 % y a las tecnologías solares, en las que la fotovoltaica se ha incrementado en 407 MW y la termoeléctrica ha pasado de 282 MW en 2009 a 682 MW en 2010.

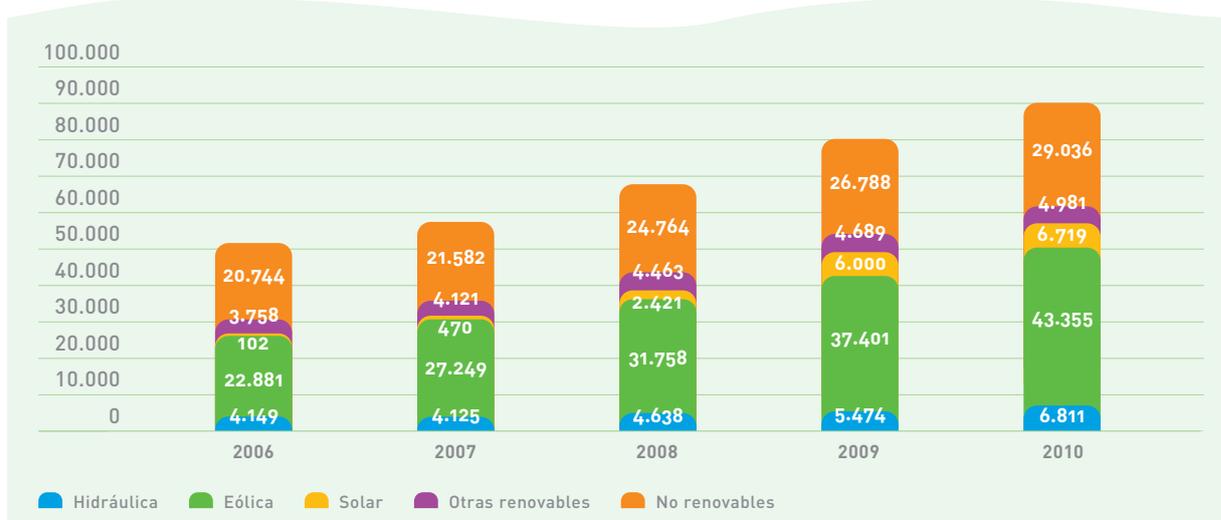
Respecto a la producción, las energías renovables del régimen especial generaron 61.867 GWh, lo que supone un crecimiento del 15,5 % respecto al 2009. Del total producido con estas energías, destaca un año más, la eólica que ha generado 43.355 GWh, un 15,9 % más que el año anterior. Asimismo, cabe señalar el ascenso de la solar termoeléctrica que ha producido 692 GWh, frente a los 103 GWh de 2009.

La energía eólica superó en varias ocasiones durante el año los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de

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



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



energía horaria y de energía diaria. El 9 de noviembre se registró el último récord de energía diaria con 315.258 MWh, una producción que permitió cubrir el 43% de la demanda eléctrica de ese día. Así mismo, en febrero se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 21% de la demanda de ese mes.

Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 9 de noviembre a las 3.35 horas, en la que el 54% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el día 26 de junio a la 10.32 horas apenas cubrió el 1 %.

Operación del sistema

Durante el 2010 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –suministro a tarifa más contratación libre– y saldo de los intercambios) ha sido un 3,3 % superior a la del año anterior.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 45,36 €/MWh, un 4,7 % superior al del 2009.

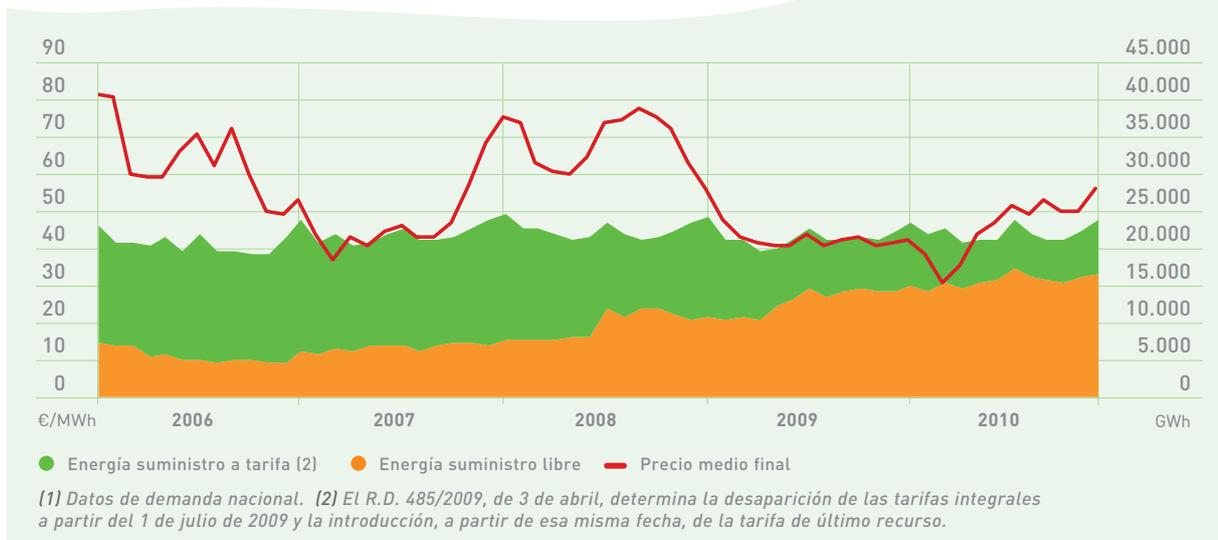
El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 84,6 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 8,3 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 7,1 % restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 193.345 GWh, con un precio medio ponderado de 38 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio aumentó un 0,3 %, mientras que la energía adquirida en el mercado diario experimentó un descenso del 3,9 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 35.007 GWh de la que un 17,6 % ha supuesto un 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 37,34 €/MWh, un 1,7 % inferior al del mercado diario.



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



La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema ascendió a 28.214 GWh, un 18,0 % superior a la registrada en el 2009. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 3,75 €/MWh, un 39,0 % superior al 2009.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 12.509 GWh a subir y de 447 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,28 €/MWh, frente a los 1,56 €/MWh del año anterior.

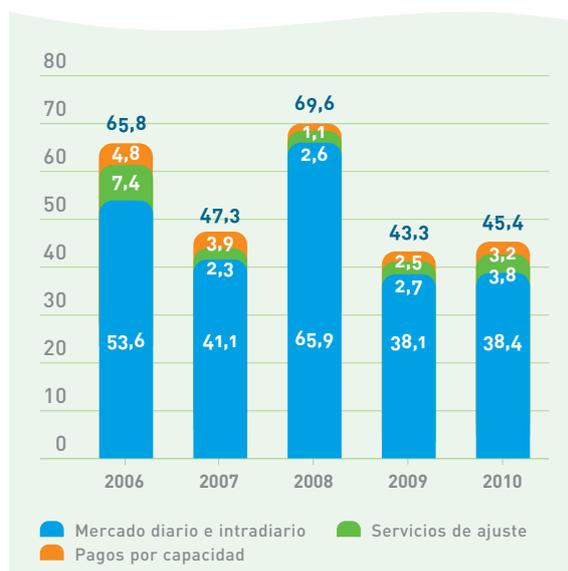
En el 2010 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.258 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,69 €/MWh, valor superior en un 23,0 % al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,77 €/MWh sobre el precio medio

final de la energía, valor superior a los 0,58 €/MWh del 2009.

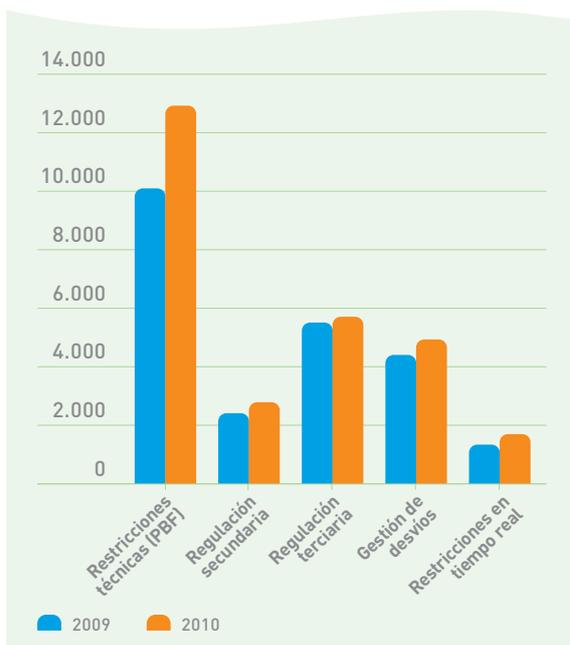
La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2010 ha

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





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



ascendido a 2.889 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.708 GWh, la energía de gestión de desvíos a 4.873 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.788 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 ha alcanzado un total de 8.585 GWh a subir y 7.309 GWh a bajar, con un precio medio de 27,62 €/MWh a subir y un 41,92 €/MWh a bajar.

Intercambios Internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 15.558 GWh, un 23,3 % inferior a 2009. El 76,8 % de esta energía ha correspondido a operaciones de exportación lo que ha dado lugar

a que, por séptimo año consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador por un valor de 8.324 GWh. cifra que representa un incremento de un 2,9 % respecto al 2009.

Por interconexiones, cabe destacar que en 2010 se obtuvo por primera vez un saldo neto exportador a través de la interconexión con Francia, con un valor de 1.523 GWh, frente a los 1.591 GWh importados en valor neto durante el 2009. Este cambio de sentido en el saldo de los intercambios programados con esta interconexión ha estado motivado fundamentalmente por una importante reducción del volumen de importaciones programadas, un 64,6 % respecto a 2009, ya que aunque el volumen de exportaciones también ha descendido, lo ha hecho de forma más moderada, un 7,9 % respecto al año anterior.

La evolución de los saldos netos anuales de los programas en el resto de interconexiones, ha mostrado en todos los casos descensos respecto al año anterior con reducción de los saldos exportadores de un 45 %, 15 % y 12 %, respectivamente.

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2010
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-8.354
Comercializadores	-5.706
Saldo interconexión con Portugal	-2.648
Acciones coordinadas de balance Francia - España	14
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	15
Intercambios de apoyo	0
Total	-8.324

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

Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



en las interconexiones con Portugal, Marruecos y Andorra respectivamente.

Los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales han mostrado un incremento en la utilización media de la capacidad de intercambio en sentido exportador, destacando la interconexión con Francia, que ha alcanzado un valor del 62 %. En sentido importador se utilizaron únicamente las interconexiones con Francia y Portugal, en ambos casos con un valor medio del 18 %.

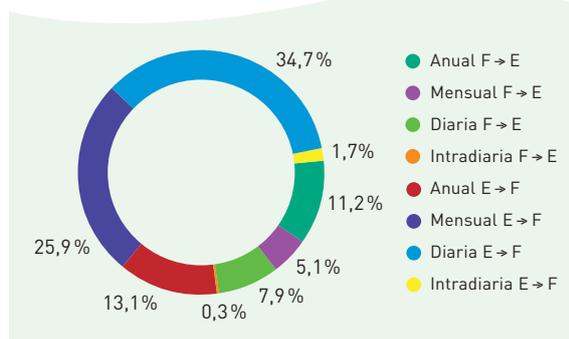
Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

En el 2010, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de la capacidad de intercambio de esta interconexión ascendió a un total de 22, a fecha 31/12/2010.

El importe de las rentas de congestión recaudadas durante 2010 fue de 56,2 millones de euros (valor un 22,6% inferior al registrado en 2009), correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

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

(56.221 miles de €)



Horas con/sin congestión en la interconexión con Portugal



El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el 2010 en el sentido España a Francia registró un valor de 9,17 €/MW, valor 3,4 veces superior al alcanzado en el sentido Francia a España (2,69 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró también en el sentido España a Francia, con un valor de

16,17 €/MW en enero, 3,3 veces superior al precio máximo alcanzado en el sentido Francia a España (4,77 €/MW en el mes de agosto).

En el 2010 se hizo precisa la aplicación de programas de *counter trading* (acciones coordinadas de balance entre ambos sistemas eléctricos, ante reducciones de la capacidad de intercambio prevista y publicada, para garantizar los programas comerciales ya establecidos) por algo más de 32 GWh, en los meses de febrero, marzo y julio y de septiembre a noviembre.

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

En un 79 % de las horas del 2010, el precio del mercado diario MIBEL fue el mismo en toda la península Ibérica. En los casos en los que se identificó una situación de congestión en esta interconexión, la máxima diferencia de precios se observó en el sentido España a Portugal con un valor de 136,3 €/MWh, precio muy superior al máximo registrado en el sentido Portugal a España (47,46 €/MWh).

Las rentas de congestión recaudadas en esta interconexión durante 2010 fue de 12,15 millones de euros (valor un 10,1 % superior al registrado

en 2009), correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En el 2010 se hizo necesario aplicar programas de *counter trading* por 17,6 GWh en los meses de marzo, julio, septiembre y noviembre.

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 finales del 2010 se encontraban en vigor 156 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 142 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear.

Renta de congestión del market splitting en la interconexión con Portugal

	Miles de €	(%)
Mercado diario	11.890	97,87
Mercado intradiario	258	2,13
Total	12.148	100,00

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 2.134 MW, de los cuales 2.080,6 MW corresponden al sistema peninsular, 52,5 MW al sistema canario y 1,3 MW al sistema balear.

Asimismo, durante el 2010 se ha producido un aumento de 1.402 MVA en la capacidad de las líneas de 400/220 kV y se han puesto en servicio tres transformadores que han supuesto un aumento de 2.000 MVA, alcanzando la capacidad instalada de transformación total un valor de 69.122 MVA.

Red de transporte

El desarrollo de la red peninsular de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante este ejercicio un nuevo impulso con la entrada en servicio de numerosas instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permiten incorporar la nueva potencia renovable.

La red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 749,3 km y la de 220 kV en 89,8 km, lo que supone un aumento total de la red de transporte de 839,1 km de circuito en el 2010. Este crecimiento sitúa el conjunto de la red peninsular de transporte de energía eléctrica al finalizar el ejercicio en 35.875 km de circuitos.

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

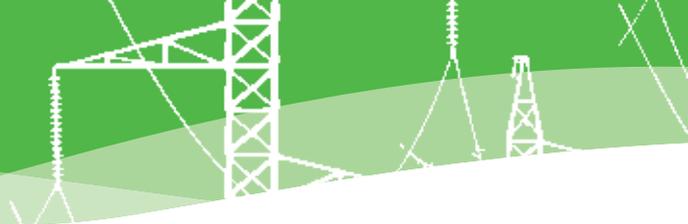
(km)



Evolución del sistema de transporte y transformación

		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	17.005	17.134	17.686	17.977	18.765
	Otras empresas	38	38	38	38	0
	Total	17.042	17.172	17.724	18.015	18.765
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	16.420	16.457	16.558	16.698	17.004
	Otras empresas	271	275	307	322	107
	Total	16.690	16.732	16.865	17.020	17.110
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	56.072	58.522	62.922	66.322	69.122
	Otras empresas	800	800	800	800	0
	Total	56.872	59.322	63.722	67.122	69.122

Datos peninsulares.



Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total
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
2010	1.552	18	1.570	3,14	0,04	3,17

*ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.
[*] Datos correspondientes al 0,9 % de la red de transporte en los años 2006-2009 y al 0,3 en 2010.*

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2010 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 97,95 %, valor ligeramente inferior al 98,07 % del 2009.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2010 se registraron 40 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 1.570 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 3,17 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

Demanda de energía eléctrica

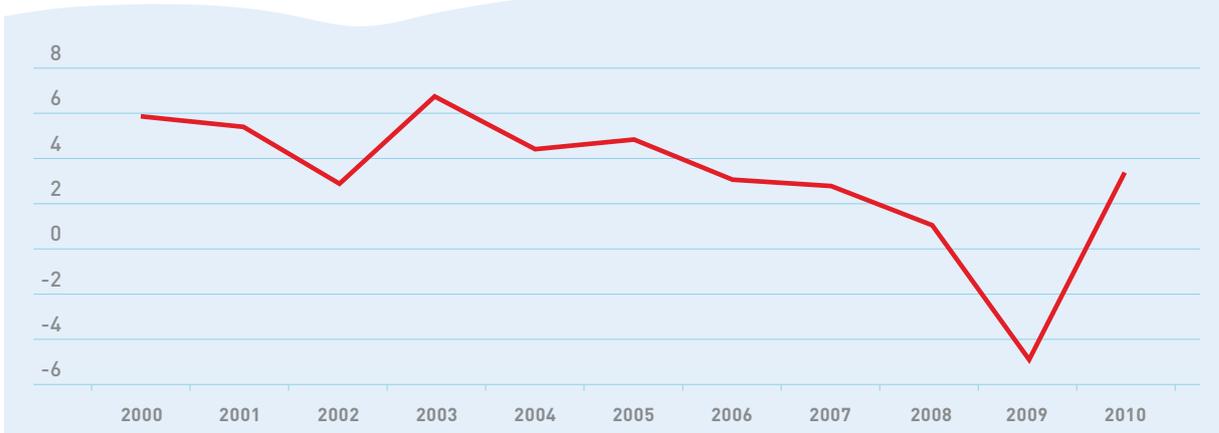
sistema peninsular



- 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. (%)



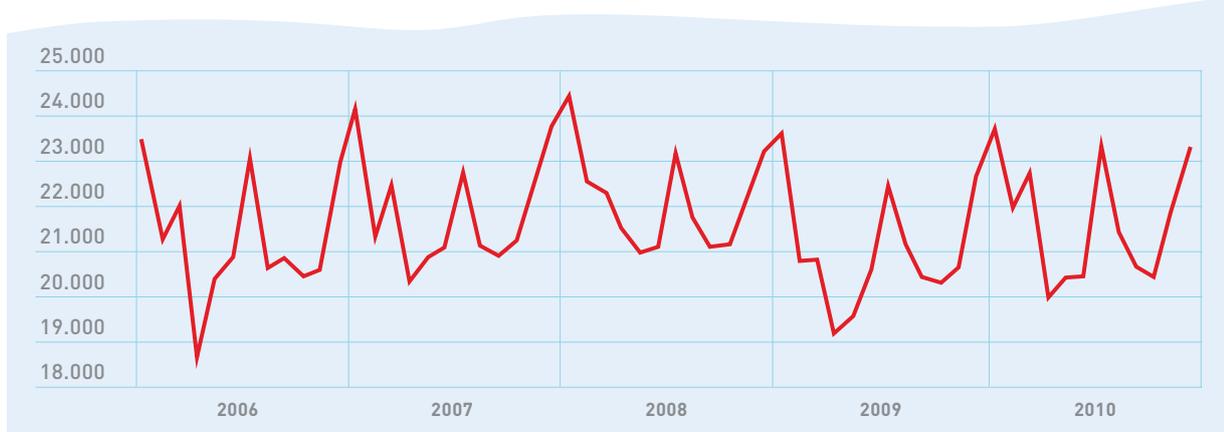
Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)



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

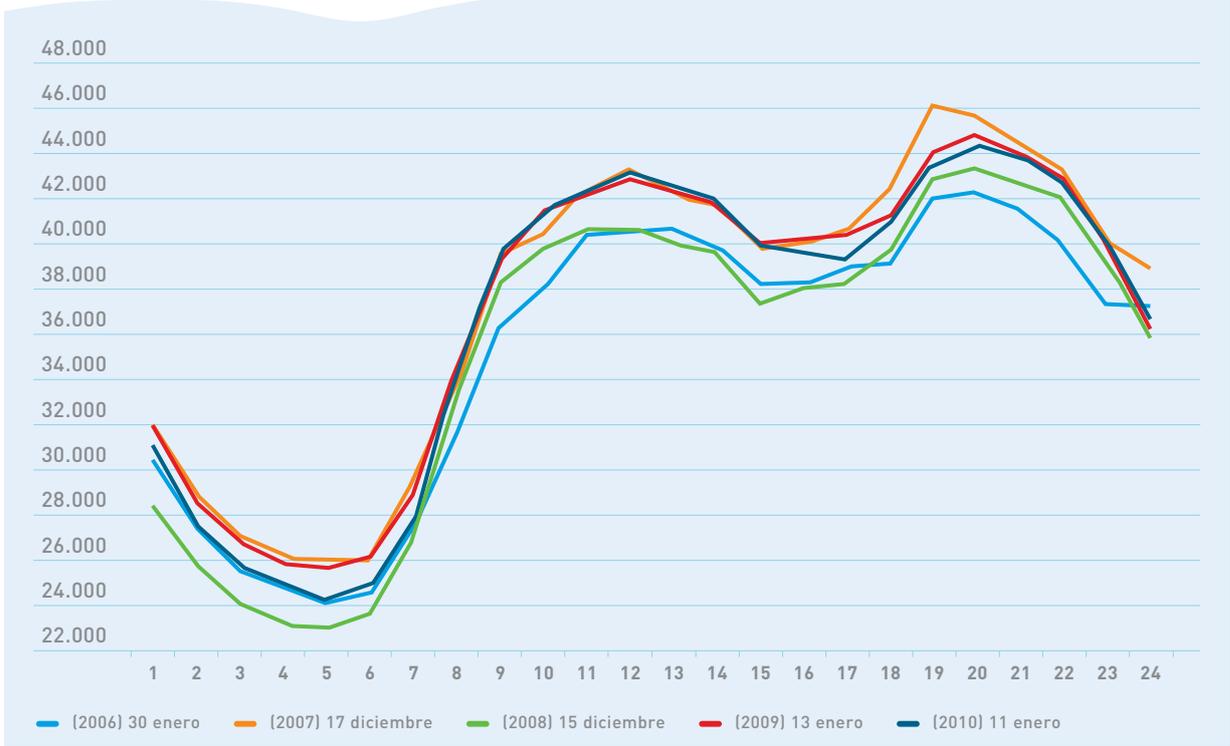
	2006		2007		2008		2009		2010	
	GWh	%								
Enero	23.459	9,2	24.159	9,2	24.433	9,2	23.642	9,4	23.770	9,1
Febrero	21.262	8,3	21.183	8,1	22.547	8,5	20.759	8,2	21.881	8,4
Marzo	21.975	8,6	22.566	8,6	22.312	8,4	20.819	8,3	22.827	8,8
Abril	18.687	7,3	20.261	7,7	21.496	8,1	19.147	7,6	19.933	7,6
Mayo	20.380	8,0	20.864	7,9	20.951	7,9	19.582	7,8	20.412	7,8
Junio	20.850	8,2	21.080	8,0	21.081	7,9	20.517	8,1	20.447	7,8
Julio	23.038	9,0	22.852	8,7	23.240	8,8	22.476	8,9	23.514	9,0
Agosto	20.603	8,1	21.112	8,0	21.730	8,2	21.174	8,4	21.430	8,2
Septiembre	20.839	8,2	20.899	8,0	21.082	7,9	20.422	8,1	20.648	7,9
Octubre	20.448	8,0	21.214	8,1	21.124	8,0	20.296	8,0	20.408	7,8
Noviembre	20.584	8,1	22.512	8,6	22.047	8,3	20.646	8,2	21.960	8,4
Diciembre	22.896	9,0	23.734	9,0	23.164	8,7	22.720	9,0	23.378	9,0
Total	255.022	100,0	262.436	100,0	265.206	100,0	252.201	100,0	260.609	100,0

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

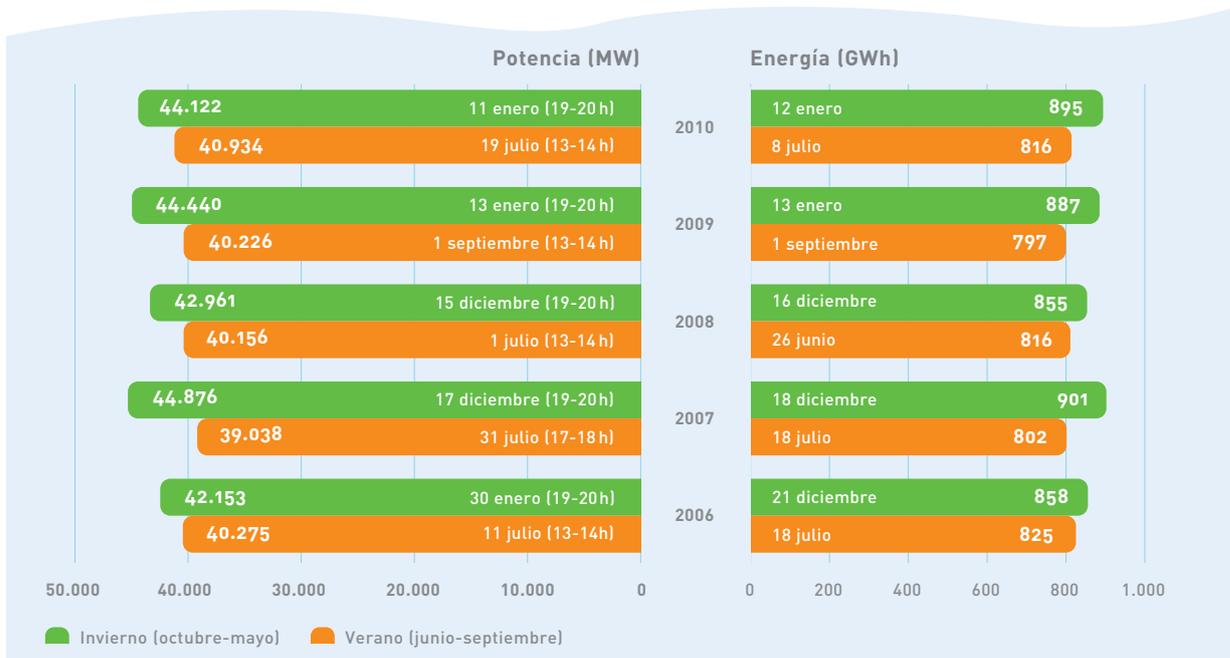


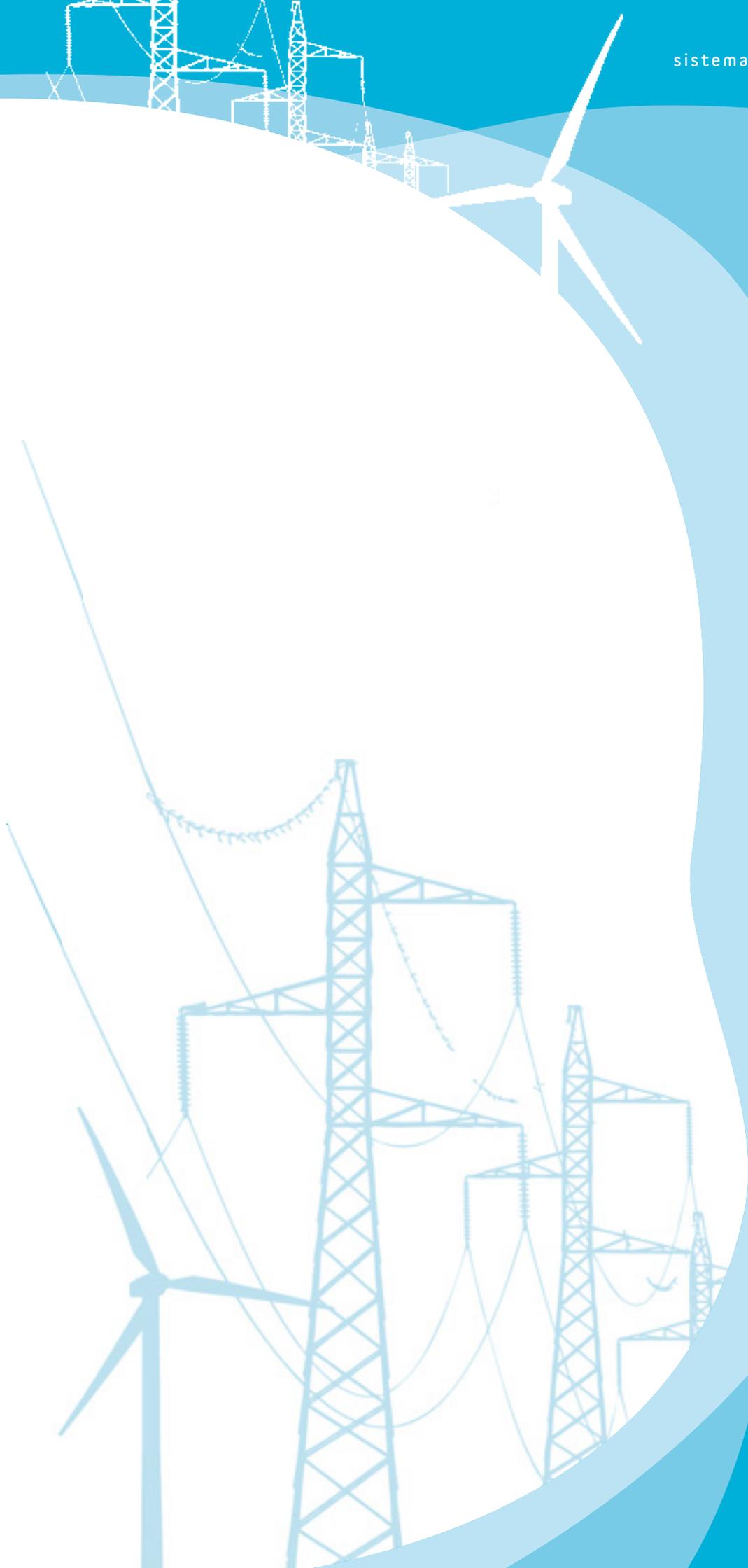


Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW)



Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria





02

Cobertura de la demanda

sistema peninsular



- 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)

	2006 30 enero 19-20h	2007 17 diciembre 19-20h	2008 15 diciembre 19-20h	2009 13 enero 19-20h	2010 11 enero 19-20h
Hidráulica	4.179	5.082	5.940	5.947	8.512
Hidráulica	3.088	3.779	4.683	4.306	6.946
Bombeo	1.091	1.303	1.257	1.641	1.566
Térmica	30.711	34.484	25.891	32.279	27.104
Nuclear	7.471	7.392	6.367	7.344	5.410
Carbón	9.314	8.394	7.121	7.633	5.021
Fuel / gas	3.567	2.469	350	264	389
Ciclo combinado	10.359	16.229	12.052	17.038	16.284
Total producción programa	34.890	39.565	31.831	38.226	35.616
Diferencias por regulación	-	-596	-	-	-
Total régimen ordinario	34.890	38.969	31.831	38.226	35.616
Saldo físico interconexiones internacionales (*)	77	524	-1.682	-1.594	-1.504
Andorra	-69	-43	-82	-59	-23
Francia	147	567	-400	-400	-500
Portugal	-1	0	-500	-435	-381
Marruecos	0	0	-700	-700	-600
Total régimen especial	7.186	5.383	12.812	7.809	10.010
Demanda (b.c.)	42.153	44.876	42.961	44.440	44.122

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

Evolución anual de la potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica convencional y mixta	14.752	14.759	14.807	14.807	14.814
Bombeo puro	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	17.499	17.505	17.554	17.554	17.561
Nuclear	7.716	7.716	7.716	7.716	7.777
Carbón	11.424	11.356	11.359	11.359	11.380
Fuel / gas (*)	6.647	4.768	4.401	3.008	2.860
Ciclo combinado	15.504	20.962	21.677	23.066	25.235
Total régimen ordinario	58.790	62.308	62.706	62.702	64.813
Hidráulica	1.786	1.887	1.940	1.981	1.991
Eólica	11.521	14.667	16.148	18.961	20.057
Solar fotovoltaica	142	652	2.961	3.051	3.458
Solar termoeléctrica	11	11	61	282	682
Otras renovables	798	810	850	999	1.050
No renovables	5.869	5.988	6.249	6.585	6.992
Total régimen especial	20.127	24.015	28.209	31.859	34.230
Total	78.917	86.323	90.915	94.561	99.043

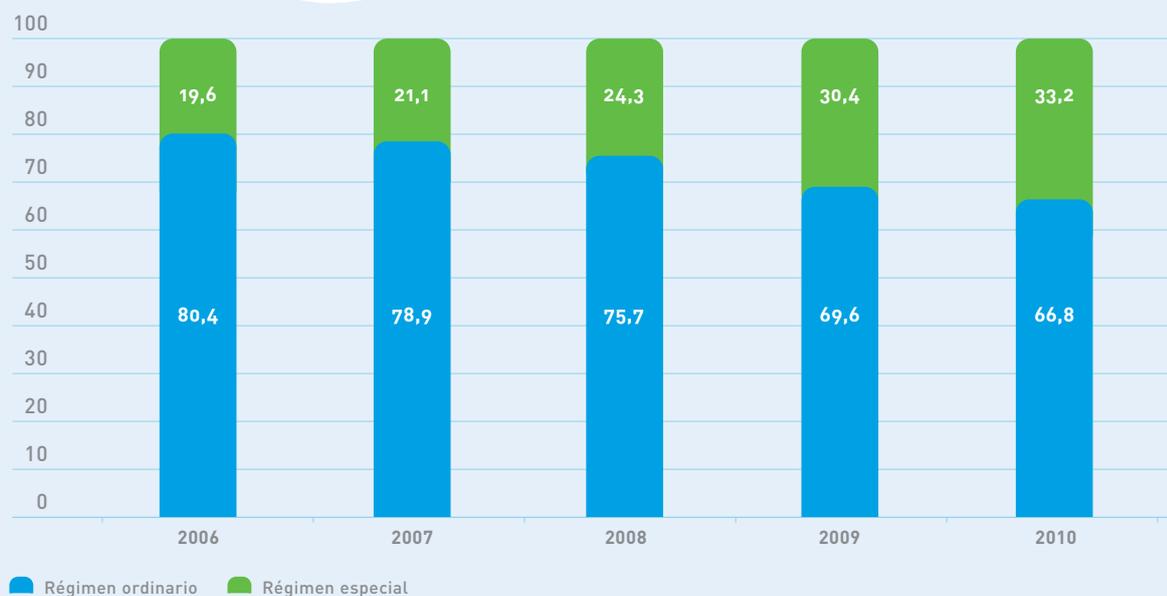
(*) Incluye GICC (Elcogás).

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

	2006	2007	2008	2009	2010	%10/09
Hidráulica	25.330	26.352	21.428	23.862	38.653	62,0
Nuclear	60.126	55.102	58.973	52.761	61.990	17,5
Carbón	66.006	71.833	46.275	33.862	22.097	-34,7
Fuel / gas (*)	5.905	2.397	2.378	2.082	1.825	-12,4
Ciclo combinado	63.506	68.139	91.286	78.279	64.604	-17,5
Régimen ordinario	220.873	223.823	220.341	190.846	189.169	-0,9
- Consumos en generación	-8.904	-8.753	-8.338	-7.117	-6.673	-6,2
Régimen especial	51.633	57.548	68.045	80.353	90.903	13,1
Hidráulica	4.149	4.125	4.638	5.474	6.811	24,4
Eólica	22.881	27.249	31.758	37.401	43.355	15,9
Solar fotovoltaica	102	463	2.406	5.896	6.027	2,2
Solar termoeléctrica	-	8	15	103	692	569,5
Otras renovables	3.758	4.121	4.463	4.689	4.981	6,2
No renovables	20.744	21.582	24.764	26.788	29.036	8,4
Generación neta	263.602	272.619	280.048	264.082	273.399	3,5
- Consumos en bombeo	-5.307	-4.432	-3.803	-3.794	-4.458	17,5
+ Intercambios internacionales (**)	-3.273	-5.750	-11.040	-8.086	-8.333	3,0
Demanda (b.c.)	255.022	262.436	265.206	252.201	260.609	3,3

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

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



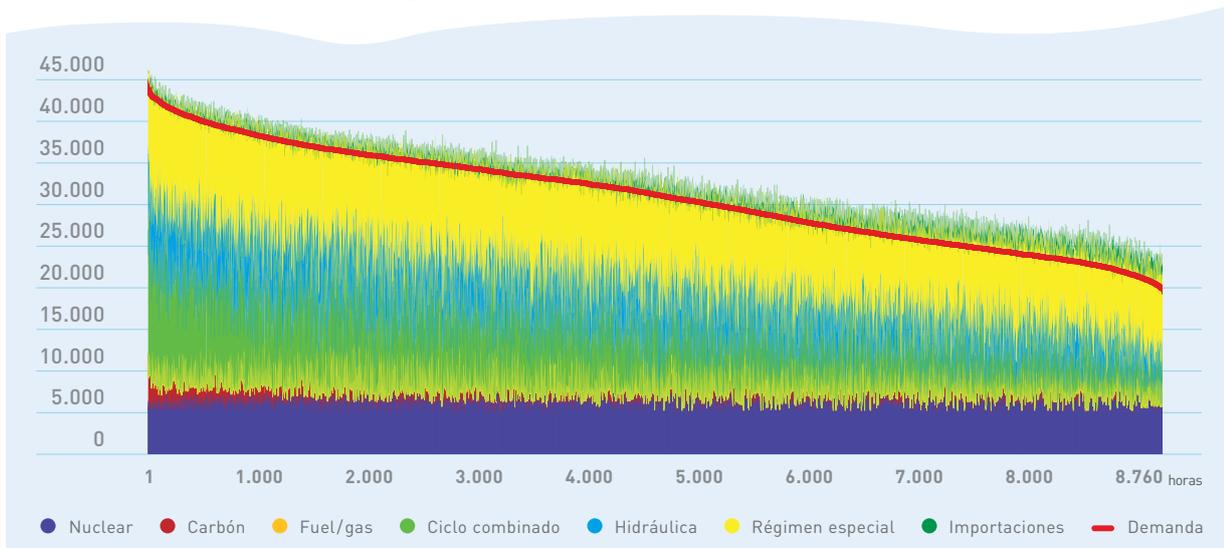
Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Hidráulica	4.993	3.877	5.463	4.285	3.406	3.153	
Nuclear	4.688	4.840	5.107	5.106	4.611	4.907	
Carbón	1.827	1.480	921	686	886	1.427	
Fuel / gas (*)	178	148	24	123	191	192	
Ciclo combinado	5.446	4.876	4.202	4.472	4.658	5.629	
Régimen ordinario	17.131	15.221	15.716	14.672	13.752	15.307	
- Consumos en generación	-549	-493	-472	-436	-423	-542	
Régimen especial	8.249	8.214	8.687	6.729	7.905	6.733	
Hidráulica	764	616	784	690	688	609	
Eólica	4.320	4.645	4.565	2.635	3.612	2.576	
Solar fotovoltaica	249	259	458	566	683	657	
Solar termoeléctrica	13	12	24	37	69	73	
Otras renovables	418	371	351	401	397	430	
No renovables	2.486	2.311	2.505	2.400	2.456	2.389	
Generación neta	24.831	22.942	23.932	20.965	21.234	21.498	
- Consumos bombeo	-757	-555	-545	-303	-280	-230	
+ Intercambios internacionales (**)	-305	-506	-560	-729	-543	-821	
Demanda (b.c.)	23.770	21.881	22.827	19.933	20.412	20.447	(-)

	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.702	1.880	1.430	1.548	2.301	3.615	38.653
Nuclear	5.658	5.684	5.318	5.686	5.336	5.050	61.990
Carbón	2.613	3.018	3.168	2.133	1.748	2.191	22.097
Fuel / gas (*)	162	134	162	146	194	171	1.825
Ciclo combinado	6.960	5.883	6.391	5.423	5.679	4.988	64.604
Régimen ordinario	18.094	16.598	16.470	14.936	15.257	16.015	189.169
- Consumos en generación	-746	-635	-645	-592	-570	-570	-6.673
Régimen especial	7.366	6.456	6.022	7.705	8.188	8.646	90.903
Hidráulica	470	339	278	313	563	696	6.811
Eólica	2.980	2.890	2.299	3.920	4.318	4.597	43.355
Solar fotovoltaica	750	679	582	500	352	293	6.027
Solar termoeléctrica	105	122	101	72	32	34	692
Otras renovables	446	428	404	444	440	451	4.981
No renovables	2.616	1.998	2.358	2.458	2.484	2.574	29.036
Generación neta	24.714	22.420	21.846	22.050	22.876	24.090	273.399
- Consumos bombeo	-199	-231	-234	-346	-322	-456	-4.458
+ Intercambios internacionales (**)	-1.001	-759	-964	-1.296	-593	-256	-8.333
Demanda (b.c.)	23.514	21.430	20.648	20.408	21.960	23.378	260.609

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

Curva monótona de carga (MW)



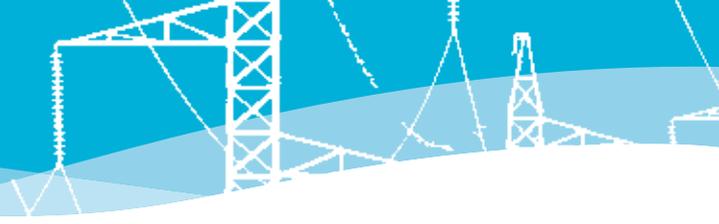
03

Régimen ordinario

sistema peninsular



- 36 ○ Variaciones de potencia en el equipo generador
Producción hidroeléctrica por cuencas
- 37 ○ Energía producible hidráulica diaria durante 2010 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
- 48 ○ Producción en b.a. de los grupos nucleares
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares
- 49 ○ Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico



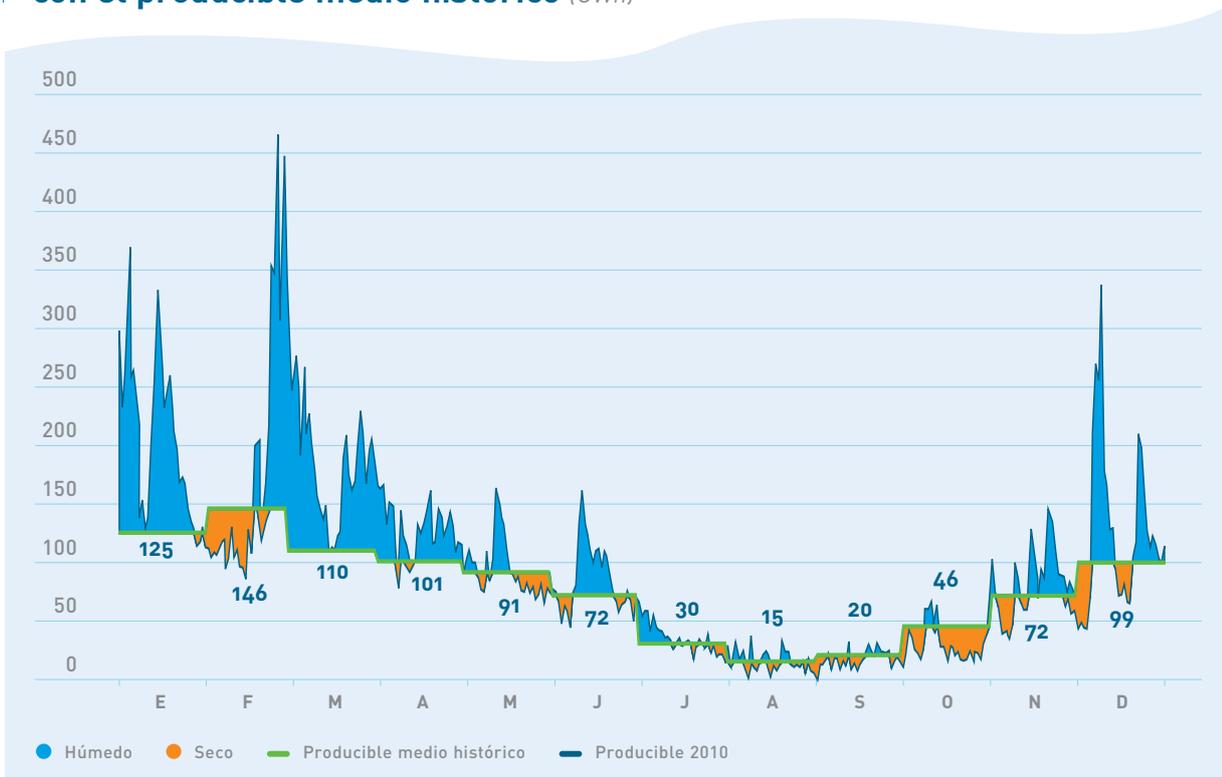
Variaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Almaraz I	Nuclear	julio-10	61
Besós 5	Ciclo combinado	diciembre-10	873
Burguillo 2	Hidráulica	agosto-10	6
Castejón 1	Ciclo combinado	enero-10	30
Los Barrios	Carbón	agosto-10	21
Puente Nuevo 2	Hidráulica	agosto-10	1
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	octubre-10	413
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	junio-10	435
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	diciembre-10	434
Total altas			2.274
Cristóbal Colón 2	Fuel/gas	junio-10	148
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	mayo-10	15
Total bajas			163
Saldo			2.111

Producción hidroeléctrica por cuencas

Cuenca	Potencia MW	Producción (GWh)			Producible (GWh)		
		2009	2010	%10/09	2009	2010	%10/09
Norte	4.642	9.098	12.614	38,6	9.308	11.399	22,5
Duero	3.887	4.989	10.618	112,8	4.762	10.511	120,7
Tajo-Júcar-Segura	4.356	2.674	6.277	134,8	2.107	6.686	217,3
Guadiana	226	124	324	161,2	25	505	1955,7
Guadalquivir-Sur	1.025	810	1.475	82,1	612	1.245	103,3
Ebro-Pirineo	3.425	6.166	7.345	19,1	5.448	5.829	7,0
Total	17.561	23.862	38.653	62,0	22.262	36.174	62,5

Energía producible hidráulica diaria durante 2010 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidroeléctrica mensual

	2009				2010			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	2.737	2.737	0,70	0,70	6.247	6.247	1,61	1,61
Febrero	3.689	6.426	0,91	0,81	5.039	11.287	1,24	1,42
Marzo	2.602	9.028	0,76	0,79	5.849	17.136	1,72	1,51
Abril	1.919	10.946	0,63	0,76	3.879	21.015	1,28	1,46
Mayo	2.041	12.987	0,72	0,75	2.954	23.969	1,05	1,39
Junio	1.184	14.171	0,55	0,73	2.579	26.548	1,19	1,37
Julio	594	14.765	0,63	0,72	1.105	27.653	1,18	1,36
Agosto	377	15.142	0,81	0,73	520	28.174	1,14	1,36
Septiembre	371	15.512	0,61	0,72	554	28.727	0,92	1,35
Octubre	671	16.183	0,47	0,71	998	29.725	0,70	1,30
Noviembre	1.937	18.120	0,90	0,72	2.493	32.218	1,16	1,29
Diciembre	4.142	22.262	1,34	0,79	3.956	36.174	1,28	1,29



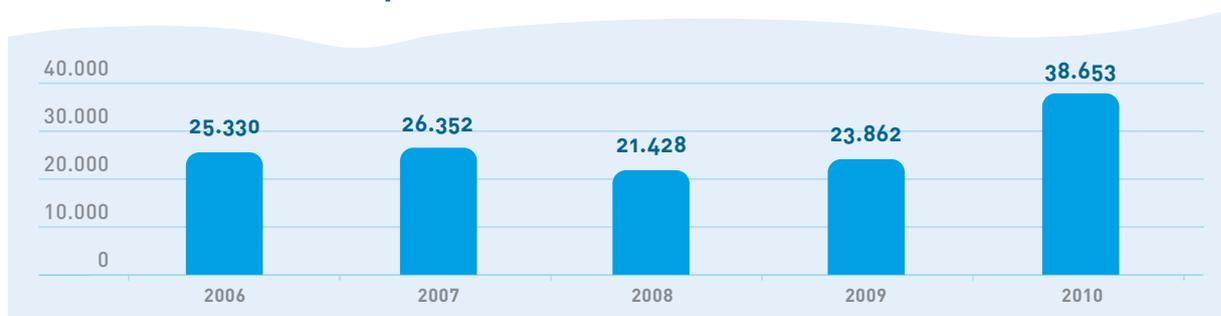
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas

	2009						2010					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	4.655	56	3.498	37	8.153	45	5.911	66	5.421	57	11.332	61
Febrero	5.031	60	4.124	43	9.155	51	6.653	74	6.446	67	13.099	71
Marzo	5.108	61	4.456	47	9.564	53	6.969	78	7.180	75	14.149	76
Abril	5.174	62	4.592	48	9.766	54	6.838	76	7.370	77	14.208	77
Mayo	5.333	64	4.553	48	9.886	55	6.929	77	7.416	77	14.345	77
Junio	5.051	60	4.375	46	9.426	53	7.023	78	7.355	77	14.378	78
Julio	4.391	52	4.053	42	8.444	47	6.142	68	6.949	73	13.091	71
Agosto	3.741	45	3.738	39	7.479	42	5.154	57	6.587	69	11.742	63
Septiembre	3.279	39	3.716	39	6.995	39	4.410	49	6.525	68	10.934	59
Octubre	3.057	36	3.548	37	6.605	37	4.230	47	6.400	67	10.630	57
Noviembre	3.382	40	3.560	37	6.942	39	4.713	53	6.343	66	11.056	60
Diciembre	5.089	61	4.048	42	9.137	51	5.556	62	6.741	70	12.298	66

Valores extremos de las reservas

		2010			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	7.229	21 junio	80,6	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	7.431	20 junio	77,6	abril de 1979	91,1
	Conjunto	14.658	20 junio	79,1	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	4.197	29 octubre	46,8	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	4.106	1 enero	42,9	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	9.327	1 enero	50,3	octubre de 1995	23,6

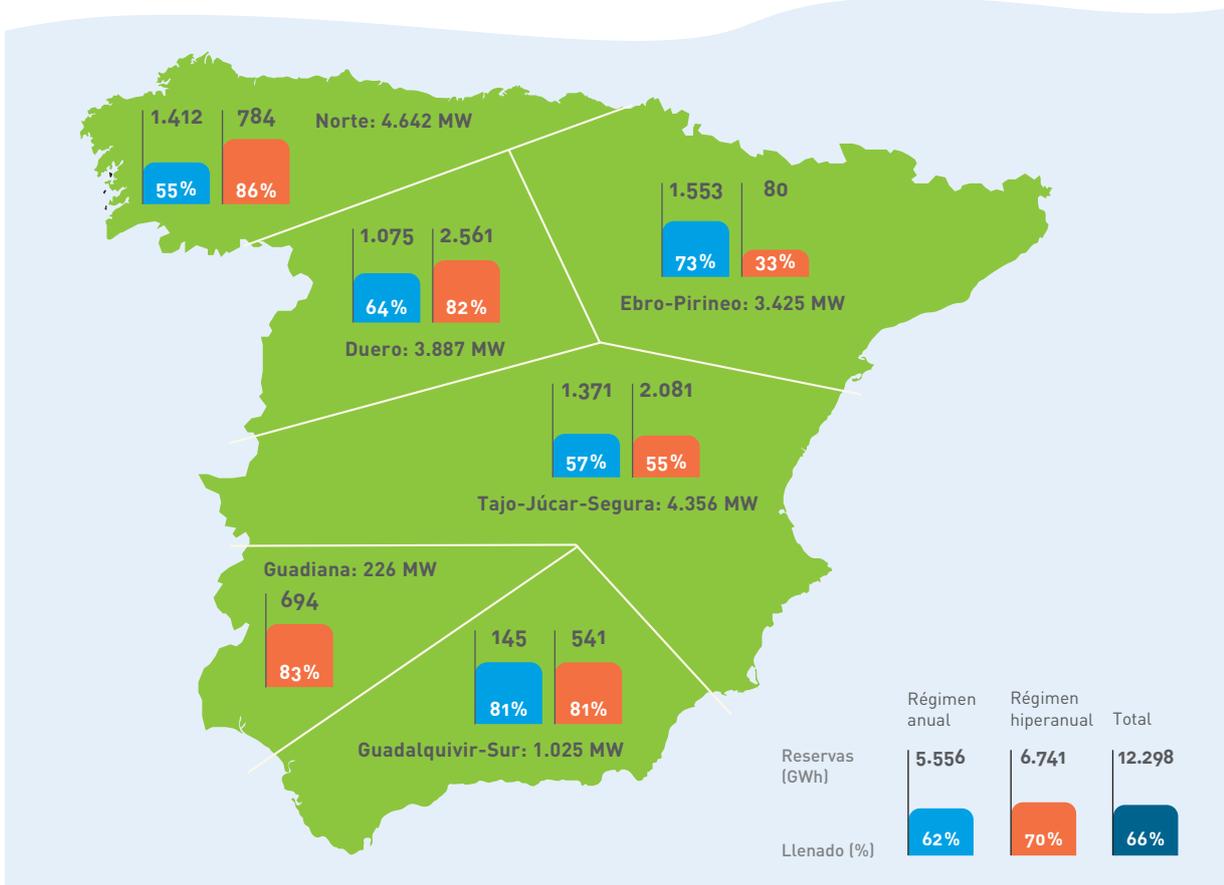
Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a. (GWh)



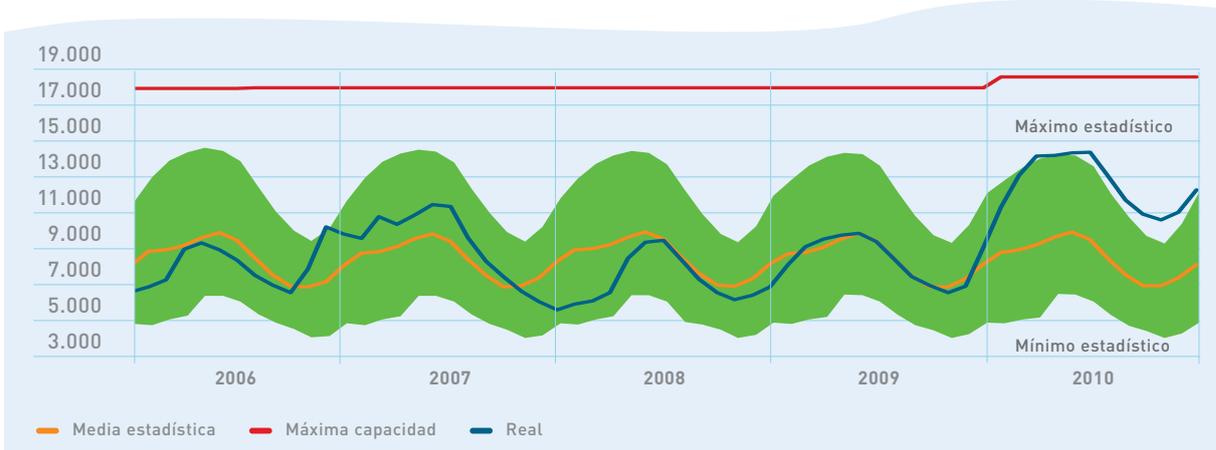
Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
2006	23.286	0,82	74%
2007	18.416	0,65	92%
2008	18.945	0,67	90%
2009	22.262	0,79	76%
2010	36.174	1,29	16%

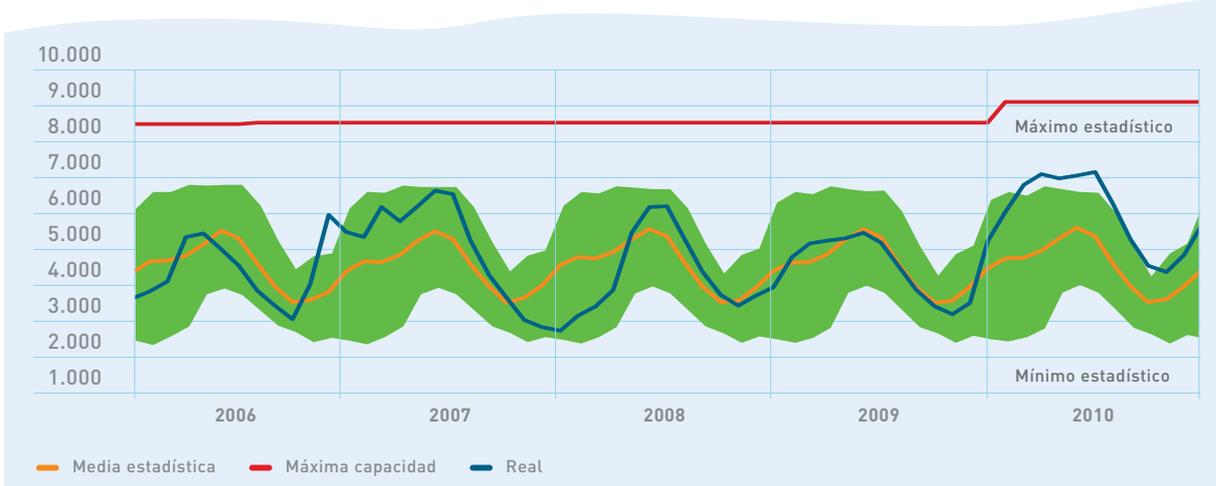
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



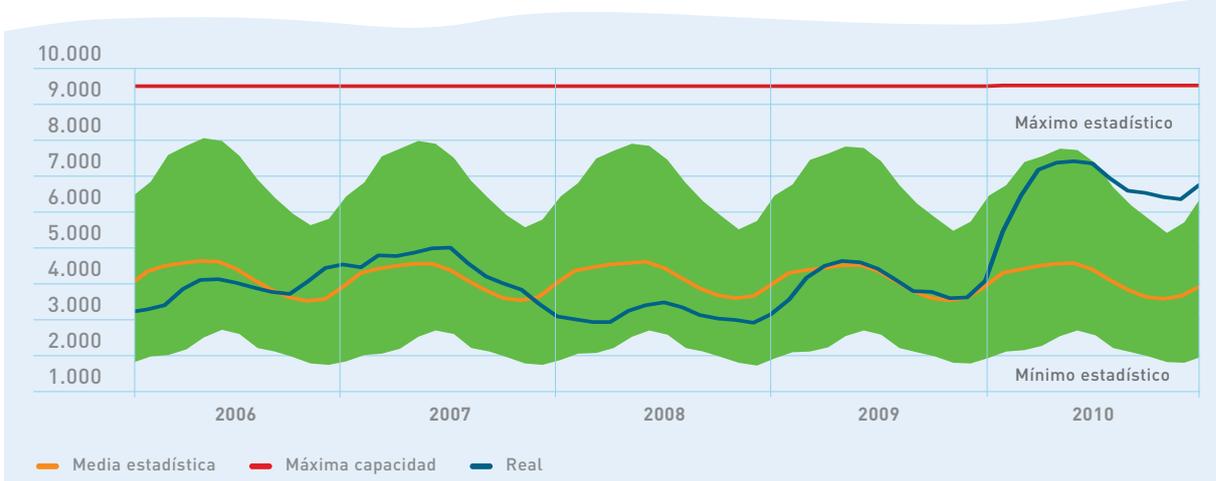
Evolución anual de las reservas hidroeléctricas (GWh)



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	2009		2010		%10/09
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	4.876	14,4	3.663	16,6	-24,9
Anllares	365	263	0,8	0	0,0	-
Cercs	162	393	1,2	516	2,3	31,3
Compostilla II	1.171	2.819	8,3	209	0,9	-92,6
Escatrón	80	0	0,0	0	0,0	-
Escucha	159	416	1,2	156	0,7	-62,6
Guardo	516	980	2,9	63	0,3	-93,6
La Robla	655	783	2,3	29	0,1	-96,2
Lada	513	710	2,1	698	3,2	-1,7
Litoral de Almería	1.159	5.804	17,1	4.409	20,0	-24,0
Los Barrios	589	3.219	9,5	2.489	11,3	-22,7
Meirama	563	1.618	4,8	856	3,9	-47,1
Narcea	595	826	2,4	1	0,0	-99,9
Pasajes	217	523	1,5	487	2,2	-6,9
Puentenuevo 3	324	583	1,7	590	2,7	1,2
Puentes García Rodríguez	1.468	5.816	17,2	4.955	22,4	-14,8
Puertollano	221	98	0,3	255	1,2	160,2
Soto de la Ribera	604	1.417	4,2	927	4,2	-34,6
Teruel	1.102	2.717	8,0	1.793	8,1	-34,0
Total	11.380	33.862	100,0	22.097	100,0	-34,7

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	1.169	5.027	37,8	64,6	0,0	1,9	98,1
Aboño 2	556	2.494	6.602	64,8	67,9	0,0	21,0	79,0
Anllares	365	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Cercs	162	516	5.174	37,5	61,4	0,0	3,3	96,7
Compostilla 2	141	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Compostilla 3	330	71	372	2,9	57,8	12,8	1,8	85,4
Compostilla 4	350	53	209	1,7	72,7	0,0	0,4	99,6
Compostilla 5	350	85	350	2,9	69,4	0,0	4,0	96,0
Escatrón	80	0	0	0,0	-	0,0	100,0	0,0
Escucha	159	156	1.460	11,2	66,9	0,0	0,1	99,9
Guardo 1	155	0	0	0,0	-	0,0	4,8	95,2
Guardo 2	361	63	272	2,3	64,1	0,0	13,2	86,8
La Robla 1	284	29	138	1,2	74,9	0,0	0,0	100,0
La Robla 2	371	0	0	0,0	-	0,0	21,8	78,2
Lada 3	155	6	68	0,4	56,2	0,0	0,0	100,0
Lada 4	358	692	2.495	25,0	77,5	0,0	11,7	88,3
Litoral de Almería 1	577	2.809	6.929	57,0	70,3	0,0	2,4	97,6
Litoral de Almería 2	582	1.601	4.181	37,7	65,8	11,4	5,4	83,2
Los Barrios	589	2.489	6.282	62,8	67,3	18,7	4,5	76,8
Meirama	563	856	2.280	18,0	66,7	0,0	3,3	96,7
Narcea 1	65	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	0,3	6	0,02	31,5	0,0	0,0	100,0
Narcea 3	364	1	5	0,02	38,2	0,0	0,0	100,0
Pasajes	217	487	3.450	26,7	65,1	2,1	1,9	96,0
Puentenuevo 3	324	590	2.792	50,0	65,3	6,2	52,2	41,6
Puentes 1	369	1.574	5.194	48,9	82,1	0,0	0,4	99,6
Puentes 2	366	1.497	4.837	46,8	84,6	0,0	0,2	99,8
Puentes 3	366	1.062	3.499	33,2	82,9	0,0	0,4	99,6
Puentes 4	367	822	2.719	31,3	82,3	0,0	18,2	81,8
Puertollano	221	255	1.551	13,5	74,4	0,0	2,7	97,3
Soto de la Ribera 2	254	238	1.285	10,7	72,8	0,0	0,2	99,8
Soto de la Ribera 3	350	689	3.090	22,5	63,7	0,0	0,0	100,0
Teruel 1	368	361	1.516	11,3	64,7	0,0	0,7	99,3
Teruel 2	368	667	2.686	21,1	67,5	0,0	1,9	98,1
Teruel 3	366	765	3.097	24,9	67,5	0,0	4,0	96,0
Total	11.380	22.097	2.757	24,3	70,4	2,1	6,7	91,2

(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

	2009		2010		%10/09
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	8.321	24,6	2.264	10,2	-72,8
Hulla + antracita	6.588	19,5	1.141	5,2	-82,7
Lignito negro	1.733	5,1	1.123	5,1	-35,2
Lignito pardo	0	0,0	0	0,0	-
Carbón importado	24.105	71,2	18.671	84,5	-22,5
Total carbón	32.426	95,8	20.935	94,7	-35,4
Combustibles de apoyo	1.436	4,2	1.162	5,3	-19,0
Fuel	315	0,9	225	1,0	-28,7
Gas natural	226	0,7	82	0,4	-63,7
Gas siderúrgico	895	2,6	856	3,9	-4,4
Total	33.862	100,0	22.097	100,0	-34,7

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

Centrales	Potencia MW	2009		2010		%10/09
		GWh	%	GWh	%	
Aceca (1)	314	22	1,1	84	4,6	277,0
C.Colón (2)	0	0	0,0	0	0,0	-
Escombreras	578	0	0,0	0	0,0	-
Foix	520	58	2,8	8	0,4	-87,0
GICC-PL ELCOGAS	320	1.788	85,9	1.681	92,1	-6,0
Sabón	470	12	0,6	0	0,0	-
S. Adrián	659	176	8,5	52	2,9	-70,4
Santurce (3)	0	25	1,2	0	0,0	-
Total	2.860	2.082	100,0	1.825	100,0	-12,4

(1) Baja Aceca 2 en agosto 2009.

(2) Baja Colón 2 en junio 2010 y 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/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Aceca 1	314	84	1.174	3,1	22,7	0,0	0,3	99,7
C.Colón 2 (3)	0	0	0	-	-	0,0	0,0	-
Escombreras 4	289	0	0	0,0	-	0,0	8,5	91,5
Escombreras 5	289	0	0	0,0	-	0,0	8,5	91,5
Foix	520	8	40	0,2	36,3	0,0	0,0	100,0
GICC-PL ELCOGAS	320	1.681	6.859	66,0	76,6	0,0	9,1	90,9
Sabón 1	120	0	0	0,0	-	0,0	33,3	66,7
Sabón 2	350	0	0	0,0	-	0,0	59,5	40,5
S. Adrián 1	350	3	31	0,1	26,7	0,0	9,6	90,4
S. Adrián 3	309	49	492	1,8	32,5	0,0	0,3	99,7
Total	2.860	1.825	960	8,3	66,4	0,0	12,3	87,7

(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 junio 2010.

Producción en b.a. de las centrales ciclo combinado

Centrales	Potencia MW	2009		2010		%10/09
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	400	1.819	2,3	1.225	1,9	-32,6
Aceca 4	374	1.563	2,0	1.838	2,8	17,6
Algeciras 3 CC (1)	821	0	0,0	126	0,2	-
Amorebieta	749	4.246	5,4	2.483	3,8	-41,5
Arcos 1	396	1.105	1,4	170	0,3	-84,6
Arcos 2	379	593	0,8	63	0,1	-89,4
Arcos 3	844	3.147	4,0	2.229	3,5	-29,2
Arrúbal 1	402	899	1,1	695	1,1	-22,7
Arrúbal 2	397	926	1,2	612	0,9	-34,0
Bahía de Bizkaia	800	4.322	5,5	2.939	4,5	-32,0
Besós 3	412	2.116	2,7	1.710	2,6	-19,2
Besós 4	407	2.133	2,7	2.183	3,4	2,3
Besós 5	873	-	-	479	0,7	-
Campo Gibraltar 1	393	1.360	1,7	2.194	3,4	61,3
Campo Gibraltar 2	388	1.929	2,5	1.552	2,4	-19,5
Cartagena 1	425	1.236	1,6	726	1,1	-41,2
Cartagena 2	425	1.124	1,4	1.062	1,6	-5,5
Cartagena 3	419	1.199	1,5	952	1,5	-20,6
Castejón 1	429	1.002	1,3	1.454	2,3	45,1
Castejón 2	378	1.508	1,9	704	1,1	-53,3
Castejón 3	426	1.184	1,5	1.350	2,1	14,0
Castellón 3	800	1.235	1,6	93	0,1	-92,5
Castellón 4	854	3.440	4,4	2.619	4,1	-23,9
Castelnou	798	1.748	2,2	1.957	3,0	12,0
Colón 4	398	1.118	1,4	771	1,2	-31,0
El Fangal 1	409	2.111	2,7	1.310	2,0	-37,9
El Fangal 2	408	1.887	2,4	1.028	1,6	-45,5
El Fangal 3	402	1.324	1,7	1.170	1,8	-11,6
Escatrón 3	818	4.561	5,8	3.359	5,2	-26,4
Escatrón Peaker	283	161	0,2	82	0,1	-49,3
Escombreras 6	831	1.699	2,2	1.161	1,8	-31,7
Málaga 1 CC	441	284	0,4	1.401	2,2	393,0
Palos 1	401	1.277	1,6	2.022	3,1	58,3
Palos 2	396	2.034	2,6	1.944	3,0	-4,4
Palos 3	398	1.890	2,4	1.719	2,7	-9,0
Plana del Vent 1	412	1.061	1,4	213	0,3	-79,9
Plana del Vent 2	421	823	1,1	188	0,3	-77,1
Puentes García Rodríguez 5	849	1.775	2,3	694	1,1	-60,9
Puerto de Barcelona 1	413	-	-	678	1,0	-
Puerto de Barcelona 2	435	-	-	289	0,4	-
Sabón 3	389	1.397	1,8	1.497	2,3	7,2
Sagunto 1	417	2.204	2,8	2.127	3,3	-3,5
Sagunto 2	420	2.398	3,1	2.255	3,5	-6,0
Sagunto 3	419	1.640	2,1	2.119	3,3	29,2
San Roque 1	397	1.343	1,7	1.109	1,7	-17,4
San Roque 2	402	1.425	1,8	836	1,3	-41,3
Santurce 4	403	1.421	1,8	650	1,0	-54,3
Soto de la Ribera 4	432	1.386	1,8	1.418	2,2	2,3
Soto de la Ribera 5	434	-	-	359	0,6	-
Tarragona Endesa	400	1.706	2,2	1.079	1,7	-36,7
Tarragona Power	424	1.522	1,9	1.712	2,7	12,5
Total ciclo combinado	25.235	78.279	100,0	64.604	100,0	-17,5

(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	1.225	4.579	38,0	66,9	6,7	1,2	92,1
Aceca 4	374	1.838	5.925	73,2	83,0	0,4	22,9	76,7
Algeciras 3 CC (3)	821	126	890	1,7	0,0	0,0	0,0	100,0
Amorebieta	749	2.483	4.954	43,8	66,9	10,8	2,8	86,5
Arcos 1	396	170	630	5,6	68,4	5,5	6,7	87,8
Arcos 2	379	63	237	2,2	69,8	13,1	0,0	86,8
Arcos 3	844	2.229	5.458	35,4	48,4	13,0	1,8	85,2
Arrúbal 1	402	695	2.199	19,7	78,6	0,0	0,1	99,9
Arrúbal 2	397	612	2.010	17,6	76,7	0,0	0,0	100,0
Bahía Bizcaya	800	2.939	5.914	52,7	62,1	19,0	1,4	79,5
Besós 3	412	1.710	7.454	48,9	55,7	2,4	0,6	97,0
Besós 4	407	2.183	7.261	63,4	73,9	0,0	3,3	96,7
Besós 5	873	479	1.665	6,3	32,9	0,0	0,0	100,0
Campo de Gibraltar 1	393	2.194	7.030	65,3	79,5	2,2	0,1	97,7
Campo de Gibraltar 2	388	1.552	4.863	45,9	82,2	0,0	0,5	99,5
Cartagena 1	425	726	2.615	23,9	65,4	0,9	17,2	81,9
Cartagena 2	425	1.062	3.716	29,0	67,3	0,0	1,5	98,5
Cartagena 3	419	952	3.387	26,3	67,1	1,1	0,4	98,5
Castejón 1	429	1.454	6.035	42,5	56,1	0,0	9,0	91,0
Castejón 2	378	704	2.575	23,7	72,4	4,5	5,9	89,7
Castejón 3	426	1.350	5.633	37,4	56,3	0,0	3,3	96,7
Castellón 3	800	93	288	1,4	40,3	5,7	0,3	94,0
Castellón 4	854	2.619	6.891	38,5	44,5	5,9	3,0	91,1
Castelnou	798	1.957	3.722	29,7	65,9	3,7	2,0	94,4
Colón 4	398	771	3.103	22,2	62,5	0,0	0,3	99,7
El Fangal 1	409	1.310	3.920	37,8	81,8	2,2	1,1	96,7
El Fangal 2	408	1.028	3.130	29,0	80,4	0,0	1,0	99,0
El Fangal 3	402	1.170	3.505	34,8	83,0	4,4	0,1	95,6
Escatrón 3	818	3.359	6.602	56,5	62,2	12,4	4,7	82,9
Escatrón Peaker	283	82	878	3,5	32,9	0,0	6,0	94,0
Escombreras 6	831	1.161	3.636	18,2	38,4	2,4	9,9	87,8
Málaga 1 CC (3)	441	1.401	4.812	36,3	66,0	0,0	0,1	99,9
Palos 1	401	2.022	6.453	59,7	78,1	3,6	0,1	96,4
Palos 2	396	1.944	6.035	59,3	81,4	2,2	3,2	94,6
Palos 3	398	1.719	5.319	55,7	81,2	0,0	11,4	88,6
Plana del Vent 1	412	213	792	6,7	65,3	10,6	1,1	88,3
Plana del Vent 2	421	188	711	5,8	62,9	10,8	1,6	87,6

[sigue en la página siguiente →]

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado [Continuación]

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión periódica	Averías	
Puentes García Rguez. 5	849	694	2.288	12,5	35,7	4,9	20,2	74,9
Puerto de Barcelona 1	413	678	2.339	18,8	70,2	0,0	0,4	99,6
Puerto de Barcelona 2	435	289	1.111	7,6	59,7	0,0	0,2	99,8
Sabón 3	389	1.497	4.629	64,5	83,2	28,8	3,1	68,2
Sagunto 1	417	2.127	6.532	66,1	78,0	10,9	1,1	88,1
Sagunto 2	420	2.255	6.852	61,9	78,4	0,0	0,9	99,1
Sagunto 3	419	2.119	6.432	59,7	78,7	2,7	0,4	96,9
San Roque 1	397	1.109	4.328	33,9	64,6	1,1	5,0	93,9
San Roque 2	402	836	3.897	25,7	53,4	6,1	1,4	92,5
Santurce 4	403	650	2.429	21,7	66,5	13,9	1,3	84,8
Soto de la Ribera 4	432	1.418	5.928	39,2	55,4	2,2	2,2	95,6
Soto de la Ribera 5	434	359	1.584	9,5	52,3	0,0	0,1	99,9
Tarragona Endesa	400	1.079	3.950	36,5	68,3	11,2	4,5	84,3
Tarragona Power	424	1.712	6.542	50,9	61,7	4,8	4,7	90,4
Total	25.235	64.604	3.983	32,0	64,3	5,1	3,6	91,3

(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	2009		2010		%10/09
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	1.035	7.126	13,5	8.168	13,2	14,6
Almaraz II	983	7.060	13,4	7.292	11,8	3,3
Ascó I	1.028	5.659	10,7	8.354	13,5	47,6
Ascó II	1.027	8.191	15,5	7.680	12,4	-6,2
Cofrentes	1.085	8.049	15,3	9.549	15,4	18,6
Garoña	466	3.575	6,8	3.830	6,2	7,1
Trillo I	1.066	7.712	14,6	8.243	13,3	6,9
Vandellós II	1.087	5.390	10,2	8.875	14,3	64,7
Total	7.777	52.761	100,0	61.990	100,0	17,5

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	1.035	8.168	8.147	96,4	96,8	4,5	2,1	93,4
Almaraz II	983	7.292	7.573	98,1	98,0	11,1	2,5	86,3
Ascó I	1.028	8.354	8.232	98,7	98,7	0,0	6,1	93,9
Ascó II	1.027	7.680	7.582	99,0	98,6	13,7	0,1	86,2
Cofrentes	1.085	9.549	8.760	100,0	100,0	0,0	0,0	100,0
Garoña	466	3.830	8.336	98,9	98,6	3,3	1,8	94,9
Trillo I	1.066	8.243	7.973	100,0	97,0	0,0	11,8	88,2
Vandellós II	1.087	8.875	8.293	98,6	98,4	0,0	5,5	94,5
Total	7.777	61.990	8.104	98,8	98,3	4,0	3,9	92,1

(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.

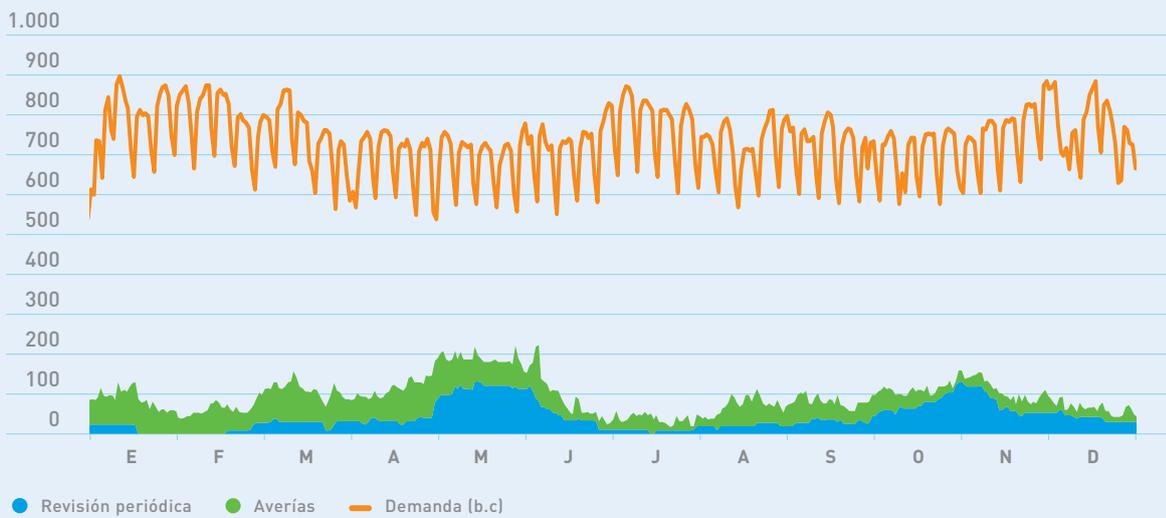
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas [%]

	Utilización [%]		Disponibilidad [%]	
	2009	2010	2009	2010
Nuclear	97,5	98,8	80,1	92,1
Carbón	39,4	24,3	86,4	91,2
Fuel/gas (*)	9,9	8,3	79,6	87,7
Ciclo Combinado	42,1	32,0	91,9	91,3
Total térmicas	48,8	39,7	87,4	91,2

[*] Incluye GICC (Elcogás)

Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico [GWh]



04

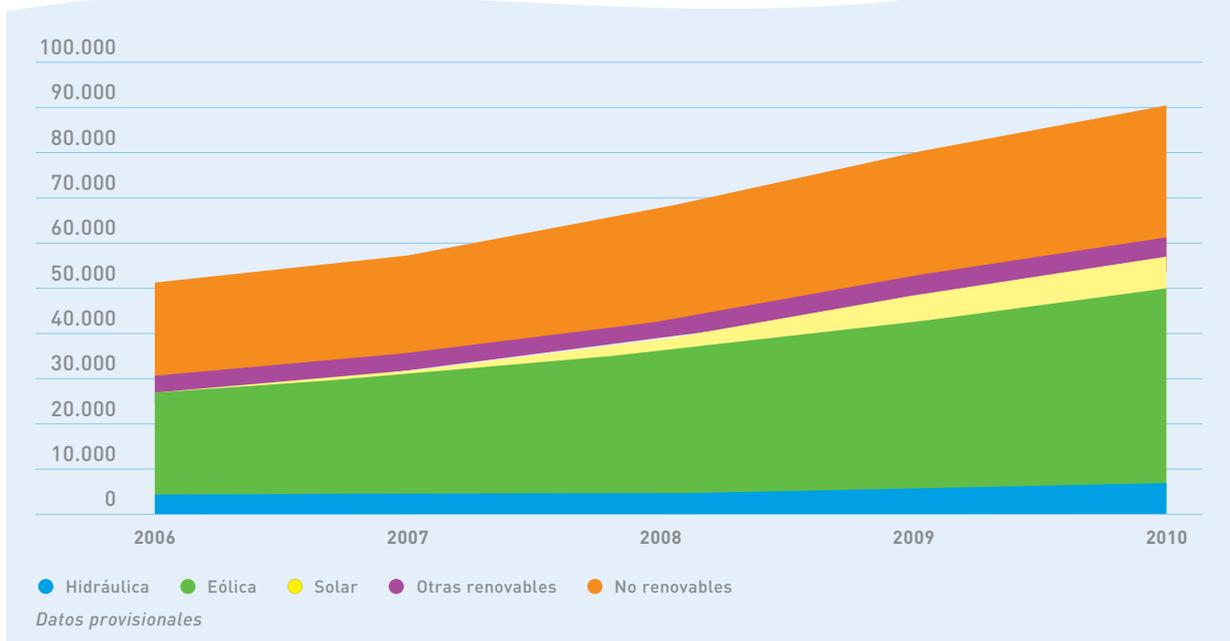
Régimen especial

sistema peninsular



- 
- 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)

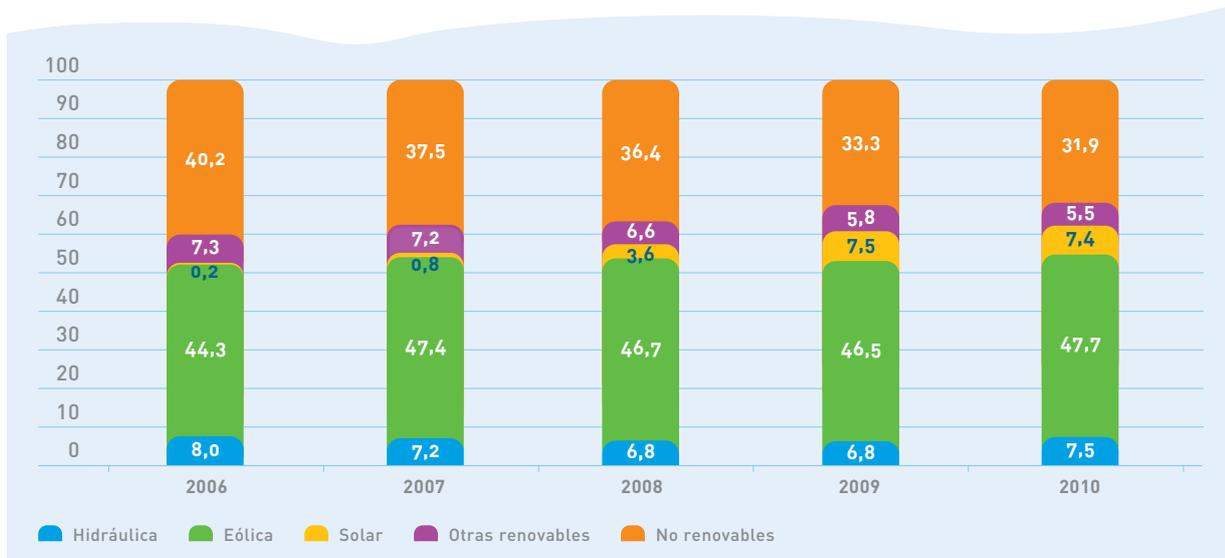


Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tecnologías (GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	%10/09
Renovables	30.890	35.966	43.281	53.564	61.867	15,5
Hidráulica	4.149	4.125	4.638	5.474	6.811	24,4
Eólica	22.881	27.249	31.758	37.401	43.355	15,9
Otras renovables	3.860	4.591	6.885	10.689	11.700	9,5
Biomasa	2.274	2.314	2.620	2.850	3.119	9,4
Solar fotovoltaica	102	463	2.406	5.896	6.027	2,2
Solar termoeléctrica	-	8	15	103	692	569,5
Resto renovables (1)	1.483	1.807	1.844	1.839	1.862	1,2
No renovables	20.744	21.582	24.764	26.788	29.036	8,4
Calor residual	65	50	31	38	96	154,1
Carbón	87	103	94	86	65	-25,0
Fuel-gasoil	1.675	2.426	2.688	2.792	2.586	-7,4
Gas residual	608	588	535	675	942	39,6
Gas natural	18.309	18.415	21.417	23.197	25.348	9,3
Total	51.633	57.548	68.045	80.353	90.903	13,1

Datos provisionales. (1) Incluye residuos.

Estructura de la energía adquirida al régimen especial [%]



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

	2006	2007	2008	2009	2010	%10/09
Renovables	14.259	18.026	21.960	25.274	27.238	7,8
Hidráulica	1.786	1.887	1.940	1.981	1.991	0,5
Eólica	11.521	14.667	16.148	18.961	20.057	5,8
Otras renovables	951	1.473	3.872	4.332	5.190	19,8
Biomasa	459	472	512	660	711	7,7
Solar fotovoltaica	142	652	2.961	3.051	3.458	13,3
Solar termoeléctrica	11	11	61	282	682	141,6
Resto renovables (1)	339	339	339	339	339	0,0
No renovables	5.869	5.988	6.249	6.585	6.992	6,2
Calor residual	64	64	64	68	68	0,0
Carbón	44	44	44	44	44	0,0
Fuel-gasoil	924	924	924	929	942	1,4
Gas residual	131	131	131	156	156	0,0
Gas natural	4.706	4.826	5.087	5.388	5.783	7,3
Total	20.127	24.015	28.209	31.859	34.230	7,4

Datos provisionales. (1) Incluye residuos.

05

Operación del sistema

sistema peninsular



- 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

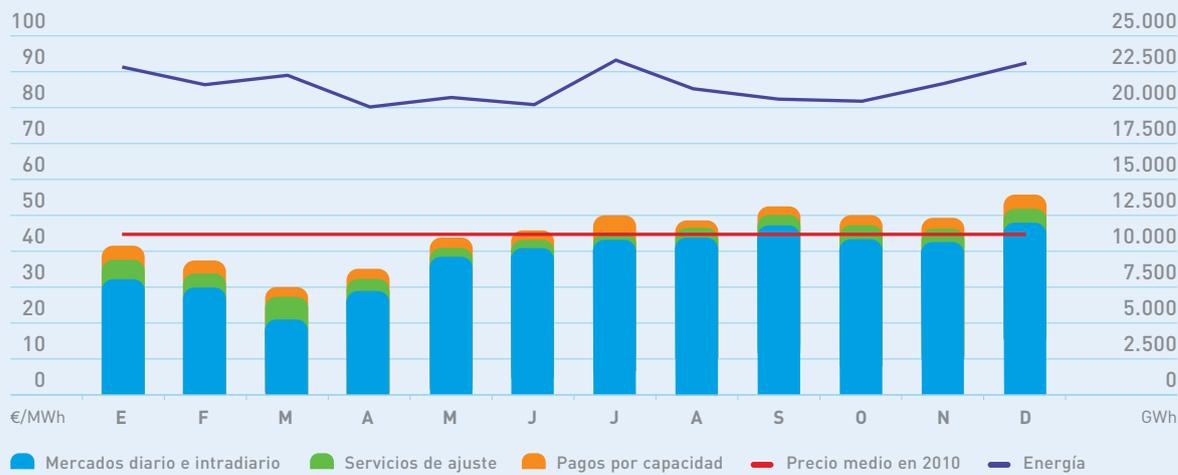


Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Componentes del precio final medio (€/MWh)

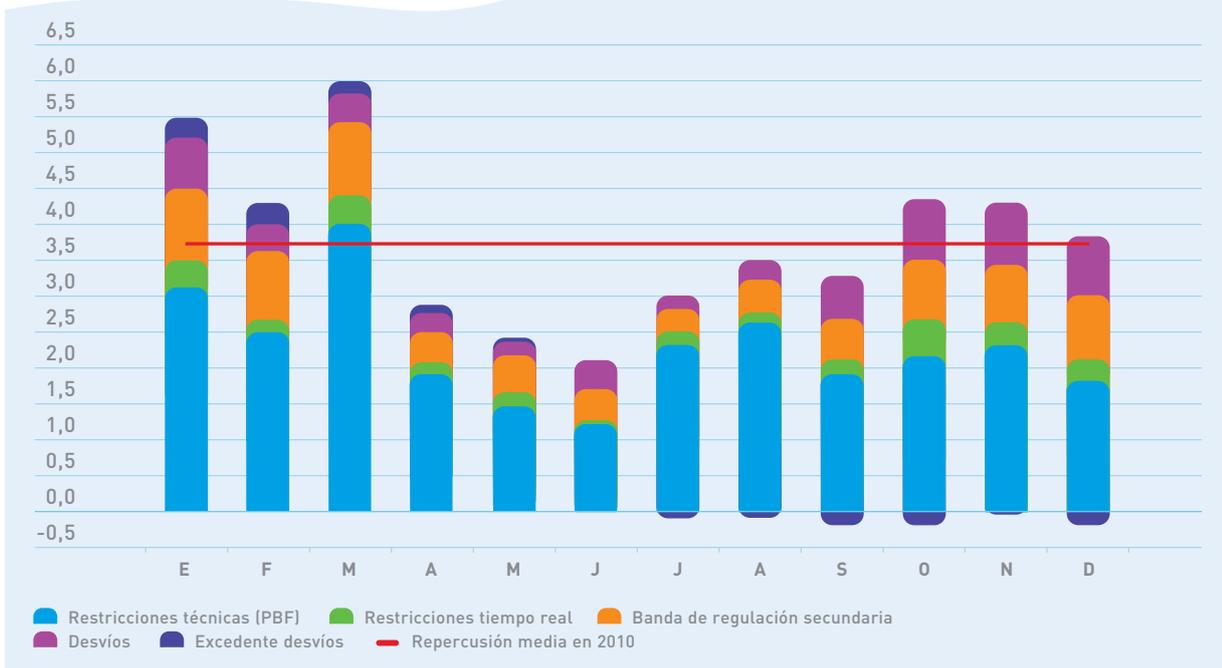
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	%10/09
Mercado diario	32,14	29,66	21,11	28,92	38,17	41,04	43,61	43,85	47,52	43,69	42,75	48,37	38,40	0,6
Mercado intradiario	-0,03	-0,02	-0,02	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,03	-0,07	-0,03	-0,04	-0,02	22,6
Servicios de ajuste del sistema	5,51	4,27	5,99	2,86	2,40	2,09	2,97	3,41	3,08	4,14	4,24	3,69	3,75	39,0
Restricciones técnicas (PBF)	3,12	2,46	3,99	1,89	1,45	1,18	2,29	2,62	1,89	2,16	2,32	1,81	2,28	46,7
Restricciones tiempo real	0,36	0,21	0,40	0,17	0,18	0,09	0,21	0,16	0,24	0,51	0,28	0,28	0,26	-13,2
Banda de regulación secundaria	1,03	0,98	1,00	0,45	0,52	0,43	0,34	0,42	0,51	0,84	0,82	0,93	0,69	23,0
Desvíos	0,68	0,37	0,41	0,27	0,23	0,41	0,20	0,29	0,61	0,81	0,85	0,83	0,50	35,7
Excedente desvíos	0,32	0,25	0,19	0,08	0,02	-0,02	-0,07	-0,08	-0,17	-0,18	-0,03	-0,16	0,01	-116,2
Pagos por capacidad	4,11	4,14	3,43	3,31	3,23	3,76	4,28	1,33	2,15	1,95	2,92	3,92	3,24	29,9
Precio final 2010	41,73	38,05	30,51	35,09	43,79	46,88	50,85	48,58	52,72	49,71	49,88	55,94	45,36	4,7
Precio final 2009	56,04	47,40	42,61	40,92	40,66	40,67	43,31	40,16	42,05	42,40	40,58	41,13	43,34	

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

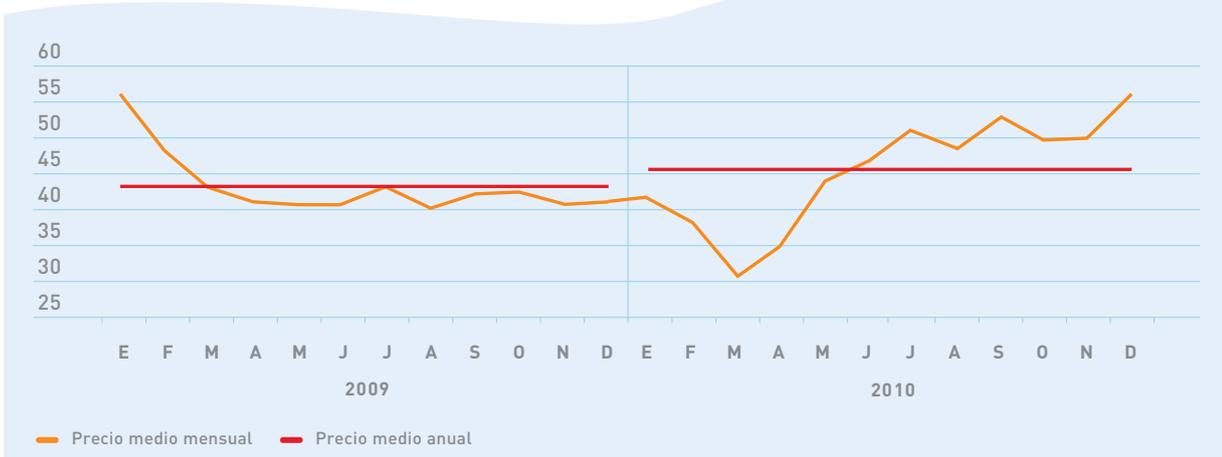
Demanda nacional (Suministro último recurso + contratación libre). Precios finales y energía

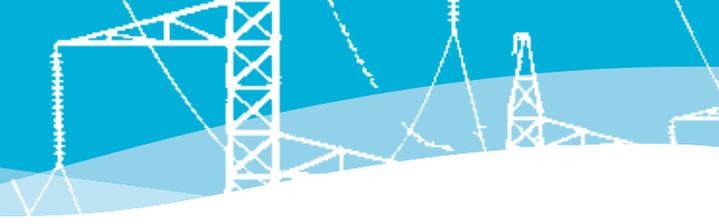


Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio (€/MWh)



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



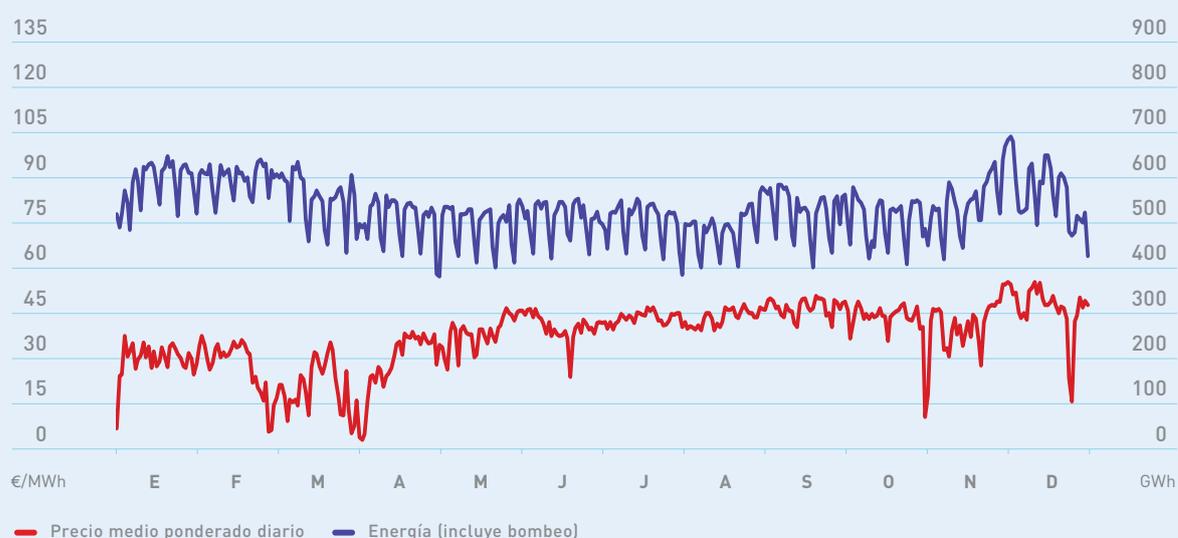


Energía y precios medios ponderados en el mercado diario

	Energía (*) GWh	Precio (€/MWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	18.050	0,00	31,33	108,00
Febrero	16.706	0,00	28,97	92,50
Marzo	17.285	0,00	20,45	85,39
Abril	15.261	0,00	28,24	58,55
Mayo	15.126	0,10	38,15	51,68
Junio	15.306	10,00	40,91	56,73
Julio	15.555	18,23	43,57	70,01
Agosto	14.967	13,03	43,89	55,55
Septiembre	15.705	0,10	47,59	69,56
Octubre	15.701	0,00	43,57	57,21
Noviembre	16.242	0,00	42,48	86,75
Diciembre	17.440	0,00	48,36	145,00
Total	193.345	0,00	38,00	145,00

(*) Incluye bombeo.

Mercado diario. Precio medio ponderado diario y energía



Energía y precios medios ponderados en el mercado intradiario

	Volumen negociado (GWh)	Energía (*) (GWh)	Precio medio (€/MWh)	
			Medio mensual	Máx. horario
Enero	3.215	422	30,86	119,85
Febrero	3.102	343	28,70	81,90
Marzo	2.959	382	21,59	160,00
Abril	2.488	264	29,21	79,72
Mayo	2.655	537	37,18	85,00
Junio	2.472	377	39,04	60,70
Julio	2.750	551	42,19	66,51
Agosto	2.816	567	42,57	63,00
Septiembre	2.931	507	45,86	118,25
Octubre	3.157	737	41,55	58,00
Noviembre	3.286	827	42,86	94,45
Diciembre	3.176	655	45,95	96,03
Total	35.007	6.169	37,34	160,00

[*] Incluye bombeo.

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

	2009		2010		% 10/09	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF) (1)	9.475	707	12.509	447	32,0	-36,8
Regulación secundaria	1.072	1.406	1.165	1.724	8,7	22,6
Regulación terciaria	2.238	3.287	2.726	2.983	21,8	-9,3
Gestión de desvíos	1.253	3.018	2.198	2.675	75,4	-11,4
Restricciones en tiempo real	821	640	887	901	8,0	40,8
Energía total gestionada	23.918		28.214		18,0	

(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) (%)

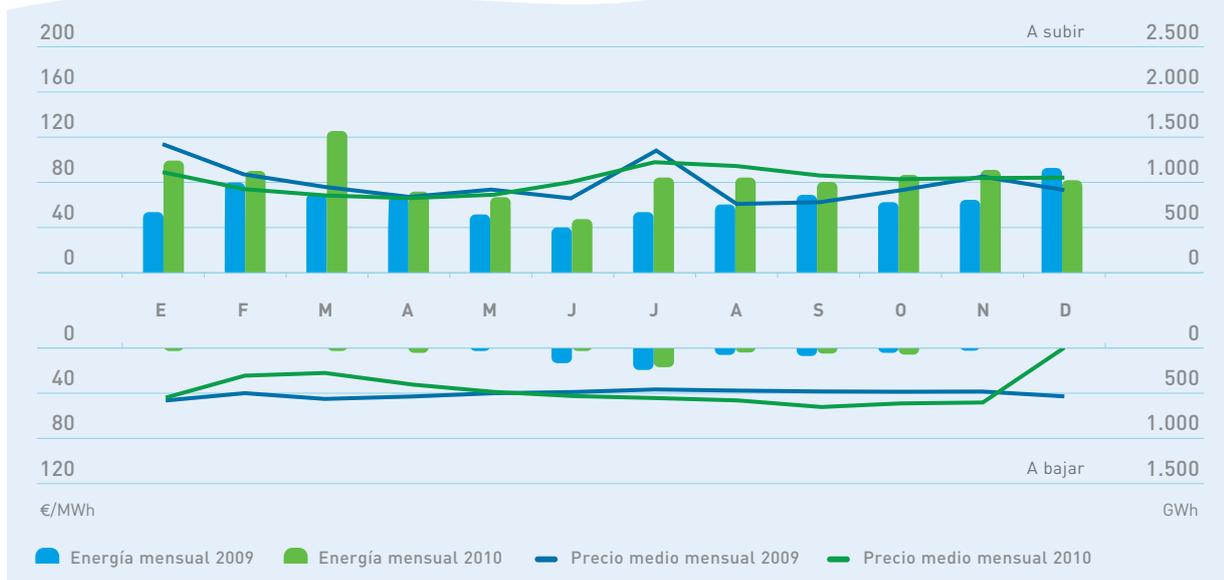


Resolución de restricciones técnicas (PBF) (Fase I)

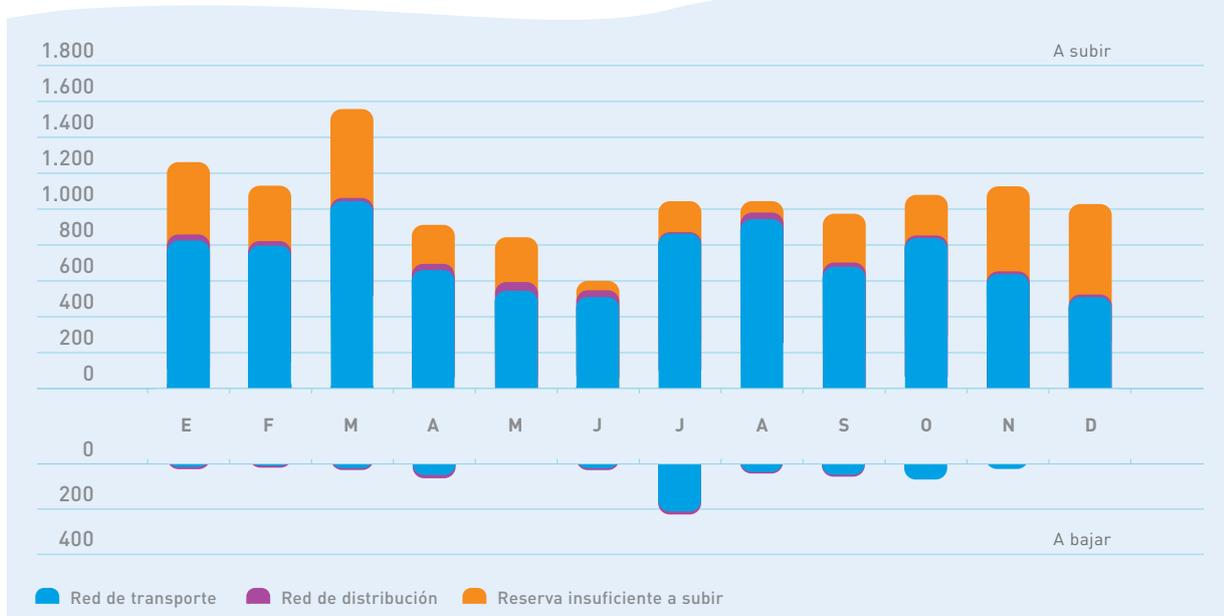
	Energía a subir			Energía a bajar		
	Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
		Medio (1)	Máx.		Medio (1)	Máx.
Enero	1.246	88,72	159,1	13	44,42	103,3
Febrero	1.114	73,18	110,0	4	24,81	40,0
Marzo	1.557	67,16	86,5	10	23,81	29,4
Abril	912	65,30	79,3	32	32,66	49,9
Mayo	837	69,04	115,0	0,2	39,19	45,7
Junio	595	80,61	101,9	18	44,53	56,0
Julio	1.035	95,75	142,8	216	46,02	59,7
Agosto	1.045	94,73	409,2	36	47,54	53,9
Septiembre	966	86,04	140,9	47	54,04	69,6
Octubre	1.061	81,34	126,4	62	48,68	54,5
Noviembre	1.114	82,15	136,8	9	50,37	86,8
Diciembre	1.027	83,88	151,8	0	-	-
Total	12.509	80,51	409,2	447	45,71	103,3

(1) Precio medio ponderado.

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

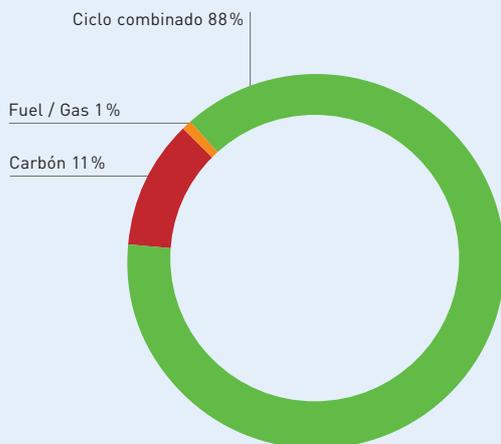


Resolución de restricciones técnicas (PBF). Desglose por tipo de restricciones (GWh)

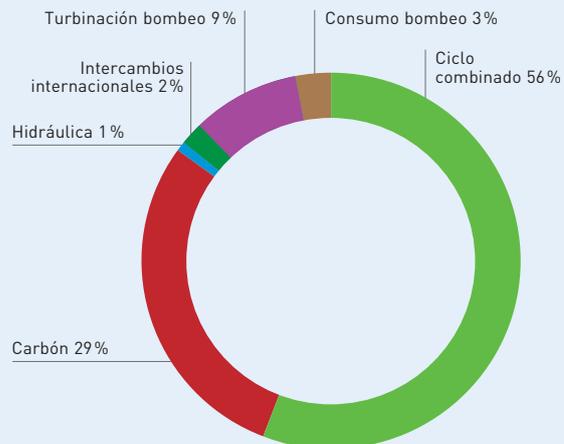


Resolución de restricciones técnicas (PBF). Desglose por tecnologías. Total anual [%]

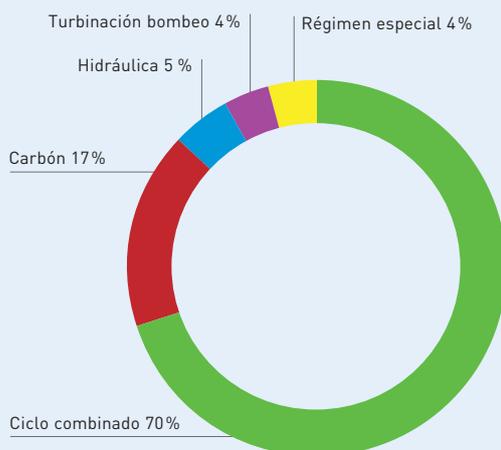
Fase I A subir



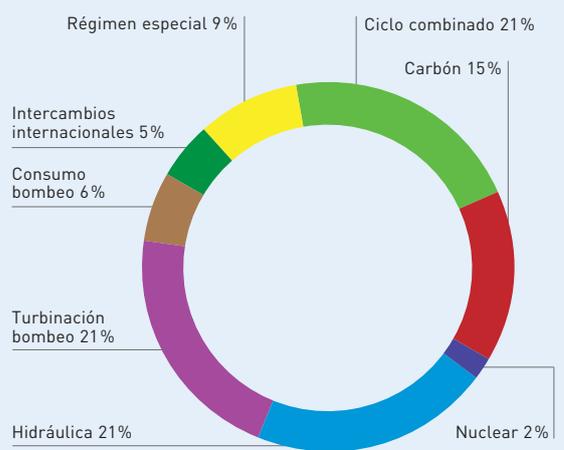
Fase II A subir



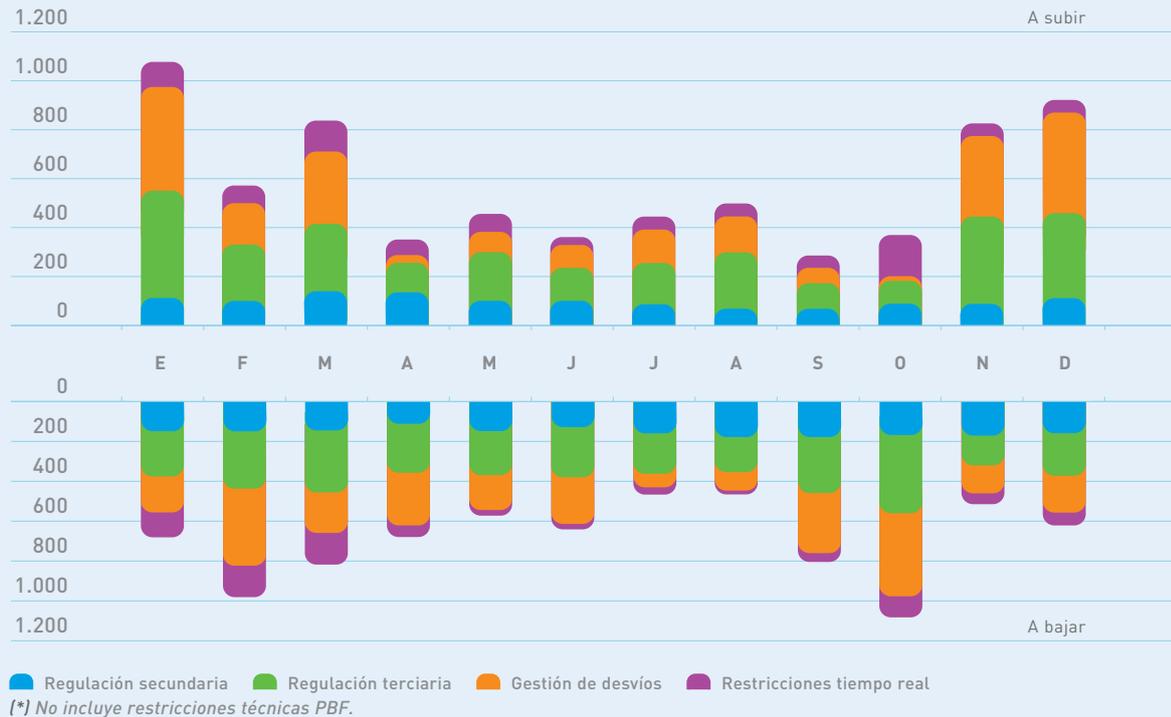
Fase I A bajar



Fase II A bajar



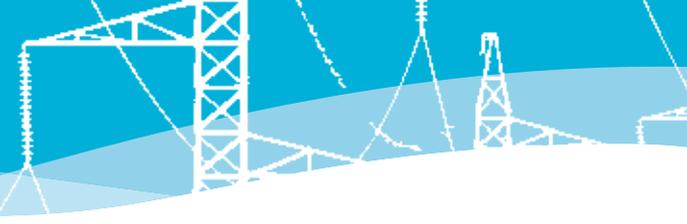
Mercados de servicios de ajuste. Energía gestionada (*) (GWh)



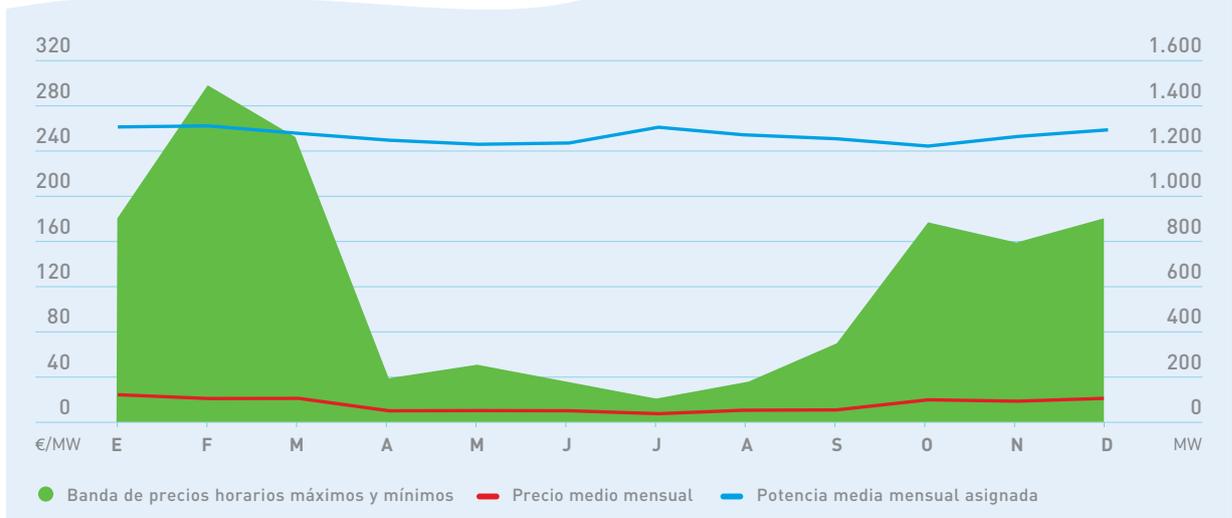
Regulación secundaria

	Energía										
	Banda media					A subir			A bajar		
	Potencia (MW)		Precio (€/MWh)			Energía GWh	Precio (€/MWh)		Energía GWh	Precio (€/MWh)	
	A subir	A bajar	Total	Medio Pond.	Máx.		Medio(1)	Máx.		Medio(2)	Máx.
Enero	748	542	1.290	22,47	180,00	112	46,11	367,67	135	20,72	69,43
Febrero	751	549	1.300	21,70	297,00	100	31,41	91,58	142	13,64	66,00
Marzo	730	538	1.269	21,15	250,00	140	29,51	180,30	140	7,82	50,00
Abril	714	524	1.239	9,20	38,90	127	30,44	67,08	103	18,06	46,00
Mayo	705	514	1.219	10,73	50,00	98	40,66	180,30	135	24,58	180,00
Junio	710	520	1.230	8,90	35,00	98	42,57	72,90	122	26,77	150,00
Julio	743	548	1.291	7,37	20,39	83	43,93	76,27	150	31,63	50,02
Agosto	734	529	1.263	8,57	35,00	64	43,80	84,20	165	32,15	54,57
Septiembre	723	524	1.247	10,34	69,90	68	45,59	80,00	170	33,17	180,00
Octubre	700	515	1.215	17,54	175,30	83	42,67	80,38	156	24,63	53,70
Noviembre	722	531	1.253	17,95	157,77	89	48,42	180,01	162	28,39	150,00
Diciembre	745	539	1.284	20,66	180,25	104	50,02	90,82	145	28,80	75,00
Total	727	531	1.258	14,72	297,00	1.165	40,36	367,67	1.724	24,68	180,00

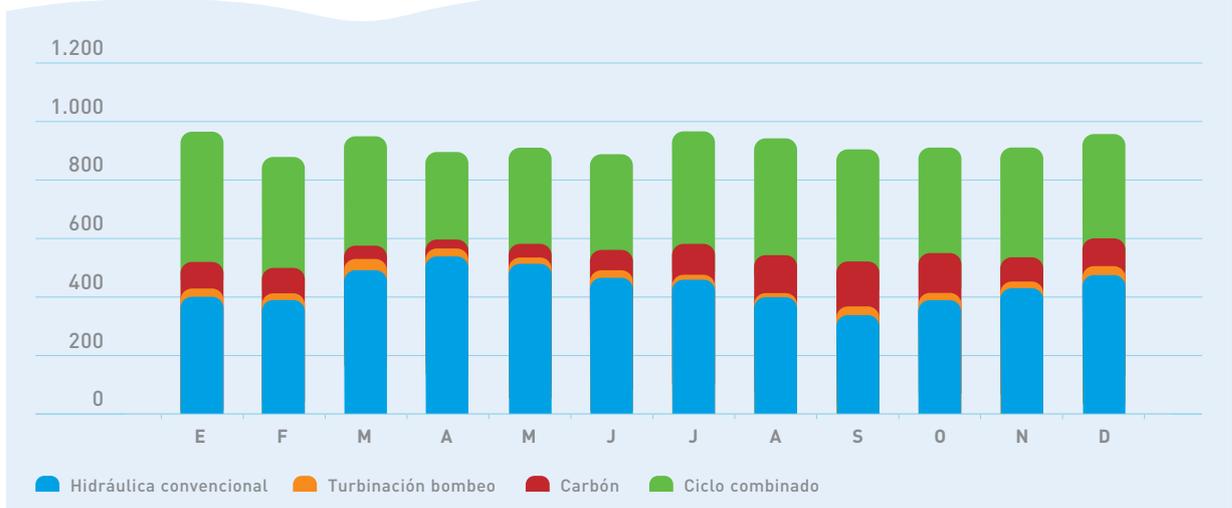
[1] Precio medio ponderado de venta. [2] Precio medio ponderado de recompra.



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	439	58,55	252,87	239	15,71	64,40
Febrero	230	40,13	78,27	293	9,47	47,33
Marzo	270	41,77	180,30	309	3,30	31,96
Abril	130	34,96	76,29	249	13,48	42,00
Mayo	196	47,69	177,10	229	17,10	45,53
Junio	140	45,16	65,86	247	20,97	49,23
Julio	175	47,37	75,13	205	27,86	45,00
Agosto	231	49,32	82,00	176	26,32	57,00
Septiembre	105	48,38	75,86	282	29,99	46,18
Octubre	102	51,89	78,63	389	18,04	68,31
Noviembre	361	57,98	180,01	154	18,12	63,90
Diciembre	347	57,63	100,00	213	22,33	50,00
Total	2.726	50,41	252,87	2.983	17,88	68,31

(1) Incluye energía de regulación terciaria de emergencia.

(2) Precio medio ponderado de venta.

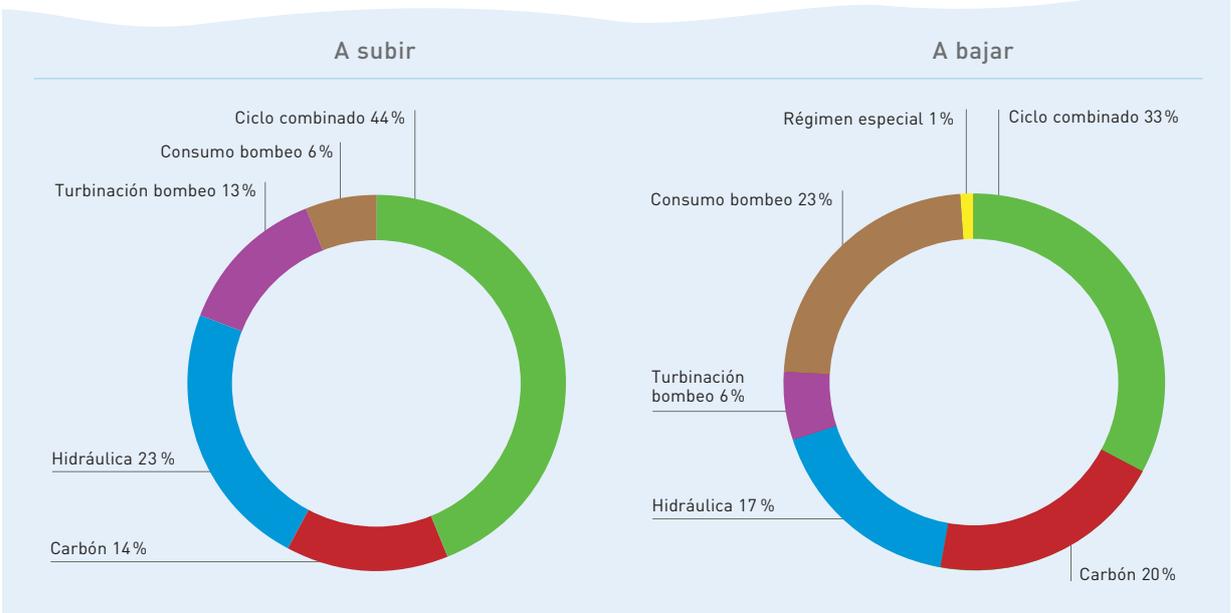
(3) Precio medio ponderado de recompra.



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	419	51,30	180,10	171	20,84	65,00
Febrero	167	35,48	48,50	390	10,47	47,40
Marzo	300	34,96	85,00	208	5,62	43,33
Abril	31	31,26	40,00	265	15,29	39,50
Mayo	86	42,36	70,00	176	21,33	51,68
Junio	92	44,65	62,00	237	22,85	42,00
Julio	130	48,16	66,55	66	30,46	40,67
Agosto	153	46,77	76,00	100	31,02	45,01
Septiembre	64	45,47	61,50	307	31,93	50,97
Octubre	22	48,80	70,00	427	23,90	47,50
Noviembre	321	78,22	920,00	135	24,21	42,57
Diciembre	413	55,66	108,51	192	25,68	71,00
Total	2.198	51,01	920,00	2.675	20,70	71,00

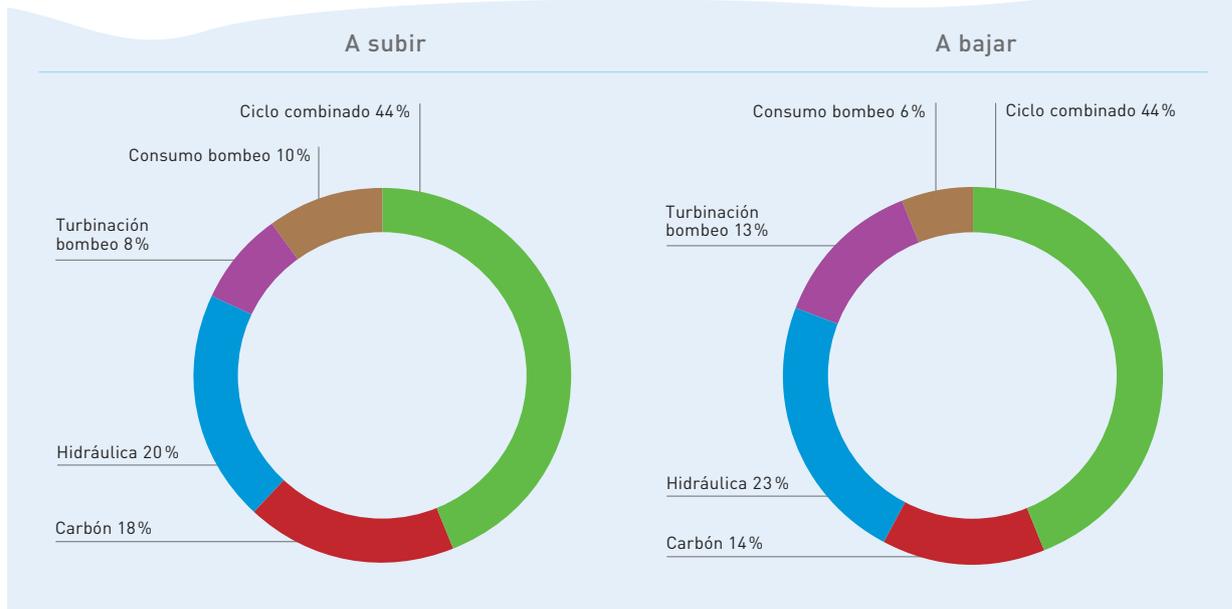
(1) Precio medio ponderado de venta.
 (2) Precio medio ponderado de recompra.

Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías





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	104	113,15	1.073,10	132	5,22	38,00
Febrero	73	78,42	356,88	151	4,01	51,11
Marzo	125	96,04	260,44	159	4,57	40,91
Abril	61	80,34	179,50	58	4,93	29,56
Mayo	73	88,25	383,23	30	24,67	45,56
Junio	31	85,58	286,77	33	11,22	42,42
Julio	54	116,57	873,74	43	15,82	45,81
Agosto	50	100,92	236,00	21	12,66	50,00
Septiembre	46	133,11	1.195,00	43	16,58	49,11
Octubre	166	96,55	345,00	103	18,36	46,33
Noviembre	52	151,87	489,30	61	10,77	55,36
Diciembre	51	150,40	455,43	68	16,87	37,65
Total	887	104,47	1.195,00	901	9,72	55,36

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

Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías

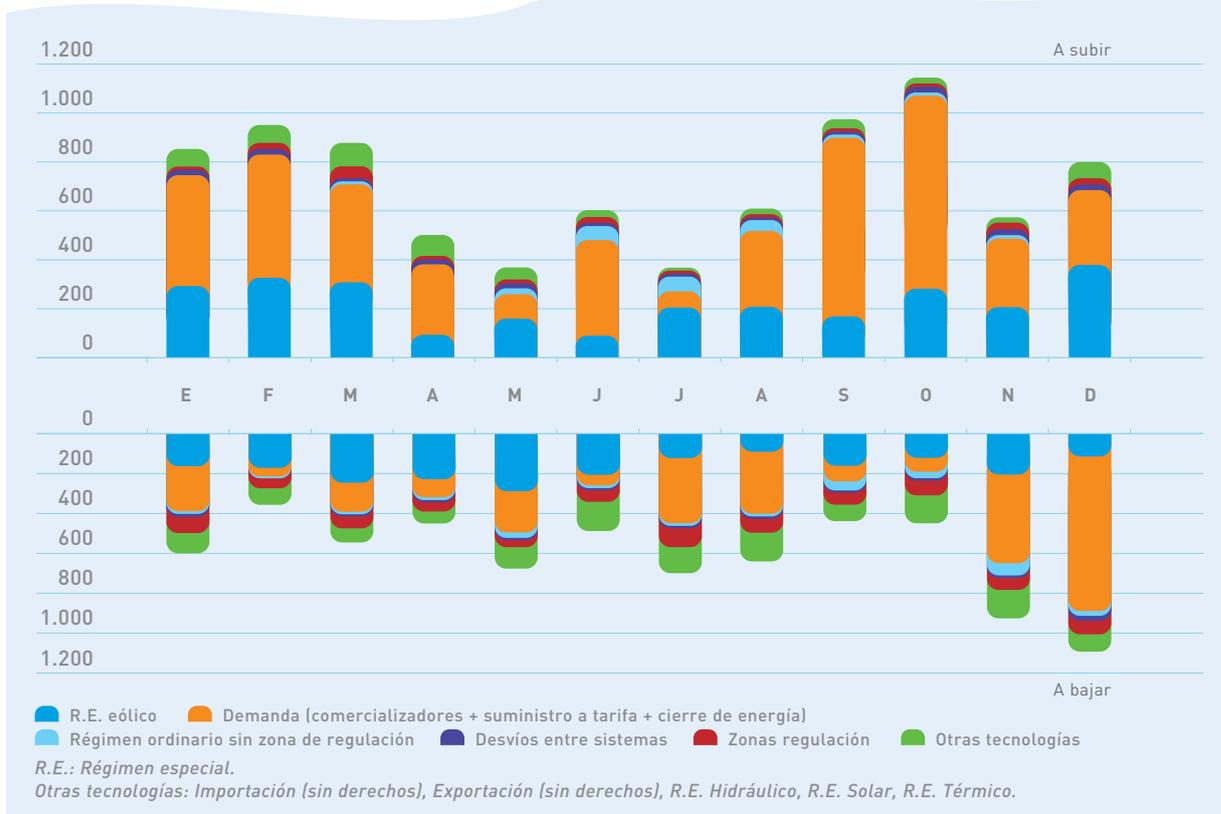


Desvíos netos medidos. Precios medios ponderados mensuales y energía neta de los mercados de balance

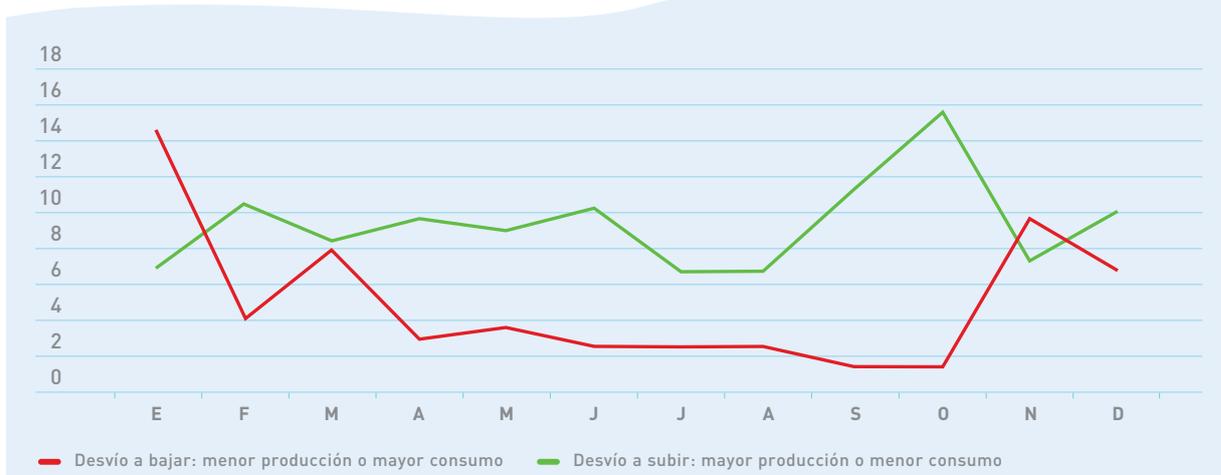
	Energía a subir		Energía a bajar	
	Energía GWh	Precio (€/MWh)	Energía GWh	Precio (€/MWh)
Enero	848	22,15	584	43,44
Febrero	943	17,17	348	31,78
Marzo	881	11,23	543	27,46
Abril	500	17,83	448	30,32
Mayo	366	28,33	677	40,96
Junio	600	29,94	489	42,59
Julio	370	36,23	691	45,45
Agosto	605	36,25	641	45,41
Septiembre	966	35,13	440	47,83
Octubre	1.143	27,14	444	44,05
Noviembre	572	33,77	920	50,59
Diciembre	790	36,29	1.085	53,14
Total	8.585	27,62	7.309	41,92



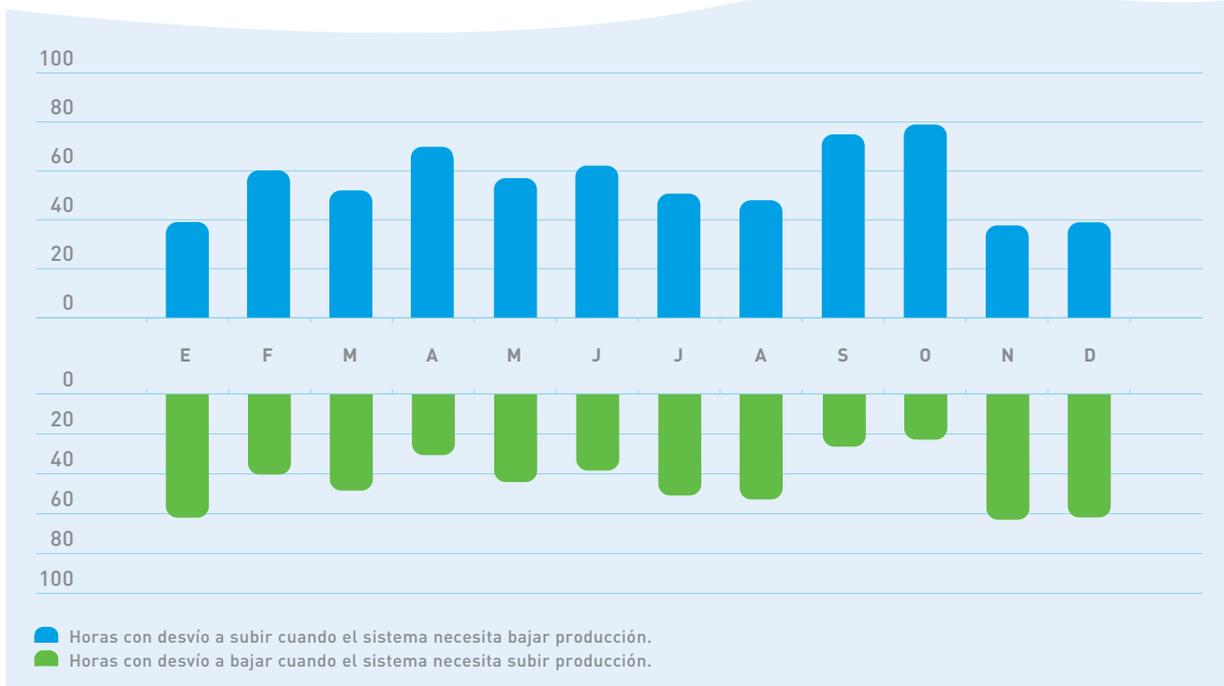
Desvíos netos medidos (GWh)



Coste medio de los desvíos (€/MWh)



Horas de desvíos contrarios al sistema [%]



06

Red de transporte

sistema peninsular



- 74 ○ Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2010
Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2010
- 75 ○ Aumento de la capacidad de líneas en el 2010
Parques puestos en servicio en el 2010
- 76 ○ Transformadores inventariados en el 2010
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 2010

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
E/S en Minglanilla L/ Olmedilla-Catadau	Red Eléctrica	1	3,0	6.546
E/S en Minglanilla L/ Morata-Cofrentes	Red Eléctrica	1	1,0	1.856
E/S Carmona L/ D.Rodrigo-Valdecaballeros	Red Eléctrica	2	0,4	776
L/ Segovia-Entronque Galapagar	Red Eléctrica	2	25,8	62.900
E/S Villanueva Escuderos L/ Trillo-Olmedilla	Red Eléctrica	2	3,6	9.900
L/ Cabra-Guadame	Red Eléctrica	2	146,0	356.386
E/S en Belinchon L/ Morata-Cofrentes	Red Eléctrica	2	0,6	1.083
E/S en Torrente L/ Catadau-Eliana	Red Eléctrica	2	15,9	29.074
L/ Arcos-La Roda	Red Eléctrica	2	286,8	700.157
L/ Abanto-Zierbena	Red Eléctrica	2	10,4	18.845
E/S en Maials L/ Rubi-Mequinzenza	Red Eléctrica	1	0,6	1.091
Aguayo-L/ Penagos-Güeñes (E/S en Aguayo)	Red Eléctrica	1	0,2	408
Aguayo-L/ Penagos-Güeñes (E/S en Penagos)	Red Eléctrica	1	0,6	1.609
Compactación Soto-Penagos	Red Eléctrica	2	13,2	35.970
L/ Pierola-Vic (1.ª fase)	Red Eléctrica	1	48,6	118.559
L/ Sentmenat-Bescanó (2.ª fase)	Red Eléctrica	1	74,1	180.903
L/ Aldeadávila-Frontera Portuguesa	Red Eléctrica	1	1,8	3.262
L/ Penagos-Güeñes (tramo 1 Cantabria)	Red Eléctrica	2	116,7	284.650
Total			749,3	1.813.974

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2010

Línea	Empresa	N.º circuitos	km	MVA*km
E/S en Carmona L/ Santiponce-Villanueva Rey	Red Eléctrica	1	0,2	108
E/S en Galapagar L/ Majadahonda-Otero	Red Eléctrica	1	3,6	3.548
L/ Puerto Real-Gazules	Red Eléctrica	1	30,3	15.097
L/ Puerto Real-Gazules (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	79
E/S en Carmona L/ Guillena-Dos Hermanas	Red Eléctrica	2	2,0	880
E/S en Carmona L/ Guillena-Alcores	Red Eléctrica	2	2,0	880
E/S en Carroyuelas L/ Aceca-La Paloma	Red Eléctrica	2	3,9	3.455
L/ Melancólicos-Mazarredo (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,6	356
L/ Ventas-Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,7	2.650
L/ Arganzuela-Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	2,2	1.250
L/ Villaverde-Parque Ingenieros (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,1	2.289
L/ Parque Ingeniero-Antonio Leyva (subterránea)	Red Eléctrica	1	5,4	3.003
L/ Arganzuela-Antonio Leyva (subterráneo)	Red Eléctrica	1	2,8	1.580
E/S en Don Rodrigo L/ Aljarafe-Quintos (antigua Santiponce-Quintos)	Red Eléctrica	2	25,8	20.637
E/S en Prado de Santo Domingo L/ Villaviciosa-Getafe (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,4	220
E/S en Anoaia L/ Pont de Suert-Rubí (aéreo)	Red Eléctrica	2	1,6	1.430
E/S en Anoaia L/ Pont de Suert-Rubí (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,1	78
Total			89,8	57.540

Aumento de la capacidad de líneas en el 2010

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)	MWA*km
L/ Bellicens-Constantí	220	7,4	160	1.187
L/ Tajo-Los Ramos-Polígono (1)	220	74,1	105	15.569
L/ Entrerrios-Montetorrero	220	40,9	105	4.293
L/ Cillamayor-Guardo	220	45,0	105	4.725
L/ Entrerrios-Magallón (2)	220	27,3	105	2.867
L/ Aguayo-Mataporquera SC	220	17,2	118	2.028
L/ Aguayo-Mataporquera DC	220	2,4	118	278
L/ Miranda-Puentelarra	220	12,0	105	1.260
L/ Aceca-Añover	220	9,8	188	1.841
L/ Aceca-Madrirdejos (1)	220	65,0	188	24.444
L/ J.M. Oriol-Cáceres	220	65,6	105	13.768
Total 220 kV		366,6	1.402	72.258

(1) Pendiente de acta de puesta en marcha. (2) Acta de puesta en marcha de 2009.

Parques puestos en servicio en el 2010

Subestación	Empresa	Tensión kV
Belinchón	Red Eléctrica	400
Bescanó	Red Eléctrica	400
Maials	Red Eléctrica	400
Minglanilla	Red Eléctrica	400
Torrente	Red Eléctrica	400
Villanueva de los Escuderos	Red Eléctrica	400
Anoia	Red Eléctrica	220
Beniferri	Red Eléctrica	220
Carroyuelas	Red Eléctrica	220
Guixeres	Red Eléctrica	220
Melancólicos	Red Eléctrica	220
Prado de Santo Domingo	Red Eléctrica	220
Pujalt	Red Eléctrica	220
Vaguadas	Red Eléctrica	220



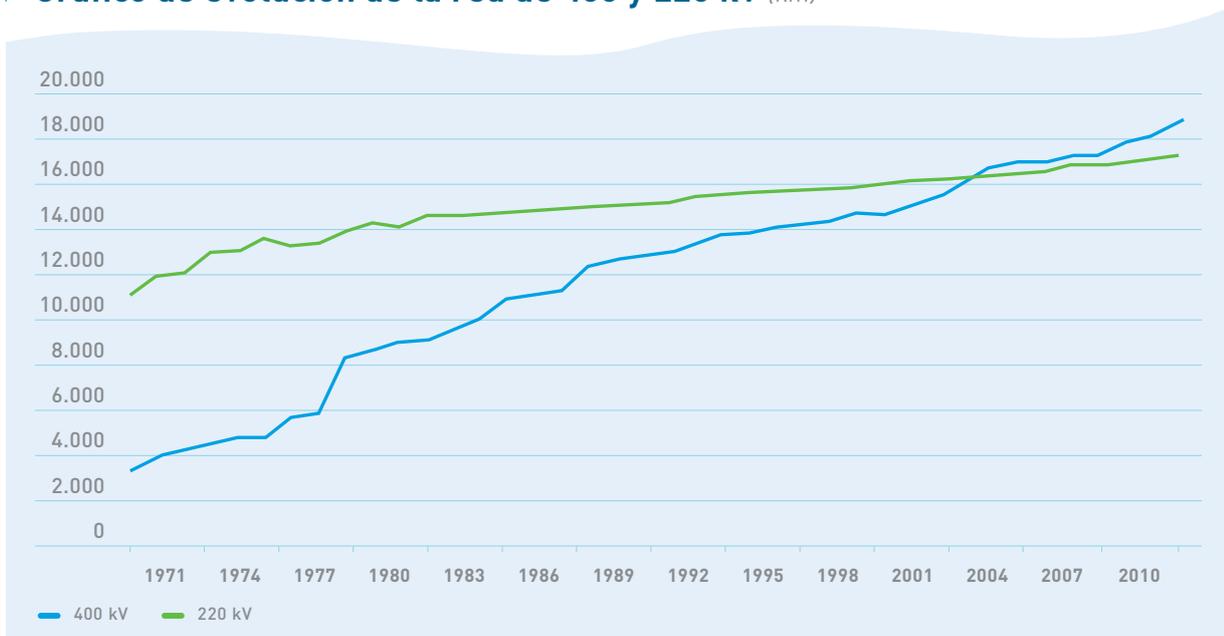
Transformadores inventariados en el 2010

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			Tensión kV	MVA
Tabernas	Red Eléctrica	400	400/220	600
Brovales	Red Eléctrica	400	400/220	600
S. Miguel Salinas (desfasador)	Red Eléctrica	400	400/220	800
Total				2.000

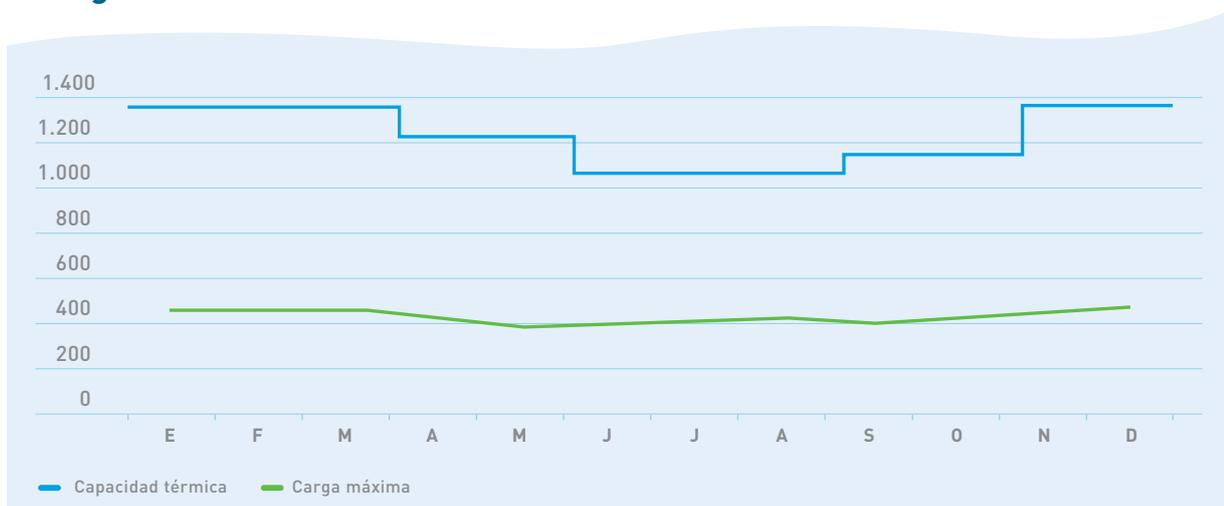
Evolución de la red de 400 y 220 kV *(km)*

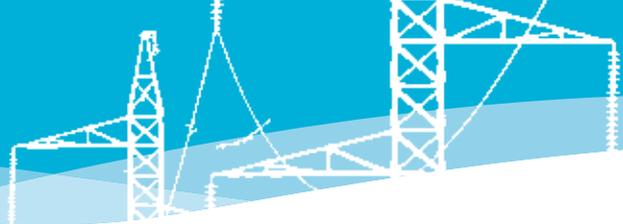
Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1971	3.233	10.859	1991	12.883	15.057
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.281
1973	4.175	11.923	1993	13.611	15.367
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.511
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.554
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.701
1978	5.732	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	16.697
1987	11.147	14.822	2007	17.172	16.738
1988	12.194	14.911	2008	17.724	16.880
1989	12.533	14.922	2009	18.015	17.020
1990	12.686	14.992	2010	18.765	17.110

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

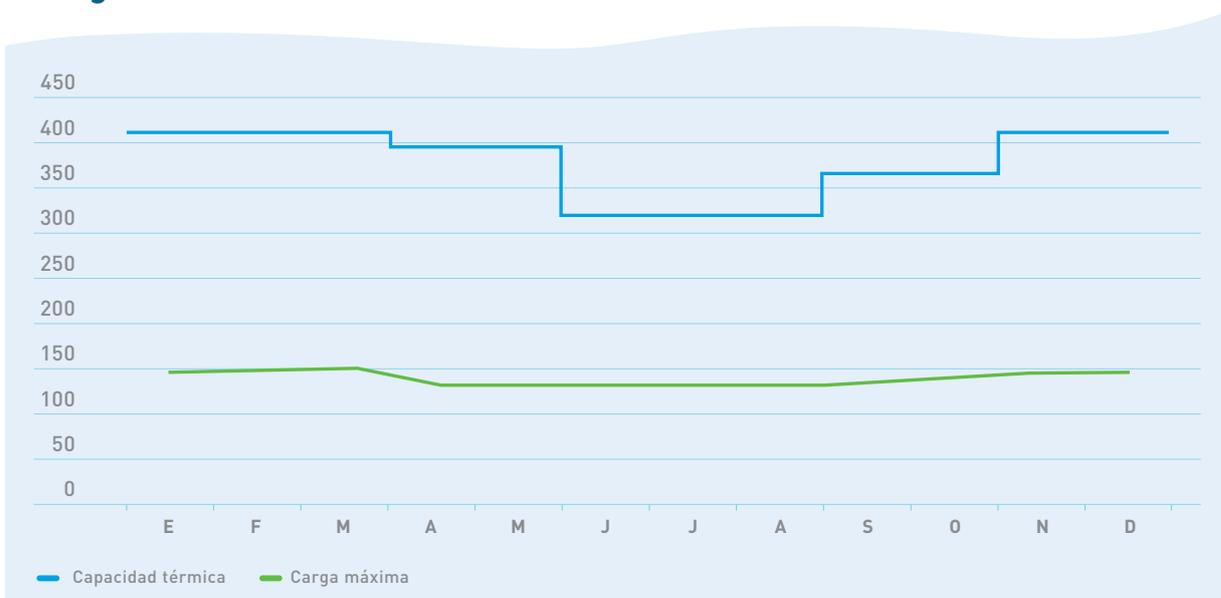


Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 400 kV (MW)

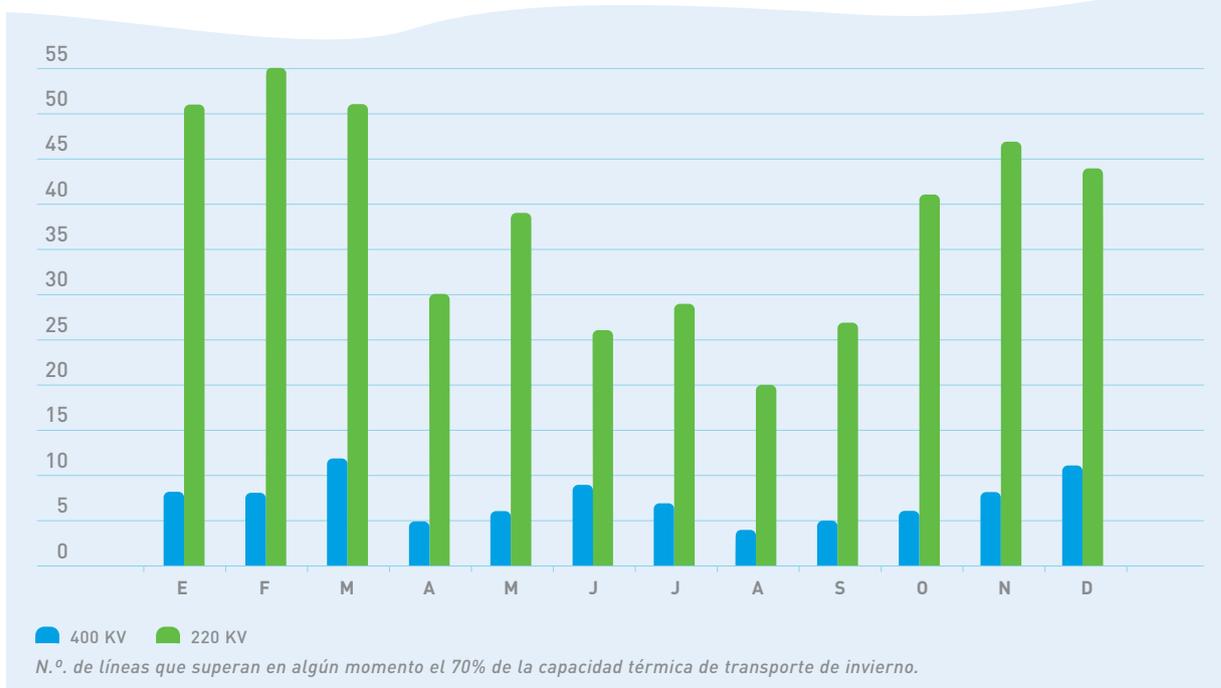




Carga máxima en día laborable en la media de las líneas de 220 kV (MW)



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





07

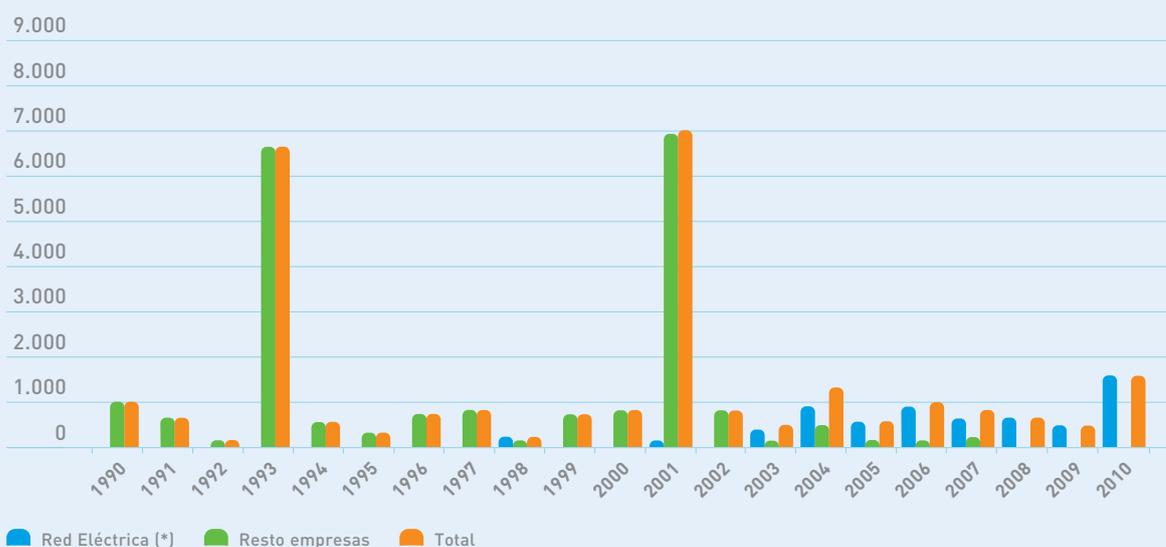
Calidad de servicio

sistema peninsular



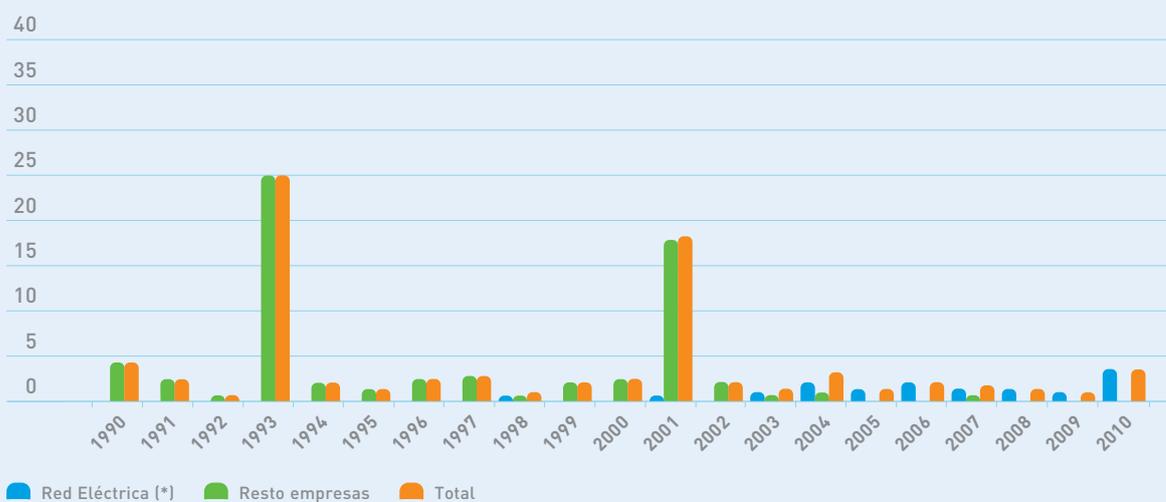
- 82 ○ Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte
- 83 ○ Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte
Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte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



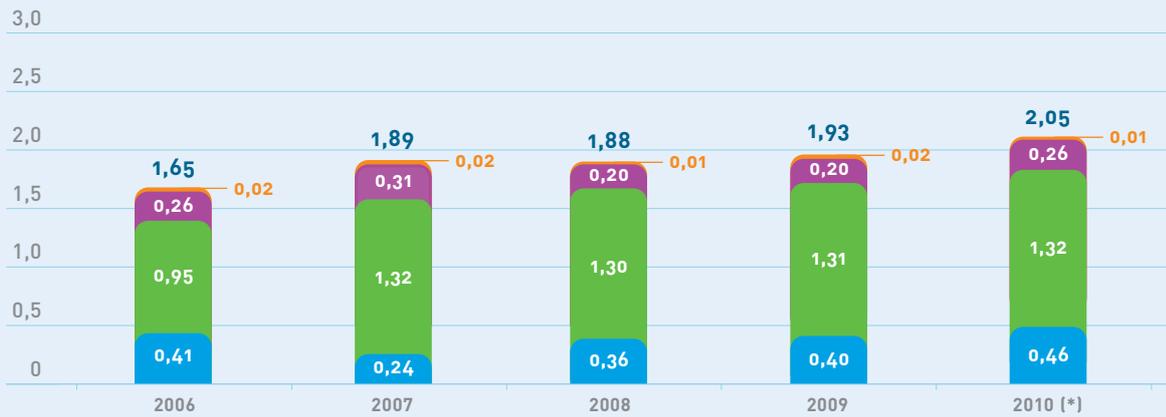
(*) A partir del 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.

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



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

Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte [%]

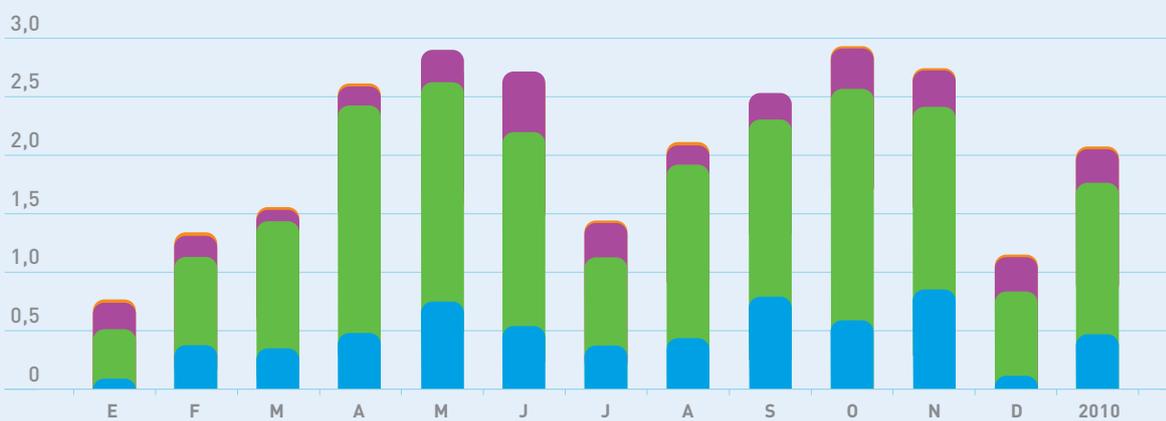


■ Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.
 ■ Programada por causas ajenas al mantenimiento.
 ■ No programada debida a mantenimiento correctivo.
 ■ No programada debida a circunstancias fortuitas.

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

Evolución mensual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte [%]



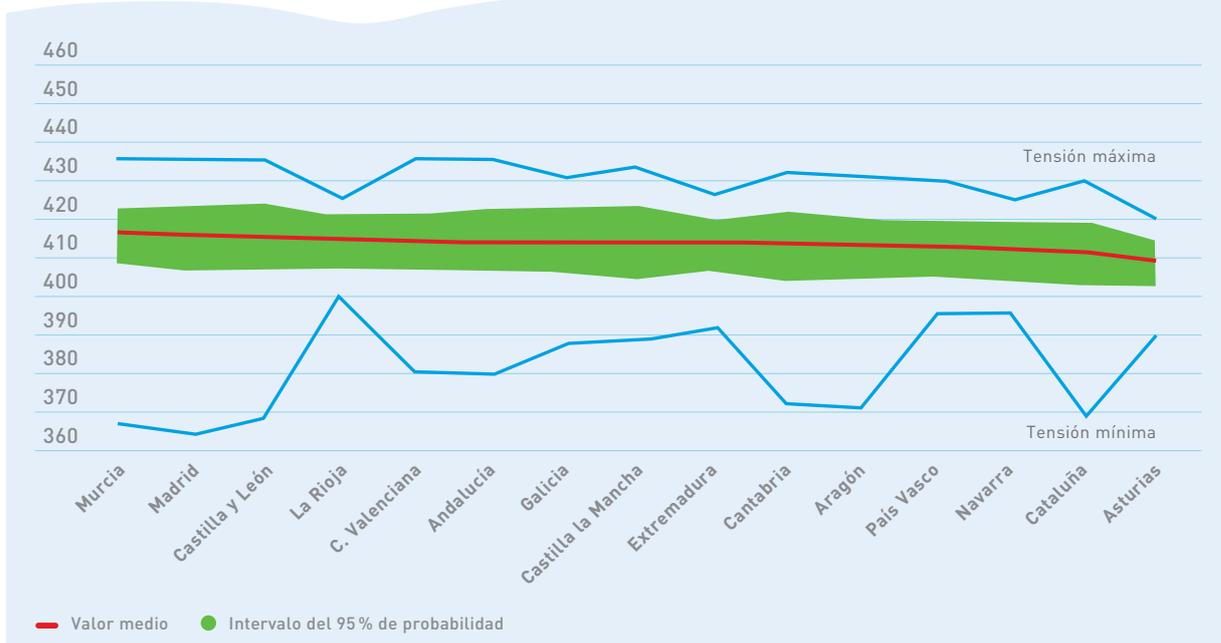
■ Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.
 ■ Programada por causas ajenas al mantenimiento.
 ■ No programada debida a mantenimiento correctivo.
 ■ No programada debida a circunstancias fortuitas.

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

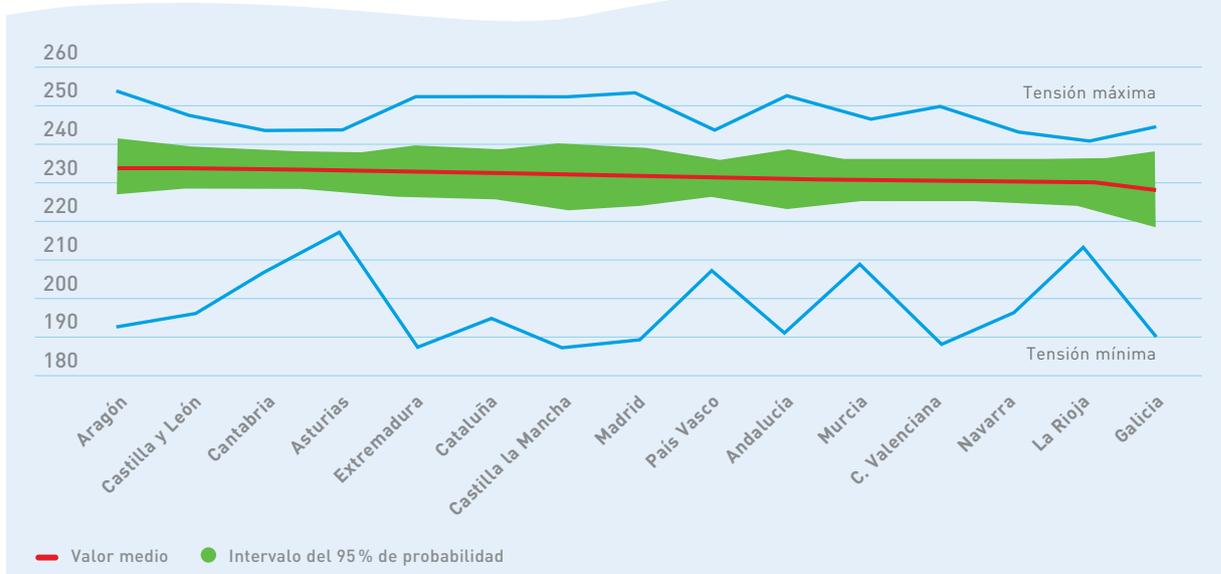
Datos provisionales pendientes de auditoría.



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

Intercambios internacionales

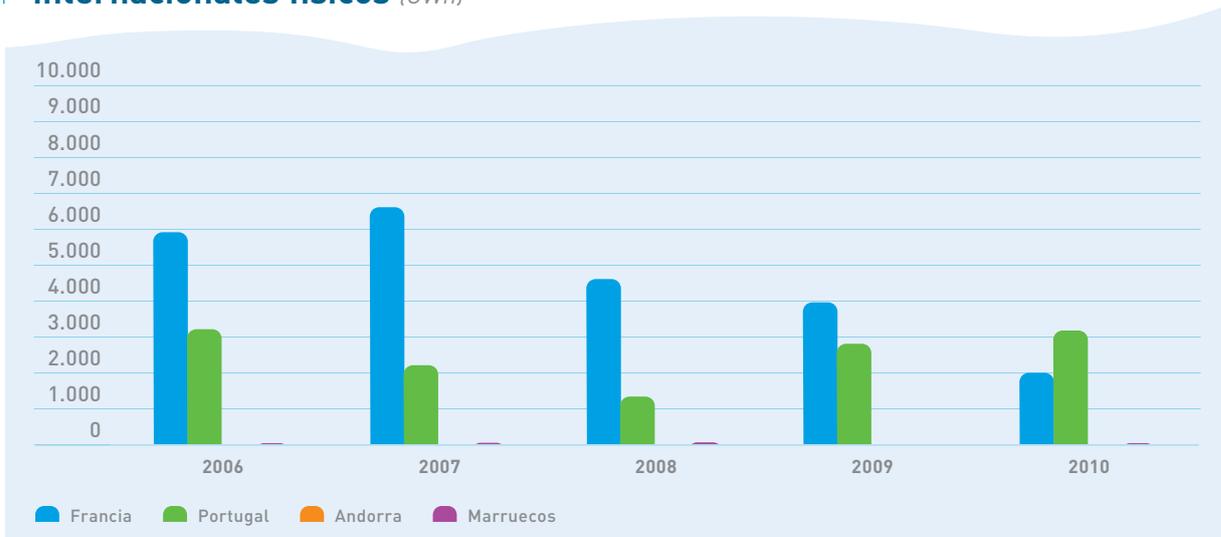
sistema peninsular



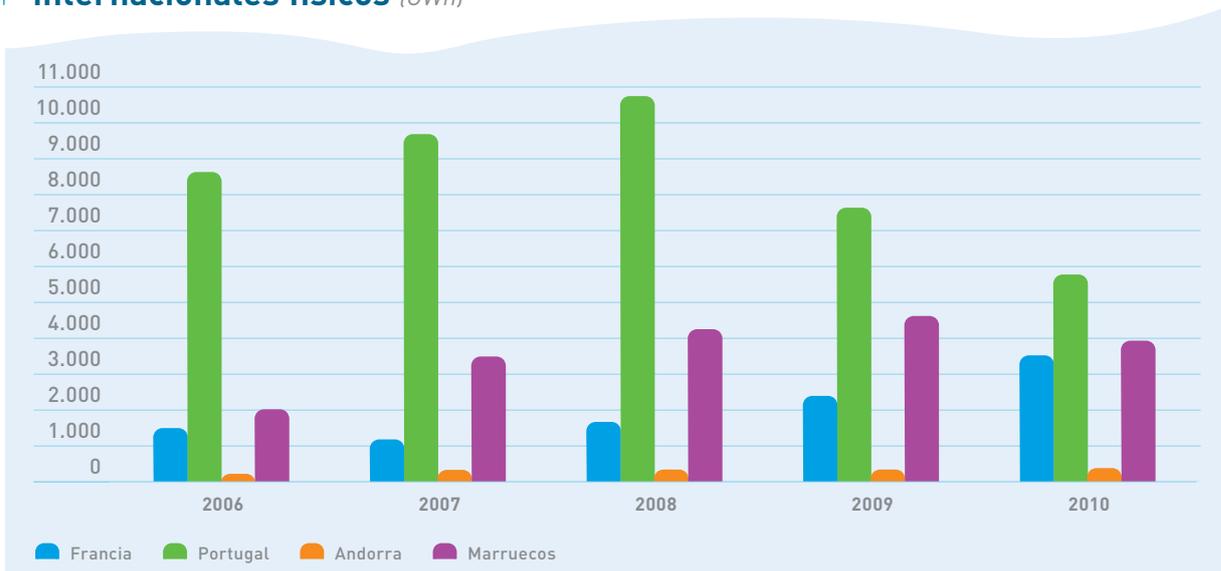
- 88 ○ Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos
- 89 ○ Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
Mapa de intercambios internacionales físicos
- 90 ○ Intercambios internacionales físicos
Intercambios internacionales programados
- 91 ○ Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados
- 92 ○ Transacciones internacionales programadas por tipo de sujeto del mercado e interconexión
Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones
- 93 ○ Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones
Grado de utilización de la 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 de largo plazo y diario en la interconexión con Francia
Capacidad negociada en las subastas de capacidad intradiarias 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
- 99 ○ Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Portugal



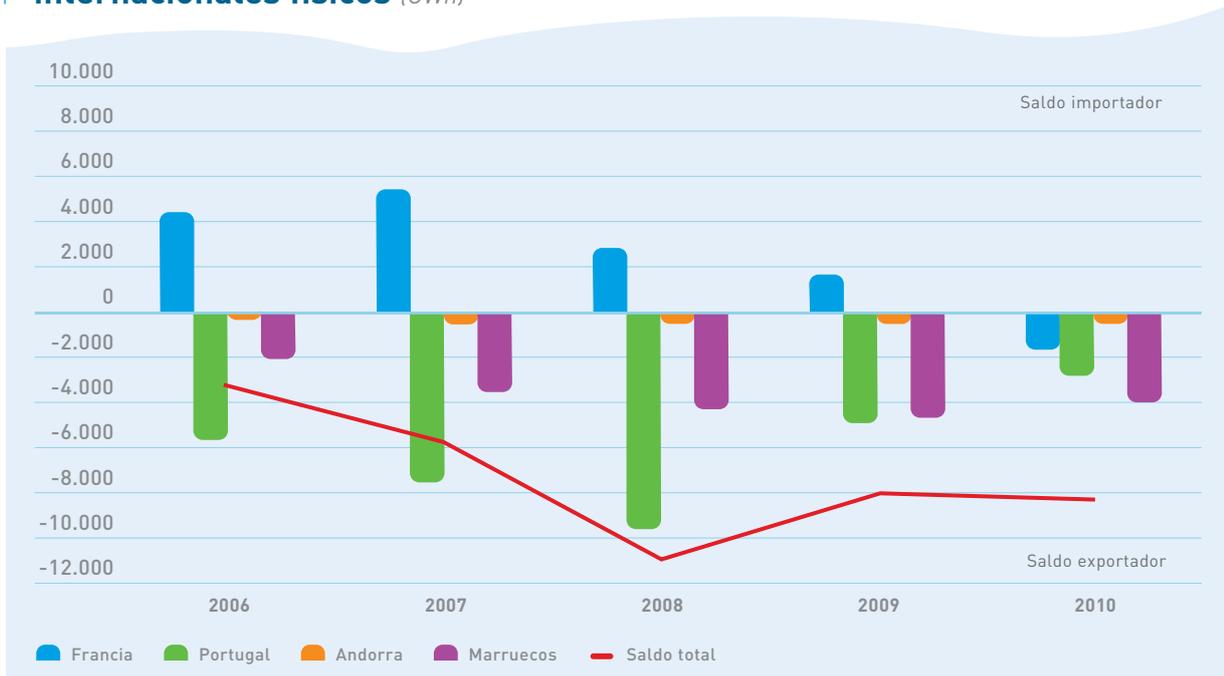
Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos (GWh)



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



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



Mapa de intercambios internacionales físicos (GWh)





Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada		Salida		Saldo (1)		Volumen	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Francia	3.942	1.983	2.352	3.514	1.590	-1.531	6.294	5.497
Portugal	2.820	3.189	7.609	5.823	-4.789	-2.634	10.430	9.012
Andorra	0	0	299	264	-299	-264	299	264
Marruecos	8	34	4.596	3.937	-4.588	-3.903	4.604	3.971
Total	6.771	5.206	14.857	13.539	-8.086	-8.333	21.628	18.745

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

Intercambios internacionales programados (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo (1)	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Francia (2)	5.270	1.865	3.679	3.388	1.591	-1.523
Portugal (3)	827	1.736	5.617	4.368	-4.790	-2.633
Andorra	0	0	301	264	-301	-264
Marruecos	1	16	4.591	3.921	-4.591	-3.905
Total	6.098	3.617	14.188	11.941	-8.091	-8.324

(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 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.

Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	3.577	11.931	-8.354
Francia (1)	1.842	3.379	-1.537
Portugal	1.719	4.367	-2.648
Andorra	0	264	-264
Marruecos	16	3.921	-3.905
Acciones coordinadas de balance Francia - España	23	9	14
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	17	1	15
Intercambios de apoyo	0	0	0
Total intercambios programados	3.617	11.941	-8.324
Desvíos de regulación objeto de compensación			-8
Saldo físico de los intercambios internacionales			-8.333

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados (GWh)



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

	Comercia- lizadoras (3)		Programas de Intercambio P-E (2)		Intercambios de apoyo		Acciones coordinadas de balance		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia (1)	1.842	3.379	0	0	0	0	23	9	1.865	3.388	-1.523
Portugal (2)	0	0	1.719	4.367	0	0	17	1	1.736	4.368	-2.633
Andorra	0	264	0	0	0	0	0	0	0	264	-264
Marruecos	16	3.921	0	0	0	0	0	0	16	3.921	-3.905
Total	1.858	7.564	1.719	4.367	0	0	40	10	3.617	11.941	-8.324

(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.

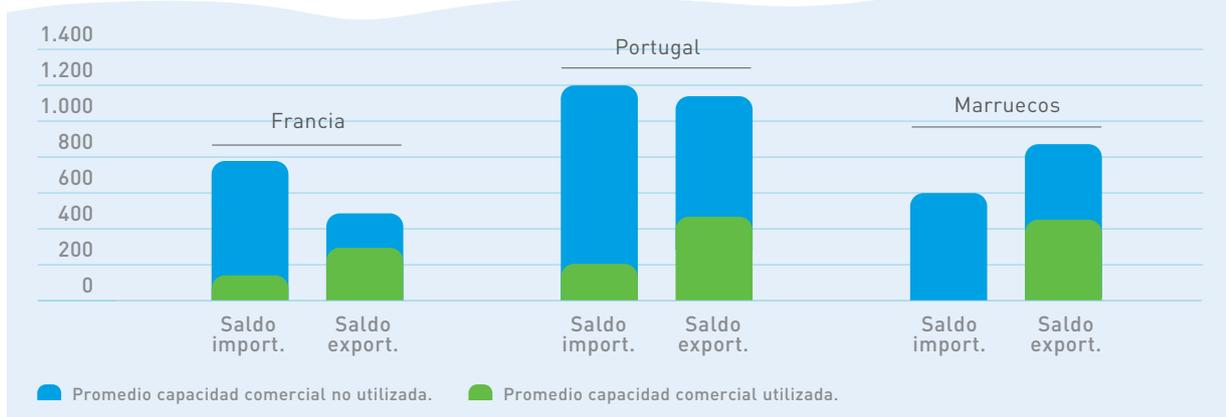
(3) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo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

Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)

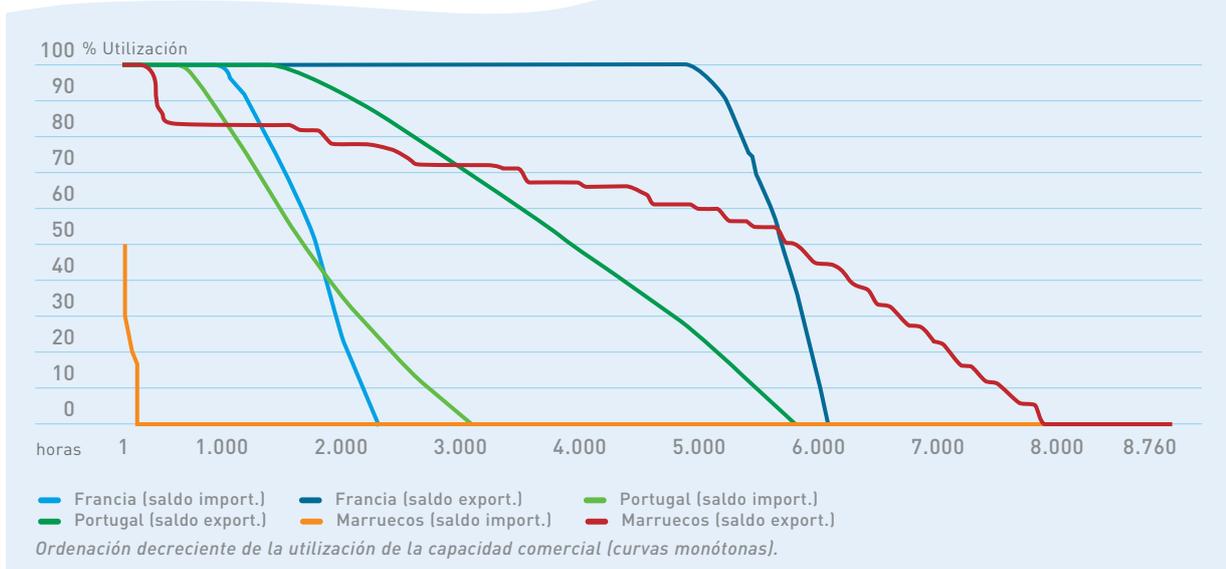


(*) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

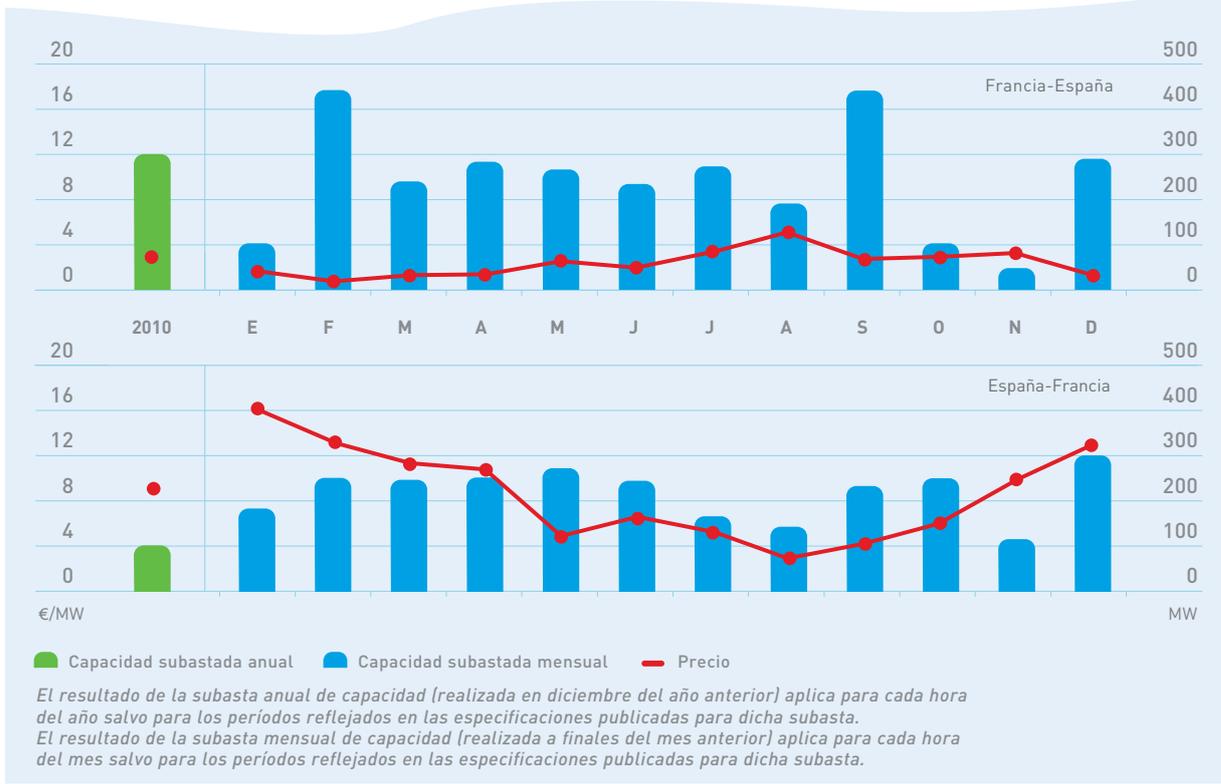
Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones (MW)



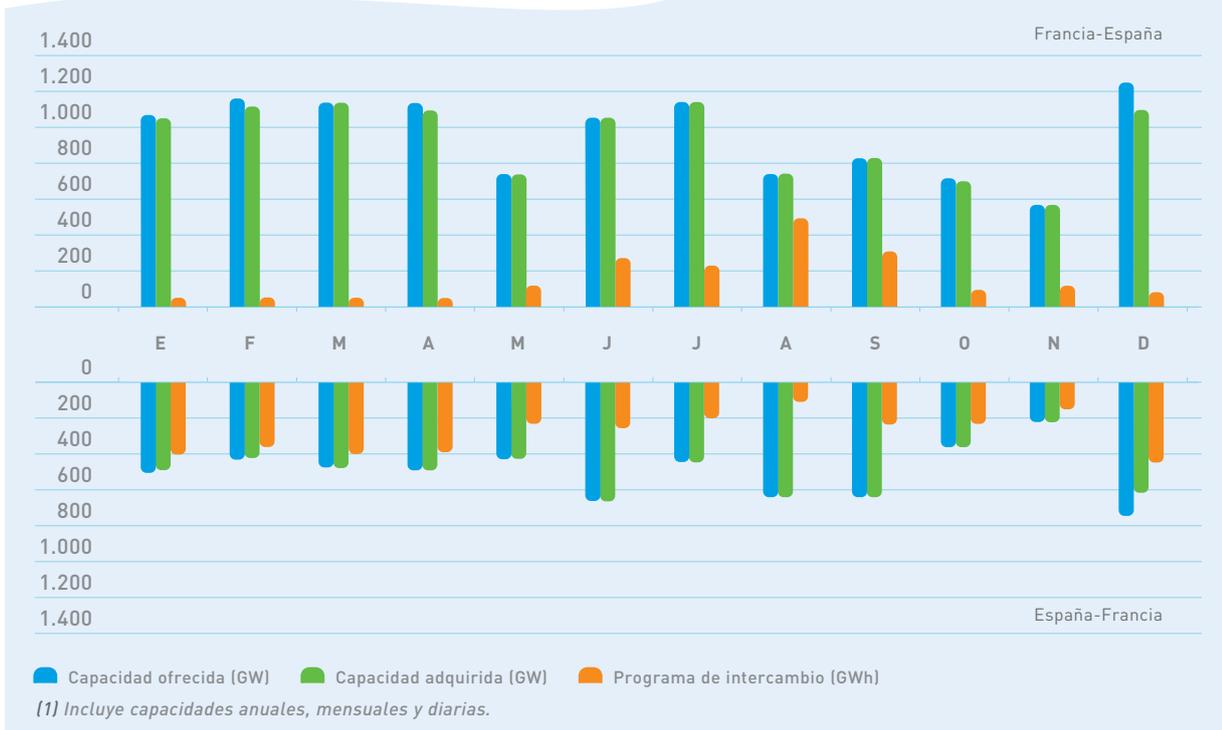
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



Evolución de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia



Capacidad negociada en las subastas de capacidad de largo plazo y diario en la interconexión con Francia



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





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	6.314	11,2	7.372	13,1	13.686	24,3
Mensual	2.842	5,1	14.587	25,9	17.428	31,0
Diaria	4.452	7,9	19.519	34,7	23.971	42,6
Intradiaria	169	0,3	967	1,7	1.136	2,0
Total	13.776	24,5	42.445	75,5	56.221	100,0

(1) No incluye los 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 €)

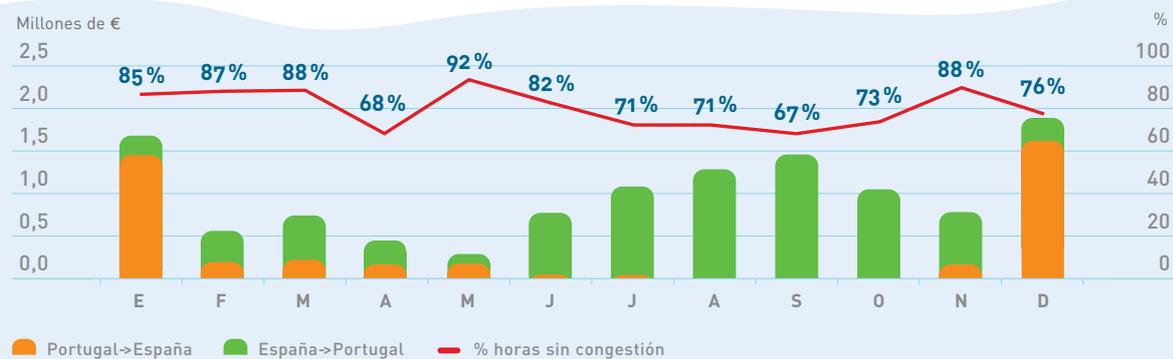


(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (counter trading) ni otros costes.

Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia

Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Febrero	20	Francia-España	1.598	Reducción de capacidad por seguridad del sistema eléctrico español.
	21	Francia-España	163	
Marzo	2	Francia-España	700	Reducción de capacidad por trabajos solicitados por el sistema eléctrico francés.
	3	Francia-España	400	
	8	Francia-España	2.500	
Julio	8	Francia-España	110	Reducción de capacidad por ampliación de trabajo programado.
	10	Francia-España	1.975	
	12	Francia-España	2.426	
Septiembre	5	España-Francia	5.842	Reducción de capacidad por indisponibilidad sobrevenida de un elemento de la red de transporte del sistema eléctrico español con influencia en la capacidad de intercambio.
	6	España-Francia	2.283	
	8	España-Francia	525	
	19	Francia-España	217	
Octubre	15	Francia-España	3.474	Anomalía en el intercambio de información entre los TSO.
Noviembre	18	Francia-España	1.405	Anulación de capacidad por ampliación de trabajo programado.
	19	Francia-España	8.086	
	19	España-Francia	318	
Total España-Francia			8.968	
Total Francia-España			23.054	

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)



(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

Mes	España precio medio aritmético (€/MWh)	Portugal precio medio aritmético (€/MWh)	Diferencia de precios medios (€/MWh)	Renta de congestión Portugal-España (1) (Millones de €)	Renta de congestión España-Portugal (1) (Millones de €)
Enero	29,06	27,71	-1,35	1,44	0,24
Febrero	27,68	27,80	0,11	0,19	0,36
Marzo	19,63	20,11	0,48	0,21	0,52
Abril	27,42	26,16	-1,26	0,16	0,27
Mayo	37,29	37,14	-0,14	0,18	0,09
Junio	40,12	40,80	0,67	0,03	0,74
Julio	42,91	43,98	1,07	0,03	1,03
Agosto	42,94	44,46	1,51	0,00	1,27
Septiembre	46,44	48,40	1,96	0,00	1,45
Octubre	42,67	44,22	1,54	0,00	1,04
Noviembre	40,93	41,50	0,56	0,16	0,61
Diciembre	46,35	44,98	-1,37	1,61	0,26
Total				4,01	7,88

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

Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Portugal

Mes	Día	Sentido	MWh	Observaciones
Marzo	25	España-Portugal	790	Reducción de capacidad por seguridad del sistema eléctrico portugués
Julio	11	Portugal-España	12.295	Reducción de capacidad por seguridad del sistema eléctrico español
Septiembre	26	Portugal-España	1.119	Reducción de capacidad por seguridad del sistema eléctrico portugués
Noviembre	1	Portugal-España	3.144	
	28	España-Portugal	300	
Total Portugal-España			16.558	
Total España-Portugal			1.090	

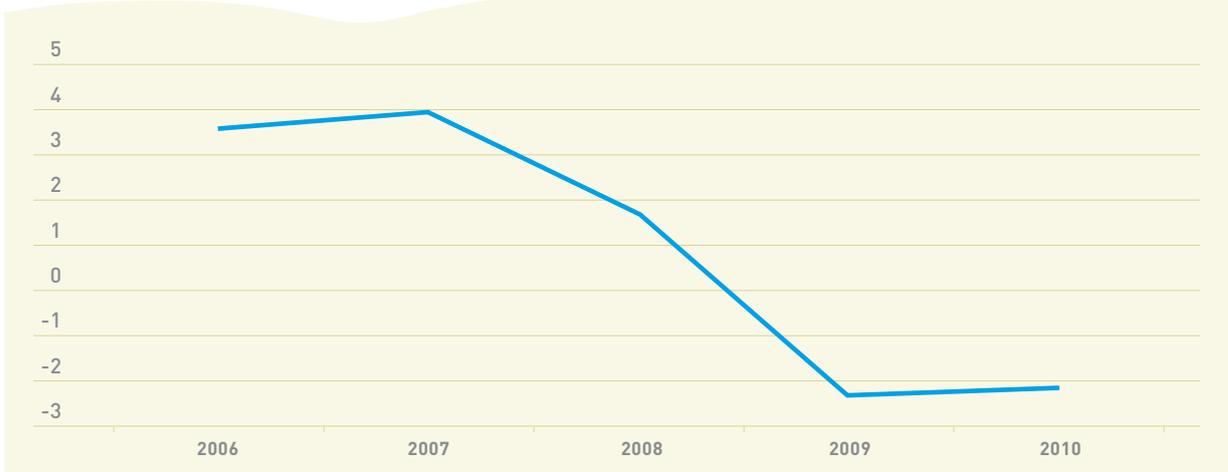
SE Sistemas extrapeninsulares



- 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 31.12.2010
- 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
- 107 ○ Nuevas subestaciones
Evolución del sistema de transporte y transformación



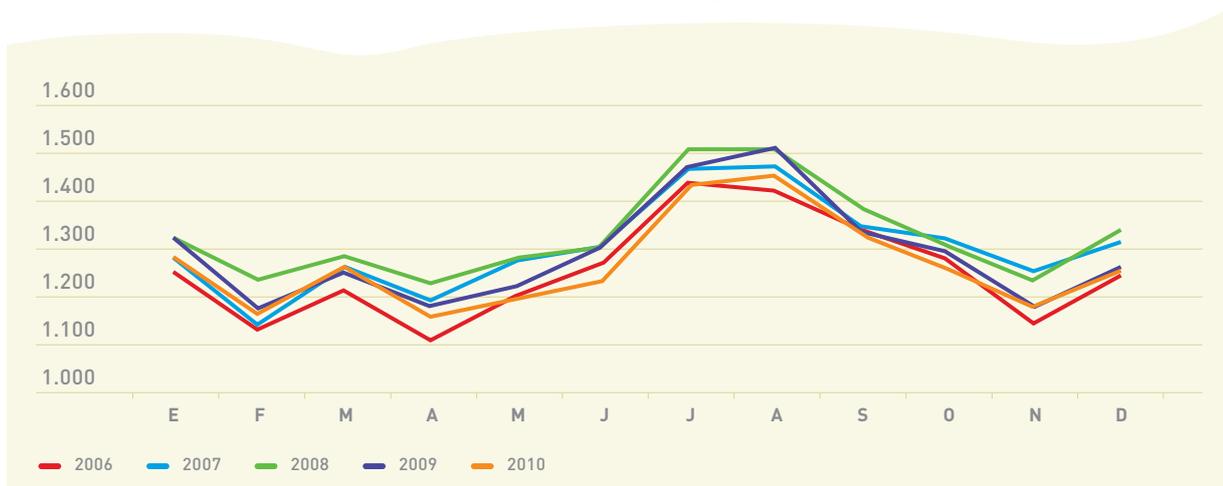
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. [%]



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

	2006		2007		2008		2009		2010	
	GWh	%								
Enero	1.251	8,3	1.284	8,2	1.317	8,3	1.324	8,5	1.281	8,4
Febrero	1.130	7,5	1.140	7,3	1.234	7,8	1.175	7,6	1.160	7,7
Marzo	1.211	8,1	1.261	8,1	1.280	8,1	1.248	8,0	1.258	8,3
Abril	1.108	7,4	1.189	7,6	1.226	7,7	1.178	7,6	1.156	7,6
Mayo	1.198	8,0	1.270	8,1	1.276	8,0	1.220	7,9	1.192	7,9
Junio	1.268	8,4	1.306	8,4	1.305	8,2	1.304	8,4	1.231	8,1
Julio	1.435	9,6	1.462	9,4	1.471	9,3	1.505	9,7	1.426	9,4
Agosto	1.419	9,4	1.468	9,4	1.508	9,5	1.503	9,7	1.449	9,6
Septiembre	1.338	8,9	1.344	8,6	1.382	8,7	1.326	8,6	1.326	8,7
Octubre	1.276	8,5	1.318	8,4	1.302	8,2	1.291	8,3	1.257	8,3
Noviembre	1.144	7,6	1.252	8,0	1.230	7,8	1.177	7,6	1.176	7,8
Diciembre	1.241	8,3	1.312	8,4	1.336	8,4	1.259	8,1	1.253	8,3
Total	15.019	100,0	15.605	100,0	15.869	100,0	15.511	100,0	15.165	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)

	2006	2007	2008	2009	2010	%10/09
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.334	3.195	3.372	3.450	3.381	-2,0
Fuel / gas (1)	8.226	8.250	8.217	7.934	7.729	-2,6
Ciclo combinado	3.468	4.187	4.243	3.961	3.991	0,8
Generación auxiliar (2) (3)	132	148	96	39	0,05	-99,9
Régimen ordinario	15.159	15.780	15.928	15.384	15.100	-1,8
- Consumos en generación	-838	-896	-920	-882	-899	1,9
Régimen especial	697	721	862	1.009	963	-4,6
Hidráulica	0	1	2	0	0	-100,0
Eólica	331	362	402	361	336	-6,8
Solar	4	21	92	244	284	16,7
Otras renovables	355	329	360	399	334	-16,3
No renovables	7	7	6	5	8	60,4
Demanda (b.c.)	15.019	15.605	15.869	15.511	15.165	-2,2

(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	%10/09	GWh	%10/09	GWh	%10/09	GWh	%10/09	GWh	%10/09
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-
Carbón	3.381	-2,0	-	-	-	-	-	-	3.381	-2,0
Fuel / gas	1.371	1,6	5.900	-4,0	238	3,1	219	4,0	7.729	-2,6
Diesel	1.060	5,6	2.305	2,1	235	3,3	219	4,0	3.818	3,2
Turbina gas	312	-9,9	354	0,4	3	-11,8	1	-8,4	669	-4,7
Vapor	-	-	3.242	-8,3	-	-	-	-	3.242	-8,3
Ciclo combinado	1.196	-11,3	2.795	7,0	-	-	-	-	3.991	0,8
Generación auxiliar (1)	-	-	0,05	-99,8	-	-	-	-	0	-99,9
Régimen ordinario	5.948	-3,3	8.695	-1,1	238	3,1	219	4,0	15.100	-1,8
- Consumos generación	-377	1,2	-487	2,1	-21	6,3	-14	6,2	-899	1,9
Régimen especial	269	27,3	686	-13,2	0	-	8	-2,5	963	-4,6
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-100,0
Eólica	6	1,5	331	-7,0	-	-	-	-	336	-6,8
Solar	89	10,6	195	19,6	-	-	0	-2,3	284	16,7
Otras renovables	166	38,3	161	-	-	-	8	-2,5	334	-16,3
No renovables	8	61,0	0	-	-	-	-	-	8	60,4
Demanda (b.c)	5.840	-2,5	8.894	-2,3	218	2,8	214	3,6	15.165	-2,2

(1) 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.

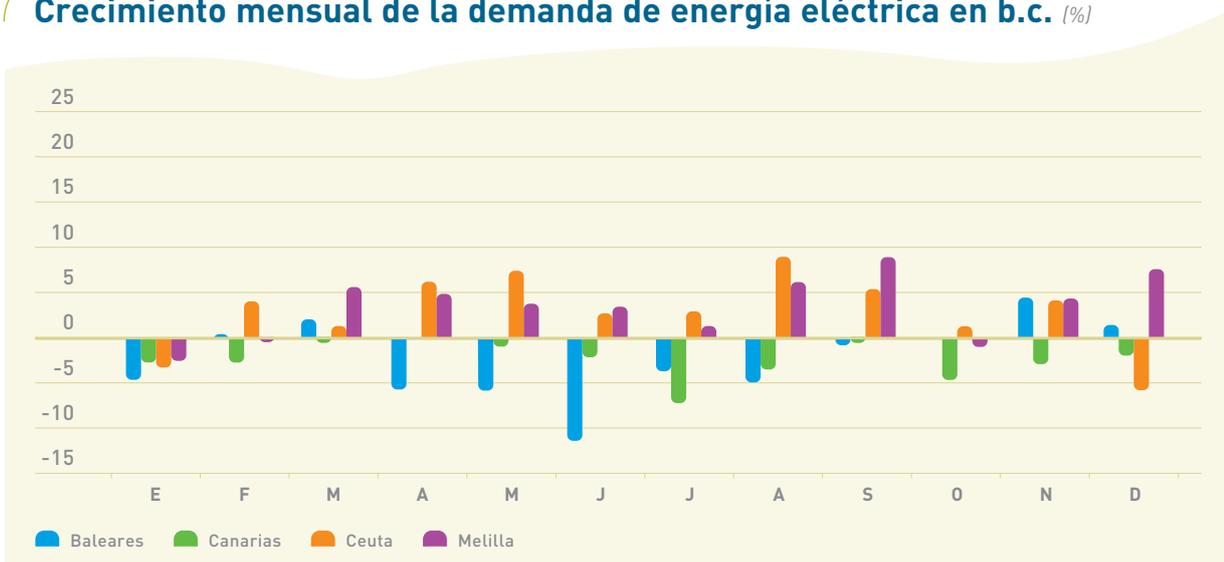
Potencia instalada a 31.12.2010

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla		Total	
	MW	%10/09	MW	%10/09	MW	%10/09	MW	%10/09	MW	%10/09
Hidráulica	-	-	1	0,0	-	-	-	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	-	-	-	-	-	-	510	0,0
Fuel / gas	818	0,0	1.862	2,5	98	38,7	85	0,0	2.863	2,6
Diesel	215	0,0	546	0,0	83	16,7	70	0,0	914	1,3
Turbina gas	603	0,0	602	8,1	16	-	15	0,0	1.236	5,2
Vapor	-	-	713	0,0	-	-	-	-	713	0,0
Ciclo combinado	934	9,2	854	23,5	-	-	-	-	1.788	15,6
Generación auxiliar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total régimen ordinario	2.262	3,6	2.717	7,7	98	38,7	85	0,0	5.162	6,2
Hidráulica	-	-	0,5	0,0	-	-	-	-	0,5	0,0
Eólica	4	0,0	143	0,0	-	-	-	-	146	0,0
Solar	59	12,4	125	25,0	-	-	0,1	0,0	184	20,7
Otras renovables	75	120,8	39	0,0	-	-	2	0,0	117	54,4
No renovables	6	65,0	33	0,0	-	-	-	-	40	6,8
Total régimen especial	144	53,4	341	7,9	-	-	2	0,0	488	18,3
Total	2.407	5,7	3.058	7,8	98	38,7	87	0,0	5.649	7,1

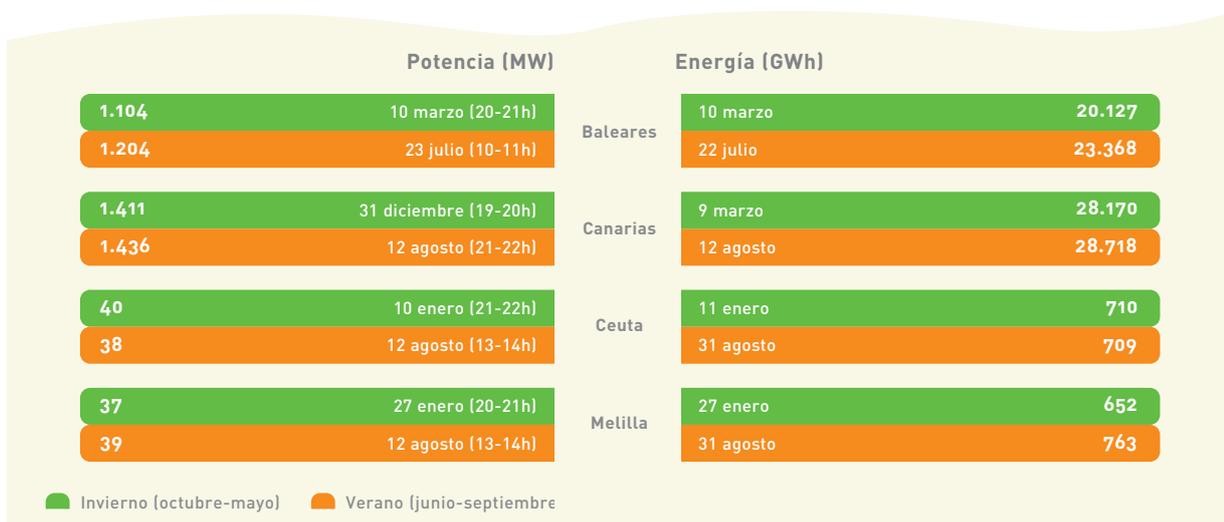
Evolución anual de la demanda de energía eléctrica

	Islas Baleares		Islas Canarias		Ceuta		Melilla	
	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)	GWh	Δ Anual (%)
2006	5.828	2,9	8.820	4,0	202	5,0	170	4,1
2007	5.996	2,9	9.214	4,5	203	0,5	193	13,5
2008	6.122	2,1	9.332	1,3	210	3,5	205	6,2
2009	5.991	-2,1	9.103	-2,5	212	0,9	206	0,7
2010	5.840	-2,5	8.894	-2,3	218	2,8	214	3,6

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



Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria



Variaciones en el equipo generador del régimen ordinario

	Altas			Bajas		
	Tipo	Fecha	MW	Tipo	Fecha	MW
Islas Baleares						
Cas Tresorer TV6 (Ciclo Combinado)	Ciclo Combinado	diciembre-10	79			
Cas Tresorer TG4 (Futuro Ciclo Combinado)	Ciclo Combinado	diciembre-10	79	Fuel/Gas	noviembre-10	79
Cas Tresorer TG5 (Futuro Ciclo Combinado)	Ciclo Combinado	diciembre-10	79	Fuel/Gas	noviembre-10	79
Total			236			158
Islas Canarias						
Granadilla Turbina de gas 5	Ciclo Combinado	junio-10	81			
Granadilla Turbina de gas 6	Ciclo Combinado	junio-10	81			
Twin Pack de Guía de Isora	Turbina de gas	septiembre-10	45			
Grupos auxiliares de Gran Tarajal				Grupos electrógenos	enero-10	12
Total			207			12
Ceuta						
Ceuta Gº 12	Turbina de gas	marzo-10	16			
Ceuta Gº 13 (1)	Diesel	febrero-10	12			
Total			27			0

(1) Grupo en pruebas

Nuevas líneas de transporte

Línea	Empresa	Nº circuitos	km
Islas Baleares			
E/S Bossa-L/Ibiza-San Jorge (subterráneo) (1)	Red Eléctrica	2	6,2
Desplazamiento Son Molines (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1
E/S en Bit-L/Son Reus-Polígono	Red Eléctrica	2	1,1
E/S en Bit-L/Son Reus-Polígono (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,2
Modificación Formentera-San Jorge (subterráneo)	Red Eléctrica	1	3,3
Total			11,0
Islas Canarias			
E/S La Paterna-L/Jinamar-Guanarteme 1 (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,5
Cuesta de la Villa-Icod (paso a DC)	Red Eléctrica	1	17,0
Cuesta de la Villa-Icod (paso a DC) (subterráneo)	Red Eléctrica	1	9,8
Total			27,3

(1) Funciona a 66 kV

Nuevas subestaciones

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación kV MVA	
Islas Baleares				
Bossa	Red Eléctrica	132	-	-
Bit	Red Eléctrica	66	15	-
Islas Canarias				
Granadilla II 220 kV	Red Eléctrica	220	-	-
La Paterna 66 kV	Red Eléctrica	66	20	-

(1) Grupo en pruebas

Evolución del sistema de transporte y transformación

		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito a 220 kV	Canarias	163	163	163	163	163
	Baleares	177	177	177	185	185
	Total	340	340	340	348	348
km de circuito ≤ 132 kV	Canarias	990	1.091	1.091	1.108	1.136
	Baleares	1.003	1.026	1.047	1.056	1.067
	Total	1.993	2.117	2.138	2.164	2.202
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.000	1.250	1.250	1.375	1.375
	Baleares	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998
	Total	2.998	3.248	3.248	3.373	3.373

Incluye enlaces submarinos

CA

El sistema
eléctrico por
comunidades
autónomas



- 110 ○ Balance de energía eléctrica
- 111 ○ Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central
Producción del régimen ordinario y régimen especial
- 112 ○ Potencia instalada del régimen ordinario
Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central
- 113 ○ Situación de las principales centrales eléctricas
- 114 ○ Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares
- 116 ○ Potencia instalada del régimen especial
- 117 ○ Estructura de la potencia instalada del régimen especial
Estructura de la energía adquirida al régimen especial
- 118 ○ Energía adquirida al régimen especial
- 119 ○ Saldos de intercambios de energía entre comunidades autónomas peninsulares
- 120 ○ Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2011
Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2011
- 121 ○ Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial 1999-2011
- 122 ○ Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2011
- 123 ○ Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

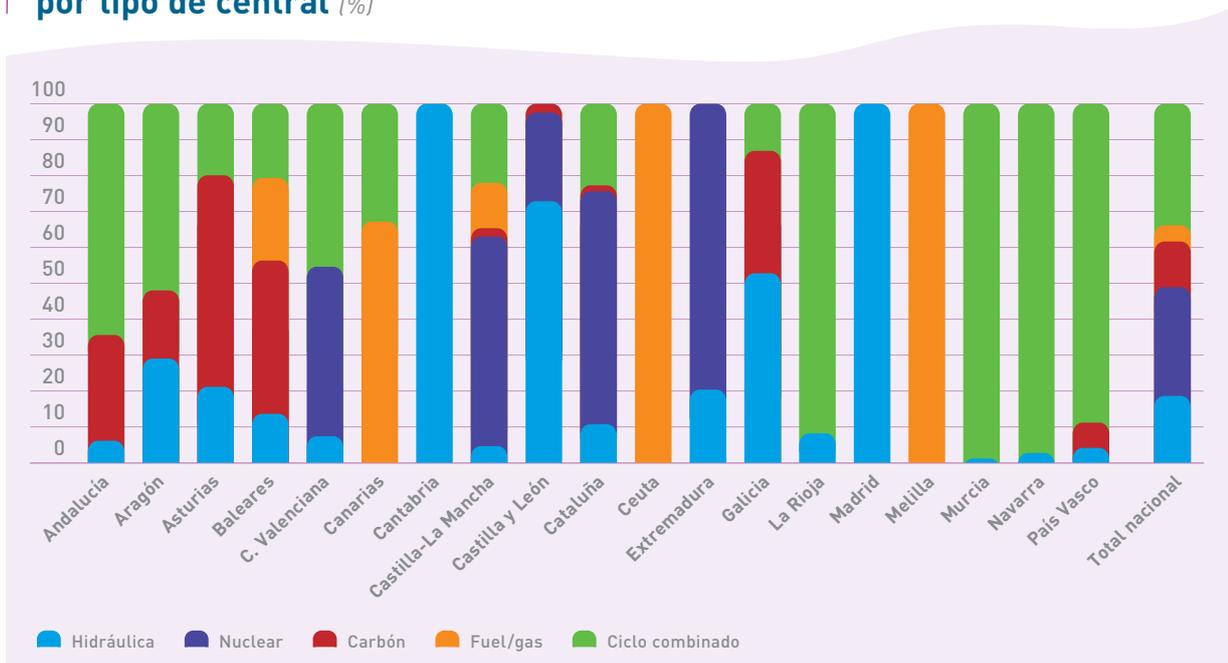
Balance de energía eléctrica (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.560	3.106	1.919	-	1.450	0	533	697	11.584	4.165
Nuclear	0	0	0	-	9.549	-	0	8.243	3.830	24.909
Carbón	7.489	1.948	5.289	3.381	0	-	0	255	301	516
Fuel/gas (1) (2)	0	0	0	1.371	0	5.900	0	1.765	0	60
Ciclo combinado	16.136	5.398	1.777	1.196	9.212	2.795	0	3.063	0	8.530
Régimen ordinario	25.185	10.452	8.985	5.948	20.211	8.695	533	14.023	15.715	38.180
- Consumos generación	-821	-364	-470	-377	-606	-487	-7	-919	-379	-1.480
Régimen especial	13.358	9.053	2.241	269	4.472	686	1.877	11.572	12.809	8.463
Generación neta	37.721	19.142	10.756	5.840	24.077	8.894	2.402	24.676	28.145	45.163
- Consumos bombeo	-546	-311	-48	-	-1.185	-	-636	-146	-863	-494
+ Saldo Intercambios(3)	884	-8.686	-18	-	4.679	-	3.002	-11.961	-12.684	5.545
Demanda (b.c.) 2010	38.059	10.145	10.691	5.840	27.572	8.894	4.768	12.568	14.598	50.214
Demanda (b.c.) 2009	37.243	9.858	10.293	5.991	26.865	9.103	4.598	12.313	13.949	48.422
% 10/09	2,2	2,9	3,9	-2,5	2,6	-2,3	3,7	2,1	4,7	3,7

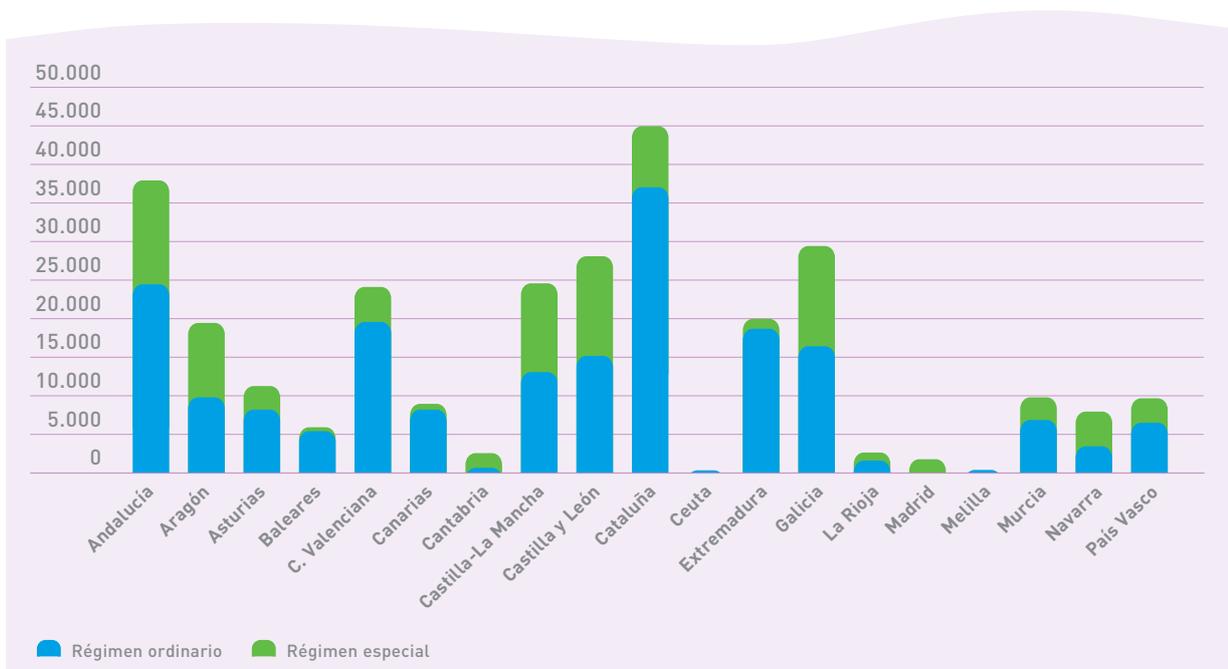
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	4.049	9.002	115	54	-	79	75	265	38.653
Nuclear	-	15.460	0	0	0	-	0	0	0	61.990
Carbón	-	0	5.811	0	0	-	0	0	487	25.478
Fuel/gas (1) (2)	238	0	0	0	0	219	0	0	0	9.553
Ciclo Combinado	-	0	2.191	1.306	0	-	7.410	3.508	6.072	68.595
Régimen ordinario	238	19.509	17.005	1.422	54	219	7.488	3.583	6.825	204.270
- Consumos generación	-21	-625	-488	-40	-1	-14	-260	-83	-130	-7.572
Régimen especial	0	1.163	12.732	1.419	1.584	8	2.544	4.465	3.151	91.866
Generación neta	218	20.046	29.250	2.801	1.637	214	9.772	7.965	9.846	288.563
- Consumos bombeo	-	-77	-152	0	0	-	0	0	0	-4.458
+ Saldo Intercambios (3)	-	-15.328	-8.366	-1.036	29.237	-	-1.730	-2.768	10.896	-8.333
Demanda (b.c.) 2010	218	4.641	20.731	1.766	30.874	214	8.043	5.198	20.742	275.773
Demanda (b.c.) 2009	212	4.483	20.006	1.713	29.817	206	7.832	4.945	19.864	267.711
% 10/09	2,8	3,5	3,6	3,1	3,5	3,6	2,7	5,1	4,4	3,0

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de 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)





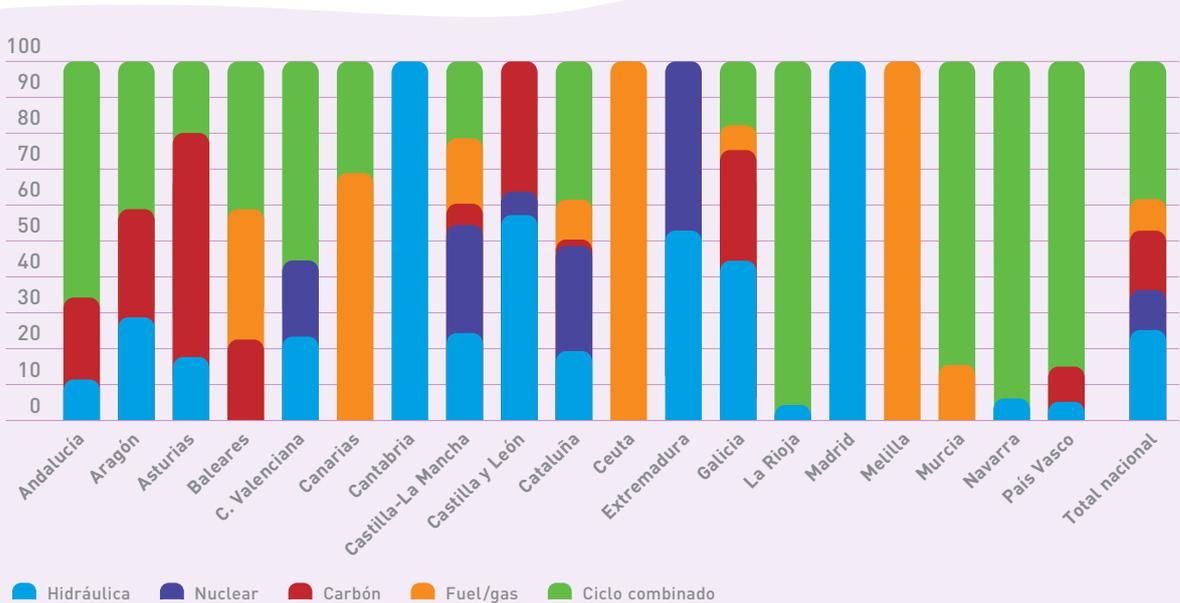
Potencia instalada del régimen ordinario (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Hidráulica	1.051	1.310	748	-	1.227	1	389	856	4.247	2.104
Nuclear	-	-	-	-	1.085	-	-	1.066	466	3.142
Carbón	2.072	1.341	2.628	510	-	-	-	221	2.707	162
Fuel/gas (1) (2)	0	-	-	818	-	1.862	-	634	-	1.178
Ciclo combinado	6.053	1.898	865	934	2.909	854	-	774	-	4.196
Total 2010	9.176	4.550	4.242	2.262	5.221	2.717	389	3.551	7.420	10.782
Total 2009	9.303	4.565	3.808	2.183	5.221	2.521	389	3.551	7.413	9.062
% 10/09	-1,4	-0,3	11,4	3,6	0,0	7,7	0,0	0,0	0,1	19,0

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	-	2.292	3.031	30	56	-	24	77	120	17.562
Nuclear	-	2.018	-	-	-	-	-	-	-	7.777
Carbón	-	-	2.031	-	-	-	-	-	217	11.890
Fuel/gas (1) (2)	98	-	470	-	-	85	578	-	0	5.723
Ciclo combinado	-	-	1.238	799	-	-	3.318	1.233	1.951	27.023
Total 2010	98	4.310	6.770	829	56	85	3.920	1.310	2.288	69.975
Total 2009	71	4.249	6.770	829	56	85	3.920	1.280	2.288	67.562
% 10/09	38,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	3,6

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

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



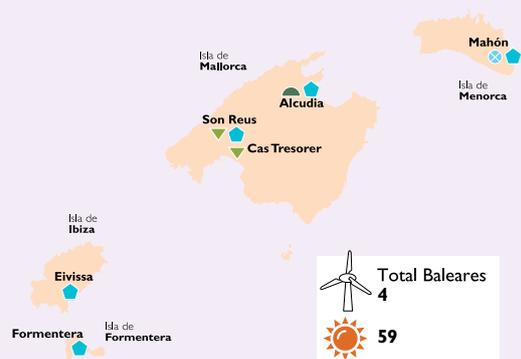
Situación de las principales centrales eléctricas



Archipiélago Canario



Islas Baleares



Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2009	2010	%10/09
Puentenuevo 3	Carbón	324	583	590	1,2
Litoral de Almería	Carbón	1.159	5.804	4.409	-24,0
Los Barrios	Carbón	589	3.219	2.489	-22,7
C.Colón (1)	Fuel/gas	0	0	0	-
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.343	1.109	-17,4
San Roque 2	Ciclo combinado	402	1.425	836	-41,3
Arcos 1	Ciclo combinado	396	1.105	170	-84,6
Arcos 2	Ciclo combinado	379	593	63	-89,4
Arcos 3	Ciclo combinado	844	3.147	2.229	-29,2
Palos 1	Ciclo combinado	401	1.277	2.022	58,3
Palos 2	Ciclo combinado	396	2.034	1.944	-4,4
Palos 3	Ciclo combinado	398	1.890	1.719	-9,0
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	1.360	2.194	61,3
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	1.929	1.552	-19,5
Colón 4	Ciclo combinado	398	1.118	771	-31,0
Algeciras 3 CC (2)	Ciclo combinado	821	0	126	-
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	441	284	1.401	393,0
Andalucía		8.125	27.110	23.625	-12,9
Escatrón	Carbón	80	0	0	-
Escucha	Carbón	159	416	156	-62,6
Teruel	Carbón	1.102	2.717	1.793	-34,0
Castelnou	Ciclo combinado	798	1.748	1.957	12,0
Escatrón 3	Ciclo combinado	818	4.561	3.359	-26,4
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	283	161	82	-49,3
Aragón		3.240	9.604	7.346	-23,5
Aboño	Carbón	916	4.876	3.663	-24,9
Lada	Carbón	513	710	698	-1,7
Narcea	Carbón	595	826	1	-99,9
Soto de la Ribera	Carbón	604	1.417	927	-34,6
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432	1.386	1.418	2,3
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	434	-	359	-
Asturias		3.494	9.214	7.066	-23,3
Trillo I	Nuclear	1.066	7.712	8.243	6,9
Puertollano	Carbón	221	98	255	160,2
Aceca (3)	Fuel/gas	314	22	84	277,0
Aceca 3	Ciclo combinado	400	1.819	1.225	-32,6
Aceca 4	Ciclo combinado	374	1.563	1.838	17,6
GICC-PL ELCOGAS	Fuel/gas	320	1.788	1.681	-6,0
Castilla-La Mancha		2.695	13.002	13.326	2,5
Garoña	Nuclear	466	3.575	3.830	7,1
Anllares	Carbón	365	263	0	-
Compostilla	Carbón	1.171	2.819	209	-92,6
Guardo	Carbón	516	980	63	-93,6
La Robla	Carbón	655	783	29	-96,2
Castilla y León		3.173	8.420	4.131	-50,9
Ascó I	Nuclear	1.028	5.659	8.354	47,6
Ascó II	Nuclear	1.027	8.191	7.680	-6,2
Vandellós II	Nuclear	1.087	5.390	8.875	64,7
Cercs	Carbón	162	393	516	31,3
Foix	Fuel/gas	520	58	8	-87,0

[sigue en la página siguiente →]

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

Centrales	Tipo Central	Potencia MW	Energía (GWh)		
			2009	2010	%10/09
San Adrián	Fuel/gas	659	176	52	-70,4
Besós 3	Ciclo combinado	412	2.116	1.710	-19,2
Besós 4	Ciclo combinado	407	2.133	2.183	2,3
Besós 5	Ciclo combinado	873	-	479	-
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	1.706	1.079	-36,7
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	1.522	1.712	12,5
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412	1.061	213	-79,9
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	823	188	-77,1
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	413	-	678	-
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	435	-	289	-
Cataluña		8.679	29.228	34.015	16,4
Cofrentes	Nuclear	1.085	8.049	9.549	18,6
Castellón 3	Ciclo combinado	800	1.235	93	-92,5
Castellón 4	Ciclo combinado	854	3.440	2.619	-23,9
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	2.204	2.127	-3,5
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	2.398	2.255	-6,0
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	1.640	2.119	29,2
C.Valenciana		3.994	18.967	18.761	-1,1
Almaraz I	Nuclear	1.035	7.126	8.168	14,6
Almaraz II	Nuclear	983	7.060	7.292	3,3
Extremadura		2.018	14.186	15.460	9,0
Meirama	Carbón	563	1.618	856	-47,1
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.468	5.816	4.955	-14,8
Sabón	Fuel/gas	470	12	0	-
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849	1.775	694	-60,9
Sabón 3	Ciclo combinado	389	1.397	1.497	7,2
Galicia		3.739	10.617	8.003	-24,6
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	899	695	-22,7
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	926	612	-34,0
La Rioja		799	1.825	1.306	-28,4
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	1.236	726	-41,2
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	1.124	1.062	-5,5
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	1.199	952	-20,6
Escombreras	Fuel/gas	578	0	0	-
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	2.111	1.310	-37,9
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	1.887	1.028	-45,5
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	1.324	1.170	-11,6
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	1.699	1.161	-31,7
Murcia		3.896	10.579	7.410	-30,0
Castejón 1	Ciclo combinado	429	1.002	1.454	45,1
Castejón 2	Ciclo combinado	378	1.508	704	-53,3
Castejón 3	Ciclo combinado	426	1.184	1.350	14,0
Navarra		1.233	3.694	3.508	-5,0
Amorebieta	Ciclo combinado	749	4.246	2.483	-41,5
Pasajes	Carbón	217	523	487	-6,9
Santurce (4)	Fuel/gas	0	25	0	-
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	4.322	2.939	-32,0
Santurce 4	Ciclo combinado	403	1.421	650	-54,3
País Vasco		2.168	10.538	6.559	-37,8
Total		47.253	166.983	150.516	-9,9

(1) Baja Colón 2 en junio 2010 y Colón 3 en octubre 2009. (2) Grupo en pruebas. (3) Baja Aceca 2 en agosto 2009. (4) Baja en diciembre 2009.

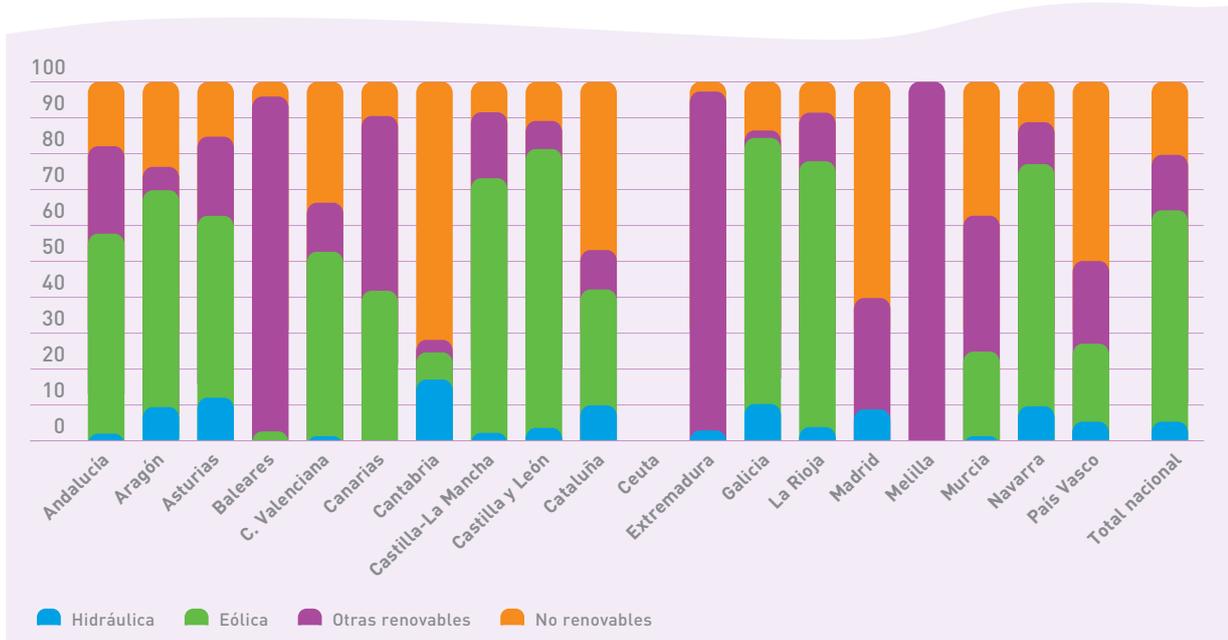
Potencia instalada del régimen especial (*) (MW)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	4.330	2.134	527	138	1.363	308	120	4.800	5.002	1.429
Hidráulica	139	253	77	0	31	0,5	73	125	214	280
Eólica	2.913	1.699	314	4	1.050	143	32	3.728	4.382	859
Otras renovables	1.279	183	137	134	282	165	15	947	406	290
Biomasa	222	34	86	0	15	1	3	55	25	43
Solar fotovoltaica	715	148	1	59	251	125	2	792	380	192
Solar termoelectrica	331	0	0	0	0	0	0	100	0	0
Resto renovables	12	0	50	75	16	38	10	0	0	55
No renovables	962	662	95	6	689	33	301	467	651	1.262
Calor residual	12	0	0	0	9	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	44	0	0	0
Fuel-Gasoil	129	30	24	5	49	33	6	107	57	108
Gas residual	56	10	23	0	57	0	0	0	0	0
Gas natural	765	621	48	2	573	0	251	360	594	1.155
Total 2010	5.292	2.796	622	144	2.052	341	421	5.267	5.653	2.692
Total 2009	4.843	2.686	621	94	1.909	316	406	5.174	4.901	2.420
% 10/09	9,3	4,1	0,2	53,4	7,5	7,9	3,7	1,8	15,3	11,2

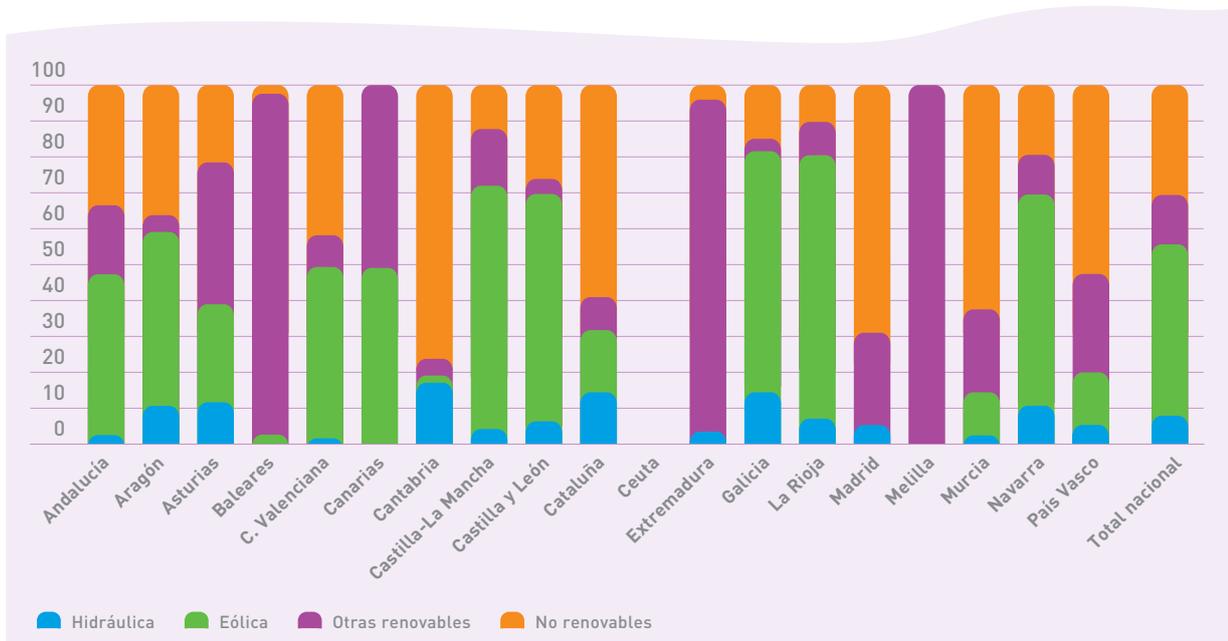
	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	645	3.892	536	199	2	513	1.296	449	27.686
Hidráulica	0	20	492	26	44	0	14	149	54	1.991
Eólica	0	0	3.290	430	0	0	191	976	194	20.203
Otras renovables	0	626	111	80	155	2	308	172	201	5.491
Biomasa	0	2	49	4	43	0	9	44	77	712
Solar fotovoltaica	0	374	11	76	82	0,1	288	127	18	3.643
Solar termoelectrica	0	250	0	0	0	0	1	0	0	682
Resto renovables	0	0	51	0	30	2	10	0	106	455
No renovables	0	19	605	49	300	0	306	167	456	7.032
Calor residual	0	4	0	0	0	0	3	0	40	68
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44
Fuel-Gasoil	0	0	326	3	17	0	30	7	46	980
Gas residual	0	0	0	0	0	0	0	0	9	156
Gas natural	0	16	278	46	283	0	273	160	361	5.784
Total 2010	0	665	4.497	586	499	2	820	1.463	905	34.718
Total 2009	0	453	4.448	584	441	2	732	1.399	841	32.272
% 10/09	-	46,6	1,1	0,3	13,1	0,0	11,9	4,6	7,6	7,6

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

Estructura de la potencia instalada del régimen especial (%)



Estructura de la energía adquirida al régimen especial (%)



Energía adquirida al régimen especial (*) (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	C. Valenciana	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña
Renovables	8.806	5.706	1.743	260	2.594	686	436	10.106	9.451	3.420
Hidráulica	303	950	253	0	26	0	310	469	731	1.135
Eólica	5.902	4.407	616	6	2.150	331	35	7.842	8.041	1.491
Otras renovables	2.600	349	874	255	418	355	91	1.795	679	794
Biomasa	1.078	123	497	0	34	8	16	223	59	204
Solar fotovoltaica	1.118	227	1	89	384	195	2	1.522	620	299
Solar termoelectrica	404	0	0	0	0	0	0	50	0	0
Resto renovables	0	0	376	166	0	152	73	0	0	290
No renovables	4.552	3.347	498	8	1.878	0	1.441	1.467	3.358	5.043
Calor residual	43	0	0	0	5	0	0	0	0	0
Carbón	0	0	0	0	0	0	65	0	0	0
Fuel-Gasoil	380	38	167	8	20	0	0	320	44	141
Gas residual	335	0	130	0	419	0	0	0	0	0
Gas natural	3.794	3.309	201	1	1.434	0	1.376	1.147	3.314	4.901
Total 2010	13.358	9.053	2.241	269	4.472	686	1.877	11.572	12.809	8.463
Total 2009	11.139	7.885	1.990	211	3.437	790	1.953	10.848	11.325	7.415
% 10/09	19,9	14,8	12,6	27,3	30,1	-13,2	-3,9	6,7	13,1	14,1

	Ceuta	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Renovables	0	1.106	10.781	1.265	477	8	936	3.575	1.465	62.821
Hidráulica	0	28	1.778	97	75	0	48	462	147	6.811
Eólica	0	0	8.467	1.037	0	0	298	2.614	455	43.692
Otras renovables	0	1.078	536	130	402	8	590	500	863	12.318
Biomasa	0	4	212	9	188	0	20	252	200	3.127
Solar fotovoltaica	0	837	14	122	43	0	569	248	21	6.311
Solar termoelectrica	0	237	0	0	0	0	0	0	0	692
Resto renovables	0	0	311	0	172	8	0	0	641	2.188
No renovables	0	57	1.951	154	1.107	0	1.608	890	1.686	29.045
Calor residual	0	0	0	0	0	0	9	0	38	96
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65
Fuel-Gasoil	0	0	1.233	4	39	0	39	10	149	2.594
Gas residual	0	0	0	0	0	0	0	0	59	942
Gas natural	0	57	718	150	1.067	0	1.559	880	1.441	25.348
Total 2010	0	1.163	12.732	1.419	1.584	8	2.544	4.465	3.151	91.866
Total 2009	0	862	11.502	1.308	1.446	8	2.393	4.018	2.831	81.362
% 10/09	-	34,9	10,7	8,5	9,6	-2,5	6,3	11,1	11,3	12,9

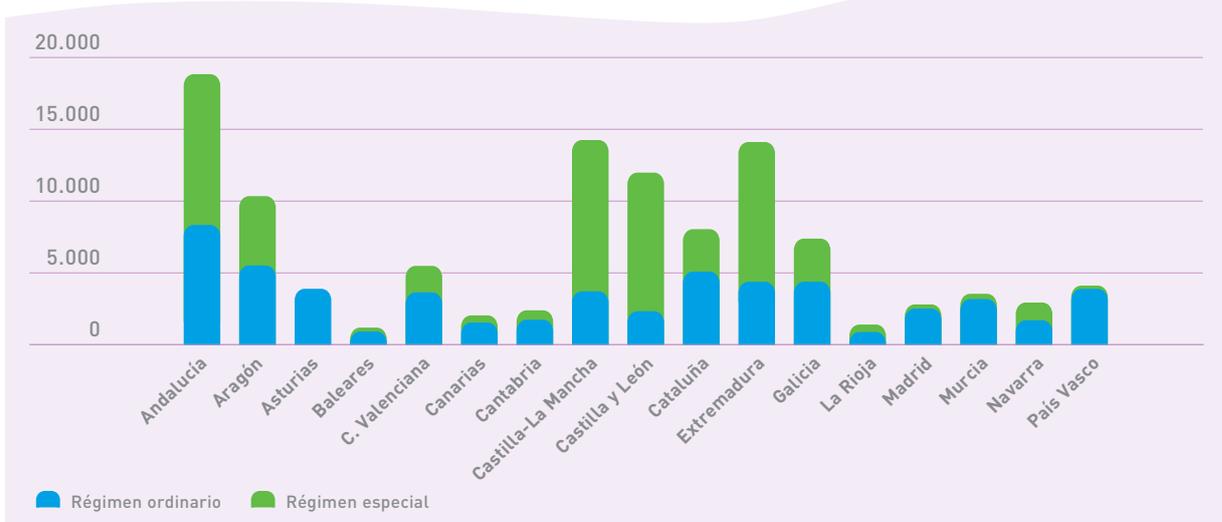
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y empresas eléctricas. (*) Datos provisionales
 (*) Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico.
 No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales. Datos provisionales.

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





Solicitudes de acceso de nueva generación a la red de transporte 1999-2011 (MW)



Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2011 (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	12	8.390	8.390	0	0
Aragón	9	5.444	5.444	0	0
Asturias	5	3.823	3.823	0	0
C. Valenciana	5	3.642	3.642	0	0
Cantabria	4	1.669	1.669	0	0
Castilla-La Mancha	7	3.567	3.567	0	0
Castilla y León	4	2.368	2.368	0	0
Cataluña	10	5.057	5.057	0	0
Extremadura	5	4.377	4.377	0	0
Galicia	10	4.368	4.368	0	0
La Rioja	2	881	881	0	0
Madrid	2	2.543	2.543	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	87	54.901	54.901	0	0
Baleares	19	1.013	1.013	0	0
Canarias	14	1.512	976	536	0
Total extrapeninsular	33	2.525	1.989	536	0
Total nacional	120	57.426	56.890	536	0

[1] De los 57.426 MW solicitados, el 84,1 % corresponde a ciclos combinados, el 1,8 % a generación de carbón, el 12,4 % a generación hidráulica y el 1,7 % a otros. [2] Datos a 31 de marzo del 2011. 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 1999-2011 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MW)	Solicitudes gestionadas (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MW)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MW)
Andalucía	135	10.362	7.228	0	3.133
Aragón	56	4.883	3.849	0	1.033
Asturias	1	7	0	0	7
C. Valenciana	8	1.817	1.496	0	321
Cantabria	5	703	102	0	601
Castilla-La Mancha	60	10.575	9.918	20	637
Castilla y León	78	9.651	9.069	0	582
Cataluña	25	3.009	2.657	0	353
Extremadura	122	9.658	4.511	144	5.003
Galicia	53	3.070	2.761	0	309
La Rioja	8	509	368	0	141
Madrid	4	177	177	0	0
Murcia	2	349	342	0	7
Navarra	16	1.287	872	0	415
País Vasco	1	100	0	0	100
Total peninsular	574	56.156	43.352	164	12.640
Baleares	9	144	130	0	14
Canarias	25	503	496	0	7
Total extrapeninsular	34	647	626	0	21
Total nacional	608	56.802	43.977	164	12.661

(*) Datos a 31 de marzo de 2011. 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 1999-2011 (*)

	Número de solicitudes recibidas	Solicitudes recibidas (MWA)	Solicitudes gestionadas (MWA)	Solicitudes pendientes contestación documentación completa (MWA)	Solicitudes pendientes contestación documentación incompleta (MWA)
Andalucía	92	12.952	12.661	0	291
Aragón	30	4.103	4.003	0	100
Asturias	12	2.555	2.475	80	0
C. Valenciana	78	11.020	10.795	125	100
Cantabria	11	932	932	0	0
Castilla-La Mancha	26	3.415	3.290	125	0
Castilla y León	27	2.705	2.380	0	325
Cataluña	111	13.401	12.745	376	280
Extremadura	21	2.943	2.793	0	150
Galicia	32	3.238	2.913	0	325
La Rioja	4	330	330	0	0
Madrid	89	12.390	12.240	150	0
Murcia	12	2.685	1.835	850	0
Navarra	10	980	980	0	0
País Vasco	21	1.695	1.220	0	475
Total peninsular	576	75.344	71.592	1.706	2.046
Baleares	34	1.620	1.589	32	0
Canarias	37	1.256	1.130	0	126
Total extrapeninsular	71	2.877	2.719	32	126
Total nacional	647	78.220	74.311	1.738	2.172

(*) Datos a 31 de marzo de 2011. 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	706,3	706,3	9,54	9,54
Aragón	55,5	55,5	2,84	2,84
Asturias	0,0	0,0	0,00	0,00
C. Valenciana	4,6	4,6	0,09	0,09
Cantabria	118,3	118,3	7,02	7,02
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,00	0,00
Castilla y León	0,0	0,0	0,00	0,00
Cataluña	46,6	46,6	0,52	0,52
Extremadura	0,0	0,0	0,00	0,00
Galicia	158,0	158,0	4,27	4,27
La Rioja	0,0	0,0	0,00	0,00
Madrid	327,2	345,6	5,15	5,44
Murcia	0,0	0,0	0,00	0,00
Navarra	0,0	0,0	0,00	0,00
País Vasco	135,7	135,7	3,90	3,90

A low-angle, upward-looking photograph of a metal lattice tower for power lines. The tower's structure is composed of numerous dark metal beams forming a complex geometric pattern. The background is a clear blue sky with scattered white clouds. The sun is visible in the upper right corner, creating a bright lens flare effect. A semi-transparent white circular graphic is overlaid on the right side of the image.

CI

Comparación
internacional

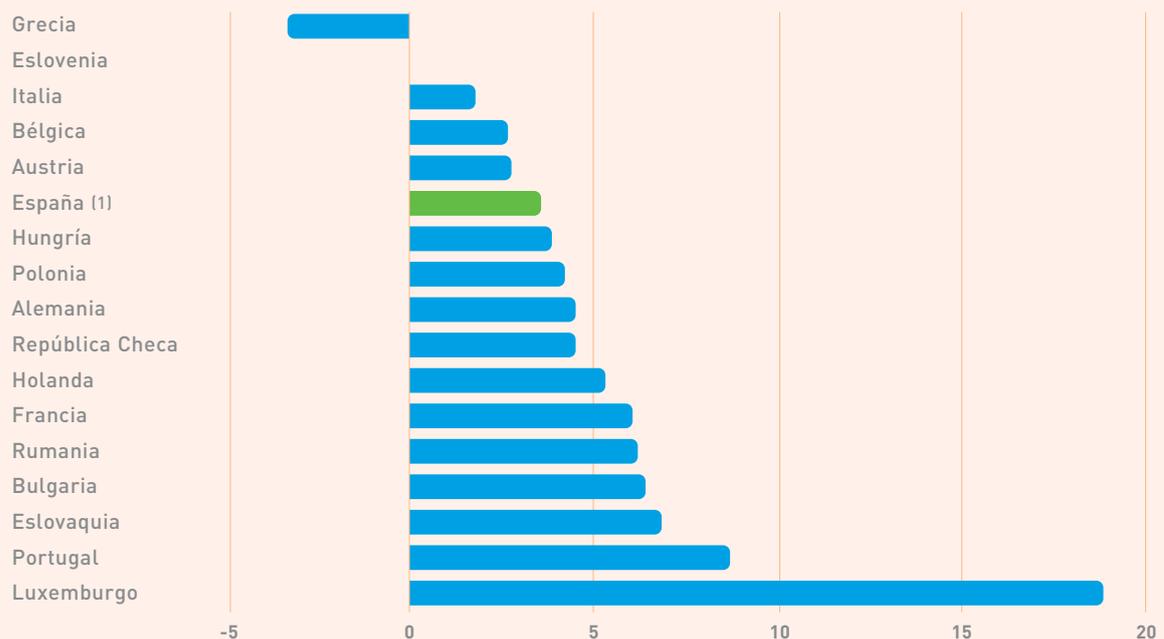
- 126 ○ Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2010/2009
- 127 ○ Demanda de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
Incremento de la demanda de energía eléctrica 2010/2009
- 128 ○ Incremento de la demanda de energía eléctrica 2010/2006
Máxima demanda de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)
- 129 ○ 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)
- 130 ○ 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)
- 131 ○ 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)
- 132 ○ Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limítrofes
- 133 ○ Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limítrofes
- 134 ○ 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)

	2009	2010	% 10/09
Alemania	548,4	573,2	4,5
Austria	68,8	70,7	2,7
Bélgica	87,5	89,9	2,7
Bulgaria	38,5	41,0	6,4
Eslovaquia	24,4	26,1	6,9
Eslovenia	14,4	14,4	0,0
España (1)	264,1	273,4	3,5
Francia	518,8	550,3	6,1
Grecia	49,5	47,9	-3,3
Holanda	107,9	113,7	5,3
Hungría	32,5	33,8	3,9
Italia	281,2	286,3	1,8
Luxemburgo	3,8	4,5	18,9
Polonia	139,9	145,8	4,2
Portugal	47,6	51,7	8,7
República Checa	76,0	79,4	4,5
Rumania	53,3	56,5	6,2
Total	2.356,7	2.458,6	4,3

(1) Sistema peninsular. Fuente: ENTSO-E.

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2010/2009 (%)



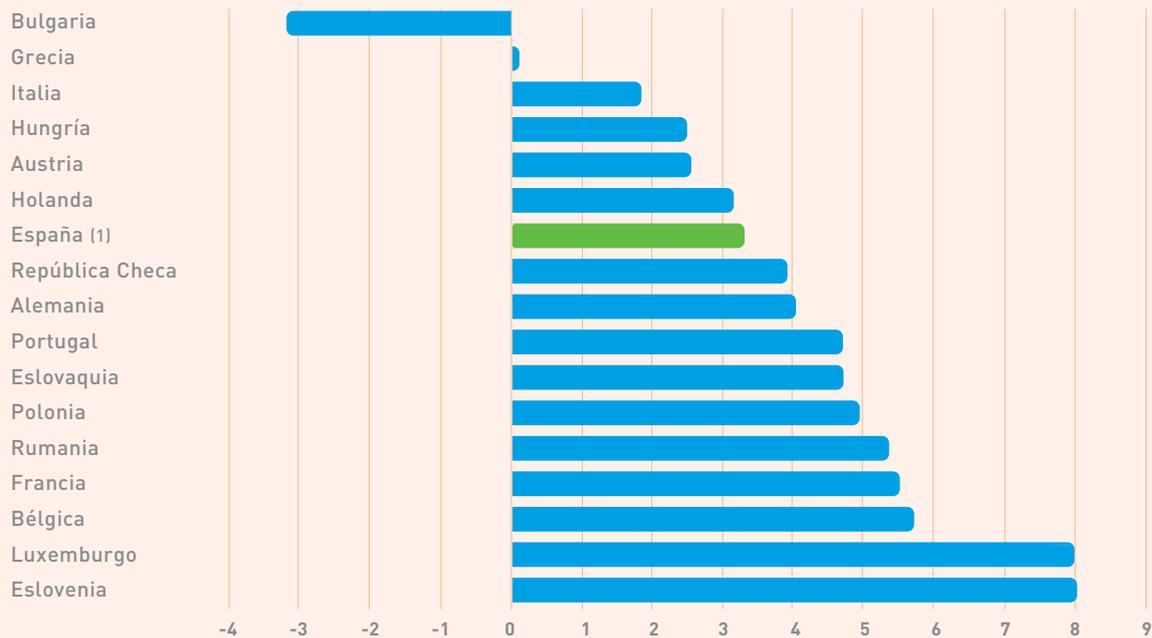
(1) Sistema peninsular.

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

	2009	2010	% 10/09
Alemania	526,9	548,2	4,1
Austria	65,6	67,3	2,6
Bélgica	83,8	88,6	5,7
Bulgaria	32,6	31,5	-3,2
Eslovaquia	25,4	26,6	4,7
Eslovenia	11,3	12,2	8,0
España (1)	252,2	260,6	3,3
Francia	486,4	513,3	5,5
Grecia	53,5	53,6	0,1
Holanda	112,9	116,5	3,1
Hungría	38,0	39,0	2,5
Italia	320,3	326,2	1,8
Luxemburgo	6,2	6,7	8,0
Polonia	136,8	143,6	4,9
Portugal	51,4	53,8	4,7
República Checa	61,6	64,0	3,9
Rumania	50,6	53,4	5,4
Total	2.315,6	2.405,1	3,9

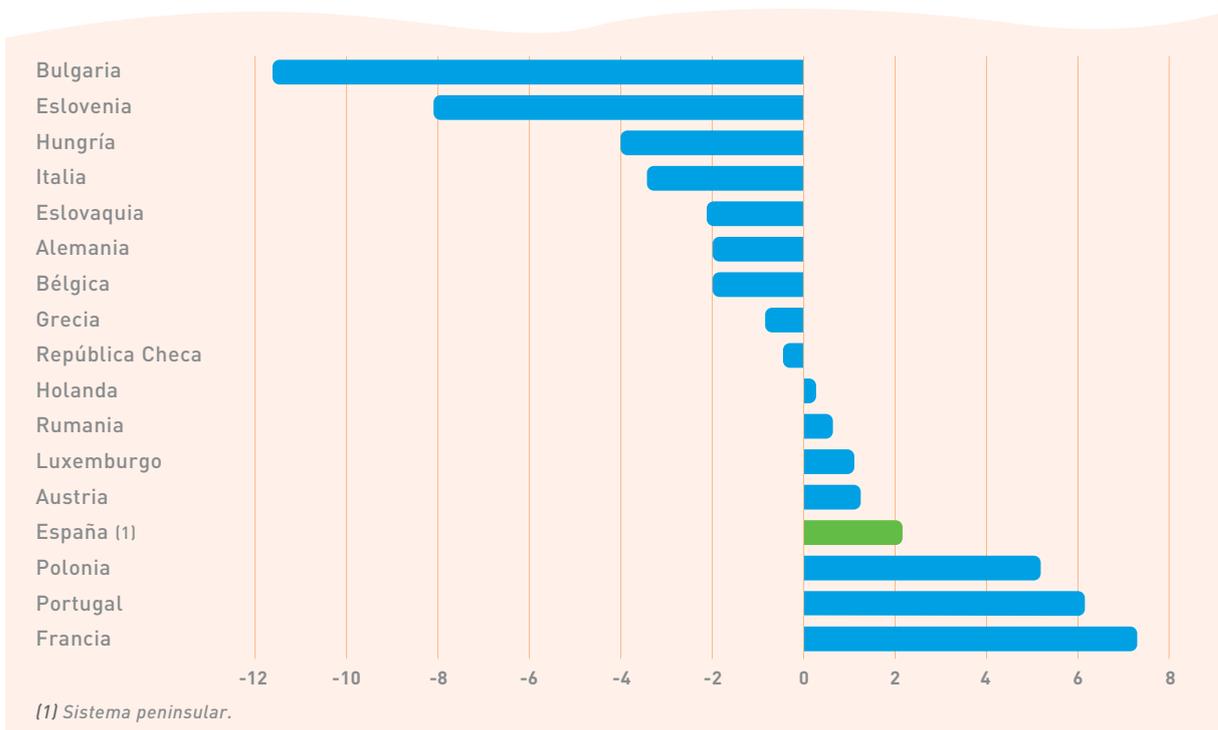
(1) Demanda peninsular en b.c. Fuente: ENTSO-E.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2010/2009 (%)



(1) Sistema peninsular.

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2010/2006 [%]



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	1 de diciembre	18:00	79.900	(*)
Austria	Miércoles	15 de diciembre	17:00	10.755	(*)
Bélgica	Miércoles	1 de diciembre	17:45	14.166	-5,4
Bulgaria	Martes	26 de enero	18:30	7.270	-10,6
Eslovaquia	Viernes	17 de diciembre	17:00	4.342	-9,9
Eslovenia	Jueves	16 de diciembre	18:00	1.970	-5,6
España	Lunes	11 de enero	20:00	44.122	4,0
Francia	Miércoles	15 de diciembre	19:00	96.710	-1,0
Grecia	Jueves	15 de julio	12:00	9.793	32,0
Holanda	Lunes	13 de diciembre	17:30	17.728	-2,5
Hungría	Miércoles	1 de diciembre	16:45	6.064	-1,1
Italia	Viernes	16 de julio	12:00	56.425	28,1
Luxemburgo	Jueves	2 de diciembre	19:00	1.107	-6,2
Polonia	Martes	26 de enero	17:30	23.583	-16,2
Portugal	Lunes	11 de enero	19:15	9.403	6,2
República Checa	Miércoles	27 de enero	17:00	10.384	-12,8
Rumania	Lunes	13 de diciembre	17:00	8.464	-2,4

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

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

	2009	2010	% 10/09
Alemania	6.425	6.702	4,3
Austria	7.856	8.038	2,3
Bélgica	7.794	8.175	4,9
Bulgaria	4.283	4.170	-2,6
Eslovaquia	4.700	4.910	4,5
Eslovenia	5.578	5.983	7,3
España	5.503	5.667	3,0
Francia	7.556	7.931	5,0
Grecia	4.750	4.737	-0,3
Holanda	6.849	7.026	2,6
Hungría	3.791	3.892	2,7
Italia	5.334	5.405	1,3
Luxemburgo	12.553	13.325	6,1
Polonia	3.588	3.761	4,8
Portugal	4.837	5.059	4,6
República Checa	5.885	6.093	3,5
Rumania	2.355	2.486	5,6
Total	5.712	5.920	3,6

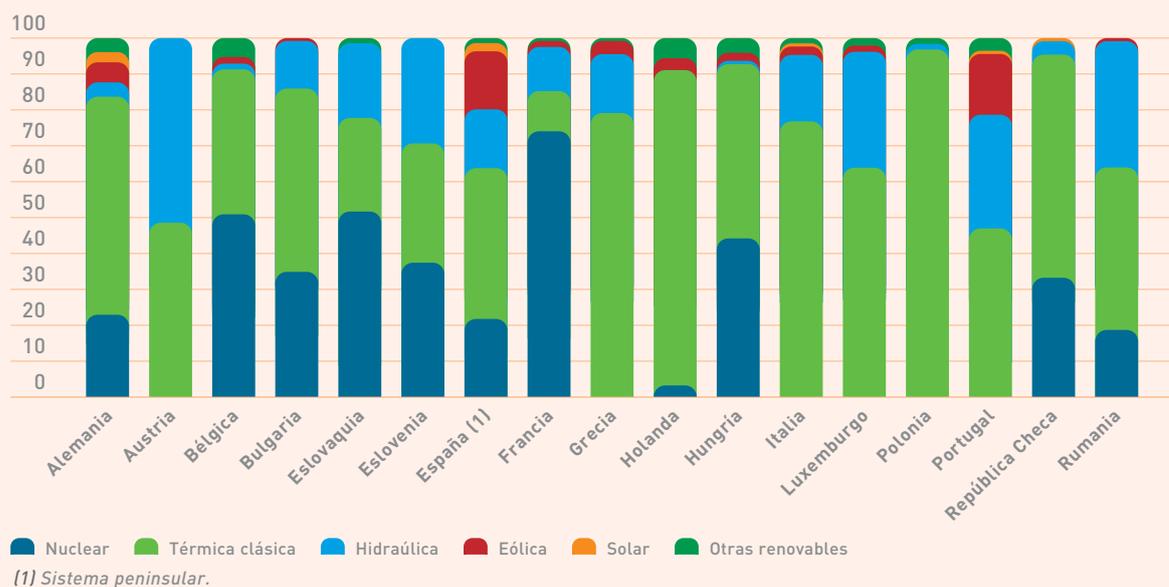
Consumo per cápita = Consumo total / n° hab. Datos de población: Eurostat. Fuente: ENTSO-E.

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

	Nuclear	Térmica clásica (2)	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	133,4	344,3	21,7	36,7	10,9	26,3	573,2
Austria	0,0	34,2	36,5	0,0	0,0	0,0	70,7
Bélgica	45,7	35,8	1,7	1,3	0,2	5,1	89,9
Bulgaria	14,2	21,1	5,4	0,3	0,0	0,0	41,0
Eslovaquia	13,6	6,6	5,5	0,0	0,0	0,5	26,1
Eslovenia	5,4	4,8	4,2	0,0	0,0	0,0	14,4
España (1)	59,1	114,5	44,7	43,4	6,7	5,0	273,4
Francia	407,9	59,5	68,0	9,6	0,6	4,8	550,3
Grecia	0,0	37,9	7,5	2,1	0,1	0,3	47,9
Holanda	3,8	99,5	0,0	4,0	0,0	6,4	113,7
Hungría	14,8	16,5	0,2	0,5	0,0	1,8	33,8
Italia	0,0	218,1	53,2	8,4	1,6	5,0	286,3
Luxemburgo	0,0	2,9	1,5	0,1	0,0	0,1	4,5
Polonia	0,0	140,3	3,4	1,8	0,0	0,3	145,8
Portugal	0,0	23,9	16,2	9,0	0,2	2,3	51,7
República Checa	26,4	48,7	3,4	0,3	0,6	0,0	79,4
Rumania	10,7	25,3	20,2	0,3	0,0	0,1	56,5
Total	734,9	1.233,8	293,3	117,7	20,9	57,9	2.458,6

(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E.

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	95,5	133,4	344,3	573,2	8,0	-16,9	548,2
Austria	36,5	0,0	34,2	70,7	4,6	1,2	67,3
Bélgica	8,3	45,7	35,8	89,9	1,8	0,5	88,6
Bulgaria	5,8	14,2	21,1	41,0	1,0	-8,5	31,5
Eslovaquia	6,0	13,6	6,6	26,1	0,5	1,0	26,6
Eslovenia	4,2	5,4	4,8	14,4	0,0	-2,2	12,2
España (1)	99,8	59,1	114,5	273,4	4,5	-8,3	260,6
Francia	83,0	407,9	59,5	550,3	6,5	-30,5	513,3
Grecia	10,0	0,0	37,9	47,9	0,0	5,7	53,6
Holanda	10,4	3,8	99,5	113,7	0,0	2,8	116,5
Hungría	2,4	14,8	16,5	33,8	0,0	5,2	39,0
Italia	68,2	0,0	218,1	286,3	4,3	44,2	326,2
Luxemburgo	1,6	0,0	2,9	4,5	1,9	4,1	6,7
Polonia	5,5	0,0	140,3	145,8	0,8	-1,4	143,6
Portugal	27,8	0,0	23,9	51,7	0,5	2,6	53,8
República Checa	4,3	26,4	48,7	79,4	0,8	-14,6	64,0
Rumanía	20,6	10,7	25,3	56,5	0,3	-2,9	53,4

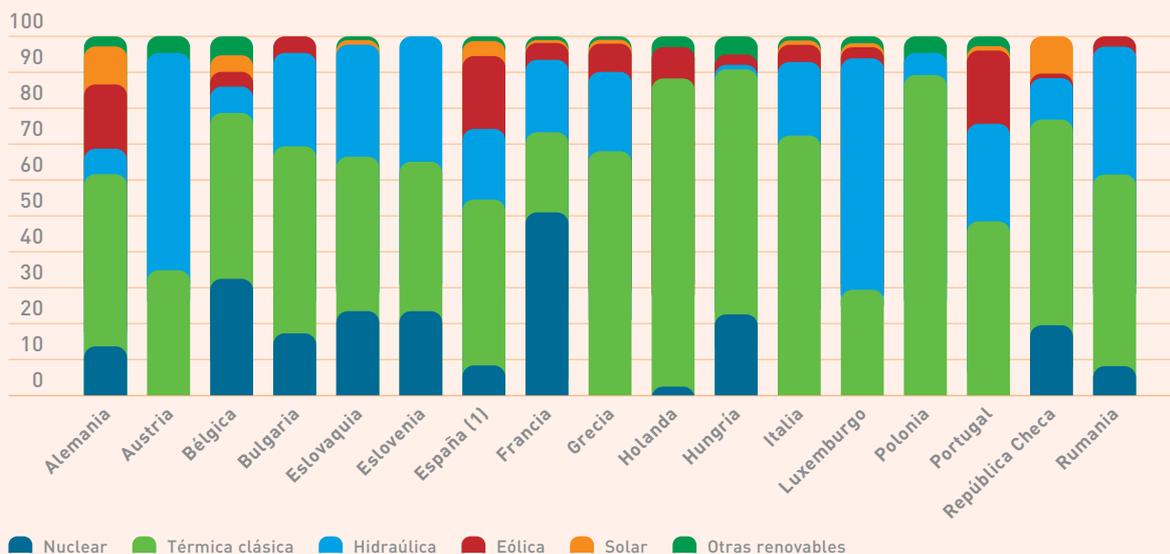
(1) Sistema peninsular. (2) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E.

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

	Nuclear	Térmica clásica (3)	Hidráulica	Eólica	Solar	Otras renovables	Total
Alemania	20,3	73,8	10,7	26,6	16,6	4,2	152,2
Austria (1)	0,0	7,4	12,7	0,0	0,0	1,0	21,1
Bélgica	5,9	8,7	1,4	0,9	0,8	1,0	18,7
Bulgaria	2,0	6,5	3,1	0,5	0,0	0,0	12,1
Eslovaquia	1,8	3,3	2,5	0,0	0,1	0,1	7,8
Eslovenia	0,7	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	3,0
España (2)	7,4	45,1	19,3	20,1	4,1	1,0	97,1
Francia	63,1	27,4	25,4	5,6	0,8	1,2	123,5
Grecia	0,0	9,4	3,2	1,0	0,2	0,1	13,9
Holanda	0,5	22,0	0,0	2,3	0,1	0,6	25,5
Hungría	1,9	5,9	0,0	0,2	0,0	0,5	8,5
Italia	0,0	74,4	21,4	5,1	1,3	0,8	102,9
Luxemburgo	0,0	0,5	1,1	0,0	0,0	0,0	1,7
Polonia	0,0	29,6	2,3	1,3	0,0	0,1	33,3
Portugal	0,0	8,6	5,0	3,7	0,1	0,5	17,9
República Checa	3,7	10,9	2,2	0,2	2,0	0,0	18,9
Rumania	1,3	9,2	6,1	0,5	0,0	0,0	17,1
Total	108,7	343,9	117,5	68,0	26,0	11,2	675,3

(1) Datos de 2009. (2) Sistema peninsular. (3) Incluye ciclos combinados. Fuente: ENTSO-E

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



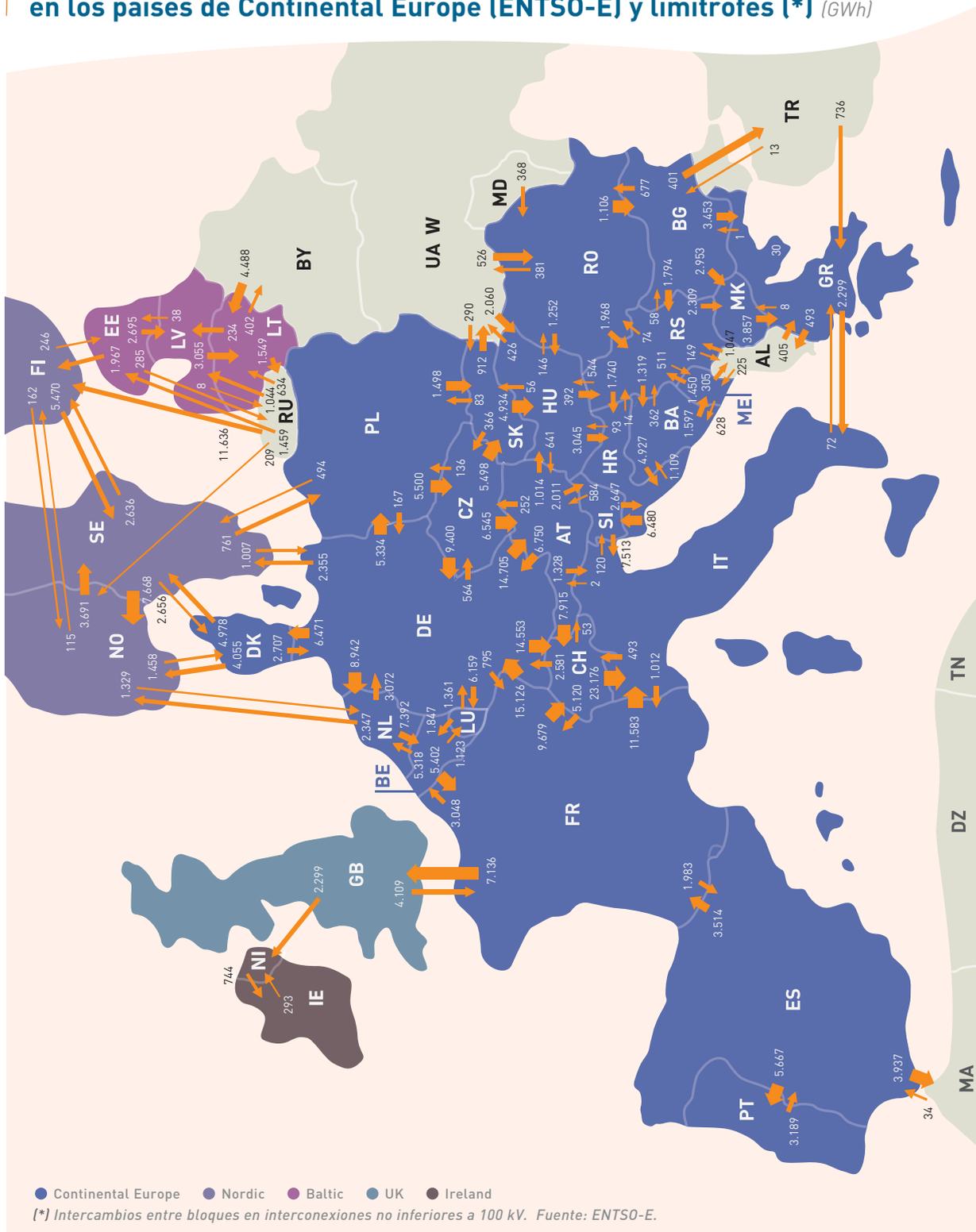
(1) Sistema peninsular.

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

	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Albania (AL)	947	1.677	-730
Alemania (DE)	42.171	59.878	-17.707
Austria (AT)	22.530	19.270	3.260
Bélgica (BE)	12.287	11.843	444
Bielorrusia (BY)	402	4.488	-4.086
Bosnia-Herzegovina (BA)	3.056	6.886	-3.830
Bulgaria (BG)	1.178	9.278	-8.100
Croacia (HR)	12.359	7.696	4.663
Dinamarca (DK)	10.585	11.740	-1.155
Eslovaquia (SK)	7.342	6.295	1.047
Eslovenia (SI)	8.611	10.744	-2.133
España (ES)	5.206	13.118	-7.912
Estonia (EE)	1.743	4.947	-3.204
Finlandia (FI)	16.354	5.878	10.476
Francia (FR)	19.952	48.555	-28.603
FYROM (MK)	5.270	3.857	1.413
Gran Bretaña (GB)	7.136	6.408	728
Grecia (GR)	8.523	2.801	5.722
Holanda (NL)	15.589	12.811	2.778
Hungría (HU)	9.897	4.706	5.191
Irlanda (IE)	744	293	451
Irlanda del Norte (NI)	2.592	744	1.848
Italia (IT)	45.899	1.699	44.200
Letonia (LV)	3.973	3.101	872
Lituania (LT)	8.177	2.185	5.992
Luxemburgo (LU)	7.282	3.208	4.074
Marruecos (MA)	3.937	34	3.903
Moldavia (MD)	0	368	-368
Montenegro (ME)	2.333	2.383	-50
Noruega (NO)	14.441	6.593	7.848
Polonia (PL)	6.314	7.659	-1.345
Portugal (PT)	5.667	3.189	2.478
República Checa (CZ)	6.682	21.579	-14.897
Rumania (RO)	1.791	4.707	-2.916
Rusia (RU)	1.842	14.982	-13.140
Serbia (RS)	7.027	6.704	323
Suecia (SE)	16.988	14.728	2.260
Suiza (CH)	32.640	30.930	1.710
Turquía (TR)	401	749	-348
Ucrania (UA)	1.719	2.876	-1.157

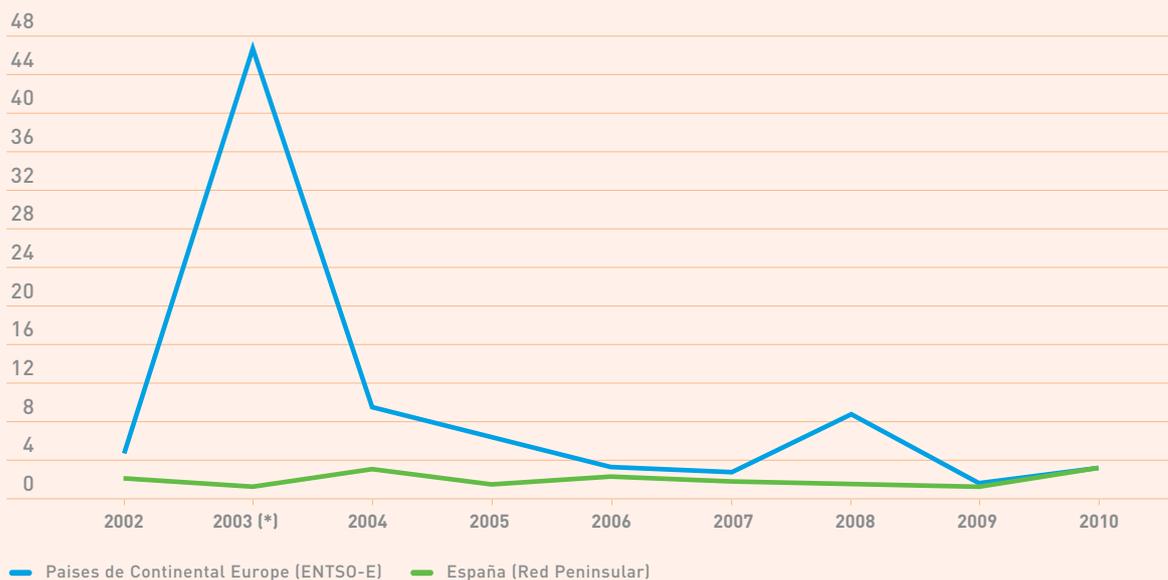
(*) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: ENTSO-E. Datos a Mayo 2011.

Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países de Continental Europe (ENTSO-E) y limitrofes (*) (GWh)



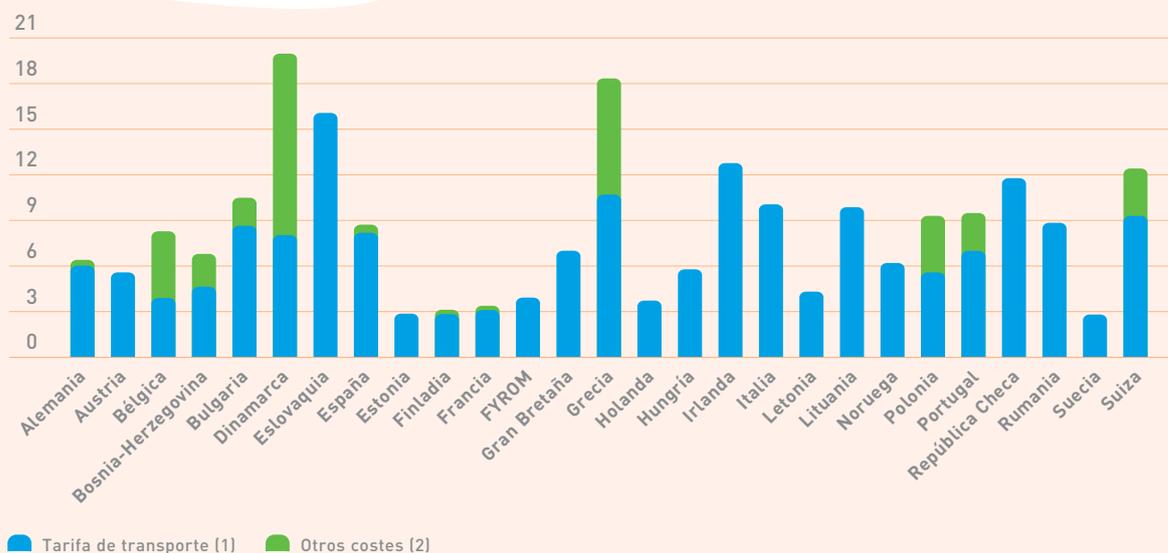


Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte [minutos]



TIM = ENS/Potencia media del sistema. (*) Incluye el apagón ocurrido Italia en septiembre de 2003. Fuente: ENTSO-E.

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



(*) Tarifas aplicadas a consumidor conectado en la red de transporte de 400-380 kV, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización.

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

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

Fuente: ENTSO-E. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010.



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.

Cierre de energía en el mercado

Es el saldo resultante de la diferencia entre pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema.

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 habrá que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Demanda en mercado libre

Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar 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 elevada a barras de central según pérdidas estándar 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, entendiendo por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Mercado diario

Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario

Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercado secundario de capacidad

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

Operador del Mercado

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

Operador del Sistema

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

Pagos por capacidad

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

Potencia instalada

Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del 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.

Producible hidráulico

Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF)

Es el 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 biocombustible, 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 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 aquellos 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.

Solar fotovoltaica

Luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.

Solar termoeléctrica

Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

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 2011

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: junio 2011
Impresión: EPES Industrias Gráficas, S.L.

Depósito legal: M-28257-2011



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 y Variable.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

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

