

# 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
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>-4,9</b>	<b>3,3</b>
<b>Componentes (1)</b>		
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 %.

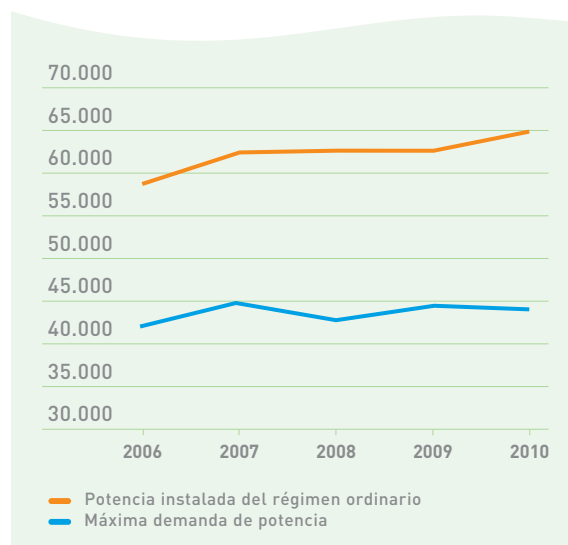
Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de crecimiento del 3 % respecto

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
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>64.813</b>	<b>3,4</b>	<b>5.162</b>	<b>6,2</b>	<b>69.975</b>	<b>3,6</b>
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
<b>Total régimen especial</b>	<b>34.230</b>	<b>7,4</b>	<b>488</b>	<b>18,3</b>	<b>34.718</b>	<b>7,6</b>
<b>Total</b>	<b>99.043</b>	<b>4,7</b>	<b>5.649</b>	<b>7,1</b>	<b>104.693</b>	<b>4,9</b>

(\*) 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
<b>Régimen ordinario</b>	<b>189.169</b>	<b>-0,9</b>	<b>15.100</b>	<b>-1,8</b>	<b>204.270</b>	<b>-1,0</b>
- Consumos en generación	-6.673	-6,2	-899	1,9	-7.572	-5,3
<b>Regimen especial</b>	<b>90.903</b>	<b>13,1</b>	<b>963</b>	<b>-4,6</b>	<b>91.866</b>	<b>12,9</b>
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
<b>Generación neta</b>	<b>273.399</b>	<b>3,5</b>	<b>15.165</b>	<b>-2,2</b>	<b>288.563</b>	<b>3,2</b>
- Consumos en bombeo	-4.458	17,5	-	-	-4.458	17,5
+ Intercambios internacionales (1)	-8.333	3,0	-	-	-8.333	3,0
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>260.609</b>	<b>3,3</b>	<b>15.165</b>	<b>-2,2</b>	<b>275.773</b>	<b>3,0</b>

(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

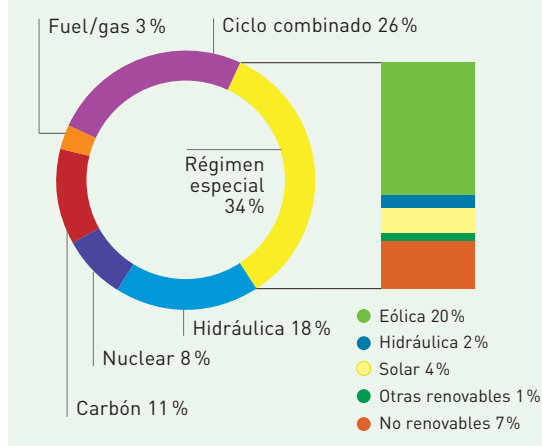
La potencia del parque generador del sistema eléctrico peninsular registró un crecimiento del 4,7 %, al instalarse 4.482 MW nuevos durante el 2010. Este aumento sitúa la capacidad total del sistema a 31 de diciembre en 99.043 MW, de los cuales casi la mitad corresponden a fuentes renovables.

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).

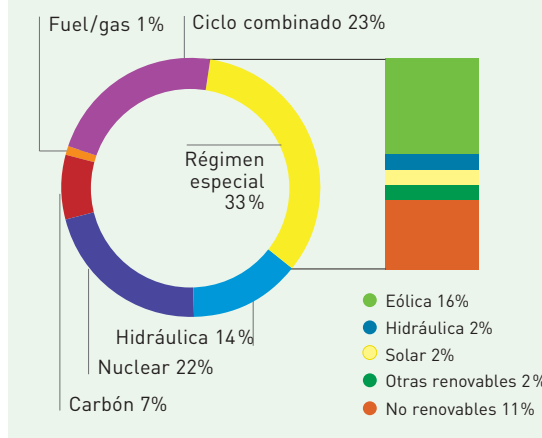
Por su parte, las renovables aumentaron casi 2.000 MW su potencia instalada, de los cuales más de la mitad son de origen eólico, lo que eleva la capacidad instalada de esta fuente de generación a 20.057 MW. Esta cifra sitúa a la eólica como segunda tecnología en capacidad instalada con una representación 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.

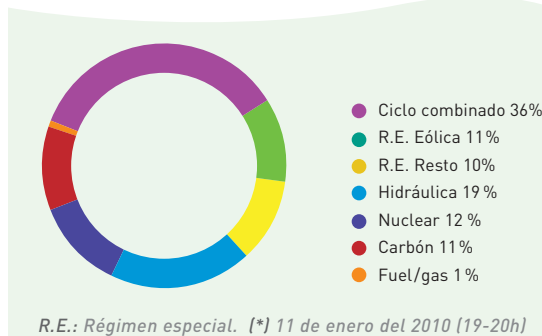
### Potencia instalada a 31.12.2010. Sistema eléctrico peninsular



### Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica



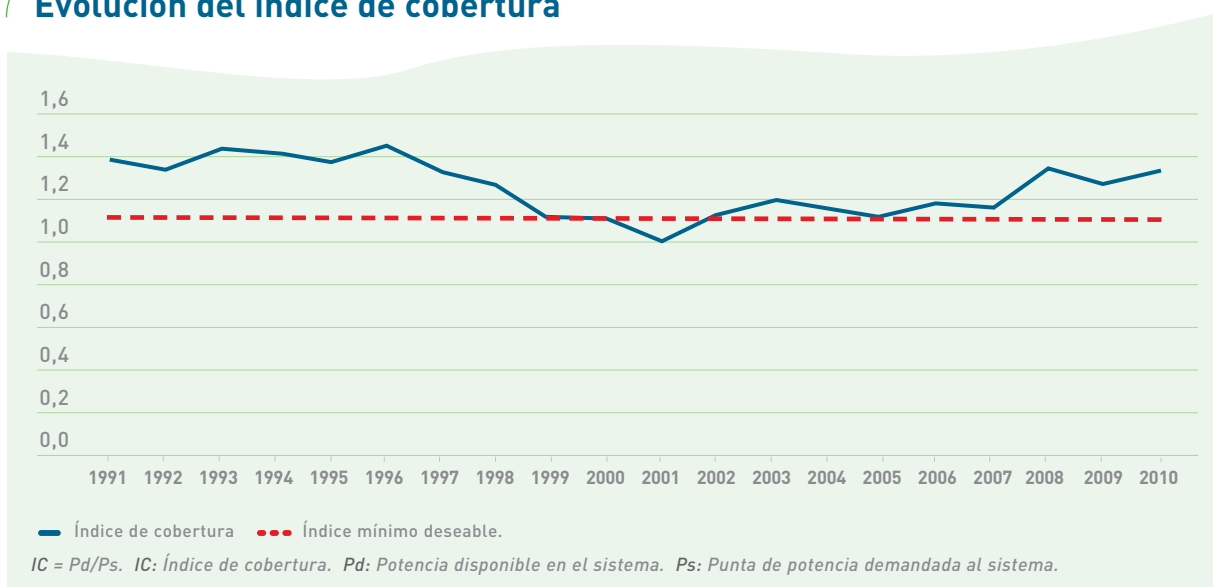
### Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 44.122 MW (\*)



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.

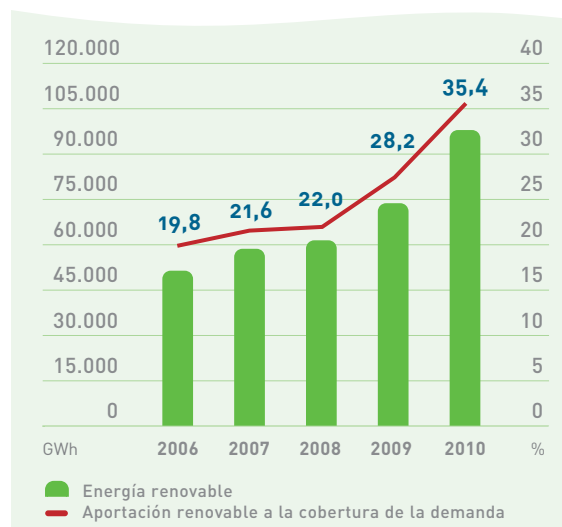
Las energías renovables cubrieron el 35,4 % de la demanda (un 28,2 % en 2009), situándose como la primera fuente de generación eléctrica en 2010. Este elevado ascenso se debe principalmente a la generación hidráulica que, en un año de abundantes lluvias, registró un fuerte incremento de más de un 60 % 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 CO<sub>2</sub> 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

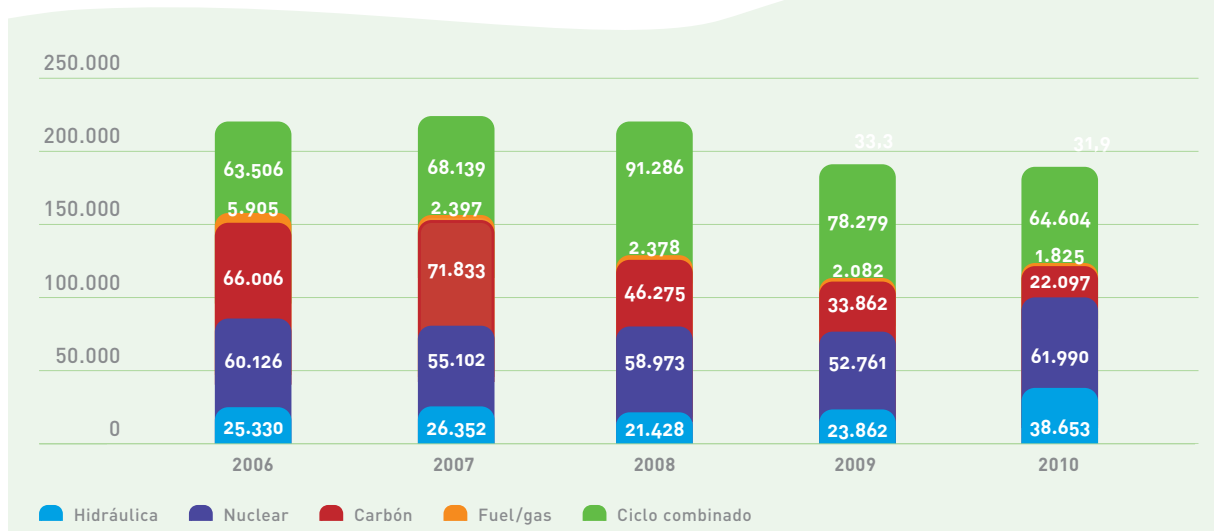
La producción global de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha continuado la línea de descenso iniciada en el 2008, aunque en 2010 disminuyó solo un 0,9 % con respecto al año anterior, debido al crecimiento de la hidráulica y nuclear.

- 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.

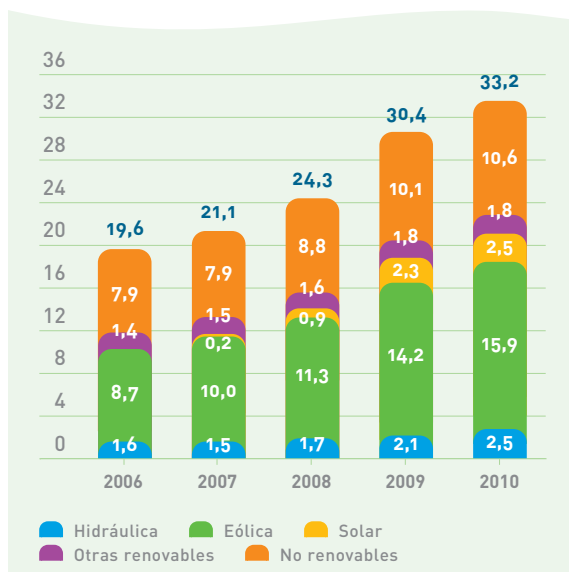
El 82,8 % de este aumento de capacidad tiene su origen en el crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 7,8 % respecto al año anterior. Las mayores variaciones con

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.

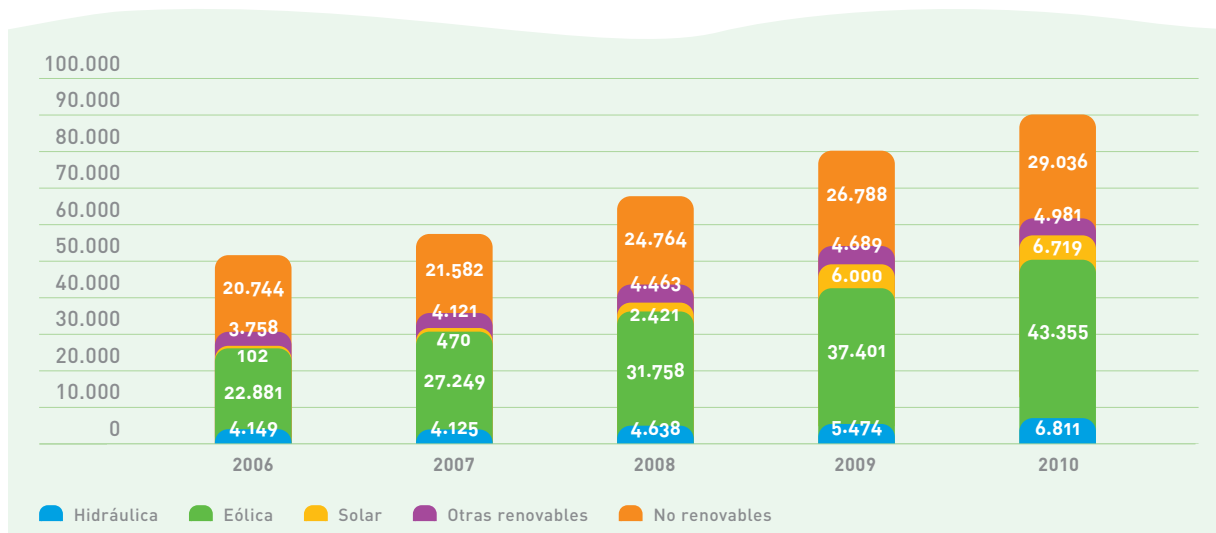
Respecto a la producción, las energías renovables del régimen especial generaron 61.867 GWh, lo que supone un crecimiento del 15,5 % respecto al 2009. Del total producido con estas energías, destaca un año más, la eólica que ha generado 43.355 GWh, un 15,9 % más que el año anterior. Asimismo, cabe señalar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

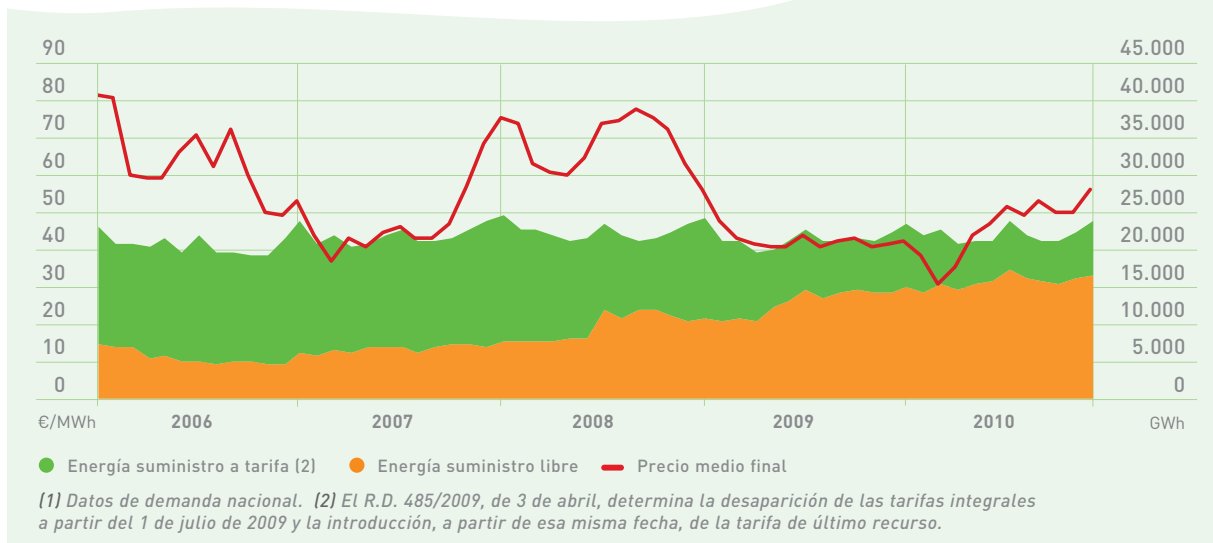
El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 84,6 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 8,3 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 7,1 % restante.

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.

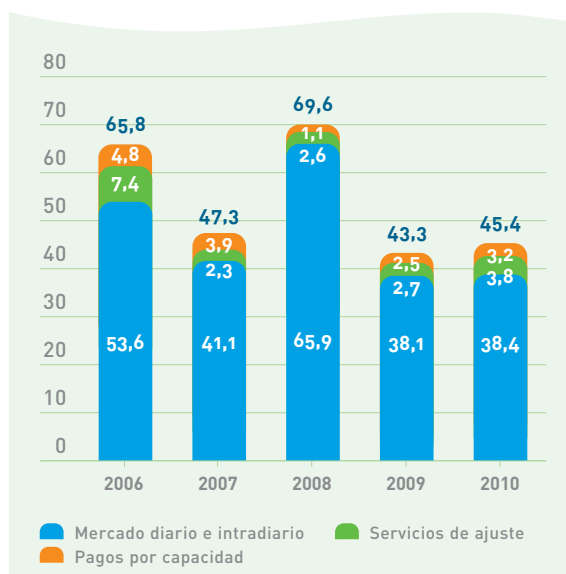
En el 2010 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.258 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,69 €/MWh, valor superior en un 23,0 % al registrado el año anterior.

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.

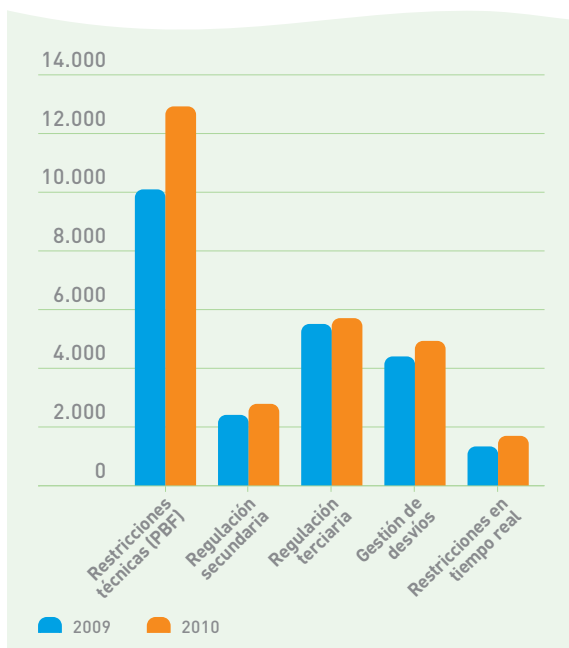
La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2010 ha

## 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.

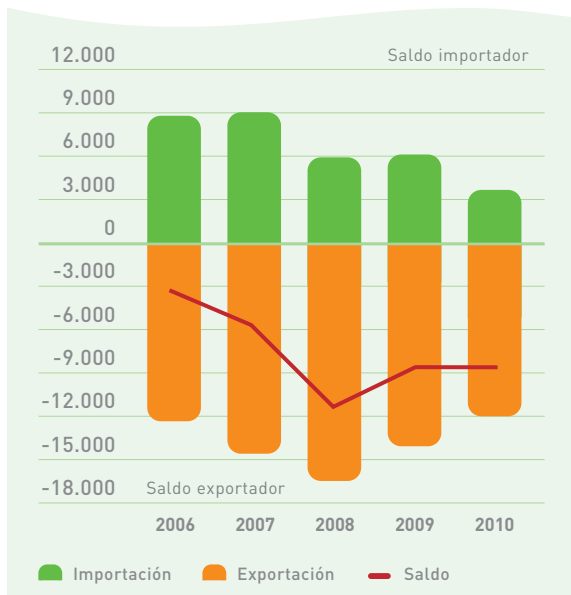
### Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	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
<b>Total</b>	<b>-8.324</b>

*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 %.

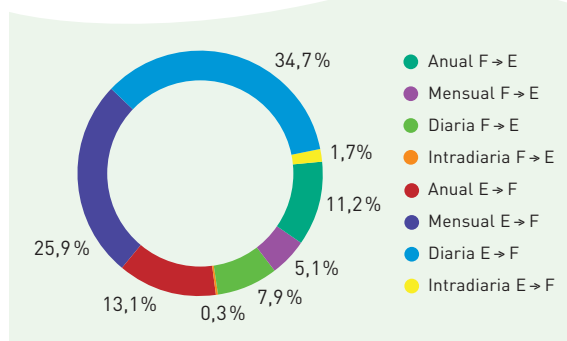
## Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

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.

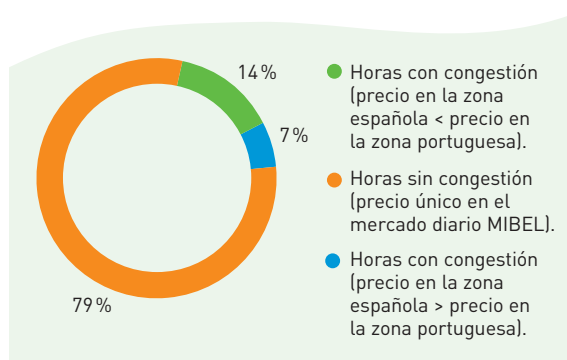
El importe de las rentas de congestión recaudadas durante 2010 fue de 56,2 millones de euros (valor un 22,6% inferior al registrado en 2009), correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

## 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
<b>Total</b>	<b>12.148</b>	<b>100,00</b>

### Potencia interrumpible en periodos de máxima demanda (MW)





La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza 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.

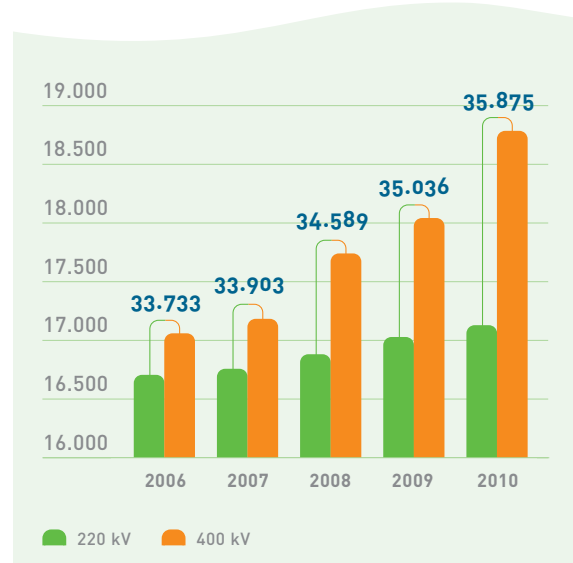
## Red de transporte

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
	<b>Total</b>	<b>17.042</b>	<b>17.172</b>	<b>17.724</b>	<b>18.015</b>	<b>18.765</b>
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
	<b>Total</b>	<b>16.690</b>	<b>16.732</b>	<b>16.865</b>	<b>17.020</b>	<b>17.110</b>
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	56.072	58.522	62.922	66.322	69.122
	Otras empresas	800	800	800	800	0
	<b>Total</b>	<b>56.872</b>	<b>59.322</b>	<b>63.722</b>	<b>67.122</b>	<b>69.122</b>

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.

