

El Sistema eléctrico español en 2011





El aspecto más significativo del comportamiento del sistema eléctrico español en el 2011 ha sido el descenso de la demanda de energía eléctrica hasta situarse en un nivel comparable al del 2006. Este descenso se debió a la confluencia de dos factores. Por un lado, la progresiva reducción de la actividad económica española, y por otro, las suaves temperaturas que han caracterizado el conjunto del año 2011.

En concreto, la demanda anual de energía eléctrica nacional registró una caída anual respecto al 2010 del 2,1%. Este descenso es ligeramente mayor que el 1,7% observado por el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

Por el lado de la generación, lo más destacado ha sido el notable ascenso de la generación con carbón, mientras que los ciclos combinados registraron un significativo descenso de producción absorbiendo en gran medida la caída de la demanda. Por su parte, las energías renovables condicionadas por la escasa hidraulicidad y menor eolicidad en cómputo anual, generaron menor cantidad de energía eléctrica que el año anterior.

En el ámbito regulatorio, siguiendo la línea de los últimos años, en el 2011 se aprobaron numerosas disposiciones relevantes para el sector eléctrico.

Marco regulatorio

La disposición de mayor rango legal aprobada en 2011 fue la *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible*, en la que se establecen diversas medidas relativas al sector eléctrico coherentes con la apuesta de España por un modelo energético sostenible, se traspone a la regulación nacional el cumplimiento de los objetivos 20-20-20 en el año 2020, establecidos en la Directiva 2009/28/CE, y se fomentan las actividades de I+D+i y proyectos energéticos tales como el desarrollo de redes inteligentes, la gestión activa de la demanda, el secuestro de carbono y el desarrollo del vehículo eléctrico e híbrido.

Asimismo, en la Ley de Economía Sostenible se regulan importantes reformas en el funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), entre las que sobresalen la reducción de miembros del Consejo, la obligación de rendir cuentas al Parlamento, la introducción de medidas destinadas a dotarle de mayor transparencia y autonomía, así como la modificación de la función 14, relativa a la adquisición de participaciones por sociedades y de la función 15, en la que se establece la emisión por parte de la CNE de un informe determinante en las operaciones de concentración de empresas.

Durante el año 2011 se han publicado además numerosas disposiciones de regulación del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de*

cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, que establece la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, creándose para el ejercicio de esta actividad un nuevo peaje de acceso supervalle para suministros entre 10 y 15 kW, y modificándose asimismo la TUR para incluir esta discriminación horaria supervalle.

- *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*. Esta disposición fija un peaje uniforme de 0,5€/MWh, con carácter transitorio hasta que se desarrolle una metodología específica de asignación, aplicable desde el 1 de enero de 2011 a cada instalación de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que será recaudado por las empresas transportistas y distribuidoras para su puesta a disposición del procedimiento de liquidación de ingresos y costes regulados del sector.
- *Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico*, en el que se establece el marco reglamentario para la gestión técnica y económica del nuevo enlace entre la península y la isla de Mallorca, así como para la liquidación de la energía que circule a través del mismo.

- *Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público*, cuya principal medida para el sector eléctrico fue la reducción de los importes de la financiación del extracoste de los sistemas insulares y extrapeninsulares cargados a los Presupuestos Generales del Estado de los años 2011 y 2012, que se fijan en un 17% del sobrecoste del año 2011, frente al 51% previamente vigente, y en un montante máximo de 256,4 M€ para el año 2012, que sustituye al porcentaje del 75% del sobrecoste para este año establecido anteriormente.

Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular registró un descenso respecto al año anterior del 2,2%, situándose al finalizar el 2011 en 254.786 GWh. Este descenso respecto al año anterior se debe a la confluencia de dos factores claramente negativos: la temperatura y el decaimiento de la actividad económica.

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

	PIB	Δ Demanda por actividad económica	Δ Demanda
2007	3,6	4,2	2,9
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,7	-4,7
2010	-0,1	2,7	3,1
2011	0,7	-1,3	-2,2

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

	%10/09	%11/10
Demanda en b.c.	3,1	-2,2
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	0,2	-1,0
Efecto laboralidad	0,2	0,1
Efecto actividad económica y otros	2,7	-1,3

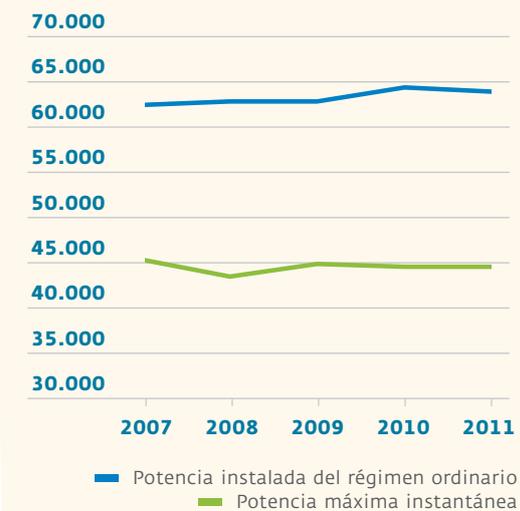
(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

Las temperaturas registradas durante el 2011 fueron más suaves que las del 2010 en casi todos los meses del año, restando un punto al crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad fue similar al año anterior. Descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda eléctrica atribuible a la actividad económica registró un tasa negativa del 1,3%. Este descenso es el resultado de una progresiva caída del consumo eléctrico a lo largo del año que se intensifica en los cuatro últimos meses en consonancia con el comportamiento de la economía española en ese periodo.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– la demanda de energía eléctrica ha descendido por tercer año consecutivo, finalizando el 2011 con una demanda conjunta de 15.030 GWh, un 0,9% inferior a la del año anterior. En Baleares, Canarias y Ceuta los descensos fueron del 1,7%, 0,3% y 6,7% respectivamente, mientras que en Melilla creció un 0,7%.

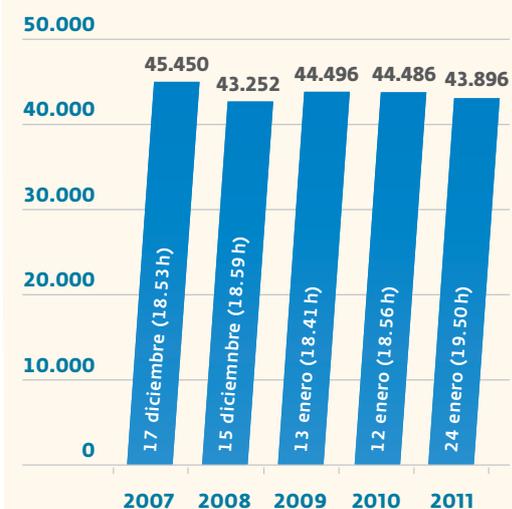
Comparación entre potencia máxima instantánea y potencia instalada del régimen ordinario peninsular (MW)



Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 2,1 % respecto a 2010, con una energía demandada de 269.816 GWh.

Los máximos anuales de demanda instantánea, horaria y diaria correspondientes al sistema peninsular se situaron un año más por debajo de los máximos históricos registrados hace cuatro años. El 24 de enero a las 19.50 horas se produjo la máxima demanda de potencia instantánea con 43.896 MW (el récord se fijó en 2007 con 45.450 MW). El 24 de enero, entre las 19 y las 20 horas, se obtuvo la máxima demanda de potencia horaria con 44.107 MW, un 1,7 % inferior al valor máximo histórico obtenido en el 2007. Asimismo, el 25 del mismo mes, se produjo el máximo anual de energía diaria con 883 GWh, un 2,5 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el 2007.

Potencia máxima instantánea peninsular (MW)



Respecto al periodo de verano, el 28 de junio a las 13.24 horas se alcanzó el máximo anual de demanda de potencia instantánea con 40.139 MW, valor inferior al máximo histórico registrado en julio del 2010 con 41.318 MW. El día 27 del mismo mes entre las 13 y las 14 horas se alcanzó el máximo anual de demanda de potencia media horaria con un valor de 39.537 MW (el récord se registró en 2010 con 40.934 MW).

En los sistemas extrapeninsulares, el máximo de potencia media horaria en 2011 se fijó para Baleares en 1.159 MW (el récord 1.226 MW en 2008) y para Canarias en 1.450 MW (el récord 1.752 MW en 2010). Los máximos equivalentes de Ceuta y Melilla se fijaron respectivamente en 36 MW y 39 MW, (los máximos históricos 41 MW y 39 MW).

Balance de potencia a 31.12.2011. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%11/10	MW	%11/10	MW	%11/10
Hidráulica	17.563	0,0	1	0,0	17.564	0,0
Nuclear	7.777	0,0	-	-	7.777	0,0
Carbón ⁽¹⁾	11.700	2,8	510	0,0	12.210	2,7
Fuel/gas	1.492	-34,6	2.884	0,7	4.376	-15,0
Ciclo combinado	25.269	0,1	1.854	-0,5	27.123	0,1
Total régimen ordinario	63.801	-0,7	5.249	0,2	69.050	-0,6
Hidráulica	2.041	0,3	0,5	0,0	2.041	0,3
Eólica	21.091	7,0	149	1,7	21.239	7,0
Solar fotovoltaica	4.047	10,7	202	8,8	4.249	10,6
Solar termoelectrica	1.049	97,1	-	-	1.049	97,1
Térmica renovable	858	14,0	1	-96,8	859	8,5
Térmica no renovable	7.282	1,3	119	0,9	7.401	1,3
Total régimen especial	36.367	7,4	471	-3,8	36.838	7,2
Total	100.168	2,1	5.720	-0,1	105.888	2,0

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%11/10	GWh	%11/10	GWh	%11/10
Hidráulica	27.571	-28,7	0	-	27.571	-28,7
Nuclear	57.731	-6,9	-	-	57.731	-6,9
Carbón ⁽¹⁾	43.488	96,8	3.031	-10,4	46.519	82,6
Fuel/gas ⁽²⁾	0	-	7.479	-3,2	7.479	-21,7
Ciclo combinado	50.734	-21,5	4.406	10,4	55.140	-19,6
Régimen ordinario	179.525	-5,1	14.915	-1,2	194.440	-4,8
- Consumos en generación	-7.247	8,6	-882	-1,9	-8.129	7,4
Regimen especial	91.815	1,1	996	3,2	92.811	1,1
Hidráulica	5.283	-22,6	1	-	5.284	-22,6
Eólica	41.799	-3,3	361	7,1	42.160	-3,2
Solar fotovoltaica	7.081	15,3	333	17,7	7.414	15,4
Solar termoelectrica	1.823	163,6	-	-	1.823	163,6
Térmica renovable	3.792	19,5	33	-79,4	3.825	14,8
Térmica no renovable	32.037	4,1	268	45,3	32.305	4,3
Generación neta	264.092	-3,4	15.030	-0,9	279.121	-3,2
- Consumos en bombeo	-3.215	-27,9	-	-	-3.215	-27,9
+ Enlace Península-Baleares ⁽³⁾⁽⁴⁾	-0,5	-	0,5	-	0	-
+ Intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-6.090	-26,9	-	-	-6.090	-26,9
Demanda (b.c.)	254.786	-2,2	15.030	-0,9	269.816	-2,1

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

(3) Fase de pruebas. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Cobertura de la demanda

La **potencia** instalada en el parque generador del sistema eléctrico peninsular español registró en 2011 un aumento neto de 2.057 MW, cifra que sitúa la capacidad total del sistema al finalizar el año en 100.168 MW. Este aumento corresponde mayoritariamente a nuevas instalaciones de energías renovables que han registrado un crecimiento de potencia de 2.397 MW.

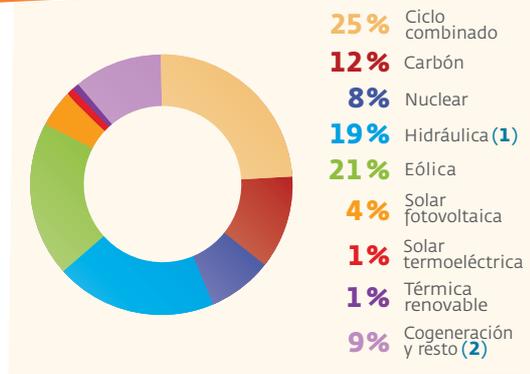
El parque eólico finalizó el 2011 con 21.091 MW de potencia instalada (1.380 MW más que en 2010), representando el 21,1% de la capacidad total peninsular. Por su parte, las tecnologías solares han continuado aumentando sus capacidades de producción respecto al año anterior (390 MW nuevos de fotovoltaica y 517 MW de termoeléctrica) superando conjuntamente a finales del 2011 los 5.000 MW de potencia instalada.

El resto de tecnologías no registraron variaciones significativas de potencia respecto al 2010, con la excepción del fuel gas que continuó su proceso de descenso con el cierre de otros dos nuevos grupos con un total de 470 MW de potencia.

La **cobertura de la demanda** del 2011 ha estado condicionada por la escasa hidraulicidad registrada durante el año y por la aplicación del RD 134/2010 que determina con carácter obligatorio el uso de carbón nacional en un nuevo servicio de ajuste del sistema.

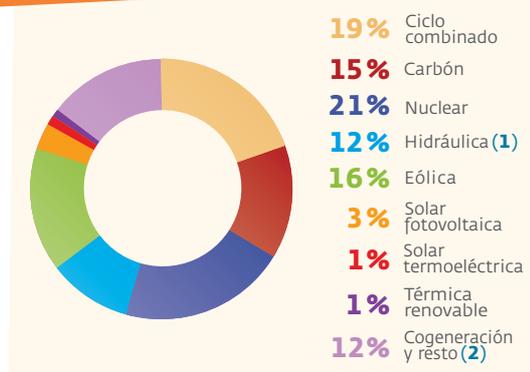
La nuclear se situó a la cabeza cubriendo el 21% de la demanda (un 22% en 2010), mientras que los ciclos combinados descendieron a un segundo lugar con una

Potencia instalada a 31.12.2011 Sistema eléctrico peninsular



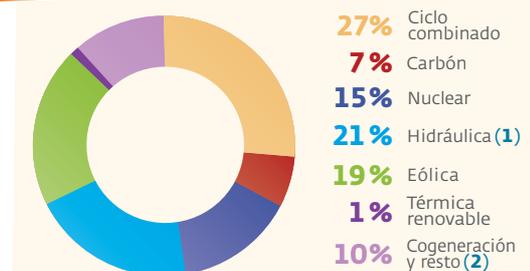
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular



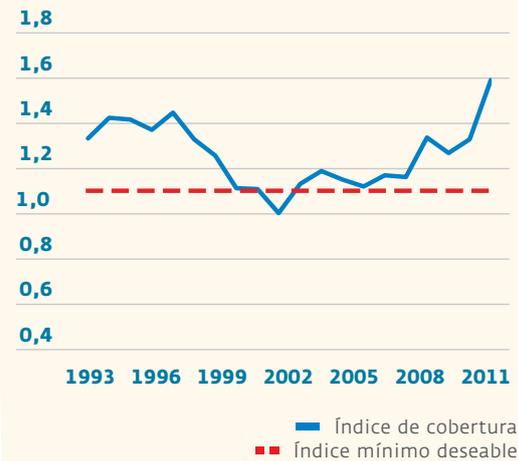
(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Cobertura de la máxima demanda de potencia media horaria peninsular 44.107 MW (*)



(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.
(*) 24 de enero del 2011 (19-20 h).

Evolución del índice de cobertura peninsular



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

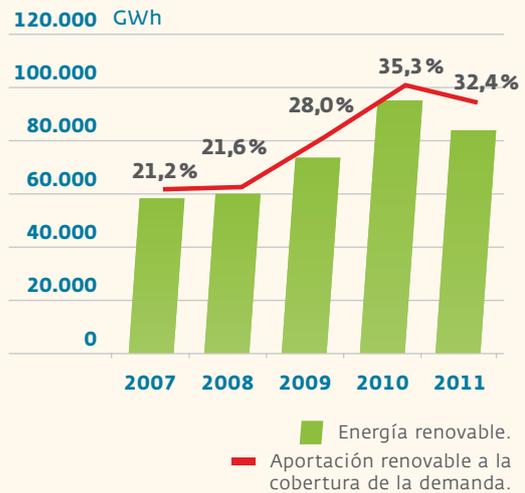
aportación del 19 % frente a un 23 % en 2010. La eólica mantuvo un porcentaje de participación del 16 % de la demanda, mientras que la hidráulica retrocedió cuatro puntos pasando de cubrir el 16 % de la demanda en 2010 al 12 % en 2011. Al contrario, el carbón pasó de una aportación del 8 % en 2010 al 15 % en 2011. El resto de tecnologías han mantenido una contribución similar a la del año anterior con una ligera variación de alrededor de un punto en cada una de las dos tecnologías solares.

En 2011, el conjunto de las tecnologías consideradas renovables cubrieron el 32,4 % de la demanda, frente al 35,3 % del año anterior. Este descenso rompe la línea de crecimiento ascendente de estas tecnologías en los años precedentes debido a la confluencia de los factores escasa hidraulicidad y menor viento

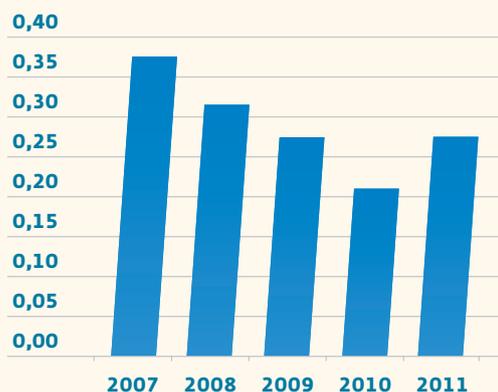
disponible respecto al año anterior, que han determinado una menor generación hidroeléctrica y eólica en 2011.

El descenso de las energías limpias (menor aportación de las energías renovables y de la nuclear en la generación eléctrica), unido

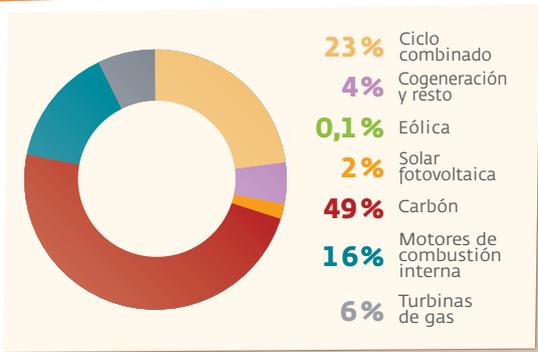
Evolución de las energías renovables peninsulares



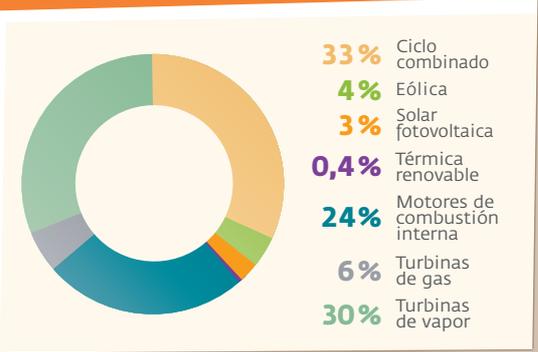
Evolución del factor de emisión asociado a la generación de energía eléctrica peninsular (tCO_2/MWh)



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Baleares



Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica Islas Canarias



al notable aumento de la generación con carbón ha dado lugar a un repunte de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en 2011 que se han estimado en 73 millones de toneladas, un 25 % superiores a las del año anterior.

En los sistemas extrapeninsulares, la demanda del 2011 se cubrió mayoritariamente con carbón (49%) y ciclo combinado (23%) en Baleares y con ciclo combinado (33%), turbinas de vapor (30%) y motores de combustión interna (24%) en Canarias.

Respecto a los intercambios de energía con otros países, en el 2011 el saldo de intercambios internacionales ha sido exportador por octavo año consecutivo, (6.090 GWh), que representan el 2,3% de la generación total peninsular.

Régimen ordinario

Las centrales pertenecientes al régimen ordinario han continuado la línea de descenso de producción iniciada en el 2008. En 2011 registraron una producción bruta de 179.525 GWh, cifra comparable a la registrada en el año 2000 y un 5,1 % inferior a la del 2010.

- Las centrales hidráulicas generaron 27.571 GWh, un 28,7 % menos que en 2010, año destacado por una elevada hidraulicidad. Este notable descenso redujo la aportación hidráulica a la generación bruta del régimen ordinario al 15,4 % (un 20,4 % en 2010).
- La producción de los ciclos combinados continuó la línea de descenso iniciada en 2009 al registrar un volumen de 50.734 GWh en 2011, un 21,5 % inferior al del año anterior. Este descenso reduce su participación en la generación bruta del régimen ordinario al 28,3 %, frente al 34,2 % en 2010.
- Los grupos nucleares produjeron 57.731 GWh, valor inferior en un 6,9 % respecto al 2010. A pesar de ese descenso, esta tecnología se situó en primer lugar dentro del parque generador del régimen ordinario aportando un 32,2 % de su producción bruta (un 32,8 % en 2010).

Evolución de la producción bruta en b.a. del régimen ordinario peninsular (GWh)



- La generación eléctrica con carbón se incrementó casi un 100% pasando de 22.097 GWh en 2010 a 43.488 GWh en 2011, aportando el 24,2% de la producción bruta del régimen ordinario (un 11,7% en 2010).

Desde el punto de vista hidrológico, el 2011 ha sido seco en su conjunto. Las escasas lluvias registradas en gran parte del año han reducido el producible hidráulico peninsular a 22.506 GWh. Este producible es un 19,4% inferior al valor histórico medio y un 37,8% menor que el registrado en el 2010 (año destacado por una elevada hidraulicidad).

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 52% de su capacidad total, frente al 66% de las reservas existentes al terminar el 2010.

Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial creció un 1,1% respecto al 2010, situándose en 91.815 GWh. De esta energía, un 65,1% correspondió a tecnologías renovables que en 2011 situaron su producción en 59.777 GWh, un 0,4% inferior al año anterior. Por su parte, las no renovables generaron 32.037 GWh, un 34,9% de la producción global del régimen especial.

La eólica es la tecnología de mayor peso dentro de las renovables, representando en este periodo casi el 70% del total de generación renovable del régimen especial. En 2011, el parque eólico aumentó la capacidad instalada en un 7% respecto al 2010, mientras que su generación (41.799 GWh) se redujo un 3,3% en el

Evolución de la producción neta del régimen especial peninsular (GWh)



mismo periodo. Este descenso se debió a que la eolicidad o viento disponible durante el 2011 fue notablemente menor que en 2010, dentro de los relativamente estrechos márgenes de variabilidad de esta tecnología en términos de cómputo de la energía anual producida. A pesar de ello, el 6 de noviembre de 2011 a las 2.00 horas se registró un nuevo máximo de cobertura de la demanda con energía eólica (un 59,6% frente al máximo anterior del 54,0%), al coincidir una importante producción eólica con una demanda baja y un notable saldo exportador.

El parque solar ha mantenido su fuerte crecimiento alcanzando los 5.095 MW de potencia a finales del 2011 (4.047 MW fotovoltaicos y 1.049 MW termoeléctricos). La energía fotovoltaica se situó en 7.081 GWh (un 15,3% más que el año anterior) y la termoeléctrica en 1.823 GWh frente a 692 GWh en 2010). Estos

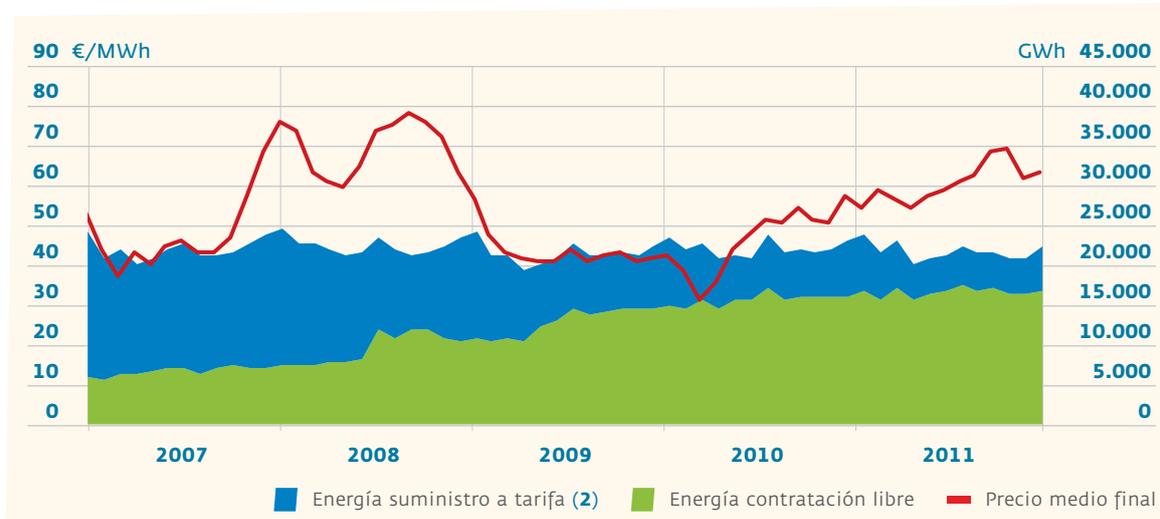
crecimientos han elevado la participación conjunta de estas tecnologías en la generación renovable del régimen especial al 14,9% (un 11,4% en 2010).

La generación térmica renovable (biogás y biomasa) ha aumentado un 19,5% respecto al 2010, alcanzando los 3.792 GWh, cifra que representa un 6,3% del total de renovables del régimen especial.

Operación del sistema

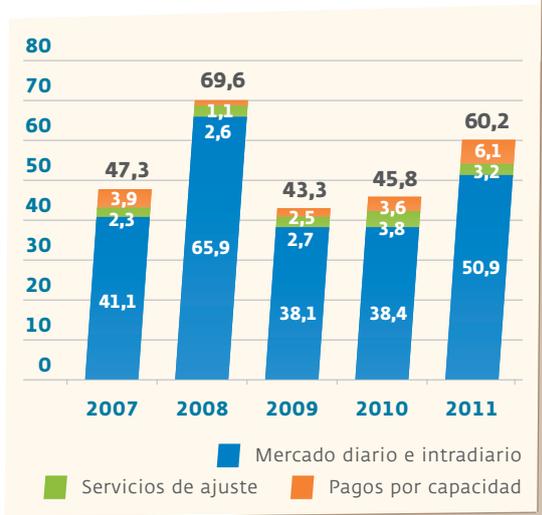
Durante el 2011 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –suministro a tarifa más contratación libre– y saldo de los intercambios) ha sido de un 2,2% inferior a la del año anterior. De este total, el 76,5% corresponde a contratación en el mercado libre y el 23,5% restante al suministro a tarifa.

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



(1) Datos de demanda nacional. (2) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, determina la desaparición de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2009 y la introducción, a partir de esa misma fecha, de la tarifa de último recurso.

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



El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 60,15 €/MWh, un 31,3 % superior al del 2010.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 84,5 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 5,3 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 10,1 % restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 182.290 GWh, con un precio medio ponderado de 50,7 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio aumentó un 33,5 %, mientras que la energía adquirida en el mercado diario mostró un crecimiento negativo del 5,7 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a

45.731 GWh de la que un 28,2 % ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 49,79 €/MWh, un 1,9 % inferior al del mercado diario.

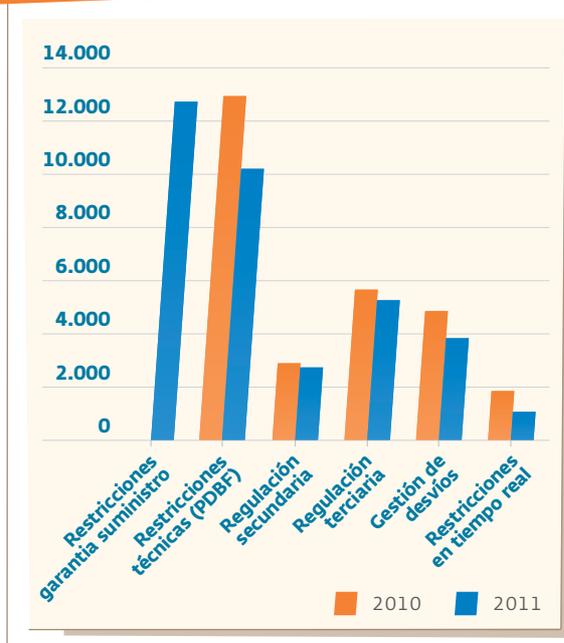
La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema en el 2011 ha sido 35.999 GWh, un 27,6 % superior a la del año anterior. La repercusión de estos servicios, sin incluir las restricciones por garantía de suministro, en el precio final de la energía ha sido de 3,20 €/MWh, un 14,8 % inferior al 2010.

El día 25 de febrero de 2011, para la programación del día 26 del mismo mes, se inició la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones de garantía de suministro. Durante el año 2011, la energía programada por solución de restricciones de garantía de suministro ha representado un total de 12.773 GWh.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) ha sido de 9.998 GWh a subir y de 228 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 1,85 €/MWh frente a los 2,29 €/MWh del año anterior.

En el 2011 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.243 MW, con una repercusión en el precio medio final de

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



0,76 €/MWh, valor superior en un 9,0% 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 0,60 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor inferior a los 0,77 €/MWh del 2010.

La energía gestionada en el mercado de regulación secundaria en el año 2011 ha ascendido a 2.727 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.285 GWh, la energía de gestión de desvíos a 3.821 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.167 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 8.042 GWh a subir y 6.619 GWh a bajar, con un precio medio de 39,87 €/MWh a subir y un 52,97 €/MWh a bajar.

Intercambios internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 18.363 GWh, un 18,3% más que en 2010. El 66,6% de esta energía correspondió a operaciones de exportación lo que significa que, por octavo año consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador por un valor en 2011 de 6.097 GWh, cifra inferior en un 26,8% al alcanzado en 2010.

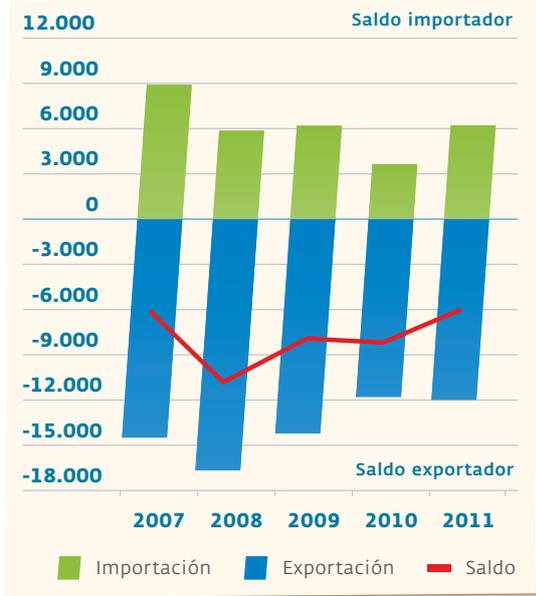
Por interconexiones, cabe destacar el cambio de sentido en el saldo de los intercambios programados a través de la interconexión con Francia, con un valor de 1.511 GWh en

Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2011
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-6.103
Comercializadores	-3.293
Saldo interconexión con Portugal	-2.810
Acciones coordinadas de balance Francia - España	6
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0
Intercambios de apoyo	0
Total	-6.097

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

Evolución de los intercambios internacionales programados (GWh)



sentido importador en 2011, frente a los 1.523 GWh en sentido exportador en 2010. Este cambio de signo es el resultado de un importante aumento del volumen de importaciones programadas en esta interconexión, un 140,9% más que en 2010, mientras que las exportaciones disminuyeron un 12%.

La evolución de los saldos anuales programados en el resto de interconexiones ha mostrado, en todos los casos, aumentos respecto al año anterior, por unos valores de un 6,7%, un 15,1% y un 15,6% en las interconexiones de Portugal, Marruecos y Andorra, respectivamente.

El nivel de utilización de la capacidad comercial en la interconexión con Francia se ha visto incrementado en sentido importador, alcanzando un valor cercano al 40%, y disminuido en sentido exportador,

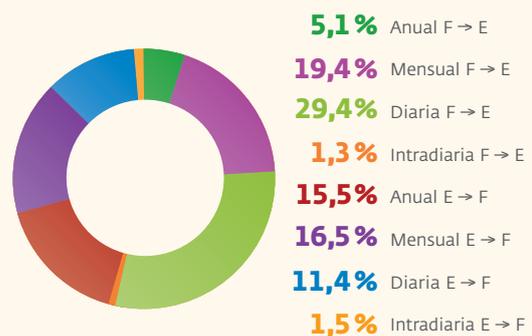
respecto a 2010. Por otro lado, en la interconexión con Portugal se ha alcanzado un valor medio de utilización del 33% en sentido exportador y un 11% en sentido importador. Por último, se han registrado incrementos en los valores medios de utilización de la capacidad en sentido exportador, respecto a 2010, en las interconexiones con Marruecos (60%) y Andorra (28%).

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

Durante el 2011, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de la capacidad de intercambio ascendió a un total de 23, a fecha 31/12/2011.

El importe de las rentas de congestión recaudadas durante el 2011 fue de 60,7 millones de euros, correspondiendo el 50% de esta cantidad al sistema eléctrico español.

Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (60.664 miles de €)



El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el 2011 en el sentido España a Francia fue de 6,69 €/MW, valor tres veces superior al alcanzado en el sentido Francia a España (2,11 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en enero, en el sentido España a Francia, con un valor de 17,07 €/MW, un 26 % superior al precio máximo alcanzado en el sentido Francia a España (13,50 €/MW en el mes de agosto).

En el año 2011 se hizo precisa la aplicación de medidas de *countertrading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) por un total de 7.201 MWh, en los meses de enero, febrero, abril, mayo, julio y noviembre.

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

En un 91 % de las horas del 2011, el precio del mercado diario MIBEL fue único (sin congestión en la interconexión entre España y Portugal). En los casos en los que se identificaron congestiones en esta interconexión, la máxima diferencia de precios se observó en el sentido España a Portugal con un valor de 60,00 €/MWh, precio muy superior al máximo registrado en el sentido Portugal a España (21,57 €/MWh).

Renta de congestión del *market splitting* en la interconexión con Portugal

	Miles de €	(%)
Mercado diario	4.083	97,88
Mercado intradiario	88	2,12
Total	4.171	100,00

Horas con/sin congestión en la interconexión con Portugal



Las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante el 2011 ascendieron a 4,17 millones de euros, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español.

En el 2011 no se hizo precisa la aplicación de medidas de *countertrading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos). Es el primer año desde la implantación del MIBEL (1/7/2007) en el que no se ha requerido la programación de estas acciones.

Potencia interrumpible en períodos de máxima demanda (MW)



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 2011 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.

La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en períodos de máxima demanda alcanza 2.157,4 MW, de los cuales 2.102 MW corresponden al

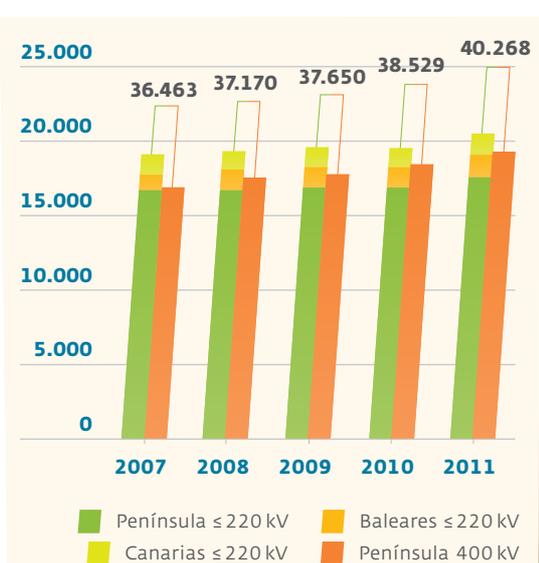
sistema peninsular, 52,1 MW al sistema canario y 3,3 MW al sistema balear.

Red de transporte

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante el 2011 un nuevo impulso con la entrada en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permiten incorporar la nueva potencia renovable.

Durante el 2011 se han puesto en servicio 1.738 km de circuito (1.478 km corresponden a la red peninsular). Este aumento eleva la red de transporte peninsular al finalizar el año a 37.428 km de circuito y la red nacional a 40.268 km de circuito. Entre las infraestructuras puestas en servicio, destaca el enlace eléctrico entre la Península y Baleares de 448 km de circuito, la primera

Evolución de la red de transporte en España (km)



Instalaciones de la red de transporte en España (km)

	400 kV	≤ 220 kV		Total	
	Península	Península	Baleares		Canarias
Total líneas (km)	19.622	17.806	1.540	1.300	40.268
Líneas aéreas (km)	19.566	17.261	1.088	1.023	38.939
Cable submarino (km)	29	236	306	15	586
Cable subterráneo (km)	26	309	146	261	743
Transformación (MVA)	70.984	63	2.248	1.625	74.920

Datos de km de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2011.

interconexión submarina de transporte en corriente continua que existe en España.

Asimismo, la capacidad de transformación aumentó en 2.700 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 74.920 MVA.

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2011 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 peninsular, que mide el tiempo que cada línea ha estado fuera de servicio por diferentes actuaciones, ha sido del 97,74%, valor similar al 97,73 % del 2010.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2011 se registraron 32 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 280 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 0,58 minutos, el nivel más bajo desde el año 1992 y muy inferior respecto al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre.

Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2007	757	326	281	1,52	28,73	16,03
2008	574	7	1.043	1,15	0,64	58,94
2009	437	39	1.679	0,91	3,41	96,89
2010	1.570	9	4.090	3,17	0,77	241,68
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.

