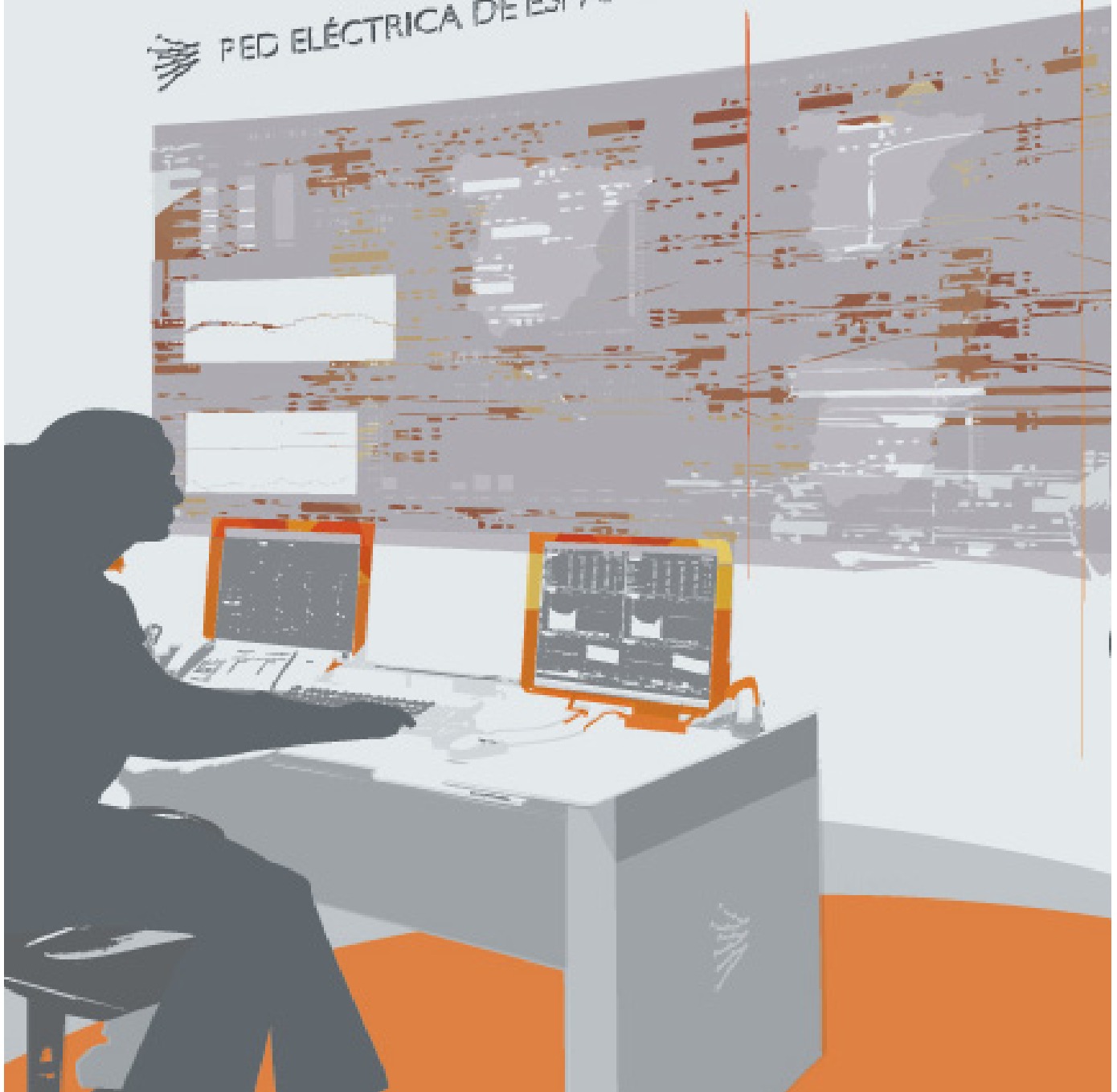


00

El sistema eléctrico español en 2012

 PED ELÉCTRICA DE ESPAÑA





El aspecto más significativo del sistema eléctrico español en 2012 ha sido de nuevo el comportamiento de la demanda de energía eléctrica que continúa estancada en niveles de 2006, lo que es coherente con la trayectoria contractiva de la economía española que cerró el año con una caída del Producto Interior Bruto (PIB) del 1,4 %.

En concreto, la demanda anual de energía eléctrica nacional registró un descenso respecto a 2011 del 1,4 %, lo que sitúa el descenso acumulado de los últimos cuatro años en un 5,1 %. En el conjunto de los países de la Unión Europea pertenecientes al grupo Continental Europe de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), el consumo eléctrico ha seguido una trayectoria similar aunque con un descenso más moderado, un 0,7 % en 2012 respecto al año anterior y un 3,0 % en el periodo 2008-2012.

A pesar del descenso de la demanda, la producción total nacional aumentó un 1,1 % en comparación con 2011, debido principalmente al aumento de las exportaciones de energía con otros países. En cuanto a la estructura de generación, cabe destacar un año más el crecimiento de las energías renovables, especialmente la eólica, así como el aumento de la producción

00 El sistema eléctrico español en 2012

con carbón. Por el contrario, los ciclos combinados han continuado la línea de descenso iniciada en 2009 y la hidráulica, en un contexto de año extremadamente seco, ha registrado la producción anual más baja desde el año 2005.

Siguiendo la tónica de años anteriores, el año 2012 ha sido también muy prolífico en el ámbito regulatorio, con la aprobación de numerosas disposiciones relevantes para el funcionamiento del sector eléctrico, tanto en el ámbito comunitario como en el marco de la regulación española.

Marco regulatorio

En el marco de la regulación de la Unión Europea, la principal norma aprobada en 2012 ha sido la *Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. Esta disposición, adoptada con el voto en contra de España, establece un marco común de medidas para la promoción de la eficiencia energética dentro de la Unión Europea, a fin de alcanzar su objetivo de ahorro del 20 % en 2020 y preparar el camino para más medidas de mejora en la eficiencia energética para esa fecha.

En lo que respecta a la regulación española, durante el 2012 se han publicado numerosas disposiciones de desarrollo de la Ley 54/1997, muchas de ellas enfocadas a fijar medidas para corregir el desajuste estructural entre los ingresos y costes del

sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprime los incentivos contemplados en el Real Decreto 661/2007 para todas las instalaciones de régimen especial que aún no estuvieran inscritas en los registros de preasignación correspondientes, y suspende los procedimientos de preasignación de retribución de todas las instalaciones para el año 2012.*
- *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*. Esta disposición tiene un doble objetivo; por un lado, cumplir con la obligación de trasponer las últimas Directivas comunitarias en materia de electricidad, gas y comunicaciones electrónicas, cerrando así los procedimientos sancionadores que había iniciado la Comisión por sobrepasarse los plazos establecidos para su trasposición, y evitando las importantes sanciones económicas que se podrían derivar de estos procedimientos en base a lo dispuesto en el Tratado de Lisboa; por otro, establecer, con carácter de urgencia,

El sistema eléctrico español en 2012 00

una batería de medidas que tienen como objetivo último suprimir los desajustes entre ingresos y costes de los sistemas eléctrico y gasista.

- *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*, en el que se establecen numerosas disposiciones que afectan a diversos ámbitos de la actividad económica tanto del sector público como del sector privado, entre los que también se incluye el sector eléctrico, para el que se articulan nuevas medidas destinadas a alcanzar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes regulados en el año 2012.
- *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, que regula los nuevos impuestos con los que se gravará a la actividad de generación y los céntimos verdes sobre el consumo de determinados combustibles, cuya recaudación debe destinarse a financiar los costes regulados del sistema eléctrico. A este último efecto, incorpora una disposición adicional relativa a los costes del sistema eléctrico, que tiene por objeto garantizar que los Presupuestos Generales del Estado de cada año incorporen, como una partida de gasto más, la estimación de los ingresos que se recaudarán por el cargo de los impuestos y céntimos verdes regulados en la propia Ley 15/2012.

Asimismo, la disposición final primera de la Ley 15/2012 modifica el apartado 2 del artículo 15 de la Ley 54/1997 para determinar que los costes de las

actividades reguladas ya no se financian exclusivamente con los ingresos recaudados por los peajes, sino que pueden aplicarse para su financiación partidas procedentes de los Presupuestos Generales del Estado. De esta forma, se adapta la Ley 54/1997 para hacerla coherente con la transferencia de fondos procedentes de los PGE al sistema de liquidación de costes regulados, que se regula en la Ley 15/2012.

- *Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013*, que, en lo que se refiere al sector eléctrico regula la transferencia mensual al sistema de liquidación de costes regulados del sistema eléctrico de la recaudación efectiva de los impuestos a la actividad de generación y céntimos verdes regulados en la Ley 15/2012.
- *Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social*, en el que se modifican dos apartados de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de forma que su nueva redacción permita el encaje tanto regulatorio como numérico de los desajustes entre ingresos y costes del año 2012 y del año 2013 y sucesivos, con plenas garantías jurídicas.

El Real Decreto-ley 29/2012 establece asimismo la posibilidad de no aplicar el régimen económico primado a las instalaciones inscritas en el Registro de preasignación que no estén totalmente finalizadas al vencimiento del plazo límite

00 El sistema eléctrico español en 2012

establecido para ser inscrita en el registro del régimen especial.

Finalmente, y aunque de menor rango reglamentario que las anteriores, también merece ser destacada entre las disposiciones relevantes para el sector eléctrico publicadas en 2012 la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, que inicia un nuevo procedimiento de planificación de los sectores de gas y electricidad, tras el abandono, como consecuencia del cambio de escenario macroeconómico, del procedimiento en curso para el período 2012-2020, conforme a lo establecido en el Real Decreto-ley 13/2012.

Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica peninsular se situó a finales de 2012 en 251.710 GWh, un 1,5 % inferior a la registrada en 2011. Corregidos los efectos de la temperatura y la laboralidad, el descenso atribuible a la

COMPONENTES DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR EN B.C. (%)

	%11/10	%12/11
Demanda en b.c.	-1,9	-1,5
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,0	0,7
Efecto laboralidad	0,1	-0,3
Efecto actividad económica y otros	-1,0	-2,0

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total. (2) Una media de las temperaturas máximas diarias peninsulares por debajo de 20° C en invierno y por encima de 23° C en verano, produce aumento de la demanda.

actividad económica se situó en el 2,0 %. Este descenso es el resultado de una continuada caída del consumo eléctrico a lo largo de todos los meses del año, en consonancia con la trayectoria contractiva de la economía española durante el mismo periodo.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares – Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla – la demanda de energía eléctrica se recuperó ligeramente en 2012 después de tres años consecutivos de descenso, situándose en 15.139 GWh, un 0,7 % superior a la del 2011. Por sistemas, Baleares creció un 1,3 %, Canarias un 0,2 %, Ceuta un 4,5 % y Melilla 1,1 %.

Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 1,4 % respecto a 2011, con una energía demandada de 266.849 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 cinco

EVOLUCIÓN ANUAL DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR (%)

	PIB	Δ Demanda	
		por actividad económica	Δ Demanda
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,7	-4,7
2010	-0,3	2,7	3,1
2011	0,4	-1,0	-1,9
2012	-1,4	-2,0	-1,5

El sistema eléctrico español en 2012

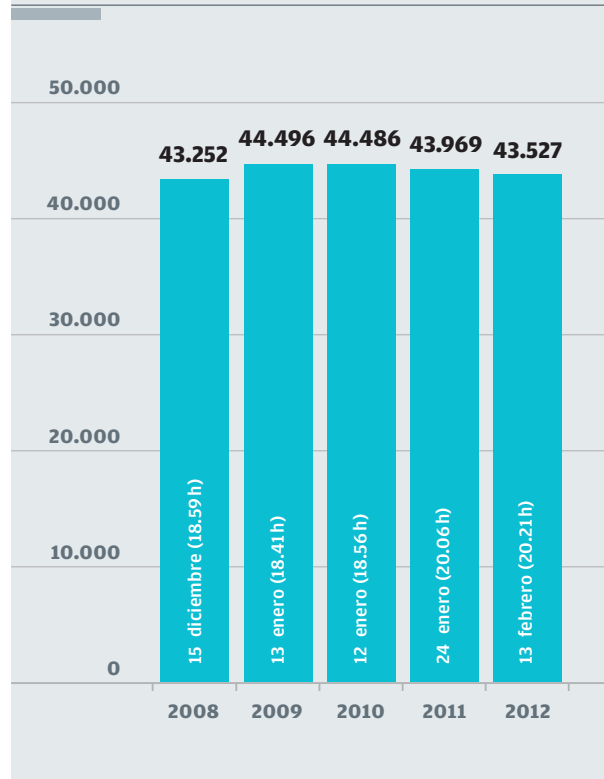
años. El 13 de febrero a las 20.21 horas se produjo la máxima demanda de potencia instantánea con 43.527 MW (el récord histórico se fijó en 2007 con 45.450 MW). El mismo día de febrero, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 43.010 MWh (el máximo histórico se obtuvo en 2007 con un valor de 44.876 MWh). Asimismo, el día 8 del mismo mes se produjo el máximo anual de energía diaria con 873 GWh (el récord histórico se alcanzó en 2007 con 906 GWh).

Respecto al periodo de verano, el 28 de junio a las 13.23 horas se alcanzó el máximo anual de demanda de potencia instantánea con 39.124 MW, valor inferior al máximo histórico del periodo de verano registrado en julio de 2010 con 41.319 MW.

En los sistemas extrapeninsulares, la demanda máxima horaria en 2012 se fijó para Baleares en 1.206 MWh (el récord 1.226 MWh en 2008) y para Canarias en 1.439 MWh (el récord 1.752 MWh en 2010). En Ceuta, la demanda máxima horaria alcanzada durante el año fue de 39 MWh (el récord 41 MWh en 2008).

En cuanto a Melilla, el 14 de febrero de 2012 se alcanzaron nuevos máximos históricos de potencia instantánea y de energía horaria. El récord de potencia instantánea se fijó a las 21.35 horas con un valor de 40,95 MW, lo que supone un incremento de un 0,7 % respecto al máximo anterior de 40,67 MW registrado el 5 de febrero de 2012 a las 21.19 horas. El récord de energía horaria se alcanzó entre las 21 y 22 horas con 39,92 MW, un 1,4 % superior al récord anterior de 39,37 MWh, registrado a la misma hora el 5 de febrero de 2012.

POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR (MW)



00 El sistema eléctrico español en 2012

BALANCE DE POTENCIA A 31.12.2012. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%12/11	MW	%12/11	MW	%12/11
Hidráulica	17.761	1,1	1	0,0	17.762	1,1
Nuclear	7.853	0,0	-	-	7.853	0,0
Carbón (1)	11.248	-3,2	510	0,0	11.758	-3,1
Fuel/gas	520	-37,6	2.909	0,9	3.429	-7,8
Ciclo combinado	25.340	0,1	1.854	0,0	27.194	0,1
Total régimen ordinario	62.722	-0,7	5.274	0,5	67.996	-0,7
Hidráulica	2.042	-0,1	0,5	0,0	2.042	-0,1
Eólica	22.573	7,4	149	0,0	22.722	7,4
Solar fotovoltaica	4.298	5,8	240	18,1	4.538	6,4
Solar termoeléctrica	2.000	100,3	-	-	2.000	100,3
Térmica renovable	953	9,9	3	167,5	957	10,2
Térmica no renovable	7.240	-0,4	121	2,9	7.361	-0,3
Total régimen especial	39.106	7,9	514	9,0	39.620	7,9
Total	101.828	2,4	5.787	1,2	107.615	2,3

(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	%12/11	GWh	%12/11	GWh	%12/11
Hidráulica	19.455	-29,4	0	-	19.455	-29,4
Nuclear	61.470	6,5	-	-	61.470	6,5
Carbón (1)	54.721	25,8	2.941	-3,0	57.662	24,0
Fuel/gas (2)	0	-	7.541	0,8	7.541	0,8
Ciclo combinado	38.593	-23,9	3.917	-11,1	42.510	-22,9
Régimen ordinario	174.239	-2,9	14.399	-3,5	188.638	-3,0
Consumos en generación	-7.889	8,8	-850	-3,5	-8.739	7,5
Hidráulica	4.633	-12,5	2	6,9	4.635	-12,5
Eólica	48.103	14,2	369	2,4	48.472	14,1
Solar fotovoltaica	7.803	10,0	368	10,3	8.171	10,0
Solar termoeléctrica	3.443	87,9	-	-	3.443	87,9
Térmica renovable	4.729	10,4	8	-76,9	4.736	9,7
Térmica no renovable	33.442	4,3	274	2,4	33.716	4,3
Régimen especial	102.152	10,2	1.020	2,4	103.172	10,2
Generación neta	268.502	1,3	14.569	-3,1	283.071	1,1
Consumos en bombeo	-5.023	56,2	-	-	-5.023	56,2
Enlace Península-Baleares (3) (4)	-570	-	570	-	0	-
Intercambios internacionales (4)	-11.200	83,9	-	-	-11.200	83,9
Demanda (b.c.)	251.710	-1,5	15.139	0,7	266.849	-1,4

(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) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

El sistema eléctrico español en 2012

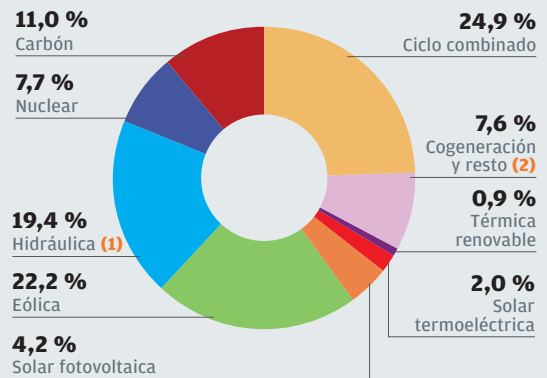
Cobertura de la demanda

La **potencia** instalada en el sistema eléctrico peninsular español se situó al finalizar el año en 101.828 MW, un 2,4 % más que en diciembre de 2011. Por un lado, se instalaron 3.080 MW nuevos de energías renovables, cifra que incluye el alta de un nuevo grupo hidroeléctrico de 192 MW y por otro lado, se dieron de baja dos instalaciones de carbón y una de fuel-gas con una potencia conjunta de 686 MW.

A cierre de año, las renovables representaban el 46 % de la potencia total peninsular, dos puntos más que el año anterior. Dentro de este tipo de energías, hay que señalar que se mantiene la línea ascendente de la eólica al cerrar el año con 22.573 MW de potencia instalada (1.562 MW más que en 2011), representando el 22 % de la capacidad total peninsular. Igualmente, las tecnologías solares han continuado aumentando sus capacidades de producción respecto al año anterior (237 MW nuevos de fotovoltaica y 1.001 MW nuevos de termoeléctrica) superando conjuntamente a finales de 2012 los 6.000 MW de potencia instalada.

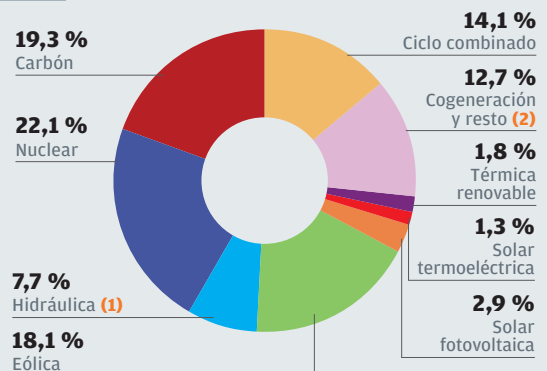
Respecto a la **cobertura de la demanda peninsular**, la nuclear se situó un año más a la cabeza cubriendo el 22,1 % de la demanda (un 21,0 % en 2011), le siguieron los grupos de carbón que elevaron su aportación al 19,3 % (un 15,4 % en 2011) y la eólica con una cuota del 18,1 %, (un 16,0 % en 2011). En contraste, los ciclos combinados y la hidráulica redujeron su aportación respectivamente al 14,1 % y 7,7 % (18,8 % y 11,5 % en 2011). El resto de tecnologías han mantenido una contribución similar o con pequeñas

POTENCIA INSTALADA A 31.12.2012. SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR



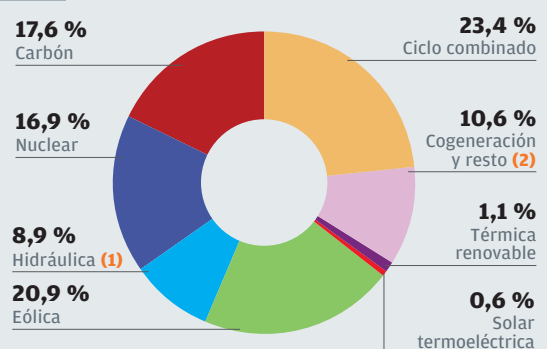
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).
 (2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR



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

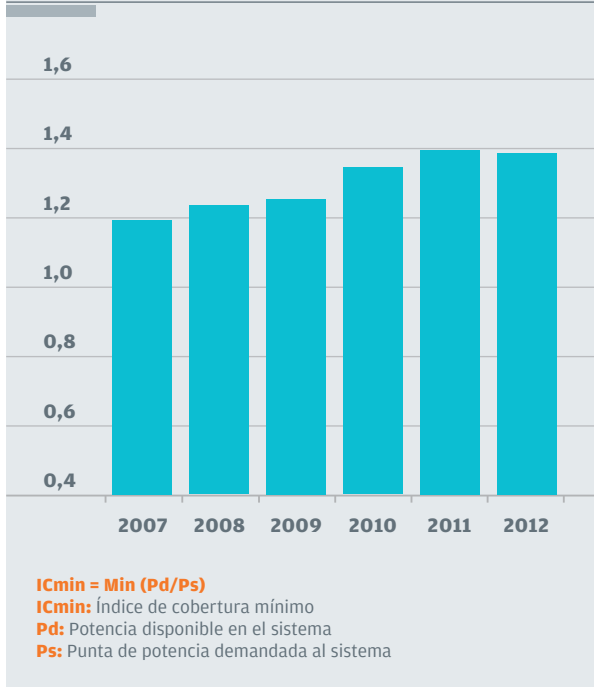
COBERTURA DE LA DEMANDA MÁXIMA HORARIA PENINSULAR 43.010 MWh 13 de febrero del 2012 (20-21 h)



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

00 El sistema eléctrico español en 2012

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR



variaciones de menos de un punto respecto al año anterior.

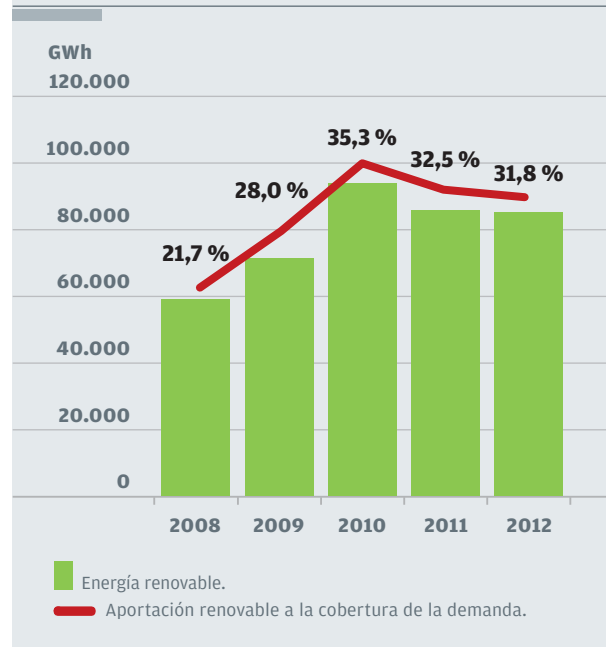
En 2012, el conjunto de las tecnologías consideradas renovables cubrieron el 31,8 % de la demanda peninsular. Este valor confirma el destacado papel desempeñado por estas energías en la cobertura de la demanda, aunque es inferior al de años precedentes como consecuencia de un acusado descenso de la generación hidráulica.

Las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico peninsular en 2012 se han estimado en 80 millones de toneladas, un 10 % superiores a las del año anterior, debido principalmente al aumento de la generación con carbón.

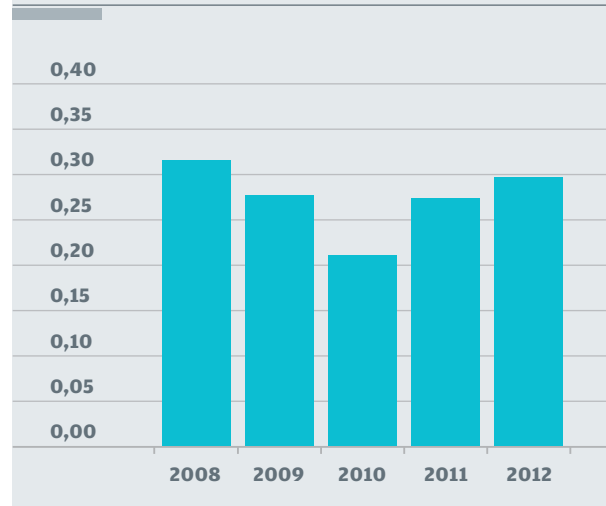
Respecto a los intercambios de energía entre el sistema peninsular y otros sistemas eléctricos, en agosto de 2012 se inició la operación del enlace que une la Península con Baleares

a través del cual se transfirieron al sistema balear 570 GWh de saldo neto. En cuanto a los intercambios internacionales, los 11.200 GWh de saldo neto exportador se cubrieron con el 4,2 % de la generación global peninsular.

EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PENINSULARES

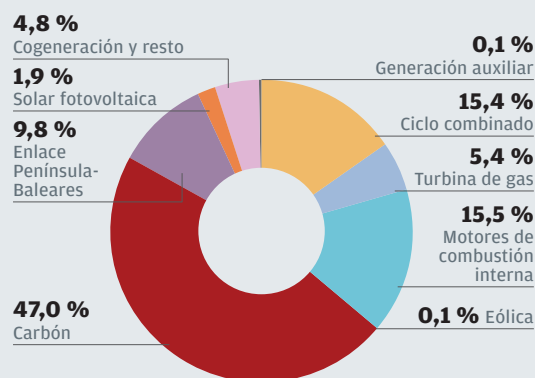


EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN ASOCIADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR (tCO₂/MWh)

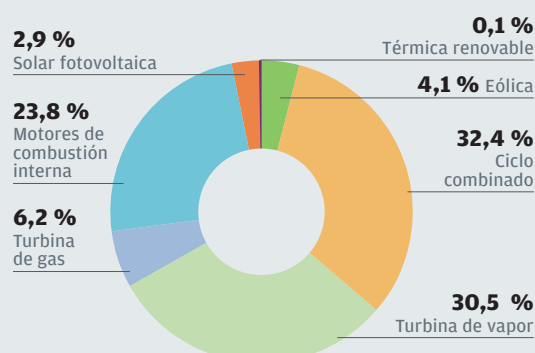


El sistema eléctrico español en 2012

COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS BALEARES



COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS CANARIAS



En los sistemas extrapeninsulares, la energía transferida desde la Península a Baleares cubrió el 9,8 % de la demanda de estas islas, descendiendo de esta manera la aportación del carbón al 47 % (49 % en 2011) y los ciclos combinados al 15,4 % (23,1 % en 2011). En cuanto al sistema eléctrico de Canarias, la cobertura de la demanda ha sido muy similar a la del año 2011, cubriendo los ciclos combinados y los sistemas de turbina de vapor más del 60 % de la demanda global.

Régimen ordinario

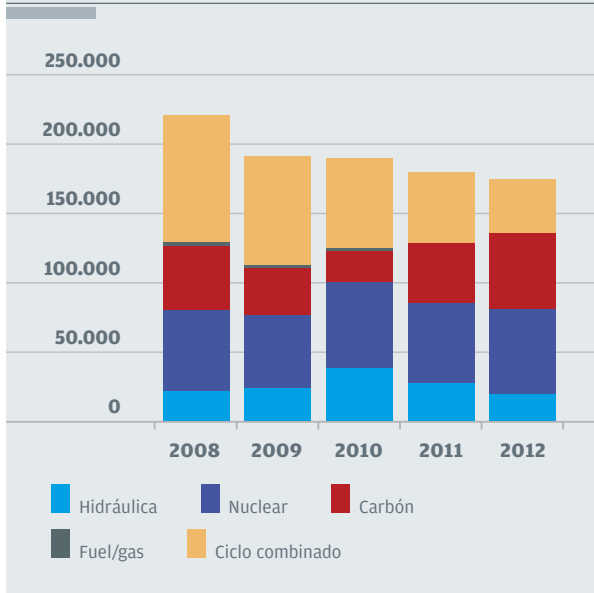
Las centrales pertenecientes al régimen ordinario han continuado un año más la línea de descenso de producción iniciada en el 2008. En 2012 registraron una producción bruta de 174.239 GWh, cifra comparable a la registrada en el año 2000 y un 2,9 % inferior a la de 2011.

- Las centrales hidráulicas generaron 19.455 GWh, un 29,4 % menos que en 2011. Este notable descenso redujo la aportación hidráulica a la generación bruta del régimen ordinario al 11,1 % (un 15,4 % en 2011).
- La producción de los ciclos combinados continuó la línea de descenso iniciada en 2009 al registrar un volumen de 38.593 GWh en 2012, un 23,9 % inferior al del año anterior. Este descenso reduce su participación en la generación bruta del régimen ordinario al 22,1 %, frente al 28,3 % en 2011.
- Los grupos nucleares elevaron su producción a 61.470 GWh, un 6,5 % más respecto a 2011. Esta tecnología se mantiene en primer lugar dentro del parque generador del régimen ordinario al aportar el 35,3 % de su producción bruta anual (un 32,2 % en 2011).
- La generación eléctrica con carbón se incrementó un 25,8 % respecto al año anterior, al alcanzar los 54.721 GWh, aportando el 31,4 % de la producción bruta del régimen ordinario (un 24,2 % en 2011).

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2012 ha sido extremadamente seco en su conjunto, dando lugar al producible hidráulico

00 El sistema eléctrico español en 2012

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA EN B.A. DEL RÉGIMEN ORDINARIO PENINSULAR (GWh)



El crecimiento continuado del volumen de generación del régimen especial se debe principalmente al progresivo aumento de las energías renovables, cuya potencia instalada se situó a finales del 2012 en 31.866 MW (2.885 MW más que en 2011). De estas energías, cabe destacar un año más la eólica que, con una capacidad instalada al finalizar el año de 22.573 MW, registró una producción de 48.103 GWh, lo que supone un crecimiento del 14,2 % respecto a 2011 y una contribución a la producción anual peninsular de energía del 18,1 %, dos puntos más que en 2011.

En 2012 se superaron los valores máximos de producción eólica alcanzados en años anteriores. El 24 de septiembre a las 3.03 horas la contribución de la generación

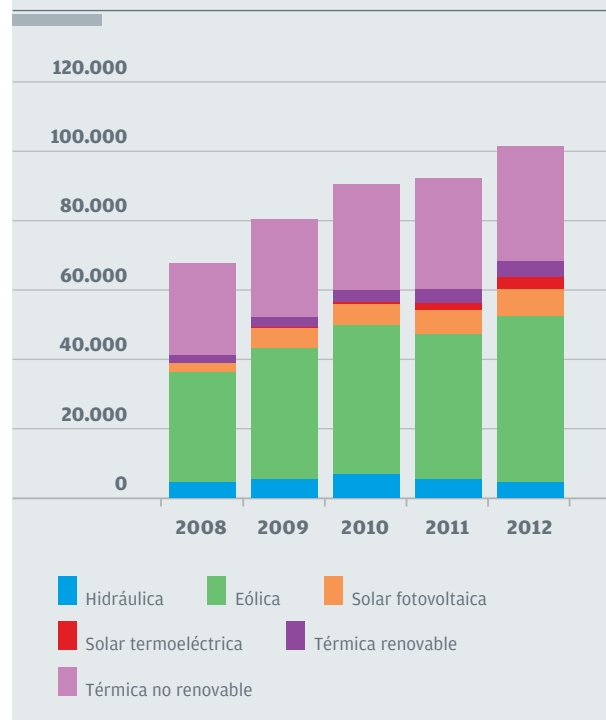
más bajo de los últimos cincuenta años, 12.640 GWh. Este producible es un 54 % inferior al valor histórico medio y un 44 % menor que el registrado en 2011.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 38 % de su capacidad total, frente al 52 % de las reservas existentes al concluir el año 2011.

Régimen especial

La energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ha ido aumentando año tras año, hasta alcanzar en 2012 un volumen de 102.152 GWh. Este volumen de energía supera en un 10,2 % el registrado el año anterior y representa el 38 % de la producción de energía global del sistema peninsular en 2012.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ESPECIAL PENINSULAR (GWh)



El sistema eléctrico español en 2012

eólica superó el 64 % de la cobertura de la demanda y el 18 de abril a las 16.41 horas la producción eólica instantánea alcanzó los 16.636 MW. Ese mismo día se alcanzaron nuevos máximos históricos de energía horaria (16.455 MWh) y diaria (334.850 MWh) de generación eólica. Así mismo, en abril, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía mensual del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 25,5 %, el 21,7 % y el 24,1 %, respectivamente.

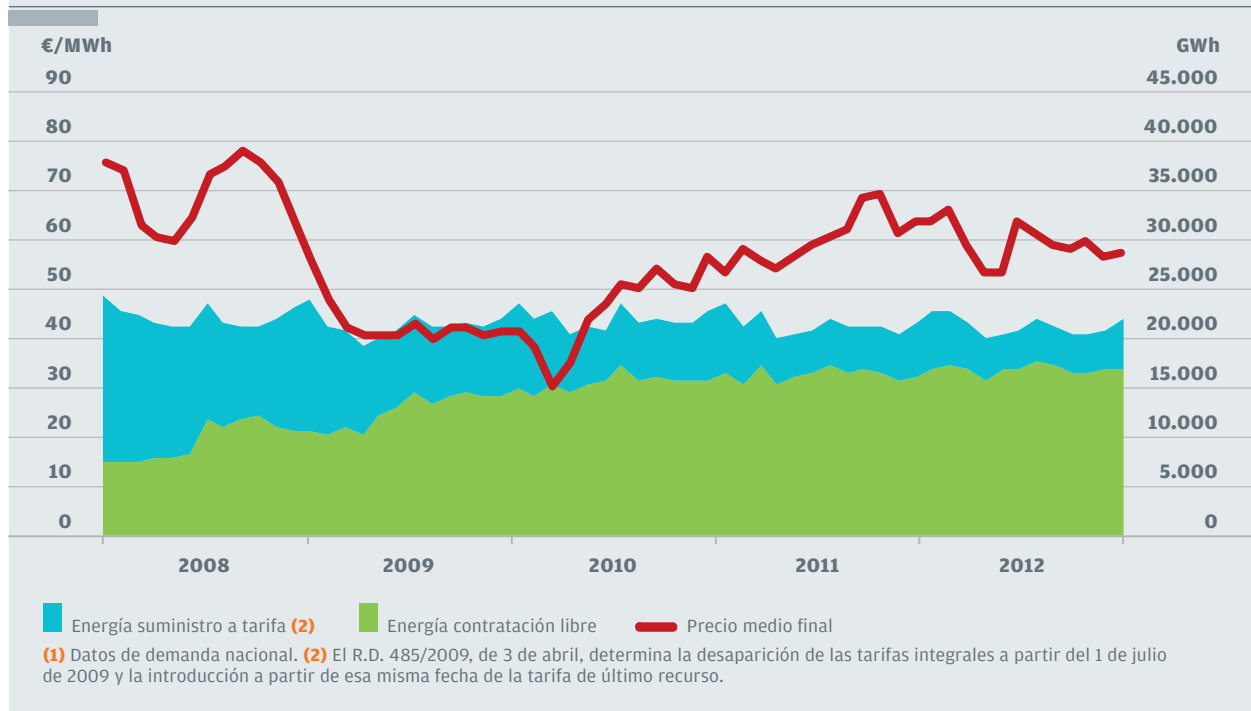
El parque solar ha mantenido su fuerte crecimiento alcanzando los 6.298 MW de potencia a finales del 2012 (4.298 MW fotovoltaicos y 2.000 MW termoeléctricos). La energía fotovoltaica se situó en

7.803 GWh (un 10 % más que el año anterior) y la termoeléctrica en 3.443 GWh frente a 1.832 GWh en 2011). Estos crecimientos han elevado la participación conjunta de estas tecnologías en la generación global del sistema peninsular al 4,2 % (un 3,4 % en 2011).

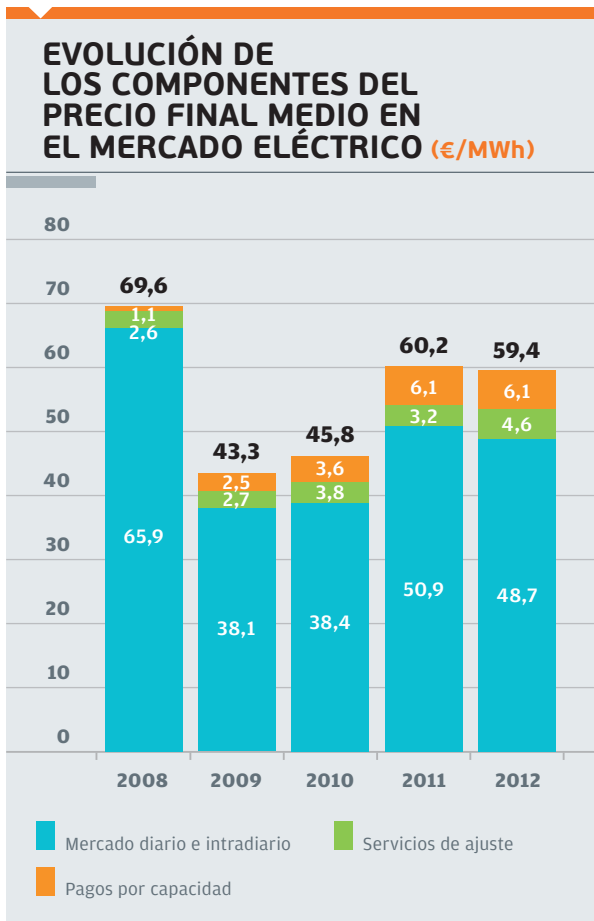
Operación del sistema

Durante 2012 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –suministro a tarifa más contratación libre– y saldo de los intercambios) ha sido un 1,0 % menor que en el año anterior. De este total, el 79,6 % corresponde a contratación en el mercado libre y el 20,4 % restante al suministro a tarifa.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA MENSUAL Y PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO (1)



00 El sistema eléctrico español en 2012



El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 59,42 €/MWh, un 1,3 % inferior al de 2011.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 82,0 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 7,8 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 10,2 % restante.

En el mercado diario se han gestionado un total de 178.337 GWh, con un precio medio ponderado de 48,42 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio disminuyó un 4,6 % y la energía adquirida mostró igualmente un descenso del 2,2 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 47.342 GWh. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 48,05 €/MWh, un 0,8 % inferior al del mercado diario.

La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema en 2012 ha sido 31.333 GWh, un 13,0 % inferior a la registrada en el mismo periodo 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 4,61 €/MWh, un 43,6 % superior a 2011.

Durante 2012, la energía programada por solución de restricciones de garantía de suministro ha representado un total de 12.008 GWh, lo que supone un 53,97 % del volumen máximo de producción autorizado durante el año 2012 a las centrales adscritas a este procedimiento.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) ha sido de 6.162 GWh a subir y de 61 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,09 €/MWh frente a los 1,85 €/MWh del año anterior.

El volumen anual de reserva de potencia adicional a subir ha sido de 1.635 GW con una repercusión de 0,25 €/MWh sobre el precio medio final de la energía.

Este nuevo mecanismo de mercado, regulado por el P.O. 3.9 "Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir" aprobado por Resolución de la

El sistema eléctrico español en 2012

Secretaría de Estado de Energía con fecha 24 de febrero de 2012, entró en vigor el 10 de mayo de 2012 para la programación del 11 de mayo de 2012. Esta herramienta de gestión es indispensable para el sistema eléctrico español debido al crecimiento de las energías renovables no gestionables (eólica y fotovoltaica, principalmente). Además, este nuevo mecanismo incentiva la flexibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica, para que sean capaces de adaptarse en el menor tiempo posible a las necesidades de la demanda en cada momento.

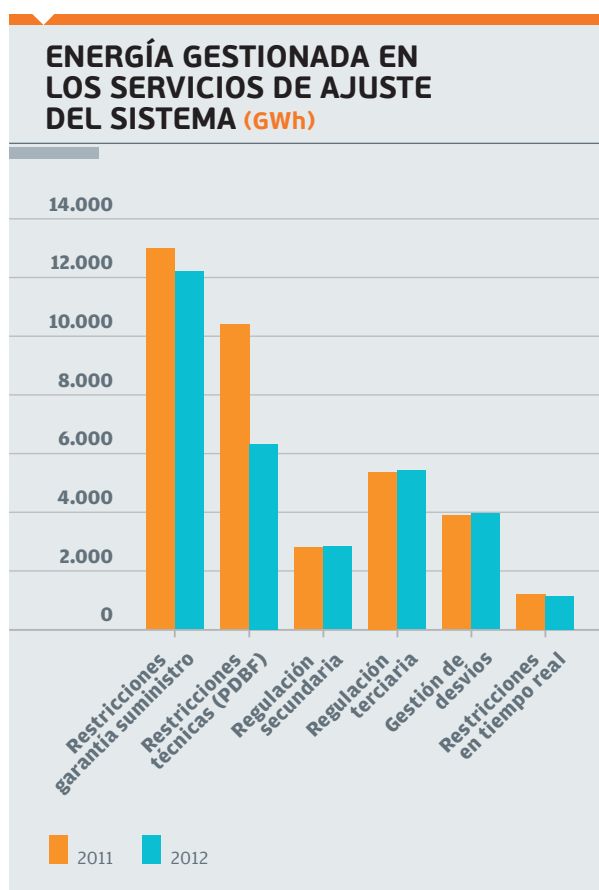
En 2012 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.231 MW, con una repercusión

en el precio medio final de 1,35 €/MWh, valor superior en un 77,9 % 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 0,91 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor superior a los 0,60 €/MWh de 2011.

La energía gestionada en el mercado de regulación secundaria en 2012 ha ascendido a 2.773 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.322 GWh, la energía de gestión de desvíos a 3.890 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.117 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 han alcanzado un total de 6.818 GWh a subir y 7.507 GWh a bajar, con un precio medio de 38,56 €/MWh a subir y un 53,18 €/MWh a bajar.



00 El sistema eléctrico español en 2012

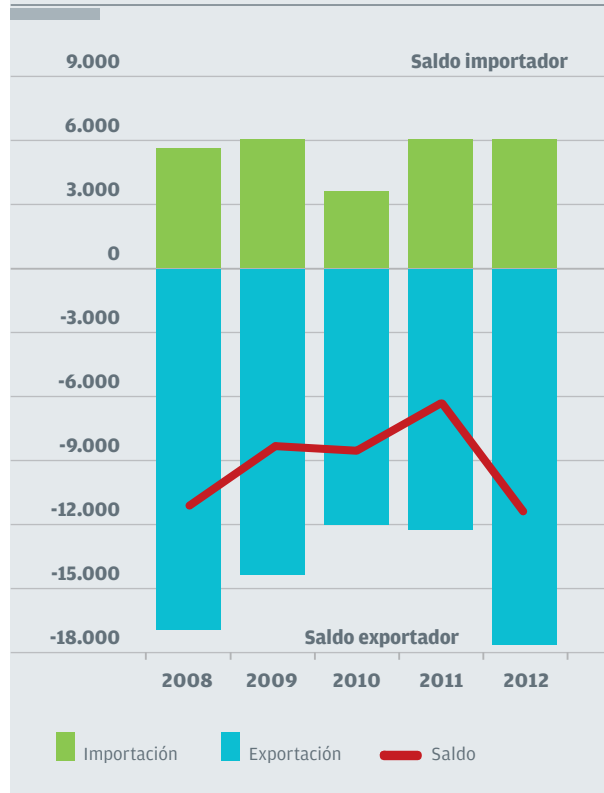
Intercambios internacionales

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 23.731 GWh, lo que supone un aumento del 29,2 % respecto a 2011. Las exportaciones se elevaron a 17.459 GWh (un 42,7 % más que las del año anterior), mientras que las importaciones se situaron en 6.272 GWh (un 2,3 % más que el año anterior).

Como resultado, el saldo de los programas de intercambios de energía eléctrica ha mantenido por noveno año consecutivo un signo exportador, alcanzando en 2012 un valor de 11.187 GWh, cifra que representa un crecimiento del 83,5 % respecto al año 2011.

La evolución mensual del saldo neto programado en las interconexiones españolas ha sido exportador en todos los meses, alcanzando un máximo mensual

EVOLUCIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS (GWh)



histórico en febrero (1.380 GWh), que fue superado después en octubre (1.457 GWh).

Por interconexiones, en 2012 los saldos anuales de programa han mostrado aumentos respecto al año anterior, de un 25,3 %, un 181,0 % y un 9,0 % en las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos, respectivamente y una reducción de un 6,2 %, en la interconexión con Andorra.

En cuanto al signo, el saldo neto de intercambios ha sido importador en la interconexión con Francia y exportador con el resto de las interconexiones.

El nivel de utilización de la capacidad comercial de la interconexión con Francia se ha visto incrementado en sentido

SALDO DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS. (GWh)

	2012
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-11.194
Comercializadores	-3.292
Saldo interconexión con Portugal	-7.902
Acciones coordinadas de balance Francia - España	2
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	5
Intercambios de apoyo	0
Total	-11.187

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

El sistema eléctrico español en 2012

importador, alcanzando un valor cercano al 50 %, mientras que ha disminuido un 17,5 % en sentido exportador respecto a 2011. En la interconexión con Portugal se ha alcanzado un valor medio de utilización del 58 % en sentido exportador frente a un 2 % en sentido importador. Por último, se ha observado un ligero incremento, respecto a 2011, de los valores medios de utilización de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos en sentido exportador (63 % frente a un 60 % en 2011).

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

Durante 2012, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas explícitas de la capacidad de intercambio en esta interconexión ascendió a un total de 24, a fecha 31/12/2012.

El importe de las rentas de congestión recaudadas durante 2012 fue de 78,4 millones de euros, correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español.

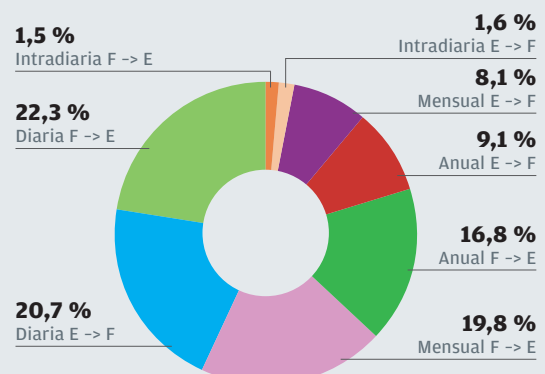
El precio marginal de la subasta anual de capacidad para 2012 en el sentido España a Francia registró un valor de 4,47 €/MW, lo que representó una reducción de un 33,2 % respecto al precio registrado en la subasta anual para el año 2011 (6,69 €/MW). En el sentido Francia a España el precio de la capacidad anual superó, por primera vez desde el inicio del sistema de subastas en el año 2006, al precio en el sentido España a Francia. Así, el precio marginal resultante

de la subasta de esta capacidad en el sentido Francia a España fue de 5,52 €/MW, valor 2,6 veces superior al registrado en ese mismo sentido de flujo en la subasta anual para 2011 (2,11 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en julio, en el sentido Francia a España, con un valor de 16,07 €/MW, el máximo valor alcanzado en este sentido de flujo. En el sentido España a Francia, el precio máximo se registró en noviembre con un valor de 9,92 €/MW.

En 2012 se hizo precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) de forma coordinada entre los operadores de los sistemas eléctricos de España y Francia, por un total de 21.413 MWh.

RENDA DE CONGESTIÓN DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (78.413 miles de euros)



00 El sistema eléctrico español en 2012

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

El precio del mercado diario MIBEL fue único en un 90 % de las horas de 2012 al no existir congestión en la interconexión entre España y Portugal. En los casos en los que se identificaron congestiones en esta interconexión, fueron en el sentido España a Portugal (precio superior en Portugal). La máxima diferencia de precios alcanzó un valor de 48,09 €/MWh, el 15 de abril a la hora 13, con un precio superior en el área correspondiente al sistema portugués.

Las rentas de congestión recaudadas en esta interconexión durante 2012 fueron de 8,7 M€, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español. Este valor representó más del doble de las rentas de congestión del año 2011 (4,2 M€).

En 2012 se hizo necesaria la aplicación de acciones coordinadas de balance en esta interconexión, siempre en el sentido

HORAS CON/SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

90 %

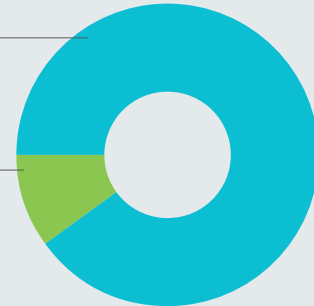
Horas sin congestión (precio único en el mercado diario MIBEL).

10 %

Horas con congestión (precio en la zona española < precio en la zona portuguesa).

0 %

Horas con congestión (precio en la zona española > precio en la zona portuguesa).

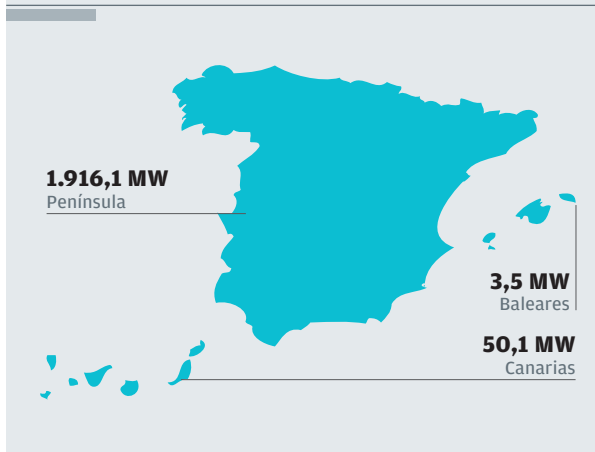


RENTA DE CONGESTIÓN DEL MARKET SPLITTING EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

	Miles de euros	(%)
Mercado diario	7.774	89,06
Mercado intradiario	955	10,94
Total	8.729	100,00

Portugal a España, de forma coordinada entre los operadores de los sistemas eléctricos de España y Portugal, por un valor de 5.360 MWh.

POTENCIA INTERRUPTIBLE 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

El sistema eléctrico español en 2012

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.

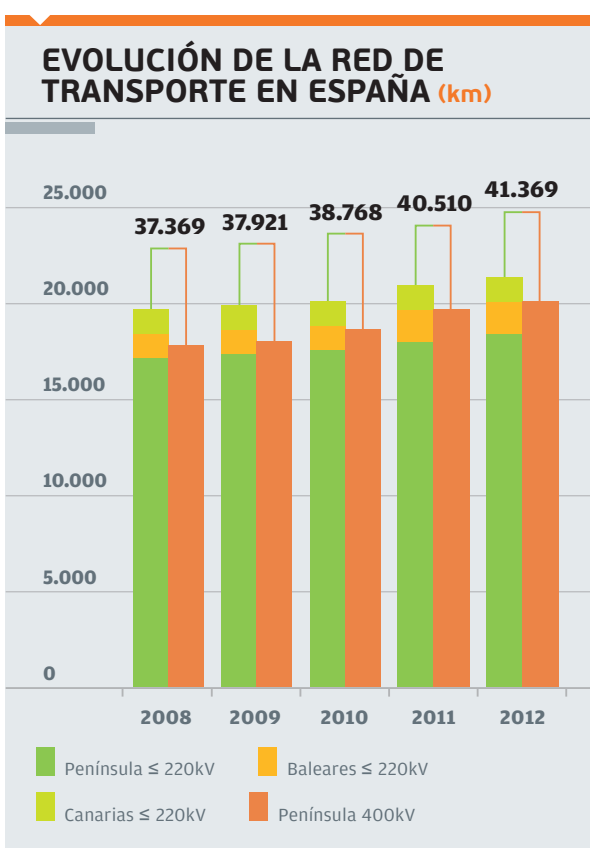
A finales de 2012 se encontraban en vigor 146 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 132 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear.

La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza los 1.969,7 MW, de los cuales 1.916,1 MW corresponden al sistema peninsular, 50,1 MW al sistema canario y 3,5 MW al sistema balear.

Red de transporte

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante 2012 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 2012 se han puesto en servicio 860 km de circuito, lo que sitúa la red nacional en 41.369 km de circuito. Asimismo, la capacidad de transformación aumentó en 4.800 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total nacional a 78.020 MVA.



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV		≤ 220 kV			Total
	Península		Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	20.104		18.429	1.544	1.293	41.369
Líneas aéreas (km)	20.049		17.757	1.089	1.023	39.918
Cable submarino (km)	29		236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	26		436	149	240	850
Transformación (MVA)	73.834		63	2.498	1.625	78.020

Datos de km de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2012.

00 El sistema eléctrico español en 2012

Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del año 2012 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, que mide el tiempo que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ha sido en 2012 para el sistema peninsular del 97,79 %, valor ligeramente superior al 97,73 % de 2011. En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, la tasa de disponibilidad en 2012 ha sido del 98,07 % y 98,83 %, respectivamente.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante 2012 se registraron 24 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 133 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 0,278 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.

En los sistemas eléctricos de Canarias y Baleares, los indicadores de continuidad de suministro mostraron una mejora significativa respecto a años anteriores. Los valores de la energía no suministrada y el tiempo de interrupción medio de Baleares se situaron respectivamente en 7 MWh y 0,62 minutos y en Canarias en 10 MWh y 0,61 minutos.

CALIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2008	574	7	1.043	1,15	0,64	58,94
2009	437	39	1.679	0,91	3,41	96,89
2010	1.571	9	4.090	3,17	0,77	241,68
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02
2012	133	7	10	0,28	0,62	0,61

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

El sistema eléctrico español en 2012

