

00

EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2013



La demanda de energía eléctrica en 2013 volvió a caer por tercer año consecutivo situándose en un nivel similar al registrado en el año 2005. Este descenso continuado está en consonancia con el negativo comportamiento de la economía española a partir de la crisis económica que se inició en 2008 y que, si bien a lo largo del año 2013 siguió una trayectoria de mejora gradual con un pequeño incremento del PIB en el tercer y cuarto trimestre de 2013 (respectivamente del 0,1 % y 0,2 en tasa intertrimestral), en el conjunto del año el PIB descendió un 1,2 % en términos interanuales.

En línea con lo anterior, la demanda anual de energía eléctrica nacional, tras experimentar una ligera mejoría en el último trimestre, cerró el año 2013 en 261.023 gigavatios hora, un 2,3 % inferior a la registrada en 2012. 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 1,2 % en 2013 respecto al año anterior.

La producción nacional descendió un 3,4 % en comparación con 2012, cifra que supera en algo más de un punto la tasa descenso de la demanda, debido principalmente a la disminución del saldo exportador de los intercambios internacionales respecto al año anterior. En cuanto a la estructura de generación, se observa un comportamiento muy diferenciado por tecnologías. Por un lado, las renovables ascienden notablemente favorecidas por una elevada generación hidráulica y el buen comportamiento de la eólica, mientras

que los ciclos combinados y el carbón registran importantes descensos respecto al año anterior.

En el ámbito regulatorio, durante el año 2013 se han aprobado numerosas disposiciones relevantes para el funcionamiento del sector eléctrico español entre las que destacan las que han abierto el proceso de reforma estructural de la regulación del sector, que continúa su curso durante el año 2014.

MARCO REGULATORIO

Dentro de la importante normativa eléctrica aprobada durante el año 2013, cabe destacar la siguiente:

El proceso de reforma estructural del sector eléctrico se inició con la aprobación del *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, que recoge un conjunto de medidas de carácter urgente y de amplio alcance destinadas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y con impacto en todas las actividades del sector eléctrico.

La *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico* consolida los principios generales fijados en el Real Decreto-ley 9/2013 y se configura como la disposición central del nuevo marco normativo del sector eléctrico, cumpliendo con un doble objetivo; por un lado, integrar en un único texto todas las disposiciones con rango de ley dispersas en la regulación que se han publicado para adaptarse a los cambios fundamentales que se han producido en el sector eléctrico desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, y, por otro, incorporar medidas para garantizar la sostenibilidad económica a

largo plazo del sector eléctrico que eviten que se vuelvan a registrar los desequilibrios estructurales entre ingresos y costes de los últimos años.

Además, la Ley 24/2013 revisa el conjunto de disposiciones que conformaban la Ley 54/1997, en particular las relativas a las competencias de la Administración General del Estado, a la regulación de los conceptos de acceso y conexión a las redes, al régimen sancionador, y a la terminología utilizada para las tarifas que aplican a los consumidores vulnerables y a los que permanecen acogidos a tarifa regulada, y mantiene el modelo funcional y societario definido en la Ley 54/1997 para el ejercicio de las actividades de transporte y operador del sistema, así como de la función de gestor de la red de transporte.

Además de las dos disposiciones anteriores, en 2013 se han publicado otras de singular relevancia para el sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, en el que, entre otras medidas, determina una nueva reducción de los costes regulados inicialmente previstos para el año 2013, articulada a través de la sustitución, en las metodologías de cálculo de la retribución de actividades eléctricas fijadas por la normativa del sector eléctrico, del Índice de Precios al Consumo (IPC) por otro índice, el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, cuyo valor es habitualmente inferior al IPC.
- *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, que insta un nuevo organismo que agrupa las funciones de supervisión de la Comisión Nacional de Energía (CNE),

de la Comisión Nacional del Mercado de Comunicaciones, de la Comisión Nacional de Competencia, del Comité de Regulación Ferroviaria, de la Comisión Nacional del Sector Postal, de la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y del Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

En lo que respecta al ámbito de la energía, la nueva Ley transfiere al Ministerio de Industria, Energía y Turismo algunas competencias que antes recaían en la CNE, tales como las de inspección, iniciación de expedientes, sanciones, reclamación de consumidores, así como la relativa al control sobre la adquisición de participaciones en el sector energético (antigua función 14 de la CNE). Otras modificaciones relevantes de esta nueva Ley son el traspaso al Ministerio de la función de calcular las liquidaciones de las actividades reguladas, la desaparición del Consejo Consultivo de Electricidad y el de Hidrocarburos como órganos de asesoramiento y la creación en su lugar del Consejo de Energía, al que se atribuye la condición de órgano de participación y consulta del Ministerio.

- *Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, que pretende sentar las bases para el desarrollo de nuevos regímenes retributivos en los territorios no peninsulares, con objeto de incrementar la competencia y reducir los costes de generación, así como reforzar las herramientas de actuación por parte de la Administración ante situaciones de riesgo para la seguridad de suministro en dichos territorios.
- *Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía*

eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014. Esta disposición, aprobada en el marco de la controversia planteada al declarar la Comisión Nacional de Mercados y Competencia no válida la Subasta CESUR vigésima quinta, aduciendo la existencia de circunstancias atípicas que distorsionaron su resultado, estableció el precio de la energía aplicable para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor durante el primer trimestre de 2014, con carácter transitorio hasta la publicación de la disposición que defina un nuevo procedimiento para el cálculo del citado precio voluntario.

Aunque de menor rango reglamentario que las anteriores, otra disposición a destacar entre las publicadas en 2013 es la *Orden IET/18/2013, de 17 de enero, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 28 de diciembre de 2012, por el que se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la autorización o la emisión de informes favorables a los que hace referencia el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para determinadas instalaciones de la red de transporte de electricidad de conformidad con lo establecido en el artículo 10.5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.*

El anexo de esta Orden recoge el listado de instalaciones planificadas de la red de transporte consideradas críticas para las que la Dirección General de Política Energética y Minas queda habilitada, de acuerdo con el artículo 10.5 del Real Decreto-ley 13/2012, para emitir la autorización administrativa o, en caso de que ésta sea competencia de las Comunidades Autónomas, el informe favorable preceptivo.

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda eléctrica peninsular en 2013 ha vuelto a caer por tercer año consecutivo situándose en niveles de hace ocho años. Tras experimentar una ligera mejoría en el último trimestre, la demanda cerró el año 2013 en 246.313 gigavatios hora, un 2,3 % inferior a la registrada en 2012. Corregidos los efectos de la temperatura y la laboralidad, la demanda atribuible principalmente a la actividad económica ha descendido un 2,2 % (un 1,8 % en 2012).

EVOLUCIÓN ANUAL DEL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

	PIB (*)	POR ACTIVIDAD ECONÓMICA	
		Δ DEMANDA	Δ DEMANDA
2009	-3,8	-4,7	-4,7
2010	-0,2	2,7	3,1
2011	0,1	-1,0	-1,9
2012	-1,6	-1,8	-1,4
2013	-1,2	-2,2	-2,3

(*) Fuente: INE

COMPONENTES DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR EN B.C.

	%12/11	%13/12
Demanda en b.c.	-1,4	-2,3
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	0,7	-0,3
Efecto laboralidad	-0,3	0,2
Efecto actividad económica y otros	-1,8	-2,2

(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.

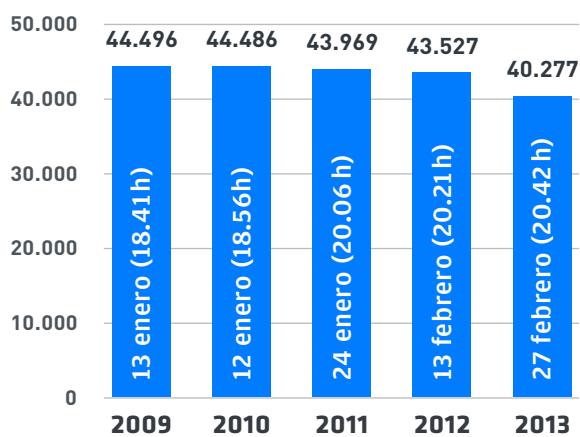
Este descenso está en consonancia con el comportamiento de la economía española que, si bien a lo largo del año siguió una trayectoria de mejora gradual con un pequeño incremento del PIB en el tercer y cuarto trimestre (un 0,1 % y 0,2 % respectivamente, en tasa intertrimestral), en el conjunto de 2013 el PIB descendió un 1,2 % respecto al año anterior.

En el conjunto de los sistemas no peninsulares - Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla - la demanda de energía eléctrica en 2013, tras la recuperación experimentada en 2012, ha vuelto a recobrar la tendencia de descenso de los tres años anteriores, situándose en 14.710 gigavatios hora, un 2,9 % inferior a la del 2012. Por sistemas, Baleares cayó un 2,6 %, Canarias un 3,0 %, Ceuta un 4,8 % y Melilla 3,5 %.

Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 2,3 % respecto a 2012, con una energía demandada de 261.023 gigavatios hora.

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 en el año 2007. La potencia máxima instantánea alcanzó los 40.277 megavatios el 27 de febrero a las 20.42 horas (el récord se logró en 2007 con 45.450 megavatios). Ese mismo día, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 39.963 megavatios hora, un 10,9 % inferior al máximo histórico obtenido en el 2007 y un 7,1 % menor que el valor registrado en 2012. Por su parte, el máximo anual de energía diaria se produjo el 23 de enero con 808 gigavatios hora, un 10,8 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el año 2007.

POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR



Respecto al periodo de verano, el 10 de julio a las 13.32 horas se alcanzó la potencia máxima instantánea con 37.570 megavatios, valor inferior al máximo histórico de verano registrado en julio de 2010 con 41.319 megavatios.

En 2013 cabe subrayar las circunstancias especiales de operación en el sistema eléctrico peninsular que se presentaron durante periodo de Semana Santa, en el que se registraron valores de demanda extremadamente bajos, alta producción hidráulica, con vertidos en algunas cuencas, y alto producible eólico. Ante tal escenario de operación, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico peninsular fue necesario que el Operador del Sistema emitiese órdenes de reducción de la producción por excedentes de generación no integrables en el sistema. Estas reducciones afectaron, entre otras tecnologías de generación, a la producción nuclear, hecho excepcional que no se producía desde 1997.

En los sistemas no peninsulares, la demanda máxima horaria en 2013 se fijó para Baleares en 1.187 megavatios hora (el récord 1.226 megavatios hora en 2008) y para Canarias en 1.378 megavatios hora (el récord 1.496 megavatios hora en 2007). En Ceuta y Melilla, la demanda máxima horaria alcanzada durante el año fue respectivamente de 36 megavatios hora (el récord 41 megavatios hora en 2008) y 37 megavatios hora (el récord 40 megavatios hora en 2012).

COBERTURA DE LA DEMANDA

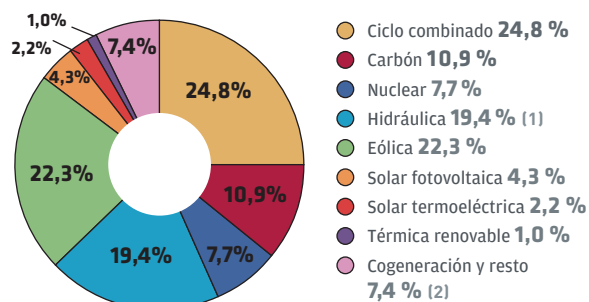
La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español contaba al finalizar el año con 102.395 megavatios, 699 megavatios (un 0,7 %) más que en diciembre de 2012. Este aumento de capacidad es significativamente menor que los aumentos registrados en los últimos años y se localiza fundamentalmente en nuevas instalaciones solares (350 megavatios termoeléctrica y 103 megavatios de fotovoltaica) y eólicas (237 megavatios). Las variaciones de potencia en el resto de las tecnologías que componen el parque generador han sido nulas o poco significativas.

En los sistemas no peninsulares, la potencia instalada se situó a finales de 2013 en 5.870 megavatios (80 megavatios más que en 2012). Este aumento se reparte entre Baleares (50 megavatios) y Canarias (30 megavatios), la mayoría de grupos de fuel-gas, mientras que la capacidad instalada de Ceuta y Melilla se ha mantenido constante respecto al año anterior.

BALANCE DE POTENCIA A 31.12.2013. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS NO PENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	MW	%13/12	MW	%13/12	MW	%13/12
Hidráulica	17.785	0,0	1	0,0	17.786	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	11.131	0,2	510	0,0	11.641	0,2
Fuel/gas	520	0,0	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Total régimen ordinario	62.655	0,0	5.343	1,3	67.998	0,1
Hidráulica	2.102	2,9	0,5	0,0	2.102	2,9
Eólica	22.854	1,0	157	5,0	23.010	1,1
Solar fotovoltaica	4.422	2,4	243	1,3	4.665	2,3
Solar termoeléctrica	2.300	17,9	-	-	2.300	17,9
Térmica renovable	975	0,5	5	0,0	980	0,5
Térmica no renovable	7.089	-1,0	121	0,0	7.210	-1,0
Total régimen especial (1)	39.741	1,7	527	2,1	40.267	1,8
Total	102.395	0,7	5.870	1,4	108.265	0,7

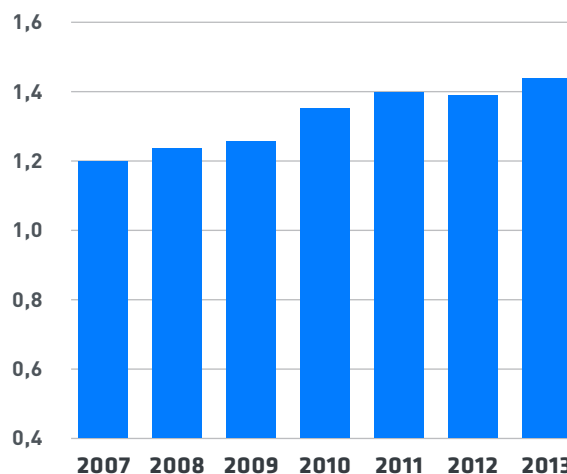
(1) Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

POTENCIA INSTALADA A 31.12.2013
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).

(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

La cobertura de la demanda peninsular ha estado determinada principalmente por los elevados recursos hidrológicos y por el buen comportamiento de la eólica. Cabe destacar que la eólica, con una cuota del 21,2 % (18,1 % en 2012), se sitúa por primera vez a la cabeza junto a la nuclear (que ha reducido su participación alrededor de un punto respecto al año anterior), cubriendo entre ambas un 42,4 % de la demanda

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE
COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

ICmin = Min (Pd/Ps)
 ICmin: Índice de cobertura mínimo
 Pd: Potencia disponible en el sistema
 Ps: Punta de potencia demandada al sistema

peninsular. La hidráulica ha duplicado su aportación (14,2 % en 2013, frente a un 7,7 % en 2012), mientras que el peso de los grupos de carbón y ciclo combinado ha descendido

respectivamente a un 14,6 % y 9,5 % (19,3 % y 14,1 % en 2012). El resto de tecnologías, que cubrieron conjuntamente alrededor del 19,3 %

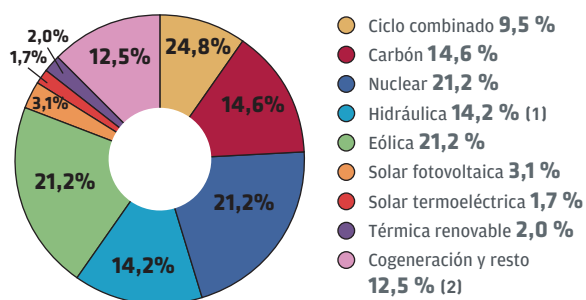
restante de la demanda, han mantenido una participación similar o con pocas variaciones respecto al año anterior.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS NO PENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	33.970	74,6	0	-	33.970	74,6
Nuclear	56.827	-7,6	-	-	56.827	-7,6
Carbón	39.807	-27,3	2.591	-11,9	42.398	-26,5
Fuel/gas (1)	0	-	7.002	-7,2	7.002	-7,2
Ciclo combinado	25.091	-35,0	3.581	-8,6	28.672	-32,6
Régimen ordinario	155.695	-10,6	13.175	-8,5	168.870	-10,5
Consumos en generación	-6.270	-18,2	-784	-7,8	-7.054	-17,1
Hidráulica	7.099	52,8	3	70,2	7.102	52,8
Eólica	54.338	12,9	370	0,4	54.708	12,8
Solar fotovoltaica	7.915	1,1	409	9,8	8.324	1,5
Solar termoeléctrica	4.442	29,0	-	-	4.442	29,0
Térmica renovable	5.064	6,7	9	5,9	5.073	6,7
Térmica no renovable	31.989	-4,5	260	-5,4	32.248	-4,5
Régimen especial	110.846	8,4	1.050	2,5	111.897	8,3
Generación neta	260.271	-3,2	13.441	-7,8	273.713	-3,4
Consumos en bombeo	-5.958	18,6	-	-	-5.958	18,6
Enlace Península-Baleares (2) (3)	-1.269	-	1.269	-	0	-
Intercambios internacionales (3)	-6.732	-39,9	-	-	-6.732	-39,9
Demanda (b.c.)	246.313	-2,3	14.710	-2,9	261.023	-2,3

(1) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (2) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

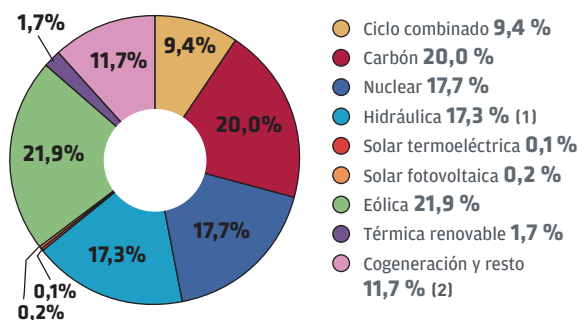
COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR



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

COBERTURA DE LA DEMANDA MÁXIMA HORARIA PENINSULAR 39.963 MWh

27 DE FEBRERO DEL 2013 (20-21 H)

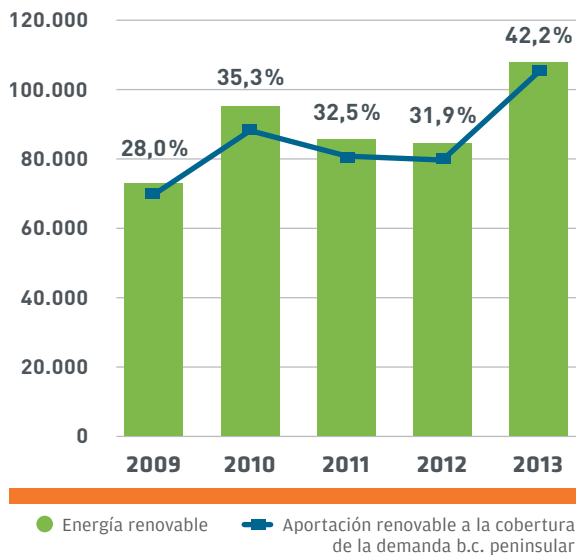


(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

El conjunto de energías consideradas renovables han reforzado un año más su papel destacado en la cobertura de la demanda y ello a pesar de la desaceleración experimentada en el desarrollo de nuevos parques eólicos y solares.

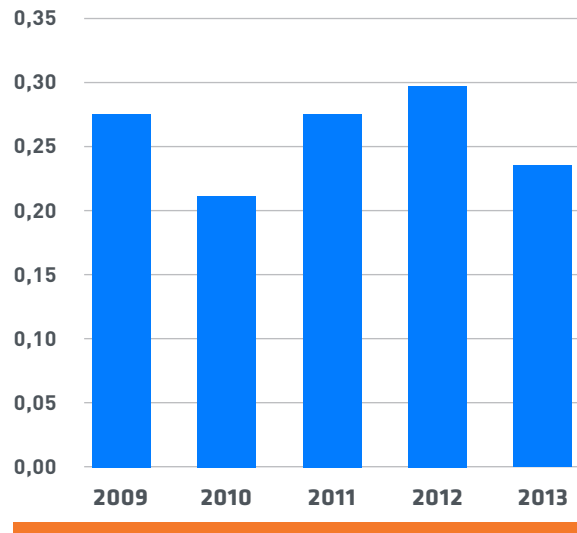
En 2013 estas energías, favorecidas por la importante hidraulicidad registrada en el conjunto del año, han marcado un récord en la cobertura de la demanda peninsular al alcanzar una cuota del 42,2 %, más de 10 puntos superior a 2012 e igualmente casi 7 puntos mayor si se compara con el 2010, año de elevada generación hidroeléctrica.

EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PENINSULARES — GWh



Este ascenso de las renovables, unido a una caída de la generación con carbón, ha conducido a un descenso de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico peninsular. Para 2013 se ha estimado un valor de 60 millones de toneladas, un 24,8 % inferior a 2012.

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



Como viene siendo habitual, en 2013 el sistema eléctrico peninsular ha sido exportador neto de electricidad hacia otros sistemas eléctricos. A través del enlace que une la Península con Baleares, cuya operación se inició en agosto de 2012, se transfirieron 1.269 gigavatios hora de saldo neto, un 0,5 % de la generación peninsular. Así mismo, el saldo de intercambios con los países vecinos fue exportador por un valor de 6.732 gigavatios hora, lo que supone un 2,6 % de la producción neta de 2013 (un 4,2 % en 2012).

En los sistemas no peninsulares, la cobertura de la demanda del sistema balear en 2013 se ha caracterizado por el importante volumen de energía recibida a través del enlace Península-Baleares que ha permitido cubrir el 22,4 % de su demanda, mientras que el carbón y los ciclos combinados redujeron sus aportaciones al 42,3 % y 7,5 %, respectivamente (un 46,9 % y un 15,4 % en 2012). En cuanto al sistema eléctrico canario, cabe destacar respecto al año anterior el crecimiento de la aportación de los ciclos combinados que cubrieron el 35,2 % de la

demanda (32,4 % en 2012), en detrimento principalmente de las tecnologías de fuel-gas que aportaron conjuntamente un 57,1 % (un 60,5 % en 2012).

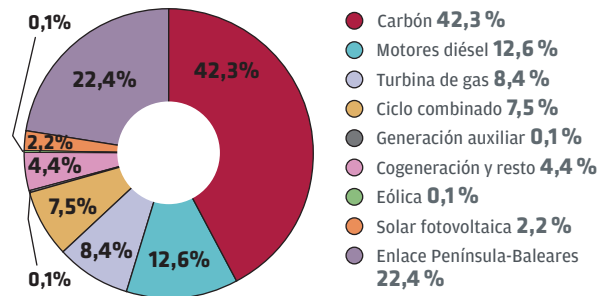
RÉGIMEN ORDINARIO

Las centrales pertenecientes al régimen ordinario han acentuado la línea de descenso de generación iniciada en 2008. En 2013 registraron una producción bruta de 155.695 gigavatios hora, lo que supone un descenso del 10,6 % respecto al año anterior (casi ocho puntos porcentuales más que la tasa de descenso registrada en 2012). Respecto a la generación total peninsular del año 2013, estas centrales han reducido su aportación al 57,4 % (cinco puntos menos que en 2012). Por su parte, la potencia instalada se mantiene prácticamente estable respecto al año anterior.

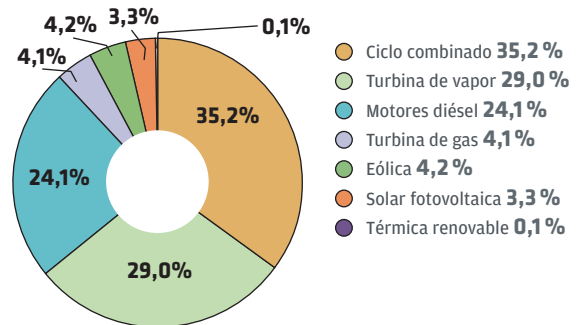
Por tecnologías, todas las centrales han registrado descensos de producción excepto la hidráulica. Los ciclos combinados mostraron una importante reducción del 35,0 % respecto a la producción del año anterior, confirmando su tendencia claramente descendente iniciada en 2009. En el mismo sentido, se han comportado las centrales de carbón al reducir su generación un 27,3 % respecto a 2012 y la nuclear que bajó un 7,6 % debido principalmente a la retirada de producción de la Central Nuclear de Garoña por encontrarse en una situación de cese transitorio (actualmente pendiente de autorización de reapertura).

En sentido contrario se ha comportado la hidráulica que, tras dos años consecutivos de bajas producciones, ha elevado su generación a 33.970 gigavatios hora, lo que supone un ascenso del 74,6 % respecto a 2012. Este elevado crecimiento se debe fundamentalmente al carácter húmedo del año 2013 frente a 2012, que fue extremadamente seco.

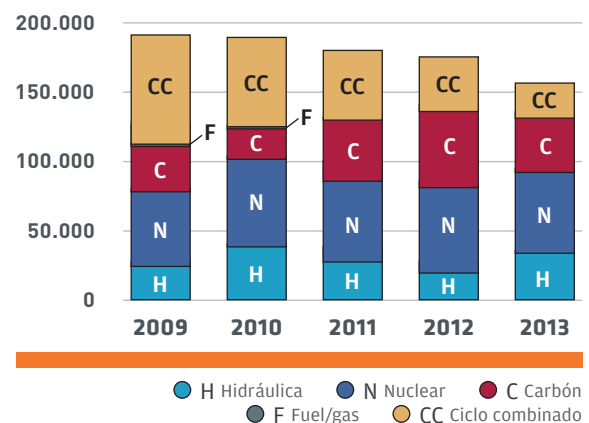
COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS BALEARES



COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS CANARIAS



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



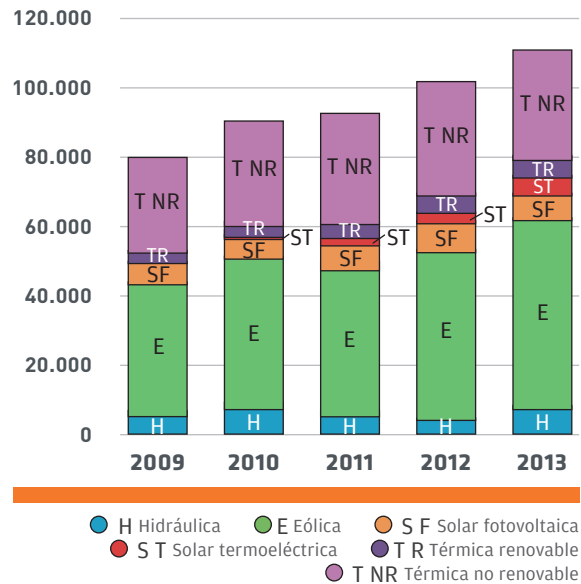
Desde el punto de vista hidrológico, el año 2013 ha sido húmedo en su conjunto. Las elevadas lluvias registradas en gran parte del año han elevado el producible hidráulico a 32.631 gigavatios hora. Este producible es un 18 % superior al valor histórico medio y 2,6 veces mayor que el registrado en 2012.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 57,5 % de su capacidad total, frente al 38,2 % de las reservas existentes al final de 2012.

RÉGIMEN ESPECIAL

En el sistema peninsular, la energía eléctrica procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial ha mantenido su tendencia creciente alcanzando en 2013 un volumen de 110.846 gigavatios hora. Este volumen de energía supera en un 8,4 % el registrado hace un año y representa el 42,6 % de la generación total de energía eléctrica peninsular en 2013, casi cinco puntos más que el peso alcanzado el año anterior. Este crecimiento de la energía ha ido acompañado de un aumento de la capacidad instalada de 682 megavatios, lo que sitúa la potencia total del régimen especial en 39.741 megavatios, un 38,8 % de la capacidad total peninsular.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ESPECIAL PENINSULAR — GWh



El crecimiento continuado del régimen especial se debe principalmente al desarrollo progresivo de las energías renovables integradas dentro de este régimen, cuya generación ascendió en 2013 a 78.857 gigavatios hora, lo que supone un aumento del 14,6 % respecto al año anterior. Dentro de estas renovables destaca la generación eólica e hidráulica que suponen conjuntamente algo más del 86 % de ese crecimiento. Por su parte, la potencia de las renovables del régimen especial conserva su tendencia ascendente pero con crecimientos significativamente menores que los mostrados en años anteriores, con una incorporación en 2013 de 753 megavatios, lo que sitúa su capacidad total a finales de año en 32.652 megavatios, un 2,4 % más que el año anterior y cerca de ocho puntos porcentuales menos que el crecimiento experimentado en 2012.

Por tecnologías, la eólica registró un aumento de potencia de 237 megavatios, lo que supone una reducción significativa del ritmo de crecimiento observado a lo largo del último decenio, periodo en el que registró un crecimiento medio anual de alrededor de 1.800 megavatios (5.816 megavatios en 2003 frente a 22.854 megavatios en 2013). En línea con este crecimiento, la producción eólica ha mantenido una tendencia igualmente ascendente durante el citado periodo al pasar de una generación de 11.720 gigavatios hora en 2003 a 54.338 gigavatios hora en 2013. Este volumen de energía es un 12,9 % superior respecto al año anterior y ha representado el 21,2 % del total de la generación peninsular en 2013.

A lo largo de 2013 se superaron los valores máximos de producción eólica alcanzados en años anteriores. El 25 de diciembre a las 2.56 horas la eólica cubrió el 68,5 % de la demanda y el 6 de febrero a las 15.49 horas la producción eólica instantánea alcanzó los 17.056 megavatios (un 2,5 % superior al anterior máximo alcanzado en abril de 2012). Ese mismo día se superó el récord de energía horaria con 16.918 megavatios hora. Además, en los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema.

El parque solar ha continuado creciendo pero a un ritmo menor que en años precedentes. La potencia fotovoltaica cerró el año en 4.422 megavatios (103 megavatios o un 2,4 % más que a cierre del año anterior), con los que generó 7.915 gigavatios hora, (un 1,1 % más que en 2012). Por su parte, la termoeléctrica finalizó el año

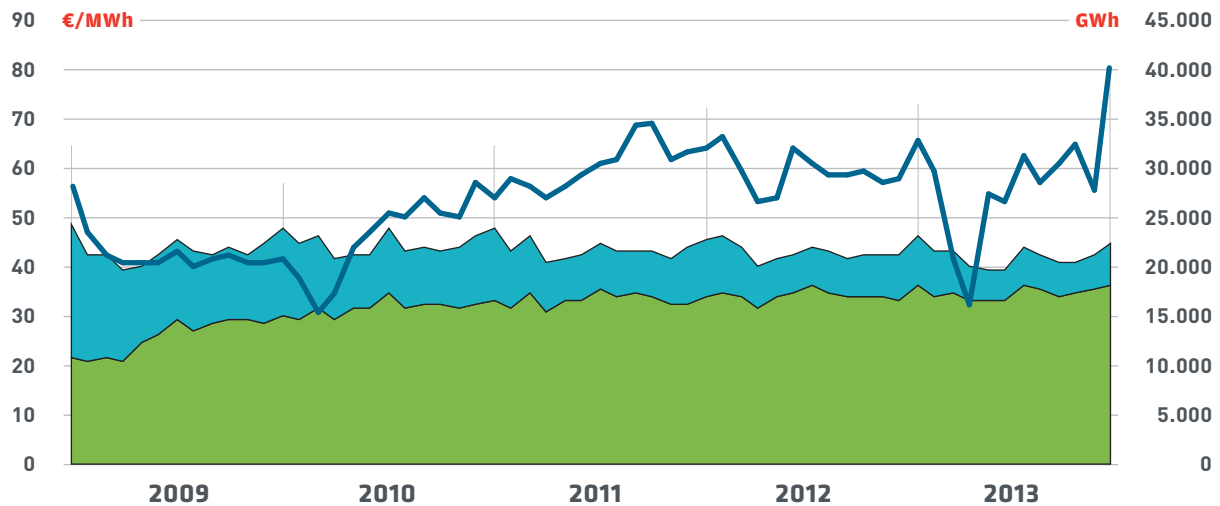
con una capacidad instalada de 2.300 megavatios (350 megavatios o un 17,9 % más que a cierre de 2012) y una generación de 4.442 gigavatios hora (un 29 % superior a 2012). Estas tecnologías han representado conjuntamente el 4,8 % de la generación peninsular de 2013.

La hidráulica del régimen especial registró un elevado incremento de producción de un 52,8 % debido a las abundantes lluvias registradas en el conjunto del año y la generación de las tecnologías incluidas en la categoría de térmica renovable creció un 6,7 %.

En el sistema eléctrico canario, la generación de origen renovable - eólica y fotovoltaica - ha representado el 7,5 % del total de la generación en el año 2013, llegando a alcanzar registros del 30 % en Tenerife y del 32 % en la Palma a lo largo de este año, valores especialmente retadores en pequeños sistemas eléctricos aislados. Por su parte, en el sistema eléctrico balear las renovables han representado un 2,9 % de la producción total.

OPERACIÓN DEL SISTEMA

Durante el año 2013 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional -suministro a tarifa más contratación libre - y saldo de los intercambios internacionales) fue un 1,9 % inferior al año anterior. De este total, el 82,2 % correspondió a contratación de suministro en el mercado libre y el 17,8 % restante a suministro a tarifa.

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

● Energía suministro a tarifa **(2)** ● Energía contratación libre — Precio medio final

(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.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico fue de 57,69 euros/megavatios hora, valor un 3,2 % inferior al de 2012.

El precio conjunto de los mercados diario e intradiario representó un 80 % del precio final, mientras que el coste resultante de la gestión de los servicios de ajuste del sistema supuso el 9,6 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 10,4 % restante.

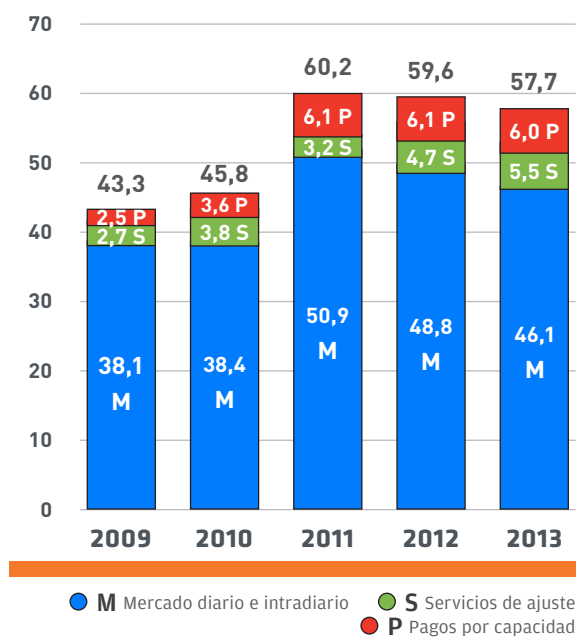
En el mercado diario se gestionó un total de 185.148 gigavatios hora, con un precio medio ponderado de 44,33 euros/megavatios hora. Respecto al año anterior, el precio disminuyó en un 8,4 %, mientras la energía adquirida en el mercado diario mostró un crecimiento de un 3,8 %.

En el mercado intradiario, las ventas de energía ascendieron a 34.577 gigavatios hora,

correspondiendo un 36,6 % de este total a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 45,51 euros/megavatios hora, valor un 2,7% superior al del mercado diario.

La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema en el año 2013 fue de 25.048 gigavatios hora, valor un 20,1 % inferior al registrado el año anterior. La repercusión del coste de estos servicios (sin incluir las restricciones por garantía de suministro), en el precio final de la energía fue de 5,54 euros/megavatios hora, valor un 19,1 % superior al de 2012.

EVOLUCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL PRECIO FINAL MEDIO EN EL MERCADO ELÉCTRICO



Durante el año 2013, la energía programada para la solución de restricciones de garantía de suministro se situó en 4.085 gigavatios hora, lo que supuso un 20,3 % del volumen máximo de producción autorizado en el año 2013 para las centrales adscritas a este procedimiento. El volumen total de energía producida por estas centrales ascendió a 11.523 gigavatios hora, valor que representó un 57 % del volumen máximo de producción establecido por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía para el año 2013.

La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 7.240 gigavatios hora a subir y 193 gigavatios hora a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,80 euros/megavatios hora frente a los 2,11 euros/megavatios hora del año anterior.

En 2013 el volumen total anual de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 3.010 gigavatios, con una repercusión de 0,44 euros/megavatios hora sobre el precio medio final de la energía.

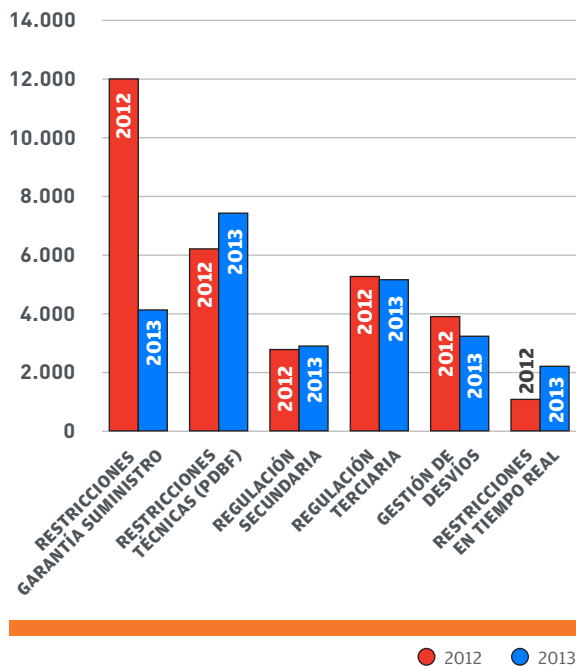
La banda de potencia media horaria de regulación secundaria asignada en 2013 fue de 1.203 megavatios, con una repercusión de 1,44 euros/megavatios hora en el precio medio final de la energía, valor un 4,8 % superior al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y de gestión de desvíos, más la solución de restricciones técnicas en tiempo real tuvieron una repercusión de 0,86 euros/megavatios hora sobre el precio medio final de la energía, valor ligeramente inferior a los 0,90 euros/megavatios hora registrados en el año 2012.

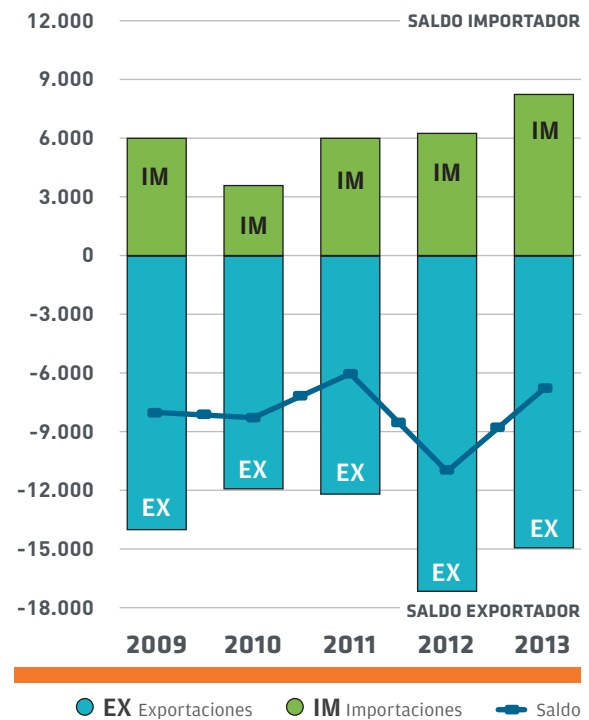
En los mercados de regulación secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos y solución de restricciones técnicas en tiempo real, se gestionaron en 2013, 2.876 gigavatios hora, 5.142 gigavatios hora, 3.252 gigavatios hora y 2.260 gigavatios hora, respectivamente. En este conjunto de energía, la energía programada a subir ha representado un 59,4 % del total, frente a un 40,6 % de energía gestionada a bajar.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema tuvo que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste alcanzó un total de 7.861 gigavatios hora a subir y 7.908 gigavatios hora a bajar, con un precio medio de 36,28 euros/megavatios hora en el caso de los desvíos a subir y de 51,95 euros/megavatios hora en el caso de los desvíos a bajar.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA — GWh



EVOLUCIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS — GWh



INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 23.153 gigavatios hora, un 2,4 % inferior a 2012. Las exportaciones descendieron a 14.944 gigavatios hora (un 14,4 % menos que las del año anterior), mientras que las importaciones aumentaron a 8.209 gigavatios hora (un 30,9 % superiores respecto a 2012).

Como resultado, el saldo anual de intercambios programados de energía eléctrica a través de las interconexiones españolas ha mantenido por décimo año consecutivo un signo exportador, aunque se ha anotado un descenso del 39,8 % respecto al valor obtenido el año anterior (6.736 gigavatios hora en 2013, frente a 11.187 gigavatios hora en 2012).

SALDO DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS — GWh

	2013
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	-6.739
Comercializadores	-3.957
Saldo interconexión con Portugal	-2.782
Acciones coordinadas de balance Francia - España	4
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	0
Intercambios de apoyo	0
Total	-6.736

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

El saldo neto mensual de los intercambios programados ha mantenido el signo exportador en todos los meses del año, con un valor máximo en julio de 1.056 gigavatios hora y un mínimo de 122 gigavatios hora en mayo.

Por interconexiones, España ha sido exportador neto con todos los países vecinos a excepción de la interconexión con Francia que cerró el año con 1.707 gigavatios hora de saldo importador. Este saldo es un 9,8 % inferior al registrado en 2012 debido a que durante algunos meses (febrero, marzo, abril y noviembre), España obtuvo un saldo neto exportador con Francia.

En la interconexión con Portugal, el saldo exportador se redujo un 64,8 % respecto al año anterior ya que en los primeros meses del año, España fue importador neto de electricidad con este país. Por el contrario, con Marruecos el saldo neto exportador aumentó un 9,7 % respecto a 2012 y se mantuvo similar en la interconexión con Andorra.

Durante 2013, en la interconexión con Francia la utilización media de la capacidad comercial en sentido importador aumentó hasta el 51 %, (un 48 % en 2012) y, en sentido exportador, la utilización media se situó en el 34 %, (un 33 % en 2012). En la interconexión con Portugal se produjo un notable ascenso de la utilización media de la capacidad en sentido importador, que aumentó hasta un 20 % desde el 2 % registrado en 2012, mientras que en sentido exportador la utilización media descendió hasta un valor del 31 % desde el 58 % del año 2012.

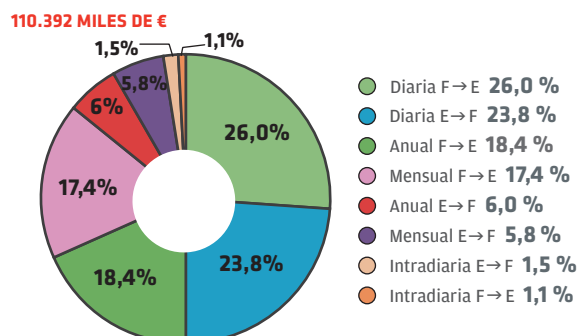
La conexión internacional con Marruecos se utilizó únicamente en sentido exportador.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA-FRANCIA

A cierre del año 2013, un total de 26 sujetos estaban autorizados para participar en el sistema de subastas explícitas de la capacidad de intercambio en esta interconexión.

Las rentas de congestión recaudadas durante 2013 representaron 110 millones de euros correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español.

RENDA DE CONGESTIÓN DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA



El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2013 en el sentido España a Francia registró un valor de 2,88 euros/megavatios, lo que representó una reducción de un 36 % respecto al precio registrado en la subasta anual para el año 2012 (4,47 euros/megavatios). El precio marginal resultante de la subasta de capacidad en el sentido Francia a España fue de 7,81 euros/megavatios, valor un 42 % superior al registrado en ese mismo sentido de flujo en la subasta anual para 2012 (5,52 euros/megavatios).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en junio, en el sentido Francia a España, 17,55 euros/megavatios,

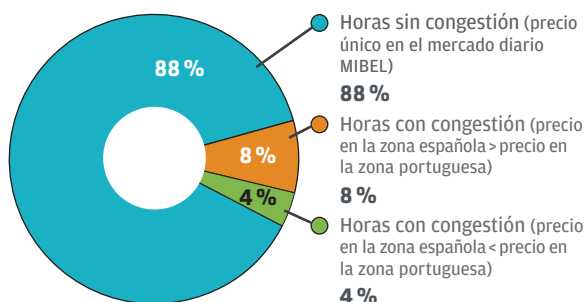
valor que representa un máximo absoluto en este sentido de flujo. En el sentido España a Francia, el precio máximo registrado fue de 7,89 euros/megavatios (abril de 2013).

En 2013 fue preciso aplicar 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 por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un total de 8.472 megavatios hora.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA-PORTUGAL

En un 88 % de las horas del año 2013, el precio del mercado diario MIBEL fue único al no existir congestión en la interconexión entre España y Portugal. En un 8 % de las horas se identificaron congestiones en el sentido Portugal a España (precio superior en España), y en el 4 % restante de horas, las congestiones se produjeron en el sentido España a Portugal (precio superior en Portugal). La máxima diferencia de precios alcanzó un valor de 61,6 euros/megavatios hora, con un precio superior en el área correspondiente al sistema español.

HORAS CON/SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL



Las rentas de congestión derivadas de la gestión de esta interconexión durante el año 2013 representaron 11,3 Miles de euros, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español. Este valor representó un incremento del 30 % respecto al valor del año 2012 (8,7 Miles de euros).

RENTA DE CONGESTIÓN DERIVADA DEL MARKET SPLITTING EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

	MILES DE EUROS	%
Mercado diario	10.773	95,37
Mercado intradiario	523	4,63
Total	11.296	100,00

En 2013 fue preciso aplicar acciones coordinadas de balance en esta interconexión, de forma coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Portugal, por un total de 2.344 megavatios hora.

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, modificada sucesivamente por la Orden ITC/1857/2008, la Orden ITC/3801/2008, la Orden ITC/1732/2010, la Orden IET/3586/2011 y la Orden IET/2804/2012.

En noviembre de 2013 entró en vigor la Orden IET/2013/2013 que tiene por objeto regular las condiciones del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor del mismo y el mecanismo competitivo para su asignación y ejecución, además de su régimen retributivo. Esta norma resultará de aplicación una vez aprobada la normativa necesaria a tal efecto.

A 1 de enero de 2014 se encontraban en vigor 145 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 14 al sistema canario y 1 al sistema balear.

La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda es de 2.214 megavatios, de los cuales 2.164 megavatios corresponden al sistema peninsular, 46,8 megavatios a los sistemas canarios y 3,4 megavatios al sistema balear.

POTENCIA INTERRUPTIBLE EN PERÍODOS DE MÁXIMA DEMANDA

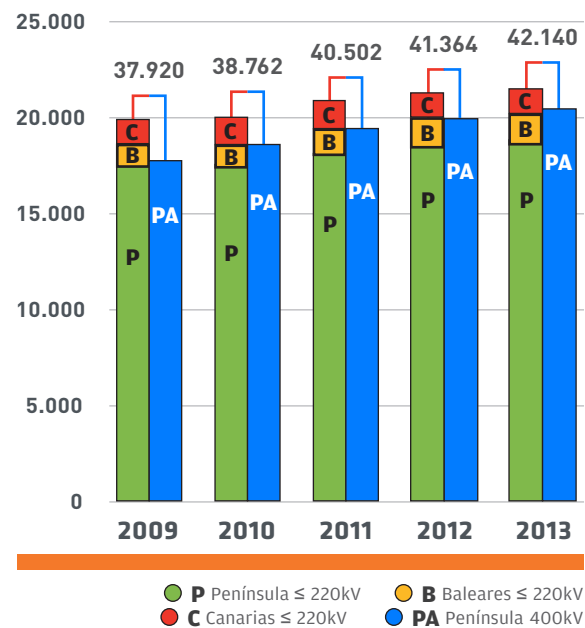


RED DE TRANSPORTE

El desarrollo de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante el 2013 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 2013 se han puesto en servicio 776 kilómetros de circuito, lo que sitúa la longitud de circuito de la red nacional en 42.140 kilómetros al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 2.524 megavoltioamperios, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 80.944 megavoltioamperios.

EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV	≤ 220 kV			TOTAL
	PENÍNSULA	PENÍNSULA	BALEARES	CANARIAS	
Total líneas (km)	20.641	18.667	1.544	1.289	42.140
Líneas aéreas (km)	20.586	17.986	1.089	1.023	40.683
Cable submarino (km)	29	236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	26	445	149	237	856
Transformación (MVA)	76.508	63	2.748	1.625	80.944

Datos de km de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2013.

Entre los proyectos de 400 kilovoltios concluidos en 2013, destacan las líneas Almaraz-San Serván (285 kilómetros) y San Serván-Brovaes (132 kilómetros). Estas líneas forman parte de la construcción del eje Almaraz-Guillena que estará totalmente operativo en 2014 y cuyo principal objetivo es asegurar la calidad de suministro de la demanda prevista en las comunidades autónomas de Extremadura y Andalucía y servirá como apoyo a la ampliación de la interconexión con Portugal.

Respecto a los proyectos de 220 kilovoltios, el más relevante es la finalización del eje Aljarafe-Rocio (118 kilómetros) cuyo principal objetivo es reforzar la red de distribución de Almonte (Huelva) e insertar en la red una mayor cantidad de renovables generadas en la zona.

CALIDAD DE SERVICIO

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del año 2013 muestran un ejercicio más 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.

Los índices de disponibilidad de la red de transporte reflejan la disponibilidad media para el servicio de los elementos en cada sistema. En el año 2013, dicho índice ha sido para el sistema peninsular del 98,13 %, mejorando la disponibilidad de 2012 para el que se registró un 97,79 %. En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, la tasa de disponibilidad ha sido respectivamente del 97,97 % y 98,32 % (98,07 % y 98,83 % en 2012).

Los índices de continuidad de suministro reflejan las interrupciones efectivas a consumidores finales consecuencia de incidencias en la red de transporte. En la red de transporte peninsular, durante 2013 se registraron 18 interrupciones de suministro, un 25 % menos de las que tuvieron lugar en 2012, resultando un total de energía no suministrada de 1.156,18 megavatios hora y un tiempo de interrupción medio de 2,467 minutos, valor muy inferior al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre. (1)

En los sistemas eléctricos de Canarias y Baleares, los indicadores de continuidad de suministro se situaron muy por debajo del valor de referencia a pesar del ligero incremento registrado en el sistema balear. Los valores de la energía no

suministrada y el tiempo de interrupción medio se situaron respectivamente en 80,96 megavatios hora y 7,5 minutos en Baleares y en 2,9 megavatios hora y 0,177 minutos en Canarias. (1)

(1) Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso; a este respecto, los indicadores reflejados para Canarias son parciales y sujetos a revisión.

CALIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

	ENS (MWh)			TIM (MINUTOS)		
	PENÍNSULA	ISLAS BALEARES	ISLAS CANARIAS	PENÍNSULA	ISLAS BALEARES	ISLAS CANARIAS
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	0,68	0,61
2013	1.156	81	3	2,47	7,50	0,18

ENS: Energía no suministrada. **TIM:** Tiempo de interrupción medio.
Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema

