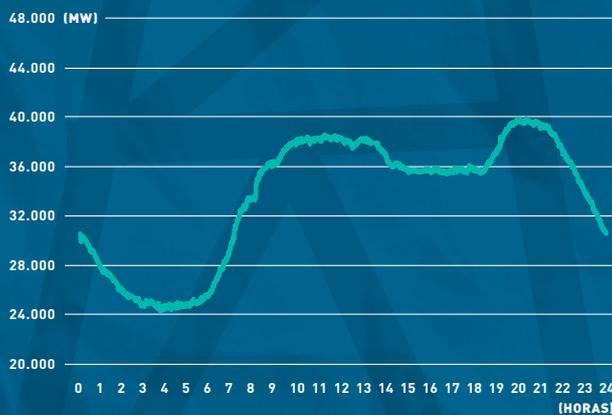


2013

EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

2013

EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

**EL
SISTEMA
ELÉCTRICO
ESPAÑOL**

ÍNDICE GENERAL



04

El sistema eléctrico español en 2013

24

Sistema peninsular

24

01. Demanda de energía eléctrica

30

02. Cobertura de la demanda

36

03. Régimen ordinario

56

04. Régimen especial

60

05. Operación del sistema

78

06. Red de transporte

86

07. Calidad de servicio

90

08. Intercambios internacionales

104

Sistemas no peninsulares

114

El sistema eléctrico por comunidades autónomas

130

Comparación internacional

142

Glosario de términos

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 GWh, 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 25^a, 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 GWh, 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 GWh, 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 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 en el año 2007. La potencia máxima instantánea alcanzó los 40.277 MW el 27 de febrero a las 20.42 horas (el récord se logró en 2007 con 45.450 MW). Ese mismo día, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 39.963 MWh, 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 GWh, un 10,8 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el año 2007.

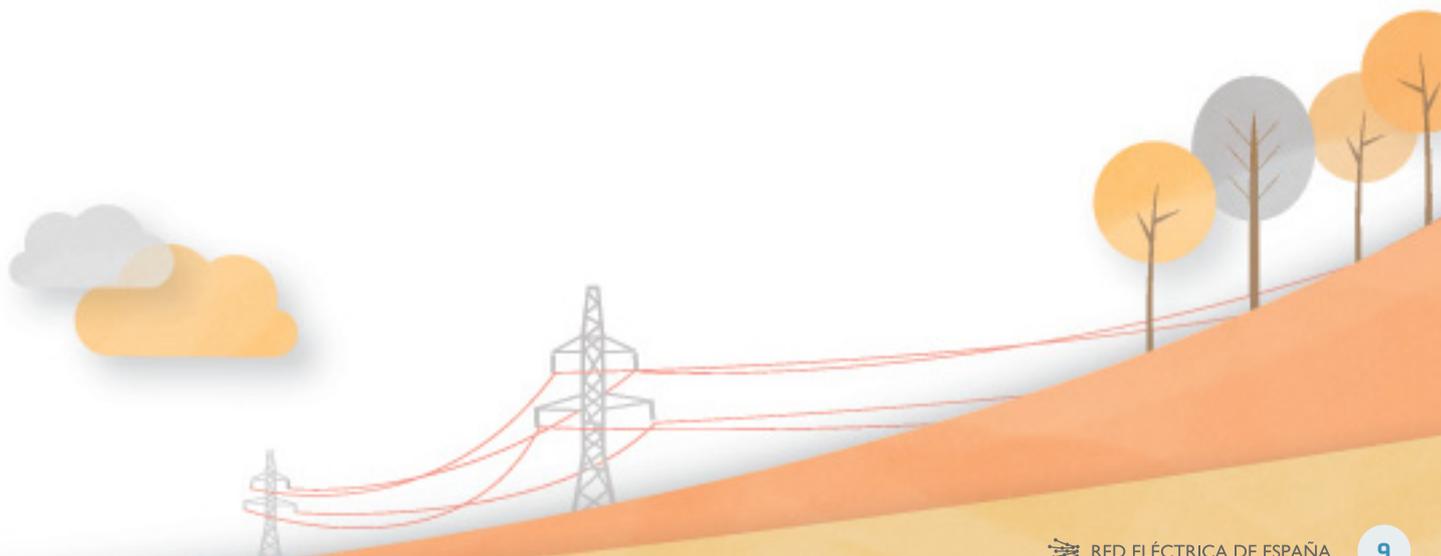
Respecto al periodo de verano, el 10 de julio a las 13.32 horas se alcanzó la potencia máxima instantánea con 37.570 MW, valor inferior

al máximo histórico de verano registrado en julio de 2010 con 41.319 MW.

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 MWh (el récord 1.226 MWh en 2008) y para Canarias en 1.378 MWh (el récord 1.496 MWh en 2007). En Ceuta y Melilla, la demanda máxima horaria alcanzada durante el año fue respectivamente de 36 MWh (el récord 41 MWh en 2008) y 37 MWh (el récord 40 MWh en 2012).

POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR — MW



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).

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.

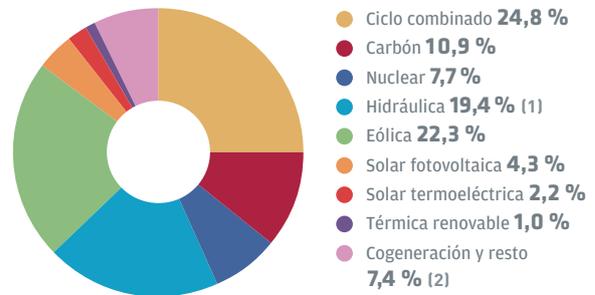
COBERTURA DE LA DEMANDA

La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español contaba al finalizar el año con 102.395 MW, 699 MW (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 MW termoeléctrica y 103 MW de fotovoltaica) y eólicas (237 MW). 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 MW (80 MW más que en 2012). Este aumento se reparte entre Baleares (50 MW) y Canarias (30 MW), la mayoría de grupos de fuel-gas, mientras que la capacidad instalada de Ceuta y Melilla se ha mantenido constante respecto al año anterior.

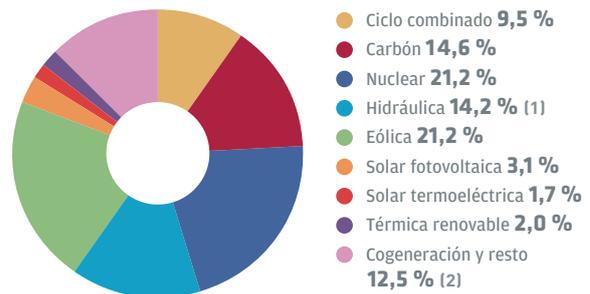
La cobertura de la demanda peninsular ha estado determinada principalmente por los elevados recursos hidrológicos y por el buen comportamiento de la eólica. Cabe destacar que la eólica, con una cuota del 21,2 % (18,1 % en 2012), se sitúa por primera vez a la cabeza junto a la nuclear (que ha reducido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

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.

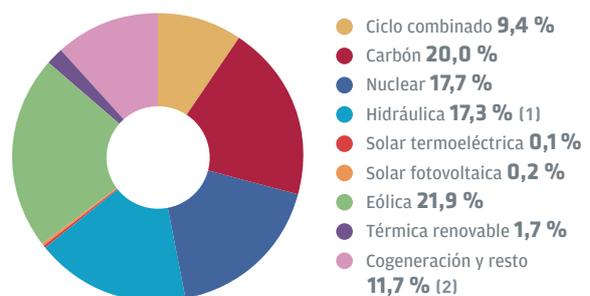
COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR



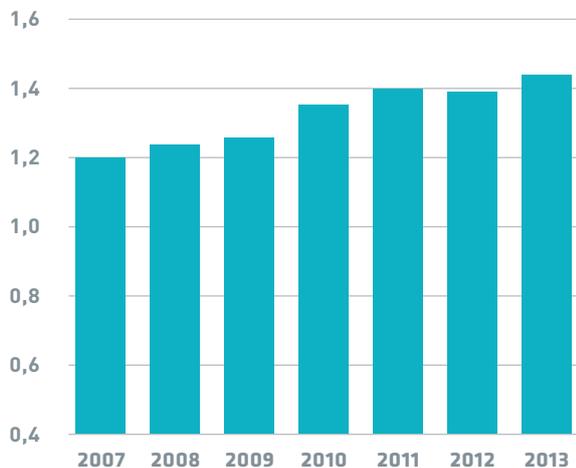
(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

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.

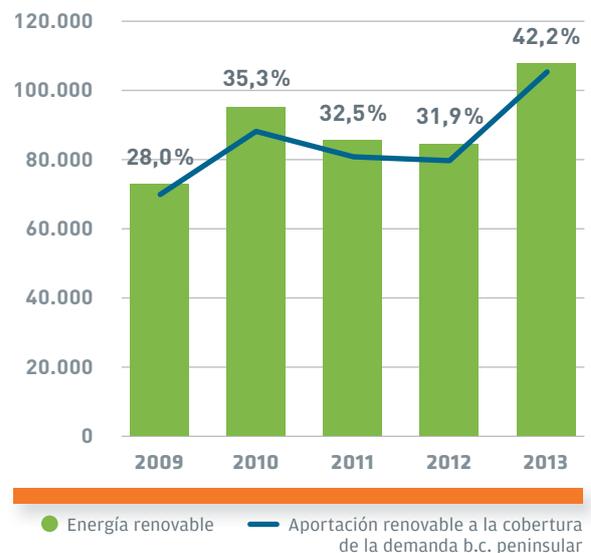
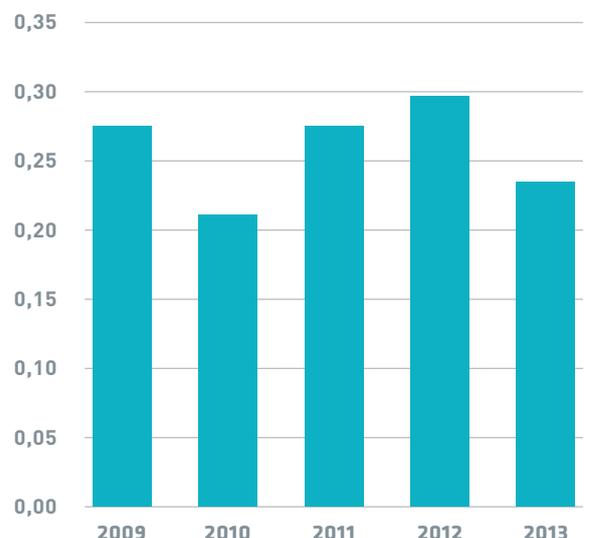
EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE
COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

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

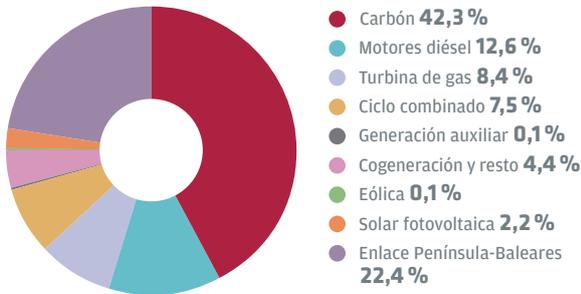
El conjunto de energías consideradas renovables han reforzado un año más su papel destacado en la cobertura de la demanda y ello a pesar de la desaceleración experimentada en el desarrollo de nuevos parques eólicos y solares. En 2013 estas energías, favorecidas por la importante hidraulicidad registrada 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.

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.

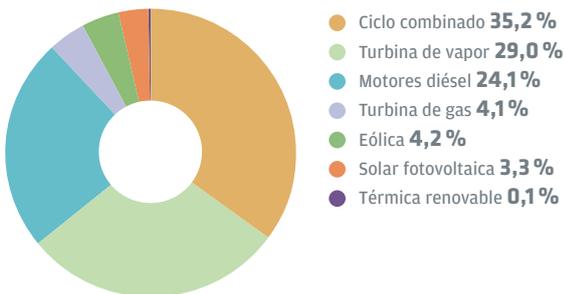
Como viene siendo habitual, en 2013 el sistema eléctrico peninsular ha sido exportador neto de electricidad hacia otros sistemas eléctricos. A través del enlace que une la Península con

EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES PENINSULARESEVOLUCIÓN DEL FACTOR
DE EMISIÓN ASOCIADO A LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PENINSULAR

COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS BALEARES



COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA ISLAS CANARIAS



Baleares, cuya operación se inició en agosto de 2012, se transfirieron 1.269 GWh 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 GWh, 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 %

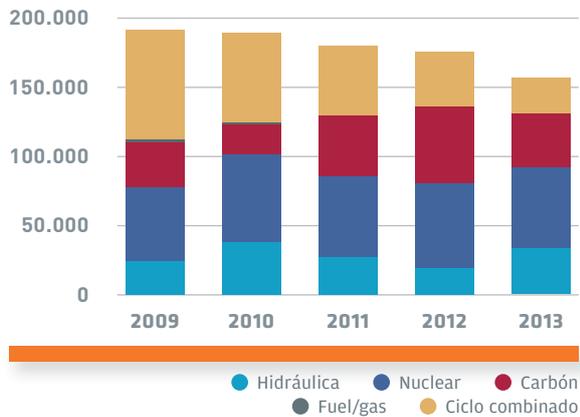
y 7,5 %, respectivamente (un 46,9 % y un 15,4 % en 2012). En cuanto al sistema eléctrico canario, cabe destacar respecto al año anterior el crecimiento de la aportación de los ciclos combinados que cubrieron el 35,2 % de la demanda (32,4 % en 2012), en detrimento principalmente de las tecnologías de 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 GWh, 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).

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



En sentido contrario se ha comportado la hidráulica que, tras dos años consecutivos de bajas producciones, ha elevado su generación a 33.970 GWh, 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.

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 GWh. Este producible es un 18 % superior al valor histórico medio y 2,6 veces mayor que el registrado en 2012.

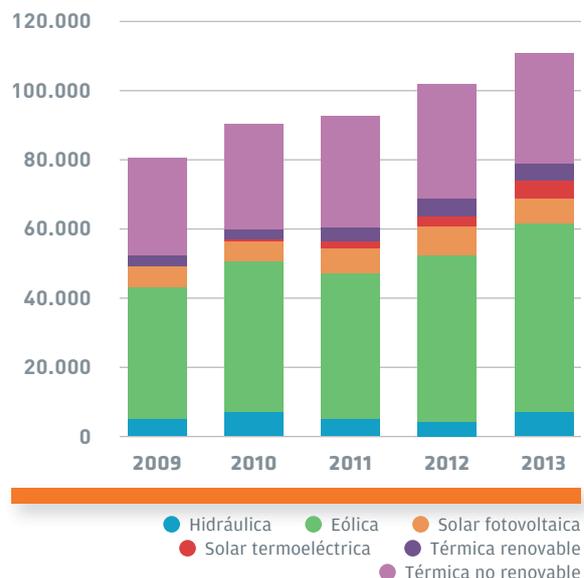
Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 57,5 % de su capacidad total, frente al 38,2 % de las reservas existentes al final de 2012.

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 GWh. 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 MW, lo que sitúa la potencia total del régimen especial en 39.741 MW, un 38,8 % de la capacidad total peninsular.

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 GWh, lo que supone un aumento

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ESPECIAL PENINSULAR — GWh



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 MW, lo que sitúa su capacidad total a finales de año en 32.652 MW, 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 MW, 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 MW (5.816 MW en 2003 frente a 22.854 MW 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 GWh en 2003 a 54.338 GWh 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 MW (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 MWh. 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 MW (103 MW o un 2,4 % más que a cierre del año anterior), con los que generó 7.915 GWh, (un 1,1 % más que en 2012). Por su parte, la termoeléctrica finalizó el año con una capacidad instalada de 2.300 MW (350 MW o un 17,9 % más que a cierre de 2012) y una generación de 4.442 GWh (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, llegándose 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.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico fue de 57,69 €/MWh, 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.

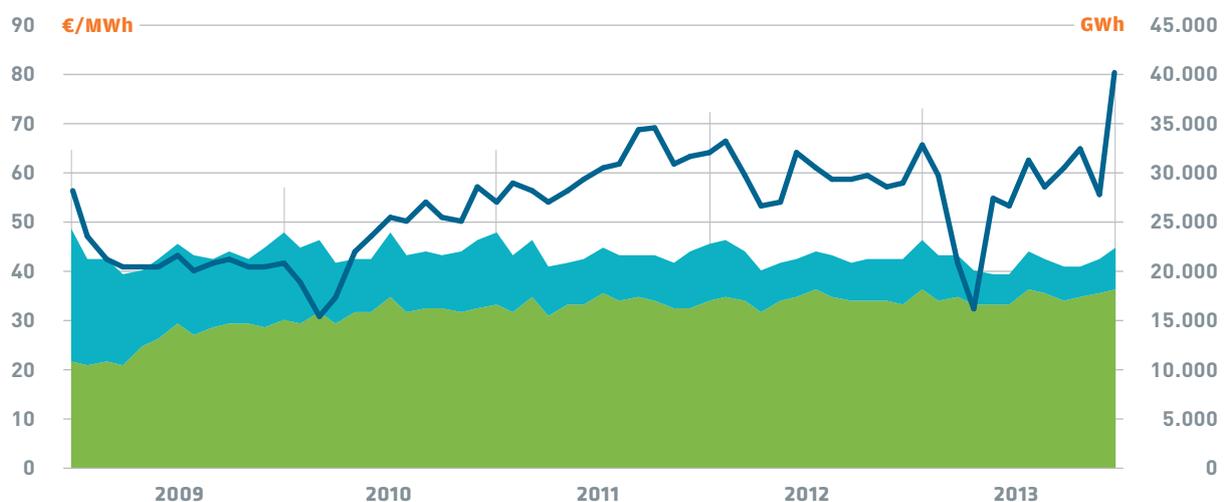
En el mercado diario se gestionó un total de 185.148 GWh, con un precio medio ponderado

de 44,33 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio disminuyó 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 GWh, 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 €/MWh, 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 GWh, 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 €/MWh, valor un 19,1 % superior al de 2012.

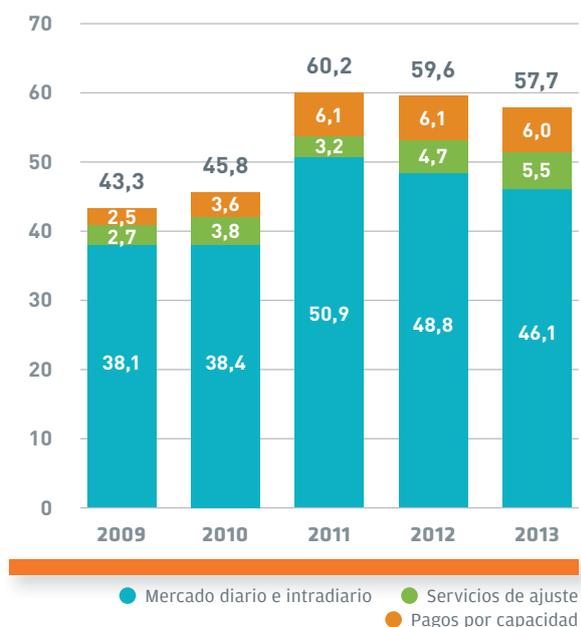
EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA MENSUAL Y PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO ⁽¹⁾



● 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.

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 GWh, 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 GWh, 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 GWh a subir y 193 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,80 €/MWh frente a los 2,11 €/MWh del año anterior.

En 2013 el volumen total anual de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso

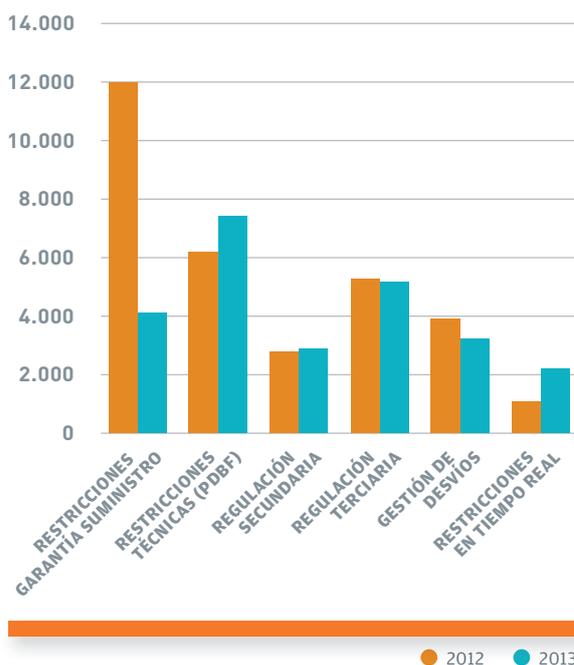
asignar fue de 3.010 GW, con una repercusión de 0,44 €/MWh sobre el precio medio final de la energía.

La banda de potencia media horaria de regulación secundaria asignada en 2013 fue de 1.203 MW, con una repercusión de 1,44 €/MWh 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 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor ligeramente inferior a los 0,90 €/MWh 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

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA



gestionaron en 2013, 2.876 GWh, 5.142 GWh, 3.252 GWh y 2.260 GWh, 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 GWh a subir y 7.908 GWh a bajar, con un precio medio de 36,28 €/MWh en el caso de los desvíos a subir y de 51,95 €/MWh en el caso de los desvíos a bajar.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

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

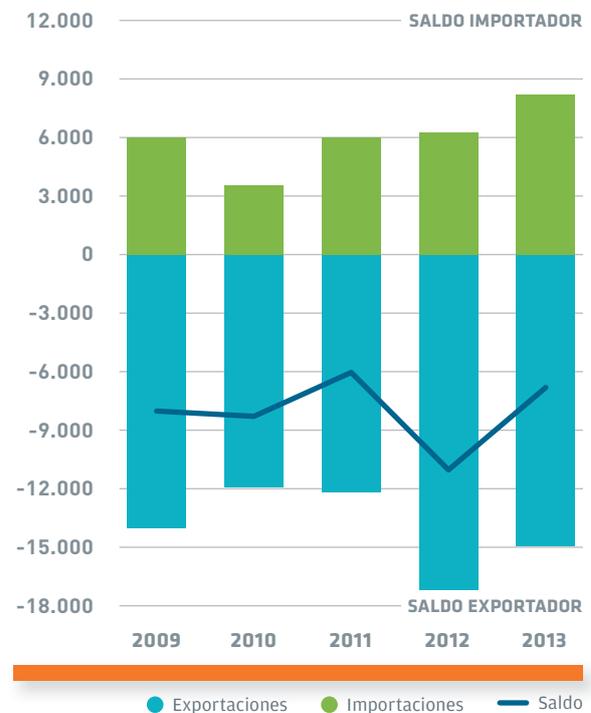
SALDO DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS

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).

EVOLUCIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS



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 GWh en 2013, frente a 11.187 GWh en 2012).

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 GWh y un mínimo de 122 GWh 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 GWh 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.

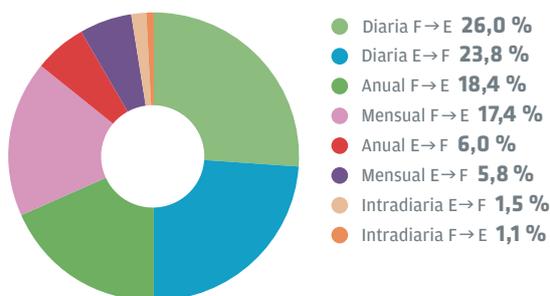
El precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2013 en el sentido España a Francia registró un valor de 2,88 €/MW, lo que representó una reducción de un 36 % respecto al precio registrado en la subasta anual para el año 2012 (4,47 €/MW). El precio marginal resultante de la subasta de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

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en junio, en el sentido Francia a España, 17,55 €/MW, 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 €/MW (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 MWh.

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

110.392 MILES DE €



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 €/MWh, con un precio superior en el área correspondiente al sistema español.

Las rentas de congestión derivadas de la gestión de esta interconexión durante el año 2013 representaron 11,3 M€, 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 M€).

En 2013 fue preciso aplicar acciones coordinadas de balance en esta interconexión, de forma

HORAS CON/SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL



RENDA 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

coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Portugal, por un total de 2.344 MWh.

POTENCIA INTERRUPTIBLE EN PERÍODOS DE MÁXIMA DEMANDA



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 MW, de los cuales 2.164 MW corresponden al sistema peninsular, 46,8 MW a los sistemas canarios y 3,4 MW al sistema balear.

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 km de circuito, lo que sitúa la longitud de circuito de la red nacional en 42.140 km al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 2.524 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 80.944 MVA.

Entre los proyectos de 400 kV concluidos en 2013, destacan las líneas Almaraz-San Serván (285 km) y San Serván-Brovaes (132 km). Estas líneas

EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA km



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.

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 kV, el más relevante es la finalización del eje Aljarafe-Rocio (118 km) 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 MWh 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 MWh y 7,5 minutos en Baleares y en 2,9 MWh 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



01

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SISTEMA PENINSULAR



26

Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
Componentes del crecimiento de la demanda mensual

27

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

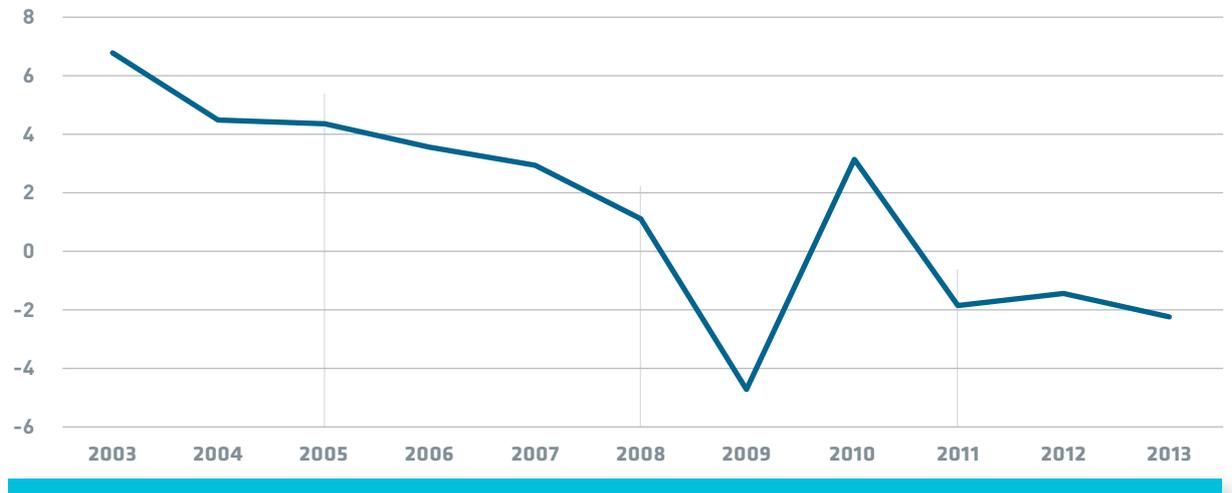
28

Curvas de carga de los días de demanda máxima horaria
Demanda máxima horaria y diaria

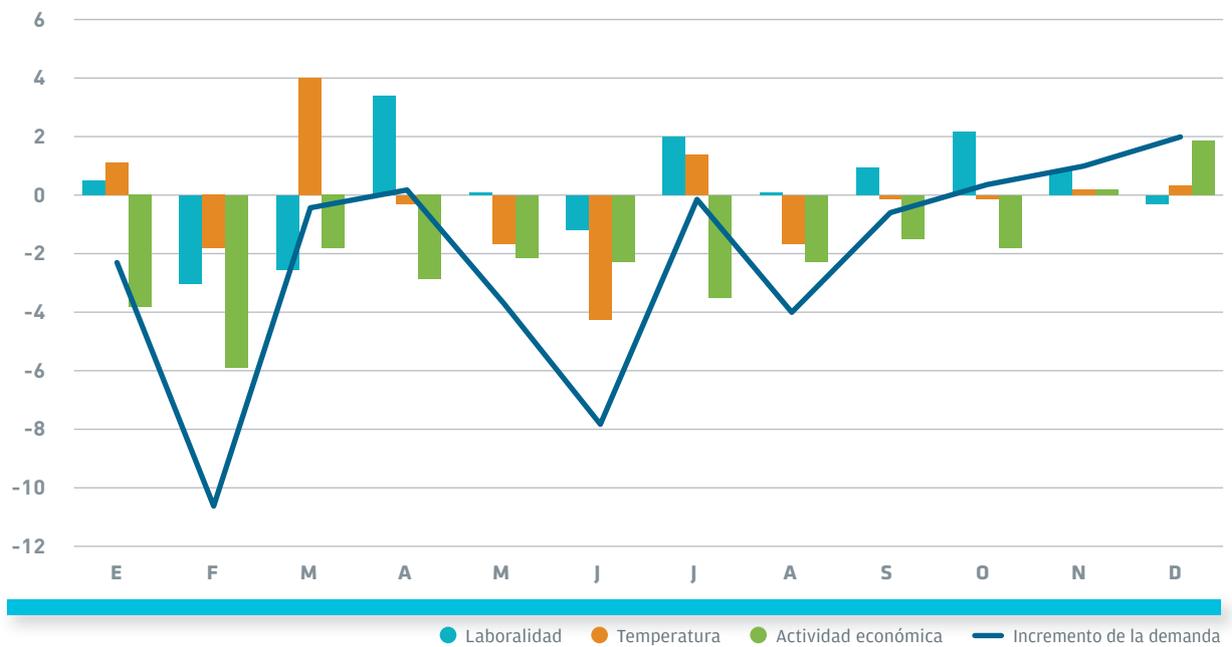
29

Potencia máxima instantánea

EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C. %



COMPONENTES DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MENSUAL %

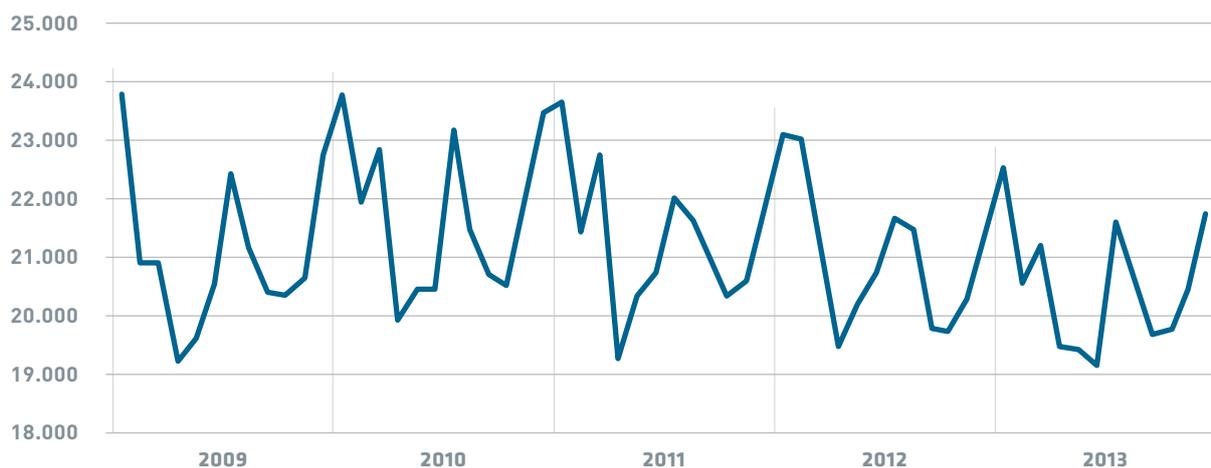


DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

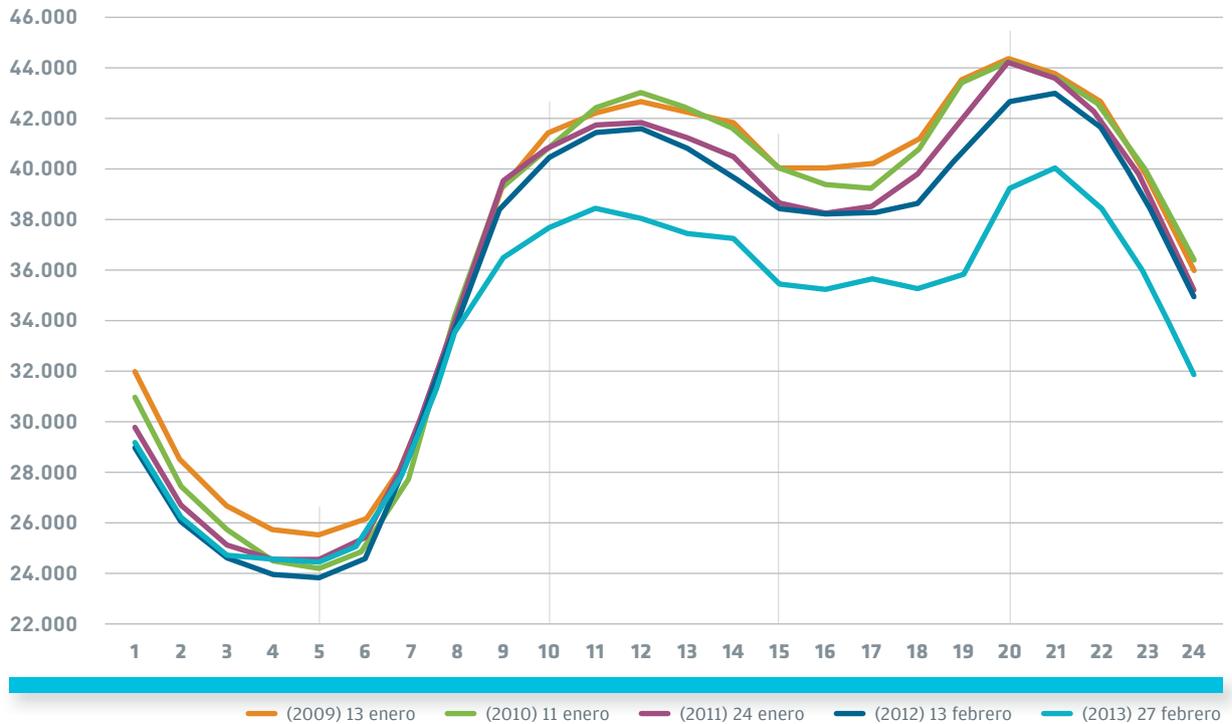
	2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	%								
Enero	23.771	9,4	23.751	9,1	23.668	9,3	23.108	9,2	22.553	9,2
Febrero	20.885	8,3	21.911	8,4	21.415	8,4	22.990	9,1	20.549	8,3
Marzo	20.926	8,3	22.816	8,8	22.737	8,9	21.331	8,5	21.222	8,6
Abril	19.228	7,6	19.935	7,7	19.255	7,5	19.477	7,7	19.498	7,9
Mayo	19.642	7,8	20.423	7,8	20.347	8,0	20.191	8,0	19.447	7,9
Junio	20.540	8,1	20.439	7,8	20.743	8,1	20.752	8,2	19.144	7,8
Julio	22.425	8,9	23.145	8,9	22.023	8,6	21.671	8,6	21.638	8,8
Agosto	21.149	8,4	21.456	8,2	21.592	8,4	21.448	8,5	20.608	8,4
Septiembre	20.401	8,1	20.702	7,9	21.021	8,2	19.799	7,9	19.680	8,0
Octubre	20.325	8,0	20.499	7,9	20.339	8,0	19.717	7,8	19.772	8,0
Noviembre	20.644	8,2	22.012	8,4	20.615	8,1	20.270	8,0	20.462	8,3
Diciembre	22.725	9,0	23.444	9,0	21.877	8,6	21.328	8,5	21.741	8,8
Total	252.660	100,0	260.530	100,0	255.631	100,0	252.083	100,0	246.313	100,0

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

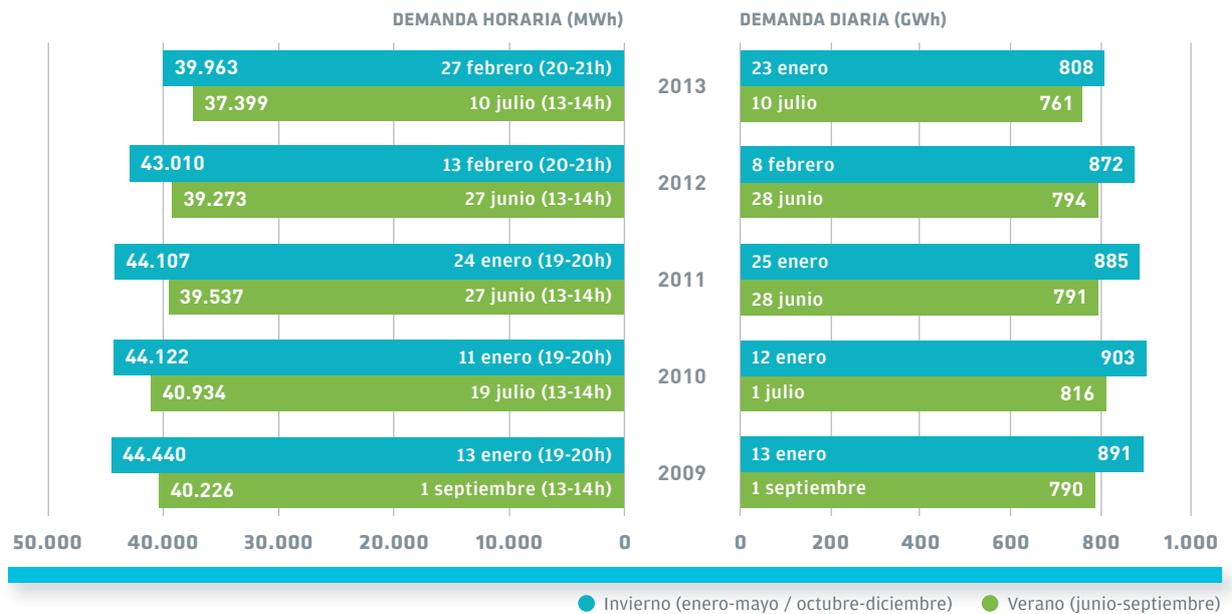
GWh

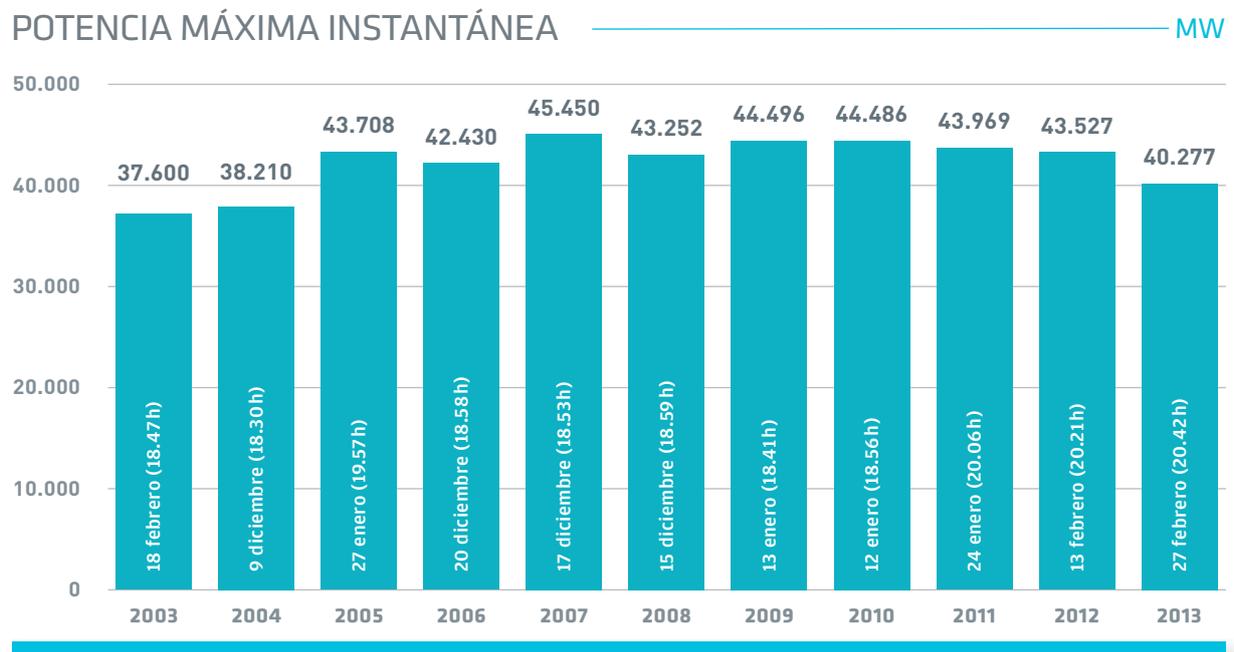


CURVAS DE CARGA DE LOS DÍAS DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA — MWh



DEMANDA MÁXIMA HORARIA Y DIARIA





02

COBERTURA DE LA DEMANDA

SISTEMA PENINSULAR



32

Cobertura de la demanda máxima horaria
Evolución anual de la potencia instalada

33

Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica
Estructura de la cobertura de la demanda en b.c.

34

Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica

35

Curva monótona de carga

COBERTURA DE LA DEMANDA MÁXIMA HORARIA — MWh

	2009 13 ENERO 19-20h	2010 11 ENERO 19-20h	2011 24 ENERO 19-20h	2012 13 FEBRERO 20-21h	2013 27 FEBRERO 20-21h
Hidráulica convencional y mixta	4.306	6.946	8.469	3.435	5.988
Bombeo puro	1.641	1.566	1.264	1.537	876
Hidráulica	5.947	8.512	9.733	4.972	6.864
Nuclear	7.344	5.410	6.486	7.463	7.096
Carbón	7.633	5.021	2.878	7.789	8.037
Fuel / gas	264	389	0	0	0
Ciclo combinado	17.038	16.284	11.636	10.381	3.786
Térmica	32.279	27.104	21.000	25.633	18.918
Total producción programa	38.226	35.616	30.733	30.604	25.782
Régimen ordinario	38.226	35.616	30.733	30.604	25.782
Régimen especial	7.809	10.010	14.041	15.116	15.273
Enlace Península-Baleares	-	-	-	-	-102
Andorra	-59	-23	-59	-30	-23
Francia	-400	-500	-300	-1.000	-1.000
Portugal	-435	-381	442	-930	813
Marruecos	-700	-600	-750	-750	-780
Saldo físico interconexiones internacionales (*)	-1.594	-1.504	-667	-2.710	-990
Demanda (b.c.)	44.440	44.122	44.107	43.010	39.963

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

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA POTENCIA INSTALADA — MW

	POTENCIA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE				
	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulica convencional y mixta	14.808	14.817	14.824	15.039	15.038
Bombeo puro	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	17.554	17.564	17.571	17.785	17.785
Nuclear	7.729	7.790	7.866	7.866	7.866
Carbón (1)	11.387	11.408	11.648	11.114	11.131
Fuel / gas	3.008	2.282	833	520	520
Ciclo combinado	23.114	25.284	25.318	25.353	25.353
Régimen ordinario	62.793	64.328	63.236	62.638	62.655
Hidráulica	2.022	2.036	2.042	2.042	2.102
Eólica	18.723	19.569	21.026	22.617	22.854
Solar fotovoltaica	3.250	3.654	4.057	4.320	4.422
Solar termoeléctrica	232	532	999	1.950	2.300
Térmica renovable	741	780	884	970	975
Térmica no renovable	7.001	7.124	7.200	7.160	7.089
Régimen especial (2)	31.969	33.694	36.207	39.058	39.741
Total	94.761	98.022	99.443	101.696	102.395

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

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA — GWh

	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Hidráulica	23.862	38.653	27.571	19.455	33.970	74,6
Nuclear	52.761	61.990	57.731	61.470	56.827	-7,6
Carbón (1)	33.862	22.097	43.488	54.721	39.807	-27,3
Fuel / gas	2.082	1.825	0	0	0	-
Ciclo combinado	78.279	64.604	50.734	38.593	25.091	-35,0
Régimen ordinario	190.846	189.169	179.525	174.239	155.695	-10,6
Consumos en generación	-7.117	-6.673	-7.247	-7.661	-6.270	-18,2
Hidráulica	5.454	6.824	5.294	4.645	7.099	52,8
Eólica	37.889	43.208	42.105	48.140	54.338	12,9
Solar fotovoltaica	5.829	6.140	7.092	7.830	7.915	1,1
Solar termoeléctrica	130	692	1.832	3.444	4.442	29,0
Térmica renovable	3.044	3.172	4.285	4.746	5.064	6,7
Térmica no renovable	28.466	30.789	32.051	33.493	31.989	-4,5
Régimen especial	80.811	90.825	92.660	102.298	110.846	8,4
Generación neta	264.540	273.321	264.937	268.875	260.271	-3,2
Consumos en bombeo	-3.794	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	18,6
Enlace Península-Baleares (2) (3)	-	-	-0,5	-570	-1.269	-
Intercambios internacionales (3)	-8.086	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-39,9
Demanda (b.c.)	252.660	260.530	255.631	252.083	246.313	-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. (2) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

ESTRUCTURA DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN B.C. — %



EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh

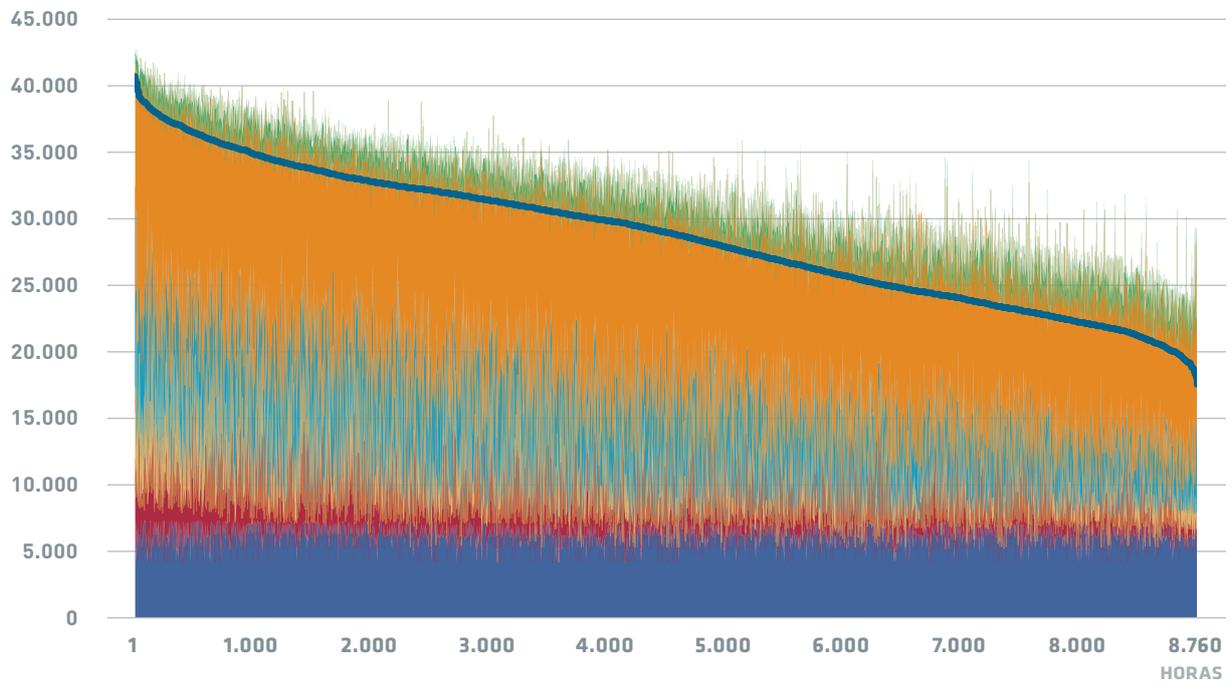
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	
Hidráulica	2.752	3.243	4.281	4.964	3.322	2.794	
Nuclear	4.804	4.622	5.436	4.655	4.172	4.517	
Carbón	3.073	2.585	1.352	983	2.046	2.662	
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	
Ciclo combinado	2.683	2.017	1.548	1.166	1.683	1.419	
Régimen ordinario	13.312	12.467	12.618	11.768	11.223	11.392	
Consumos en generación	-516	-460	-412	-370	-408	-455	
Hidráulica	667	688	842	845	780	659	
Eólica	6.292	5.341	5.749	4.397	3.932	3.827	
Solar fotovoltaica	419	501	531	725	833	886	
Solar termoeléctrica	113	204	125	301	499	647	
Térmica renovable	436	415	453	421	438	392	
Térmica no renovable	3.001	2.690	2.882	2.783	2.818	2.651	
Régimen especial	10.928	9.838	10.583	9.473	9.300	9.063	
Generación neta	23.724	21.845	22.789	20.871	20.116	20.000	
Consumos bombeo	-698	-563	-1.052	-873	-453	-385	
Enlace Península-Baleares (1) (2)	-109	-91	-84	-88	-84	-113	
Intercambios internacionales (2)	-364	-642	-430	-411	-132	-359	
Demanda (b.c.)	22.553	20.549	21.222	19.498	19.447	19.144	(SIGUE ...)
	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidráulica	2.388	1.926	1.684	1.760	2.554	2.302	33.970
Nuclear	5.383	5.276	4.975	4.557	4.257	4.173	56.827
Carbón	5.584	4.675	4.856	4.310	2.690	4.990	39.807
Fuel / gas	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinado	2.277	2.428	2.294	2.617	2.104	2.854	25.091
Régimen ordinario	15.632	14.305	13.809	13.244	11.605	14.319	155.695
Consumos en generación	-688	-637	-633	-596	-466	-628	-6.270
Hidráulica	535	403	303	343	523	511	7.099
Eólica	2.844	3.411	3.214	3.964	6.424	4.943	54.338
Solar fotovoltaica	930	857	724	603	489	417	7.915
Solar termoeléctrica	759	662	479	294	199	158	4.442
Térmica renovable	432	417	398	404	413	444	5.064
Térmica no renovable	2.657	2.097	2.532	2.609	2.602	2.666	31.989
Régimen especial	8.156	7.847	7.651	8.217	10.650	9.140	110.846
Generación neta	23.100	21.515	20.827	20.865	21.789	22.831	260.271
Consumos en bombeo	-257	-232	-212	-306	-348	-581	-5.958
Enlace Península-Baleares (1) (2)	-146	-157	-114	-109	-86	-88	-1.269
Intercambios internacionales (2)	-1.060	-518	-822	-679	-893	-421	-6.732
Demanda (b.c.)	21.638	20.608	19.680	19.772	20.462	21.741	246.313

(1) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

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

CURVA MONÓTONA DE CARGA

MW



03

RÉGIMEN ORDINARIO

SISTEMA PENINSULAR

38

Variaciones de potencia en el equipo generador
Producción hidroeléctrica por cuencas

39

Energía producible hidráulica diaria durante 2013 comparada con el producible medio histórico
Energía producible hidroeléctrica mensual

40

Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
Valores extremos de las reservas
Evolución anual de la producción hidroeléctrica en b.a.

41

Evolución anual de la energía producible hidroeléctrica
Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas

42

Evolución de las reservas hidroeléctricas
Evolución de las reservas hidroeléctricas anuales
Evolución de las reservas hidroeléctricas hiperanuales

43

Producción en b.a. de las centrales de carbón

44

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón 2012



45

Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón 2013

46

Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas 2012
Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel/gas 2013

47

Producción en b.a. de las centrales de ciclo combinado

49

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado 2012

51

Utilización y disponibilidad de los grupos de ciclo combinado 2013

52

Producción en b.a. de los grupos nucleares

53

Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares 2012
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares 2013

54

Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas
Comparación de la demanda diaria en b.c. con la indisponibilidad diaria del equipo térmico

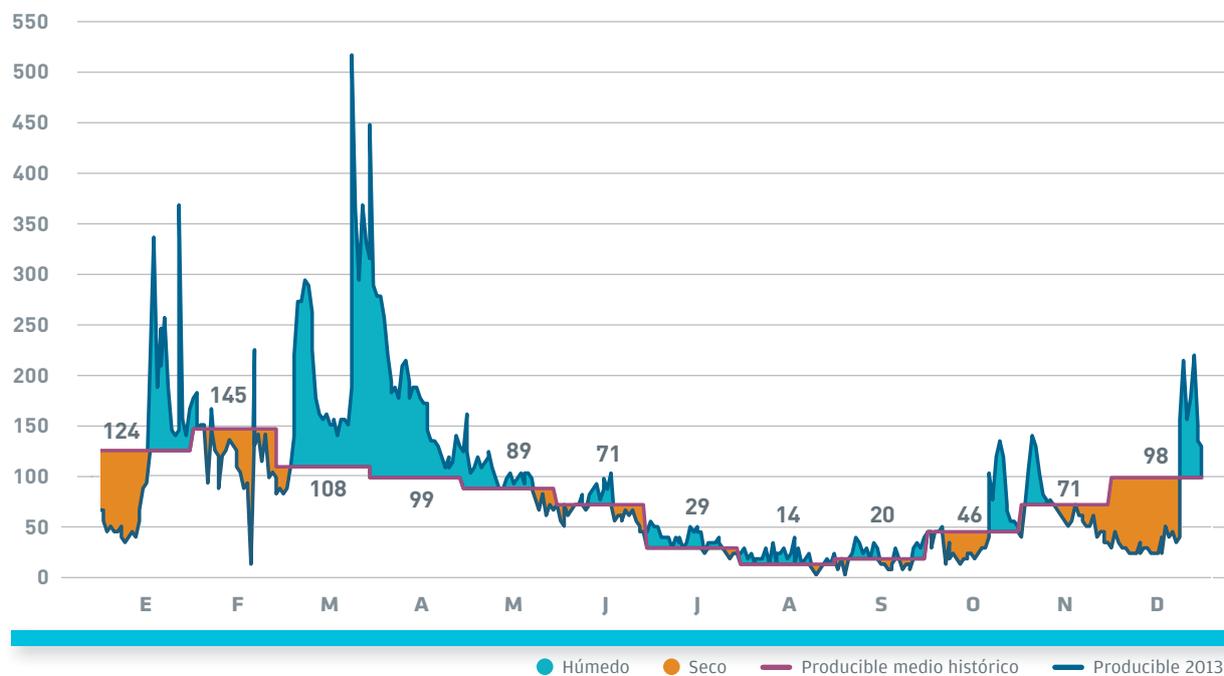
VARIACIONES DE POTENCIA EN EL EQUIPO GENERADOR

GRUPOS	TIPO	FECHA	POTENCIA (MW)
Meirama	Carbón	febrero-13	17,5
Las Picadas 1	Hidráulico	abril-13	2,3
Total altas			19,8
Castrelo 2	Hidráulico	mayo-13	1,0
San Esteban II	Hidráulico	febrero-13	1,7
Total bajas			2,7
Saldo			17,0

PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS

CUENCA	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN (GWh)			PRODUCIBLE (GWh)		
		2012	2013	%13/12	2012	2013	%13/12
Norte	4.879	5.878	11.669	98,5	4.798	11.298	135,5
Duero	3.887	5.098	7.531	47,7	2.500	7.968	218,7
Tajo-Júcar-Segura	4.343	2.728	5.034	84,5	934	4.280	358,1
Guadiana	226	184	273	48,5	58	378	549,6
Guadalquivir-Sur	1.025	773	1.224	58,3	367	889	142,4
Ebro-Pirineo	3.425	4.793	8.239	71,9	4.065	7.818	92,3
Total	17.785	19.455	33.970	74,6	12.722	32.631	156,5

ENERGÍA PRODUCIBLE HIDRÁULICA DIARIA DURANTE 2013 COMPARADA CON EL PRODUCIBLE MEDIO HISTÓRICO



ENERGÍA PRODUCIBLE HIDROELÉCTRICA MENSUAL

	2012		2013		2012		2013	
	MENSUAL	ACUMUL.	MENSUAL	ACUMUL.	MENSUAL	ACUMUL.	MENSUAL	ACUMUL.
Enero	852	852	0,22	0,22	3.828	3.828	0,99	0,99
Febrero	671	1.523	0,16	0,19	3.480	7.309	0,86	0,92
Marzo	634	2.157	0,19	0,19	6.538	13.847	1,96	1,23
Abril	1.608	3.765	0,54	0,26	5.608	19.454	1,89	1,37
Mayo	2.419	6.184	0,87	0,36	3.074	22.528	1,11	1,33
Junio	884	7.069	0,41	0,37	2.094	24.622	0,98	1,29
Julio	336	7.404	0,37	0,37	1.165	25.787	1,28	1,29
Agosto	176	7.581	0,40	0,37	628	26.414	1,43	1,29
Septiembre	585	8.165	0,98	0,39	649	27.063	1,09	1,28
Octubre	651	8.816	0,46	0,39	1.464	28.527	1,03	1,27
Noviembre	1.531	10.347	0,72	0,42	2.014	30.541	0,95	1,24
Diciembre	2.375	12.722	0,78	0,46	2.089	32.631	0,69	1,18

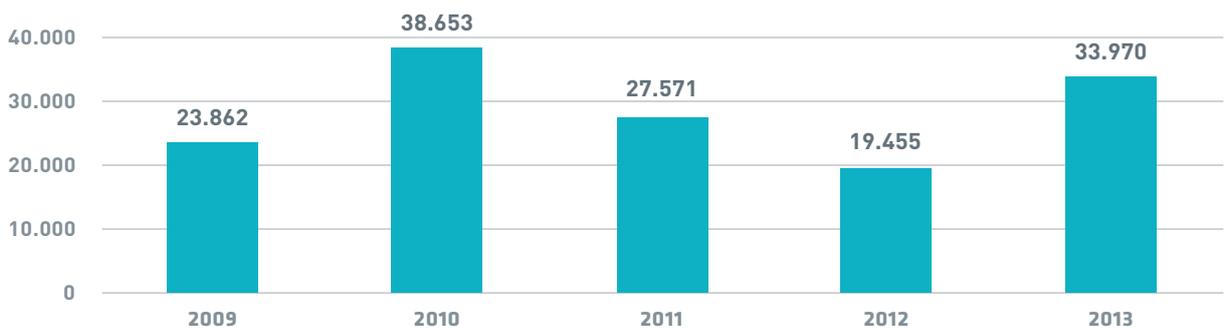
EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS

	2012				2013							
	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO		ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.696	41	5.562	58	9.258	50	4.918	55	4.113	43	9.032	49
Febrero	3.847	43	5.327	56	9.174	49	5.132	57	4.584	48	9.716	52
Marzo	3.718	41	5.104	53	8.822	48	6.911	77	6.262	65	13.173	71
Abril	4.278	48	5.150	54	9.428	51	7.115	79	7.305	76	14.421	78
Mayo	5.187	58	5.114	53	10.301	56	7.027	78	7.512	78	14.539	78
Junio	4.803	54	4.714	49	9.516	51	6.745	75	7.432	78	14.178	76
Julio	4.067	45	4.314	45	8.381	45	6.055	68	7.000	73	13.056	70
Agosto	3.335	37	3.977	42	7.312	39	5.234	58	6.511	68	11.746	63
Septiembre	2.827	32	3.838	40	6.666	36	4.430	49	6.231	65	10.662	58
Octubre	2.841	32	3.608	38	6.449	35	4.360	49	6.247	65	10.607	57
Noviembre	3.108	35	3.438	36	6.546	35	4.394	49	5.960	62	10.354	56
Diciembre	3.672	41	3.407	36	7.079	38	4.658	52	6.009	63	10.667	58

VALORES EXTREMOS DE LAS RESERVAS

		2013			VALORES HISTÓRICOS	
		GWh	FECHA	%	FECHA	%
Máximos	Anuales	7.159	12 mayo	79,8	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	7.551	3 junio	78,9	abril de 1979	91,1
	Conjunto	14.600	19 mayo	78,8	abril de 1979	86,6
Mínimos	Anuales	3.584	11 enero	40,0	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.408	9 enero	35,6	noviembre de 1983	17,6
	Conjunto	7.003	11 enero	37,8	octubre de 1995	23,6

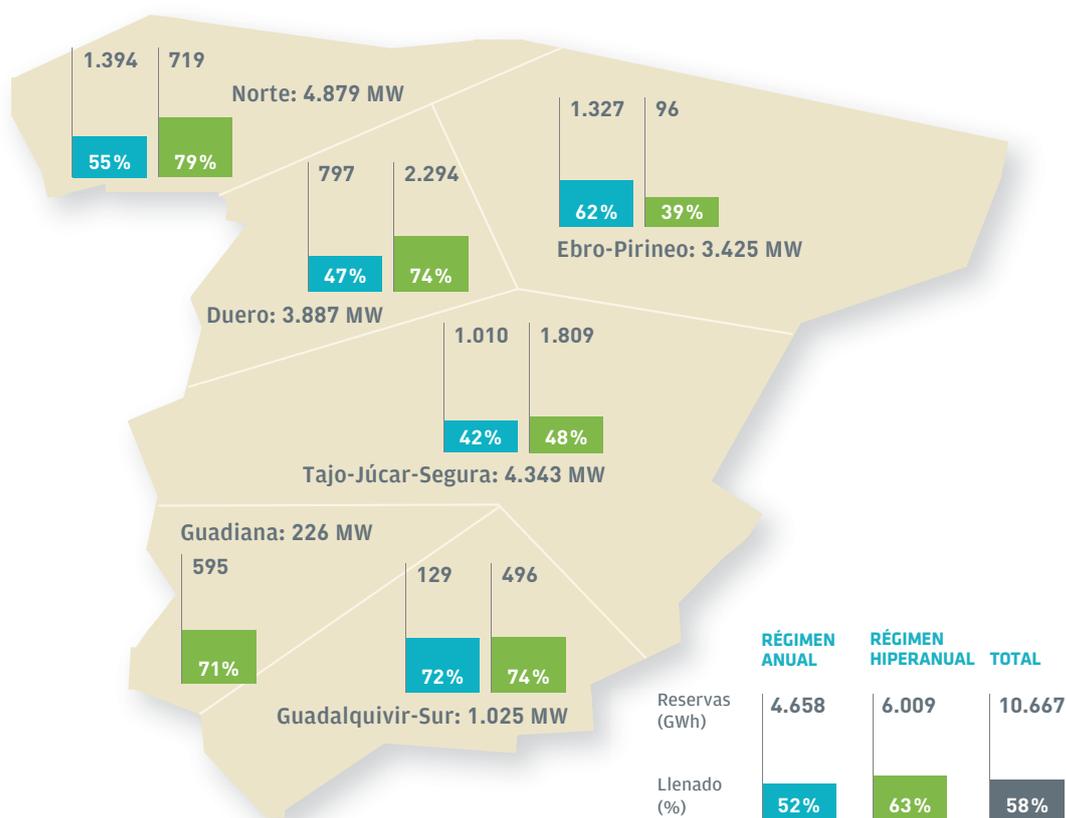
EVOLUCIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN B.A. — GWh



EVOLUCIÓN ANUAL DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE HIDROELÉCTRICA

AÑO	GWh	ÍNDICE	PROBABILIDAD DE SER SUPERADO
2009	22.262	0,79	76%
2010	36.174	1,29	16%
2011	22.506	0,81	74%
2012	12.722	0,46	100%
2013	32.631	1,18	25%

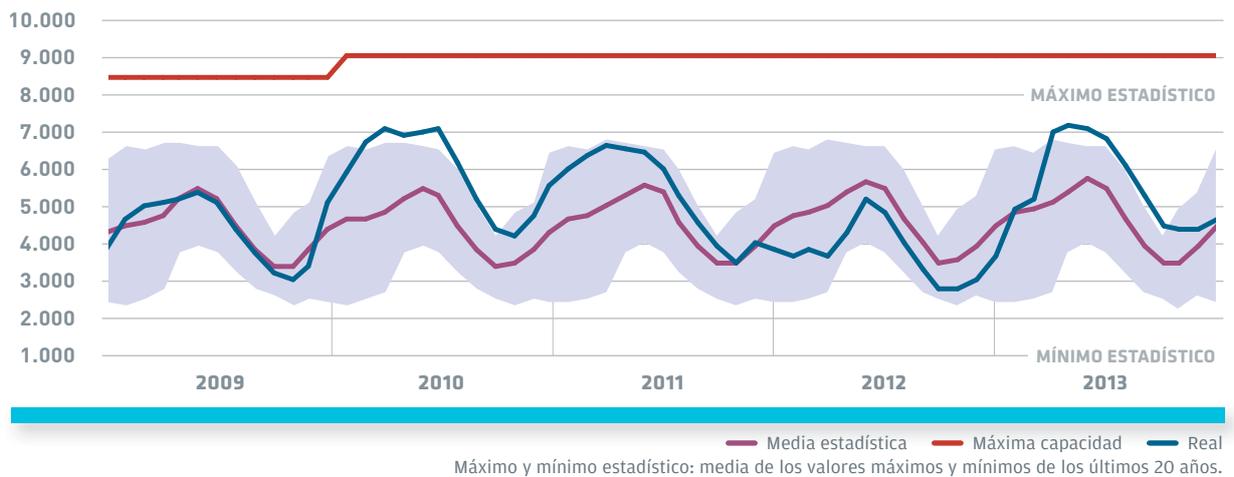
POTENCIA INSTALADA Y RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE DICIEMBRE POR CUENCAS HIDROGRÁFICAS



EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS — GWh



EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS ANUALES — GWh



EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS HIPERANUALES — GWh



PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES DE CARBÓN

CENTRALES	POTENCIA MW	2012		2013		% 13/12
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	5.591	10,2	5.748	14,4	2,8
Anllares	365	1.689	3,1	863	2,2	-48,9
Cercs (1)	-	0	0,0	-	-	-
Compostilla II	1.200	5.355	9,8	2.560	6,4	-52,2
Escucha (2)	159	439	0,8	0	0,0	-
GICC-PL ELCOGAS	320	1.401	2,6	899	2,3	-35,8
Guardo	516	1.792	3,3	1.105	2,8	-38,3
La Robla	655	2.360	4,3	1.689	4,2	-28,4
Lada (3)	358	1.892	3,5	1.432	3,6	-24,3
Litoral de Almería	1.159	6.846	12,5	6.148	15,4	-10,2
Los Barrios	589	3.556	6,5	2.924	7,3	-17,8
Meirama	580	2.900	5,3	2.529	6,4	-12,8
Narcea	595	1.725	3,2	899	2,3	-47,9
Pasajes (4)	-	1.027	1,9	-	-	-
Puentenuevo 3	324	1.127	2,1	703	1,8	-37,6
Puentes García Rodríguez	1.468	9.927	18,1	7.356	18,5	-25,9
Puertollano	221	603	1,1	30	0,1	-95,0
Soto de la Ribera	604	1.628	3,0	1.145	2,9	-29,6
Teruel	1.102	4.864	8,9	3.777	9,5	-22,3
Total	11.131	54.721	100,0	39.807	100,0	-27,3

(1) Baja en junio 2012. (2) Inactivo desde julio 2013. (3) Baja del grupo Lada 3 en diciembre 2012. (4) Baja en diciembre 2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CARBÓN 2012

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPLO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Aboño 1	360	2.138	7.053	70,2	84,2	0,0	3,7	96,3
Aboño 2	556	3.453	7.362	84,5	84,4	13,7	2,6	83,6
Anllares	365	1.689	4.945	52,7	93,6	0,0	0,0	100,0
Cercs (3)	-	0	0	0,0	0,0	0,0	99,6	0,4
Compostilla 2	148	380	2.998	31,6	85,7	0,0	7,5	92,5
Compostilla 3	337	1.514	5.003	54,8	89,7	0,0	6,6	93,4
Compostilla 4	359	1.579	4.980	53,2	88,4	0,5	5,3	94,2
Compostilla 5	356	1.882	5.838	61,5	90,6	0,0	2,1	97,9
Escucha (4)	159	439	3.908	43,8	70,5	0,0	28,4	71,6
GICC-PL ELCOGAS	320	1.401	6.096	75,1	71,8	2,2	31,4	66,4
Guardo 1	155	178	1.468	14,7	78,2	8,9	2,0	89,0
Guardo 2	361	1.614	4.872	60,6	91,8	14,4	1,6	84,0
La Robla 1	284	573	2.321	23,6	87,0	0,0	2,6	97,4
La Robla 2	371	1.786	5.455	56,9	88,3	0,0	3,7	96,3
Lada 3 (5)	-	0	0	0,0	0,0	0,0	1,8	98,2
Lada 4	358	1.892	6.468	64,2	81,7	1,8	4,4	93,8
Litoral de Almería 1	577	3.344	7.350	73,5	78,9	0,0	10,3	89,7
Litoral de Almería 2	582	3.502	7.816	72,0	77,0	3,0	1,9	95,1
Los Barrios	589	3.556	7.494	80,6	80,6	0,0	14,7	85,3
Meirama	563	2.900	6.845	60,7	75,3	2,2	1,1	96,7
Narcea 1	65	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	77	570	5,2	80,8	0,0	0,0	100,0
Narcea 3	364	1.649	5.000	53,0	90,6	1,1	1,6	97,3
Pasajes (6)	-	1.027	6.361	57,5	74,4	0,0	6,3	93,7
Puentenuevo 3	324	1.127	3.770	44,6	92,4	3,6	7,6	88,8
Puentes 1	369	2.410	7.756	76,8	84,2	1,5	1,7	96,8
Puentes 2	366	2.683	8.473	83,4	86,4	0,0	0,1	99,9
Puentes 3	366	2.250	7.176	78,6	85,7	9,5	1,6	89,0
Puentes 4	367	2.584	8.389	80,2	83,9	0,0	0,0	100,0
Puertollano	221	603	3.407	34,3	80,1	5,7	3,8	90,5
Soto de la Ribera 2	254	509	2.548	23,7	78,6	3,8	0,0	96,2
Soto de la Ribera 3	350	1.119	3.596	37,4	88,9	0,0	2,6	97,4
Teruel 1	368	1.467	4.580	47,5	87,0	0,0	4,5	95,5
Teruel 2	368	1.910	5.921	60,7	87,7	0,0	2,7	97,3
Teruel 3	366	1.487	4.680	53,9	86,8	13,3	1,0	85,7
Total	11.114	54.721	5.766	61,0	85,4	2,7	5,3	91,9

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible. (2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo). (3) Grupo con indisponibilidad permanente del 99,6 % por parada programada. Inactivo desde 22/12/2011. Baja en junio 2012. (4) Grupo con indisponibilidad por fallo del 28,4 % y con indisponibilidad permanente del 0,005 % por parada de larga duración. (5) Grupo con indisponibilidad permanente del 1,8 % por cierre del grupo. Inactivo desde 28/11/2012. Baja en diciembre 2012. (6) Grupo con indisponibilidad por fallo del 3,7 % y con indisponibilidad permanente del 2,6 % por cierre del grupo. Inactivo desde 5/12/2012. Baja en diciembre 2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CARBÓN 2013

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPLO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Aboño 1	360	1.966	6.751	64,0	80,9	0,0	2,6	97,4
Aboño 2	556	3.782	8.240	81,0	82,6	0,0	4,1	95,9
Anllares	365	863	2.599	28,0	90,9	3,4	0,3	96,3
Compostilla 2	148	129	1.054	11,0	82,6	8,6	1,3	90,1
Compostilla 3	337	646	2.193	22,5	87,3	0,0	3,1	96,9
Compostilla 4	359	849	2.708	32,0	87,5	12,8	2,7	84,6
Compostilla 5	356	936	2.883	30,5	91,2	0,0	1,4	98,6
Escucha (3)	159	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
GICC-PL ELCOGAS	320	899	3.626	38,8	77,5	0,0	17,4	82,6
Guardo 1	155	83	580	6,2	92,6	0,0	0,5	99,5
Guardo 2	361	1.022	3.116	32,6	90,9	0,0	0,7	99,3
La Robla 1	284	520	2.044	21,0	89,6	0,0	0,7	99,3
La Robla 2	371	1.169	3.547	36,8	88,8	0,0	2,2	97,8
Lada 4	358	1.432	4.849	53,8	82,5	14,0	1,2	84,9
Litoral de Almería 1	577	3.073	7.152	71,8	74,5	12,5	2,9	84,6
Litoral de Almería 2	582	3.076	6.831	61,7	77,4	0,0	2,3	97,7
Los Barrios	589	2.924	6.714	72,0	73,9	12,0	9,3	78,7
Meirama	580	2.529	5.756	50,5	75,7	0,0	1,5	98,5
Narcea 1	65	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Narcea 2	166	120	867	8,2	83,0	0,0	0,2	99,8
Narcea 3	364	779	2.377	24,8	90,0	0,0	1,5	98,5
Puentenuevo 3	324	703	2.328	27,2	93,3	4,4	4,4	91,2
Puentes 1	369	2.019	6.578	69,5	83,2	9,4	0,7	89,9
Puentes 2	366	1.547	5.007	55,2	84,3	12,2	0,4	87,3
Puentes 3	366	1.922	6.161	61,4	85,2	0,0	2,4	97,6
Puentes 4	367	1.868	6.009	58,2	84,7	0,0	0,2	99,8
Puertollano (4)	221	30	162	3,0	84,0	39,5	9,1	51,4
Soto de la Ribera 2	254	443	2.192	19,9	79,5	0,0	0,2	99,8
Soto de la Ribera 3	350	703	2.190	23,2	91,7	0,0	1,1	98,9
Teruel 1	368	851	2.690	29,3	86,0	9,0	1,0	90,0
Teruel 2	368	1.415	4.406	44,5	87,2	0,0	1,5	98,5
Teruel 3	366	1.512	4.655	47,3	88,7	0,0	0,3	99,7
Total	11.131	39.807	4.350	44,5	82,2	4,3	4,0	91,7

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

(3) Grupo con indisponibilidad permanente del 100,0 % por parada de larga duración. Inactivo desde 10/07/2013. (4) Grupo con indisponibilidad por fallo del 0,1 % y con indisponibilidad permanente del 9,1 % por parada programada de larga duración desde el 29/11/2013. Inactivo desde 29/11/2013.

PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES DE CARBÓN
POR TIPO DE COMBUSTIBLE

	2012		2013		%13/12
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	17.841	32,6	9.871	24,8	-44,7
Hulla + antracita	15.099	27,6	7.823	19,7	-48,2
Lignito negro	2.742	5,0	2.048	5,1	-25,3
Carbón importado	34.775	63,5	27.605	69,3	-20,6
Total carbón	52.616	96,2	37.476	94,1	-28,8
Combustibles de apoyo	2.105	3,8	2.331	5,9	10,8
Fuel-gasóleo	329	0,6	243	0,6	-26,0
Gas natural	1.019	1,9	945	2,4	-7,3
Gas siderúrgico	756	1,4	1.142	2,9	51,1
Total	54.721	100,0	39.807	100,0	-27,3

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE FUEL/GAS 2012

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Aceca 1 (3)	-	0	0	-	-	0,0	3,3	96,7
Foix	520	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Total	520	0	0	0,0	-	0,0	1,2	98,8

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

(3) Grupo con indisponibilidad permanente del 3,3 % por cierre del grupo. Inactivo desde 14/12/2012. Baja en diciembre 2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE FUEL/GAS 2013

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Foix	520	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0
Total	520	0	0	0,0	-	0,0	0,0	100,0

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

PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES CICLO COMBINADO

CENTRALES	POTENCIA MW	2012		2013		% 13/12
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 3	392	457	1,2	189	0,8	-58,6
Aceca 4	379	2.168	5,6	954	3,8	-56,0
Algeciras 3 CC	831	518	1,3	0,2	0,0	-
Amorebieta	795	849	2,2	169	0,7	-80,1
Arcos 1	396	0	0,0	0	0,0	-
Arcos 2	379	1	0,0	15	0,1	-
Arcos 3	844	175	0,5	102	0,4	-41,7
Arrúbal 1	402	672	1,7	228	0,9	-66,0
Arrúbal 2	397	670	1,7	177	0,7	-73,5
Bahía de Bizkaia	800	3.349	8,7	3.032	12,1	-9,5
Besós 3	419	326	0,8	162	0,6	-50,4
Besós 4	407	1.941	5,0	2.186	8,7	12,6
Besós 5	873	1.466	3,8	702	2,8	-52,1
Campo Gibraltar 1	393	1.164	3,0	209	0,8	-82,1
Campo Gibraltar 2	388	1.510	3,9	207	0,8	-86,3
Cartagena 1	425	1.201	3,1	794	3,2	-33,9
Cartagena 2	425	904	2,3	582	2,3	-35,7
Cartagena 3	419	805	2,1	945	3,8	17,5
Castejón 1	429	335	0,9	243	1,0	-27,4
Castejón 2	381	7	0,0	0	0,0	-
Castejón 3	426	521	1,4	138	0,6	-73,5
Castellón 3	793	72	0,2	50	0,2	-30,1
Castellón 4	854	746	1,9	479	1,9	-35,8
Castelnou	798	51	0,1	90	0,4	76,2
Colón 4	398	386	1,0	165	0,7	-57,1
El Fangal 1	409	36	0,1	34	0,1	-6,9
El Fangal 2	408	111	0,3	19	0,1	-82,5
El Fangal 3	402	91	0,2	40	0,2	-55,5
Escatrón 3	818	907	2,4	3	0,0	-99,7
Escatrón Peaker	283	13	0,0	8	0,0	-42,3
Escombreras 6	831	36	0,1	0	0,0	-
Málaga 1 CC	421	2.089	5,4	1.713	6,8	-18,0
Palos 1	394	575	1,5	335	1,3	-41,8
Palos 2	396	686	1,8	440	1,8	-35,8
Palos 3	398	844	2,2	723	2,9	-14,3
Plana del Vent 1	426	1.091	2,8	258	1,0	-76,4
Plana del Vent 2	421	1.021	2,6	426	1,7	-58,3
Puentes García Rodríguez 5	870	452	1,2	258	1,0	-42,8
Puerto de Barcelona 1	447	732	1,9	1.244	5,0	70,0

(SIGUE EN LA PÁGINA SIGUIENTE →)

(→ CONTINUACIÓN)

PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES CICLO COMBINADO

CENTRALES	POTENCIA MW	2012		2013		% 13/12
		GWh	%	GWh	%	
Puerto de Barcelona 2	445	1.146	3,0	760	3,0	-33,7
Sabón 3	397	891	2,3	950	3,8	6,6
Sagunto 1	417	2.074	5,4	1.547	6,2	-25,4
Sagunto 2	420	1.422	3,7	946	3,8	-33,5
Sagunto 3	419	589	1,5	1.028	4,1	74,4
San Roque 1	397	1.914	5,0	1.858	7,4	-3,0
San Roque 2	402	139	0,4	223	0,9	60,0
Santurce 4	403	50	0,1	1	0,0	-97,9
Soto de la Ribera 4	432	629	1,6	236	0,9	-62,5
Soto de la Ribera 5	434	173	0,4	81	0,3	-53,4
Tarragona Endesa	400	57	0,1	0	0,0	-
Tarragona Power	424	526	1,4	138	0,5	-73,8
Total ciclo combinado	25.353	38.593	100,0	25.091	100,0	-35,0

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CICLO COMBINADO 2012

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Aceca 3	392	457	1.823	14,1	64,1	3,1	2,8	94,1
Aceca 4	379	2.168	7.386	66,9	77,4	1,6	1,2	97,2
Algeciras 3 CC	831	518	1.439	7,5	43,3	4,8	0,8	94,4
Amorebieta	795	849	1.917	12,4	55,7	1,7	0,1	98,3
Arcos 1	396	0	0	0,0	0,0	7,8	1,3	90,9
Arcos 2	379	1	8	0,04	38,6	11,3	10,7	78,1
Arcos 3	844	175	649	2,8	31,9	1,1	13,7	85,2
Arrúbal 1	402	672	2.376	19,0	70,4	0,0	0,1	99,9
Arrúbal 2	397	670	2.391	19,4	70,6	0,0	0,7	99,3
Bahia Bizcaya	800	3.349	6.881	57,0	60,8	10,2	6,1	83,7
Besós 3	419	326	1.698	9,8	45,8	8,7	1,2	90,1
Besós 4	407	1.941	6.779	62,3	70,4	12,6	0,1	87,3
Besós 5	873	1.466	5.859	20,5	28,7	0,0	6,6	93,4
Campo de Gibraltar 1	393	1.164	3.793	38,0	78,2	9,0	2,2	88,8
Campo de Gibraltar 2	388	1.510	4.825	45,0	80,7	0,0	1,5	98,5
Cartagena 1	425	1.201	4.144	33,8	68,3	2,3	2,4	95,3
Cartagena 2	425	904	3.234	24,3	65,9	0,2	0,2	99,7
Cartagena 3	419	805	2.850	22,4	67,3	1,8	0,5	97,7
Castejón 1	429	335	1.391	9,9	56,1	10,0	0,7	89,3
Castejón 2	381	7	28	0,2	65,8	13,2	0,0	86,8
Castejón 3	426	521	2.173	14,2	56,3	0,0	2,1	97,9
Castellón 3	793	72	329	1,0	27,5	0,0	0,0	100,0
Castellón 4	854	746	2.517	17,4	34,7	37,7	5,1	57,2
Castelnou	798	51	255	0,7	25,1	0,0	0,9	99,1
Colón 4	398	386	1.861	11,1	52,1	0,0	0,4	99,6
El Fangal 1	409	36	158	1,0	56,4	0,0	2,7	97,3
El Fangal 2	408	111	417	3,1	65,2	0,0	1,6	98,4
El Fangal 3	402	91	351	2,6	64,5	0,0	0,7	99,3
Escatrón 3	818	907	2.488	14,4	44,6	4,5	7,6	88,0
Escatrón Peaker	283	13	328	0,6	14,5	1,2	0,4	98,4
Escombreras 6	831	36	157	0,6	27,8	12,2	2,1	85,7
Málaga 1 CC	421	2.089	7.157	58,9	69,3	3,1	1,0	96,0
Palos 1	394	575	1.904	16,7	76,6	0,0	0,3	99,7
Palos 2	396	686	2.277	22,7	76,1	11,1	1,8	87,1
Palos 3	398	844	2.937	24,2	72,3	0,0	0,3	99,7
Plana del Vent 1	426	1.091	3.395	36,7	75,5	17,7	2,8	79,5
Plana del Vent 2	421	1.021	3.222	33,2	75,3	15,5	1,2	83,3

(SIGUE EN LA PÁGINA SIGUIENTE →)

(→ CONTINUACIÓN)

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS
DE CICLO COMBINADO 2012

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Puentes Gcía. Rguez. 5	870	452	1.555	6,1	33,4	0,0	3,6	96,4
Puerto de Barcelona 1	447	732	2.415	20,3	67,8	0,0	8,1	91,9
Puerto de Barcelona 2	445	1.146	3.891	31,5	66,3	5,1	1,6	93,3
Sabón 3	397	891	2.899	27,3	77,3	4,8	1,5	93,6
Sagunto 1	417	2.074	6.883	57,6	72,2	1,4	0,4	98,2
Sagunto 2	420	1.422	4.725	39,2	71,7	1,5	0,0	98,5
Sagunto 3	419	589	2.015	16,5	69,9	0,0	2,6	97,4
San Roque 1	397	1.914	6.903	57,8	69,9	0,6	4,4	95,0
San Roque 2	402	139	827	4,1	42,0	0,0	3,6	96,4
Santurce 4	403	50	227	1,5	54,4	8,7	0,0	91,3
Soto de la Ribera 4	432	629	2.487	18,2	58,6	8,2	0,5	91,3
Soto de la Ribera 5	434	173	747	4,6	53,4	1,1	0,2	98,8
Tarragona Endesa	400	57	216	1,6	65,8	0,9	0,0	99,1
Tarragona Power	424	526	2.102	15,9	59,1	3,2	7,9	89,0
Total	25.353	38.593	2.492	18,8	61,1	5,0	2,7	92,3

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

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS DE CICLO COMBINADO 2013

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Aceca 3	392	189	965	5,9	50,1	5,9	0,2	93,9
Aceca 4	379	954	3.301	39,6	76,2	27,0	0,5	72,5
Algeciras 3 CC	831	0,2	5	0,004	6,0	5,9	0,0	94,1
Amorebieta	795	169	610	2,5	34,9	1,9	0,0	98,1
Arcos 1	396	0	0	0,0	0,0	3,6	0,5	95,9
Arcos 2	379	15	75	0,5	51,7	2,6	0,3	97,1
Arcos 3	844	102	539	1,5	22,4	8,5	0,2	91,3
Arrúbal 1	402	228	784	6,7	72,4	2,9	0,1	97,0
Arrúbal 2	397	177	590	5,7	75,7	9,9	0,1	90,1
Bahia Bizcaya	800	3.032	7.862	48,2	48,2	4,7	5,6	89,7
Besós 3	419	162	833	4,4	46,3	0,0	0,4	99,6
Besós 4	407	2.186	7.584	63,1	70,9	1,2	1,6	97,2
Besós 5	873	702	3.132	10,1	25,7	1,2	8,0	90,8
Campo de Gibraltar 1	393	209	669	6,7	79,5	0,0	9,2	90,8
Campo de Gibraltar 2	388	207	706	7,1	75,6	3,4	10,7	85,8
Cartagena 1	425	794	2.694	21,6	69,4	0,0	1,3	98,7
Cartagena 2	425	582	2.083	16,8	65,8	1,4	5,5	93,1
Cartagena 3	419	945	3.319	26,2	67,9	0,0	1,6	98,4
Castejón 1	429	243	966	6,7	58,6	0,0	2,9	97,1
Castejón 2	381	0	0	0,0	0,0	1,9	2,2	95,9
Castejón 3	426	138	614	3,8	52,9	1,1	0,2	98,7
Castellón 3	79	50	210	0,8	30,1	9,6	1,1	89,3
Castellón 4	854	479	2.384	6,7	23,5	3,6	0,3	96,0
Castelnou	798	90	518	1,3	21,7	3,1	0,0	96,9
Colón 4	398	165	801	4,7	51,9	0,0	0,0	100,0
El Fangal 1	409	34	147	0,9	56,4	0,0	0,1	99,9
El Fangal 2	408	19	69	0,5	69,0	0,0	0,1	99,9
El Fangal 3	402	40	189	1,2	53,2	0,0	2,7	97,3
Escatrón 3	818	3	18	0,0	19,9	0,0	0,0	100,0
Escatrón Peaker	283	8	123	0,4	22,3	1,4	16,0	82,6
Escombreras 6	831	0	0	0,0	0,0	9,5	0,0	90,5
Málaga 1 CC	421	1.713	5.813	51,3	70,0	0,0	9,4	90,6
Palos 1	394	335	1.248	9,9	68,1	0,0	2,5	97,5
Palos 2	396	440	1.660	13,0	67,1	0,0	2,2	97,8
Palos 3	398	723	2.503	21,4	72,6	0,0	2,9	97,1
Plana del Vent 1	426	258	990	7,1	61,2	0,9	1,3	97,8
Plana del Vent 2	421	426	1.826	12,1	55,4	3,0	1,6	95,4

(SIGUE EN LA PÁGINA SIGUIENTE →)

(→ CONTINUACIÓN)

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS
DE CICLO COMBINADO 2013

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Puentes Gcía. Rguez. 5	870	258	1.309	3,5	22,7	2,5	0,3	97,2
Puerto de Barcelona 1	447	1.244	4.159	34,0	66,9	3,3	3,3	93,4
Puerto de Barcelona 2	445	760	2.735	19,8	62,5	0,0	1,4	98,6
Sabón 3	397	950	3.118	28,4	76,6	2,7	1,1	96,2
Sagunto 1	417	1.547	5.350	44,1	69,3	3,5	0,6	96,0
Sagunto 2	420	946	3.443	25,9	65,5	0,0	0,7	99,3
Sagunto 3	419	1.028	3.497	28,8	70,2	2,4	0,2	97,4
San Roque 1	397	1.858	6.881	60,8	68,0	10,5	1,7	87,8
San Roque 2	402	223	1.229	6,4	45,2	0,0	0,7	99,3
Santurce 4	403	1	9	0,0	29,0	0,0	0,0	100,0
Soto de la Ribera 4	432	236	943	6,3	58,0	0,8	0,2	99,0
Soto de la Ribera 5	434	81	317	2,2	58,7	0,0	1,7	98,3
Tarragona Endesa	400	0	0	0,0	0,0	3,8	0,0	96,2
Tarragona Power	424	138	1.101	4,0	29,6	5,3	1,5	93,2
Total	25.353	25.091	1.736	11,9	57,0	3,2	1,9	94,9

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

PRODUCCIÓN EN B.A. DE LOS GRUPOS NUCLEARES

CENTRALES	POTENCIA MW	2012		2013		% 13/12
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	1.049	7.610	12,4	8.001	14,1	5,1
Almaraz II	1.044	8.039	13,1	7.720	13,6	-4,0
Ascó I	1.033	7.739	12,6	9.055	15,9	17,0
Ascó II	1.027	8.276	13,5	7.638	13,4	-7,7
Cofrentes	1.092	9.378	15,3	8.327	14,7	-11,2
Garoña (1)	466	3.873	6,3	0	0,0	-
Trillo I	1.067	8.502	13,8	8.003	14,1	-5,9
Vandellós II	1.087	8.053	13,1	8.083	14,2	0,4
Total	7.866	61.470	100,0	56.827	100,0	-7,6

(1) Inactiva desde diciembre de 2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS NUCLEARES 2012

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Almaraz I	1.049	7.610	7.406	97,9	97,9	14,0	1,7	84,3
Almaraz II	1.044	8.039	7.729	98,7	99,6	11,2	0,0	88,8
Ascó I	1.033	7.739	7.667	98,0	97,8	12,5	0,4	87,1
Ascó II	1.027	8.276	8.326	97,4	96,8	3,3	2,4	94,2
Cofrentes	1.092	9.378	8.688	98,7	98,8	0,0	1,0	99,0
Garoña (3)	466	3.873	8.352	99,5	99,5	0,0	4,9	95,1
Trillo I	1.067	8.502	8.067	98,8	98,7	8,1	0,1	91,8
Vandellós II	1.087	8.053	7.603	97,4	97,4	12,9	0,5	86,6
Total	7.866	61.470	7.954	98,2	98,2	8,3	1,1	90,6

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible. (2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo). (3) Grupo con indisponibilidad por fallo del 0,8 % y con indisponibilidad permanente del 4,1 %. Inactiva desde 17/12/2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS NUCLEARES 2013

GRUPOS	POTENCIA MW	PRODUCCIÓN GWh	HORAS FUNC.	COEFICIENTES UTILIZACIÓN (%)		INDISPONIBILIDAD (%)		DISPONIBILIDAD %
				S/DISPONIBLE (1)	EN HORAS DE ACOPPLAMIENTO (2)	REVISIÓN PERIÓDICA	AVERÍAS	
Almaraz I	1.049	8.001	7.882	96,7	96,7	2,7	7,3	90,0
Almaraz II	1.044	7.720	7.555	97,8	97,8	10,5	3,2	86,3
Ascó I	1.033	9.055	8.759	100,0	100,0	0,0	0,0	100,0
Ascó II	1.027	7.638	7.499	99,2	99,2	12,9	1,5	85,6
Cofrentes	1.092	8.327	7.801	97,7	97,8	10,9	0,0	89,1
Garoña (3)	466	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Trillo I	1.067	8.003	7.657	97,9	97,9	0,0	12,6	87,4
Vandellós II	1.087	8.083	7.685	96,9	96,8	11,8	0,6	87,6
Total	7.866	56.827	7.368	98,2	98,1	6,6	9,4	84,0

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

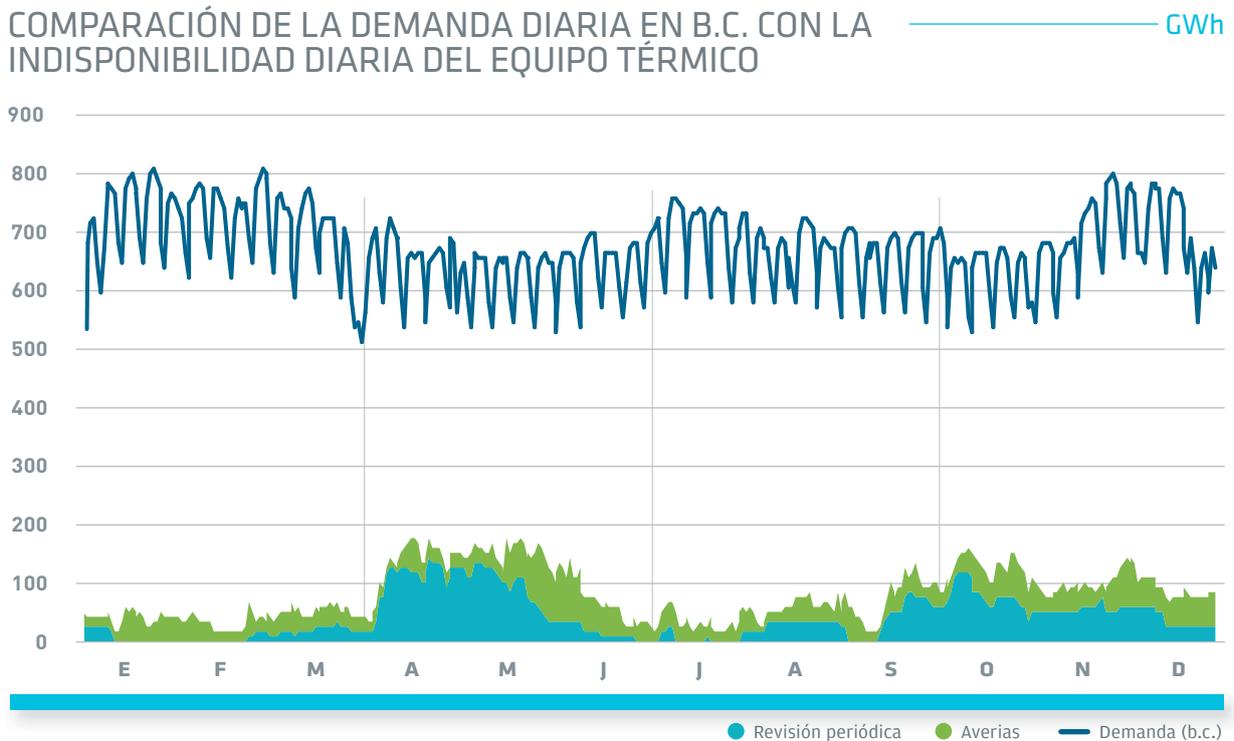
(3) Grupo con indisponibilidad permanente del 100 %. Inactiva desde el 17/12/2012.

UTILIZACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TÉRMICAS

	CARBÓN		FUEL/GAS		CICLO COMBINADO		NUCLEAR	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Potencia (MW)	11.114	11.131	520	520	25.353	25.353	7.866	7.866
Producción (GWh)	54.721	39.807	0	0	38.593	25.091	61.470	56.827
Horas funcionamiento	5.766	4.350	0	0	2.492	1.736	7.954	7.368
Coefficiente de utilización (%)								
s/disponible (1)	61,0	44,5	0,0	0,0	18,8	11,9	98,2	98,2
En horas de acoplamiento (2)	85,4	82,2	-	-	61,1	57,0	98,2	98,1
Indisponibilidad (%)								
Revisión periódica	2,7	4,3	0,0	0,0	5,0	3,2	8,3	6,6
Averías	5,3	4,0	1,2	0,0	2,7	1,9	1,1	9,4
Disponibilidad (%)	91,9	91,7	98,8	100,0	92,3	94,9	90,6	84,0

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

COMPARACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA EN B.C. CON LA
INDISPONIBILIDAD DIARIA DEL EQUIPO TÉRMICO





04

RÉGIMEN ESPECIAL

SISTEMA PENINSULAR

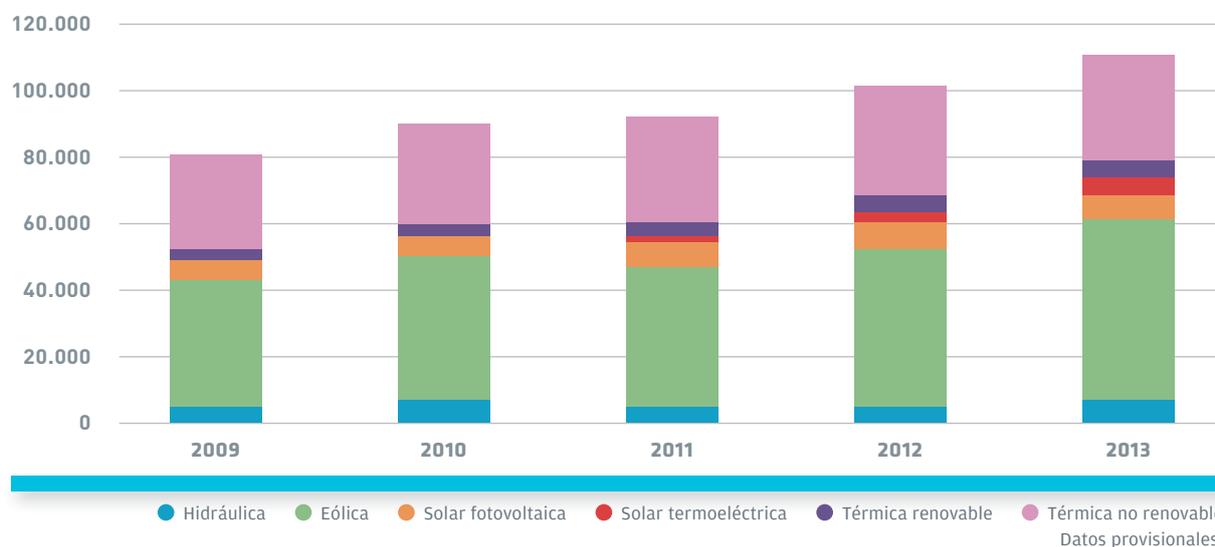


58

Gráfico de evolución de la energía adquirida al régimen especial
Evolución de la energía adquirida al régimen especial

59

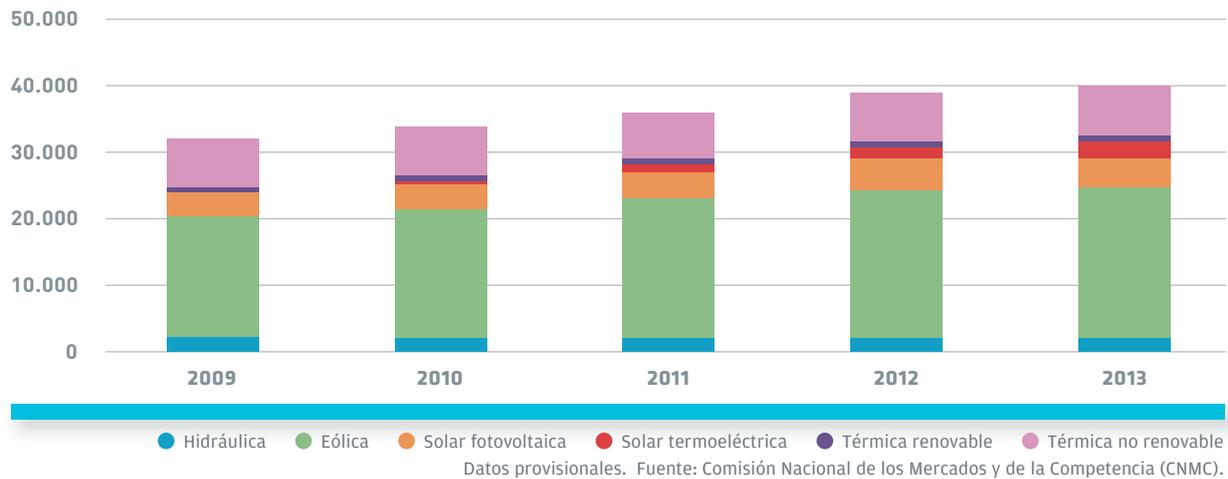
Gráfico de evolución de la potencia instalada del régimen especial
Evolución de la potencia instalada del régimen especial

GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL — GWh

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL — GWh

	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Hidráulica	5.454	6.824	5.294	4.645	7.099	52,8
Eólica	37.889	43.208	42.105	48.140	54.338	12,9
Solar fotovoltaica	5.829	6.140	7.092	7.830	7.915	1,1
Solar termoeléctrica	130	692	1.832	3.444	4.442	29,0
Térmica renovable	3.044	3.172	4.285	4.746	5.064	6,7
Térmica no renovable	28.466	30.789	32.051	33.493	31.989	-4,5
Total	80.811	90.825	92.660	102.298	110.846	8,4

Datos provisionales.

GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ESPECIAL



EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ESPECIAL

	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Hidráulica	2.022	2.036	2.042	2.042	2.102	2,9
Eólica	18.723	19.569	21.026	22.617	22.854	1,0
Solar fotovoltaica	3.250	3.654	4.057	4.320	4.422	2,4
Solar termoeléctrica	232	532	999	1.950	2.300	17,9
Térmica renovable	741	780	884	970	975	0,5
Térmica no renovable	7.001	7.124	7.200	7.160	7.089	-1,0
Total	31.969	33.694	36.207	39.058	39.741	1,7

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

05

OPERACIÓN DEL SISTEMA

SISTEMA PENINSULAR

62

Componentes del precio final medio.
Demanda nacional
Precio final medio y energía.
Demanda nacional

63

Repercusión de los servicios de ajuste
del sistema en el precio final medio
Evolución del precio final medio.
Demanda nacional

64

Energía y precios medios ponderados
en el mercado diario
Mercado diario. Precio medio
ponderado diario y energía

65

Energía y precios medios ponderados
en el mercado intradiario
Energía gestionada en los servicios
de ajuste del sistema peninsular

66

Energía gestionada en los servicios
de ajuste del sistema peninsular
respecto a la demanda nacional
Resolución de restricciones por
garantía de suministro

67

Resolución de restricciones técnicas
Resolución de restricciones técnicas.
Precios medios ponderados y energías

68

Resolución de restricciones técnicas.
Desglose por tipo de restricciones
Resolución de restricciones técnicas.
Desglose por tecnologías. Total anual

69

Reserva de potencia adicional a
subir asignada
Mercados de servicios de ajuste.
Energía gestionada



70

Regulación secundaria
Banda de regulación secundaria. Precios medios ponderados y banda media

71

Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías
Regulación secundaria. Precios medios ponderados y energías

72

Regulación terciaria
Regulación terciaria. Precios medios ponderados y energías

73

Regulación terciaria. Desglose por tecnologías. Total anual
Gestión de desvíos

74

Gestión de desvíos. Precios medios ponderados y energías
Gestión de desvíos. Desglose por tecnologías. Total anual

75

Restricciones en tiempo real
Restricciones en tiempo real. Precios medios ponderados y energías

76

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

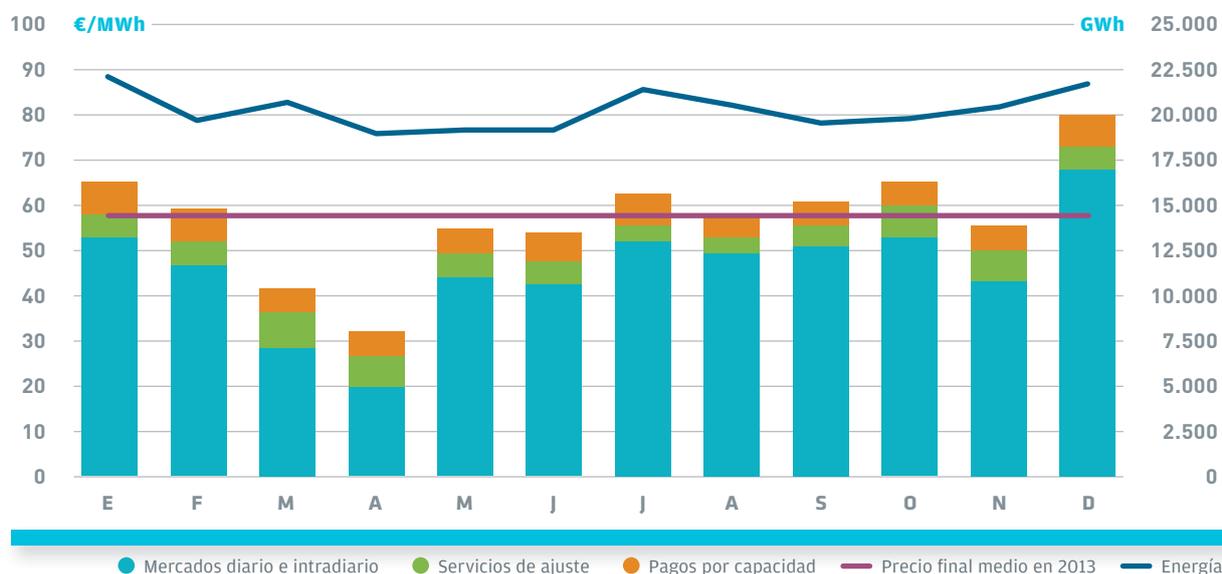
77

Precio del desvío en relación al precio del mercado diario
Horas de desvíos contrarios al sistema

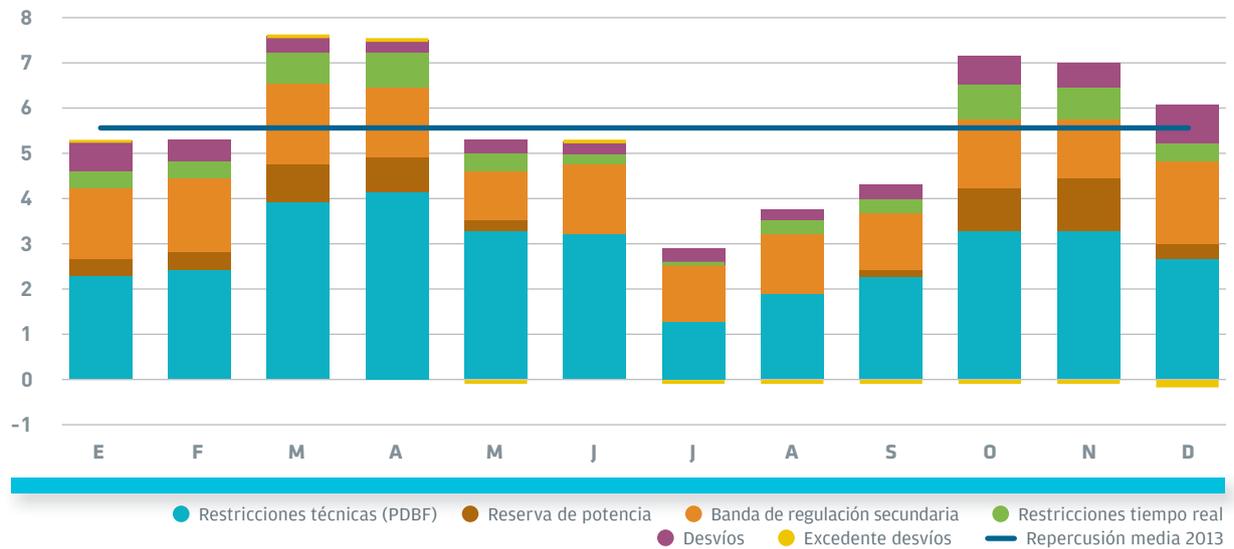
COMPONENTES DEL PRECIO FINAL MEDIO. DEMANDA NACIONAL — €/MWh
(SUMINISTRO ÚLTIMO RECURSO + CONTRATACIÓN LIBRE)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	%13/12
Mercado diario	53,21	46,90	28,41	19,33	44,15	42,13	52,25	48,98	51,58	52,73	43,47	67,40	46,20	-5,5
Mercado intradiario	-0,01	-0,08	-0,11	-0,02	-0,09	-0,14	0,02	-0,02	-0,02	-0,16	-0,04	-0,03	-0,06	36,6
Servicios de ajuste del sistema	5,21	5,29	7,57	7,53	5,21	5,23	2,86	3,72	4,18	7,02	6,90	5,94	5,54	19,1
Restricciones técnicas (PDBF)	2,27	2,42	3,88	4,16	3,30	3,20	1,28	1,88	2,25	3,27	3,28	2,68	2,80	32,8
Reserva de potencia (1)	0,39	0,42	0,84	0,76	0,19	0,00	0,00	0,05	0,21	0,94	1,19	0,33	0,44	-
Banda de regulación secundaria	1,55	1,56	1,81	1,48	1,08	1,51	1,24	1,26	1,21	1,51	1,26	1,78	1,44	4,8
Restricciones tiempo real	0,40	0,41	0,64	0,77	0,43	0,25	0,10	0,31	0,29	0,83	0,70	0,38	0,46	-5,7
Desvíos	0,57	0,48	0,31	0,23	0,25	0,22	0,30	0,28	0,32	0,57	0,56	0,93	0,43	47,1
Excedente desvíos	0,03	0,00	0,09	0,13	-0,04	0,05	-0,06	-0,06	-0,10	-0,10	-0,09	-0,16	-0,03	-118,9
Pagos por capacidad	7,09	6,95	5,71	5,46	5,36	6,13	7,29	4,69	5,36	5,33	5,45	6,94	6,01	-1,6
Precio final 2013	65,50	59,06	41,58	32,30	54,63	53,35	62,42	57,37	61,10	64,92	55,78	80,25	57,69	-3,2
Precio final 2012	63,85	66,22	59,23	53,41	53,71	63,72	61,29	58,84	58,32	59,76	57,06	57,79	59,57	

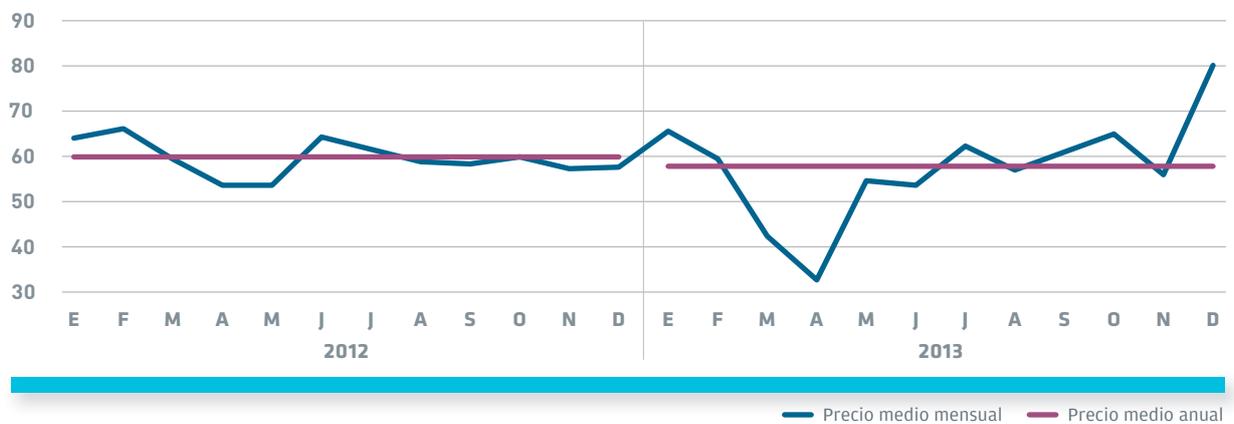
Nota: Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.
(1) Proceso iniciado para la programación el 11/05/2012.

PRECIO FINAL MEDIO Y ENERGÍA. DEMANDA NACIONAL
(SUMINISTRO ÚLTIMO RECURSO + CONTRATACIÓN LIBRE)

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA EN EL PRECIO FINAL MEDIO — €/MWh



EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL MEDIO. DEMANDA NACIONAL (SUMINISTRO ÚLTIMO RECURSO + CONTRATACIÓN LIBRE) — €/MWh

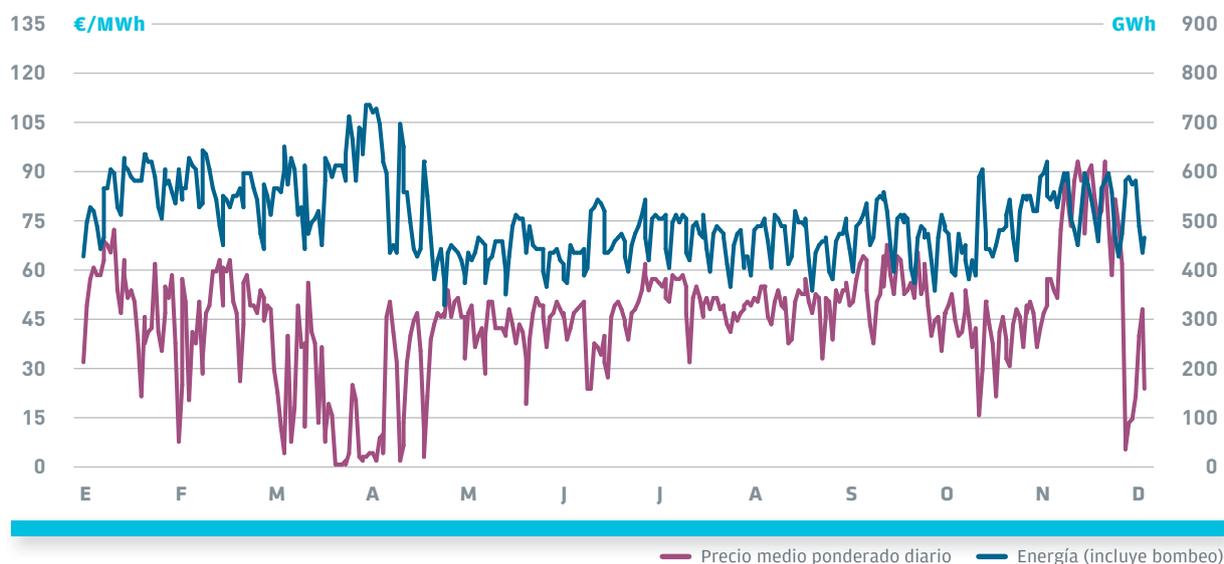


ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS PONDERADOS EN EL MERCADO DIARIO

	ENERGÍA (+) (GWh)	PRECIO (€/MWh)		
		MÍNIMO HORARIO	MEDIO MENSUAL	MÁXIMO HORARIO
Enero	17.443	0,00	52,16	87,54
Febrero	15.888	0,00	45,44	90,00
Marzo	17.292	0,00	24,69	90,00
Abril	18.002	0,00	15,86	90,00
Mayo	13.422	16,70	43,91	72,50
Junio	13.405	0,00	40,81	57,25
Julio	14.772	11,50	52,26	68,69
Agosto	14.316	20,00	49,05	62,80
Septiembre	14.083	1,00	51,40	72,00
Octubre	14.542	1,00	52,79	79,99
Noviembre	15.284	0,00	42,51	72,08
Diciembre	16.699	0,00	65,03	112,00
Anual	185.148	0,00	44,33	112,00

(*) Incluye bombeo.

MERCADO DIARIO. PRECIO MEDIO PONDERADO DIARIO Y ENERGÍA



ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS PONDERADOS EN EL MERCADO INTRADIARIO

	VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	ENERGÍA (1) (2) (GWh)	PRECIO (€/MWh)	
			MEDIO MENSUAL	MÁXIMO HORARIO
Enero	3.148	937	52,92	95,04
Febrero	2.819	1.040	45,84	84,77
Marzo	2.981	997	28,43	80,31
Abril	2.497	758	21,55	79,20
Mayo	2.777	1.227	42,11	66,00
Junio	2.744	1.492	40,79	65,00
Julio	2.885	614	52,88	100,00
Agosto	2.966	1.044	48,89	76,00
Septiembre	2.816	942	51,61	80,00
Octubre	3.261	1.483	49,91	75,99
Noviembre	3.112	1.291	44,79	93,00
Diciembre	2.571	847	64,82	130,00
Anual	34.577	12.672	45,51	130,00

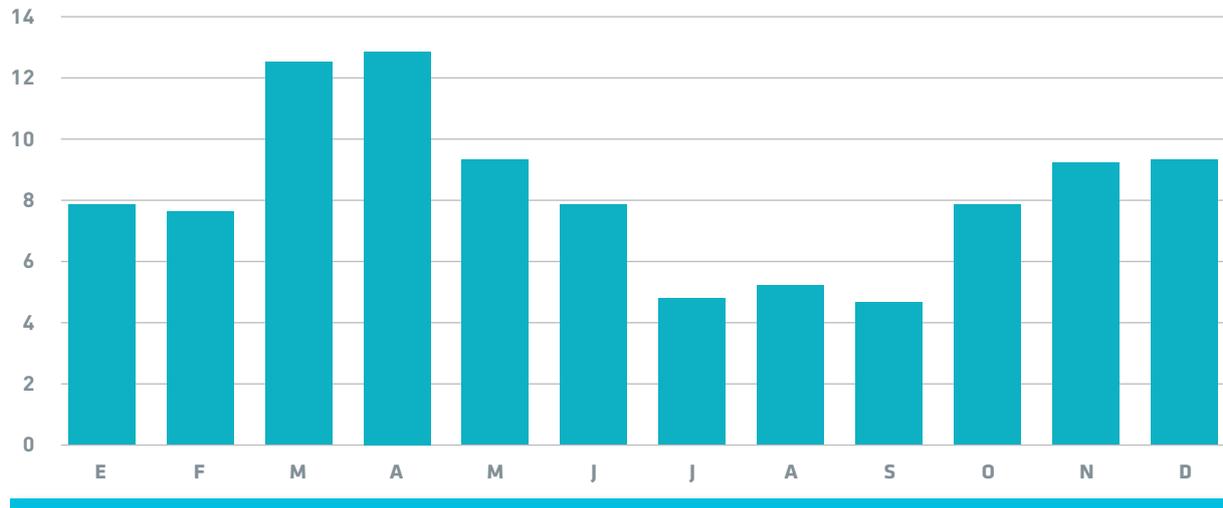
(1) Incluye bombeo. (2) Resultado neto negociado de la energía de las unidades de producción.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA PENINSULAR (1) GWh

	2012		2013		% 13/12	
	A SUBIR	A BAJAR	A SUBIR	A BAJAR	A SUBIR	A BAJAR
Restricciones por garantía suministro (2)	12.008	-	4.085	-	-66,0	-
Restricciones técnicas (PDBF) (3)	6.162	61	7.240	193	17,5	217,6
Regulación secundaria	1.510	1.262	1.806	1.070	19,5	-15,2
Regulación terciaria	2.992	2.330	3.330	1.812	11,3	-22,3
Gestión de desvíos	2.658	1.232	2.347	905	-11,7	-26,5
Restricciones en tiempo real (4)	635	484	558	1.701	-12,1	251,6
Energía total gestionada	31.335		25.048		-20,1	

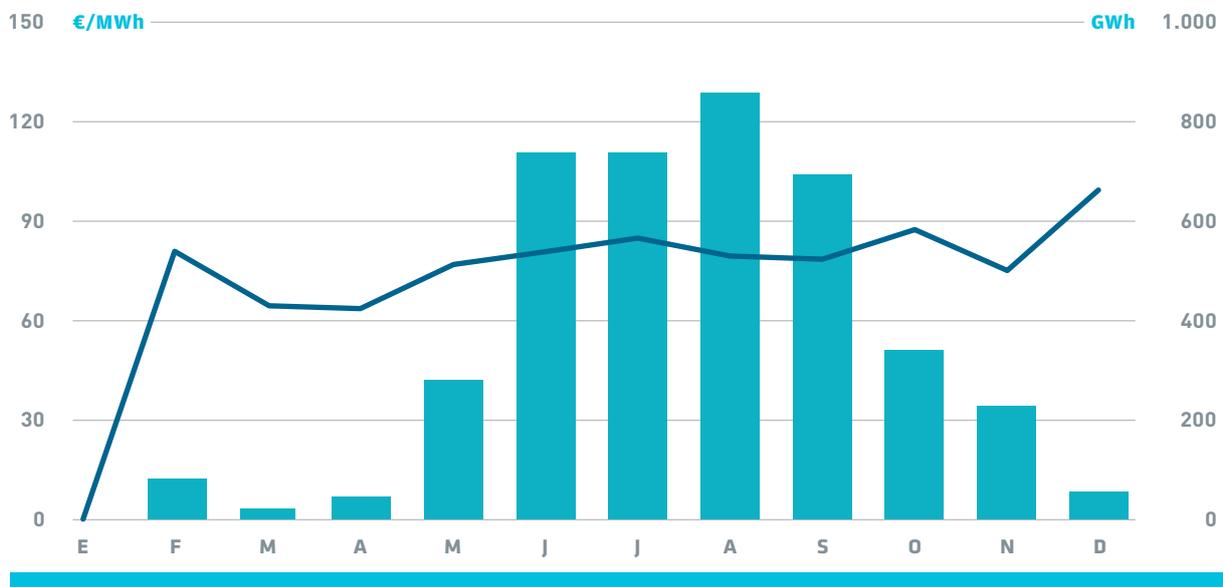
(1) No incluye reserva de potencia y banda de regulación secundaria. (2) Energía incrementada en la fase 1 de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (3) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de resolución de restricciones técnicas del PDBF (P.O.3.2). (4) Incluye los redespachos de energía del enlace Sistema eléctrico peninsular-Sistema eléctrico balear.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA PENINSULAR RESPECTO A LA DEMANDA NACIONAL (SUMINISTRO ÚLTIMO RECURSO + CONTRATACIÓN LIBRE) %



Nota: No incluye restricciones por garantía de suministro.

RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO (1)



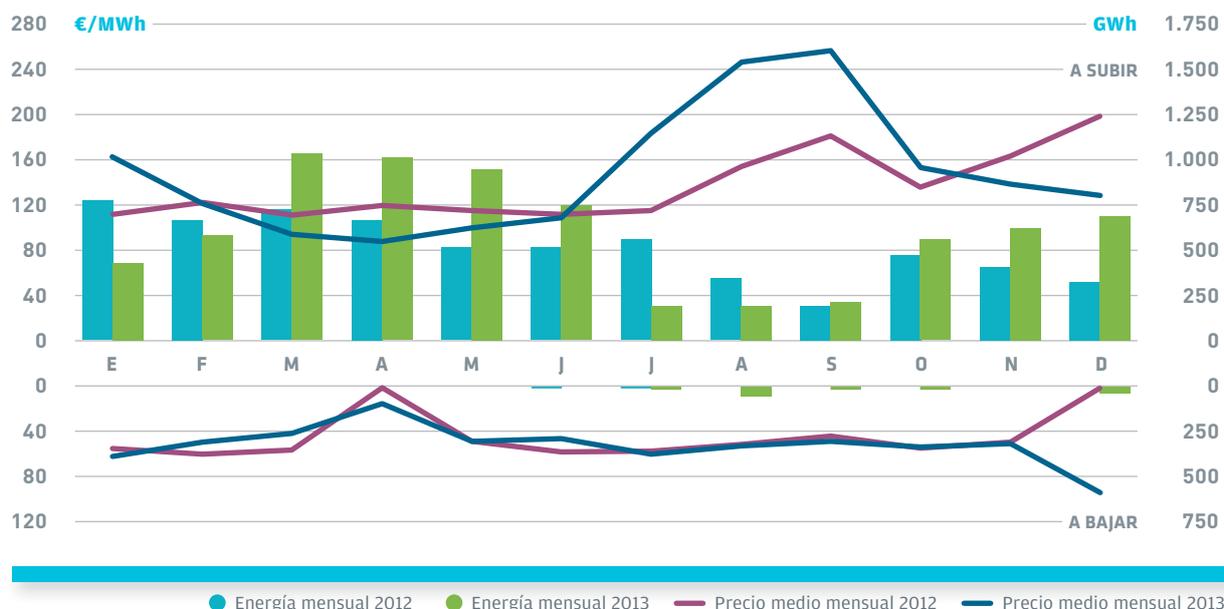
● Energía mensual — Precio medio ponderado mensual (2)

(1) Energía incrementada en la fase 1 de resolución de restricciones por garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010).
(2) Calculado sobre la base del coste de la liquidación del proceso de restricciones de garantía de suministro dividido entre la energía programada por restricciones de garantía de suministro.

RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF) Fase I

	ENERGÍA A SUBIR			ENERGÍA A BAJAR		
	ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)		ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)	
		MEDIO PONDERADO	MÁXIMO		MEDIO PONDERADO	MÁXIMO
Enero	423	166,87	15.200,00	5	63,10	82,09
Febrero	578	124,28	9.980,00	1	49,71	63,00
Marzo	1.035	96,75	147,37	2	42,35	69,00
Abril	1.006	90,72	126,12	0	14,16	50,13
Mayo	944	102,42	157,17	1	49,05	59,10
Junio	763	111,74	191,81	6	47,64	57,25
Julio	202	186,85	2.985,46	28	59,86	68,69
Agosto	199	246,60	6.077,63	57	54,28	62,80
Septiembre	211	257,13	7.868,00	26	49,74	71,55
Octubre	563	156,80	6.151,22	23	54,29	79,99
Noviembre	630	142,72	3.549,48	2	49,88	68,50
Diciembre	685	129,52	9.511,31	42	94,58	110,00
Anual	7.240	127,61	15.200,00	193	62,94	110,00

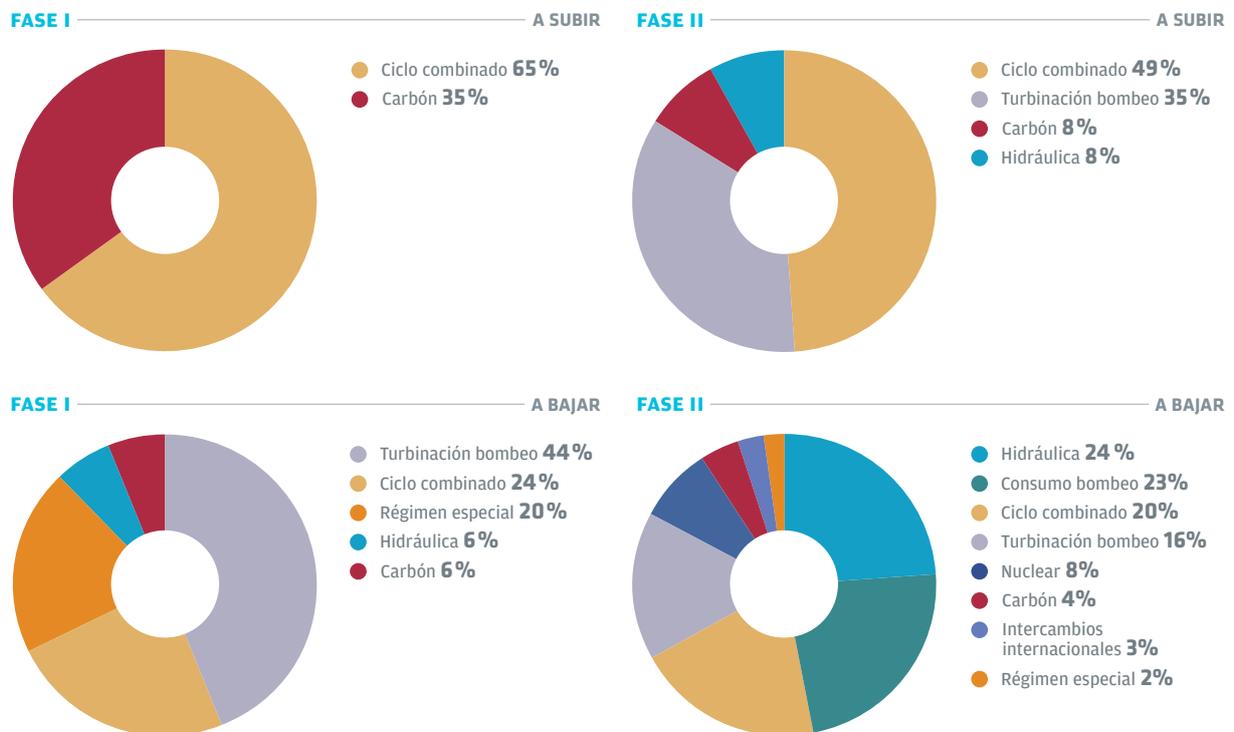
RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF).
PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS



RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF). DESGLOSE POR TIPO DE RESTRICCIONES



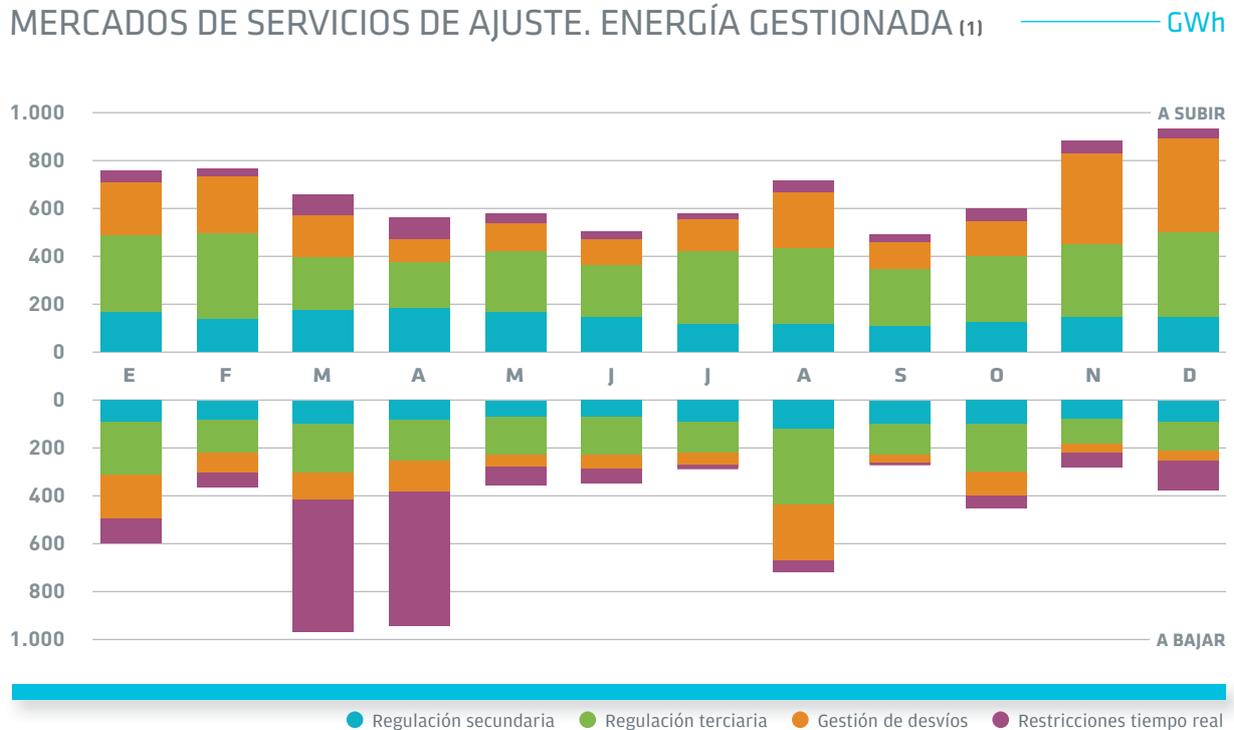
RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF). DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL



RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR ASIGNADA



MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE. ENERGÍA GESTIONADA (1)

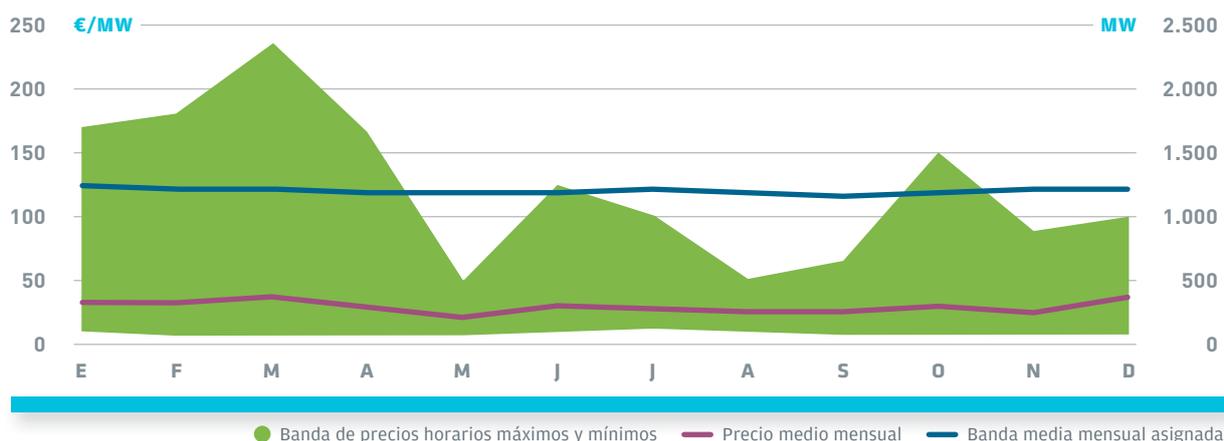


(1) No incluye restricciones por garantía de suministro ni restricciones técnicas (PDBF).

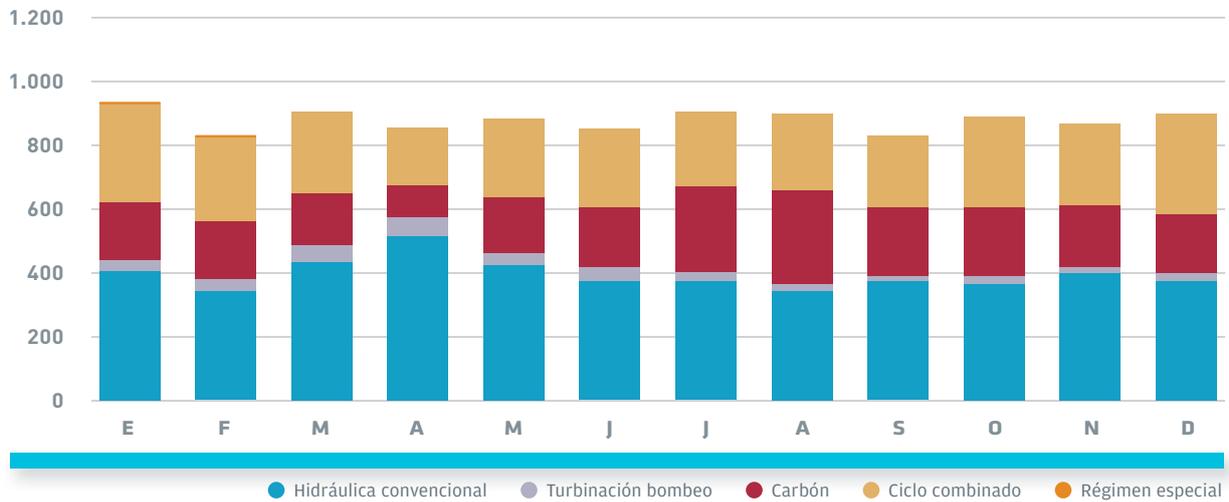
REGULACIÓN SECUNDARIA

	BANDA					ENERGÍA					
	POTENCIA MEDIA (MW)			PRECIO (€/MW)		A SUBIR			A BAJAR		
	A SUBIR	A BAJAR	TOTAL	MEDIO PONDERADO	MÁXIMO	PRECIO (€/MWh)	ENERGÍA (GWh)	MÁXIMO	PRECIO (€/MWh)	ENERGÍA (GWh)	MÁXIMO
Enero	722	529	1.252	32,42	170,39	172	58,93	141,48	94	35,44	180,00
Febrero	703	527	1.230	32,67	181,04	146	53,96	114,30	81	30,16	73,96
Marzo	698	517	1.215	36,43	237,00	177	33,56	180,01	98	12,89	76,01
Abril	679	505	1.184	28,52	166,00	192	31,20	96,94	86	10,30	180,30
Mayo	679	506	1.185	20,78	50,00	170	49,69	82,72	77	24,81	60,00
Junio	677	506	1.183	30,35	125,00	149	47,04	80,46	78	23,98	56,00
Julio	698	520	1.218	26,83	100,00	125	56,27	113,60	88	35,69	180,00
Agosto	694	510	1.203	26,29	51,50	126	52,07	115,40	93	33,57	180,32
Septiembre	666	492	1.158	25,43	64,90	112	53,20	113,70	101	33,01	74,61
Octubre	686	506	1.191	30,12	150,00	133	52,43	180,30	102	30,10	73,90
Noviembre	698	509	1.207	26,11	90,00	154	50,48	180,30	84	27,96	70,33
Diciembre	696	516	1.212	38,19	100,43	150	77,20	135,00	88	44,96	110,00
Anual	691	512	1.203	29,55	237,00	1.806	50,55	180,30	1.070	28,66	180,32

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

BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA.
PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y BANDA MEDIA

TOTAL MENSUAL DE BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA ASIGNADA. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS



REGULACIÓN SECUNDARIA. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS

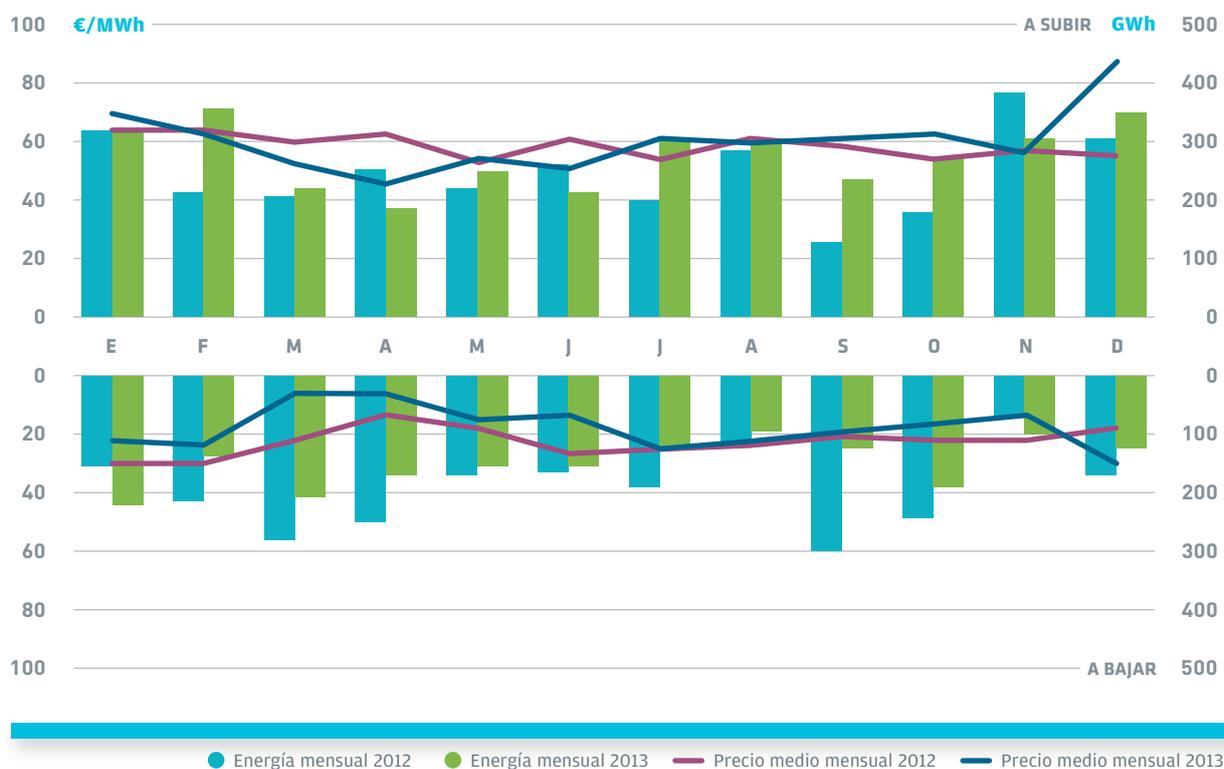


REGULACIÓN TERCIARIA

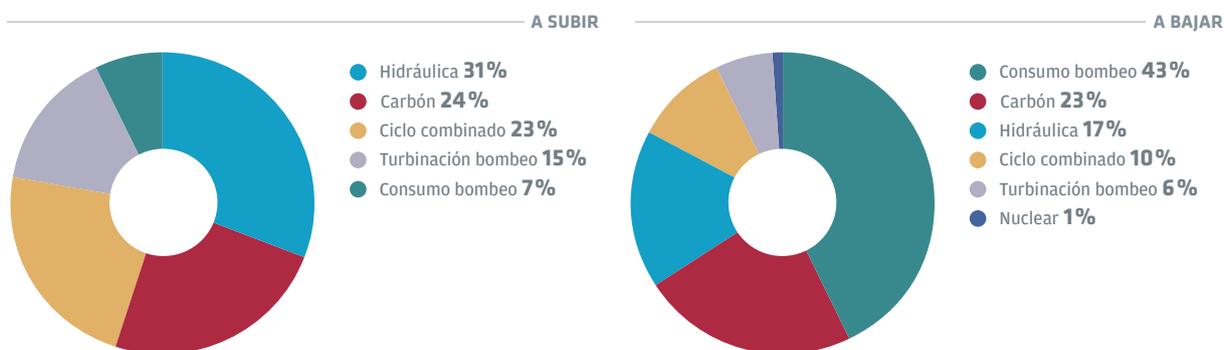
	ENERGÍA (1) (GWh)	ENERGÍA A SUBIR		ENERGÍA (1) (GWh)	ENERGÍA A BAJAR	
		PRECIO (€/MWh)			PRECIO (€/MWh)	
		MEDIO (2)	MÁXIMO		MEDIO (3)	MÁXIMO
Enero	321	70,84	140,00	221	22,07	72,57
Febrero	358	62,90	98,92	135	23,06	50,40
Marzo	221	53,13	98,12	209	6,44	45,00
Abril	187	46,03	120,42	171	5,35	39,70
Mayo	252	54,03	82,47	154	14,18	41,00
Junio	216	51,64	91,33	152	13,48	48,20
Julio	299	61,16	125,00	130	24,87	75,00
Agosto	307	60,83	115,00	94	22,70	49,00
Septiembre	235	61,54	110,12	126	19,70	50,00
Octubre	274	63,06	120,00	193	15,91	57,00
Noviembre	306	56,85	121,00	103	13,02	55,00
Diciembre	354	89,50	133,33	125	30,13	97,90
Anual	3.330	62,51	140,00	1.812	16,83	97,90

(1) Incluye energía de regulación terciaria de emergencia. (2) Precio medio ponderado de venta. (3) Precio medio ponderado de recompra.

REGULACIÓN TERCIARIA. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS



REGULACIÓN TERCIARIA. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL

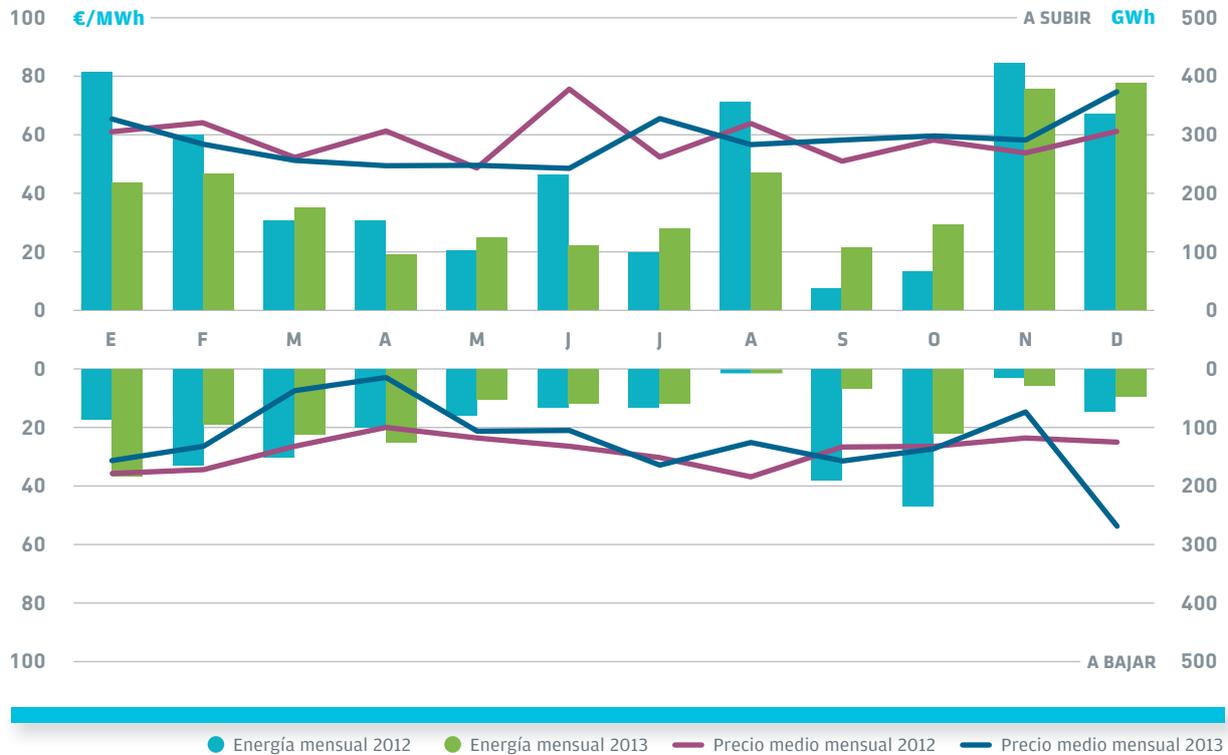


GESTIÓN DE DESVÍOS

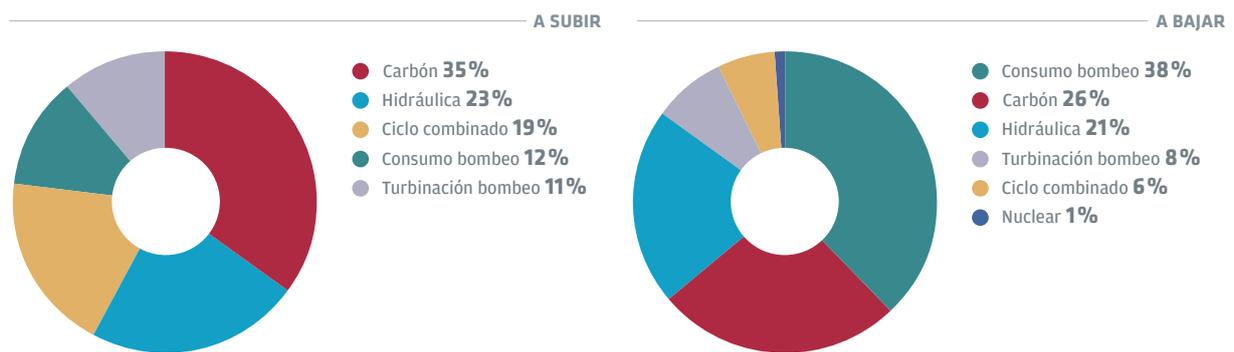
	ENERGÍA (GWh)	ENERGÍA A SUBIR		ENERGÍA A BAJAR		
		PRECIO (€/MWh)		PRECIO (€/MWh)		
		MEDIO (1)	MÁXIMO	MEDIO (2)	MÁXIMO	
Enero	219	65,48	118,00	182	31,27	67,07
Febrero	231	56,20	90,28	91	25,87	60,00
Marzo	173	51,28	91,13	112	6,83	46,00
Abril	92	50,20	200,00	124	2,61	32,49
Mayo	121	49,87	79,00	51	21,56	40,00
Junio	113	47,48	62,00	59	20,48	43,20
Julio	141	65,34	175,00	58	32,20	47,10
Agosto	235	56,85	83,33	10	25,37	42,00
Septiembre	113	58,78	100,00	34	31,33	54,00
Octubre	146	60,29	111,15	110	27,17	66,11
Noviembre	374	58,26	127,50	29	14,11	47,12
Diciembre	387	74,74	127,21	44	53,57	104,00
Anual	2.347	60,10	200,00	905	22,55	104,00

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

GESTIÓN DE DESVÍOS. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS



GESTIÓN DE DESVÍOS. DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL

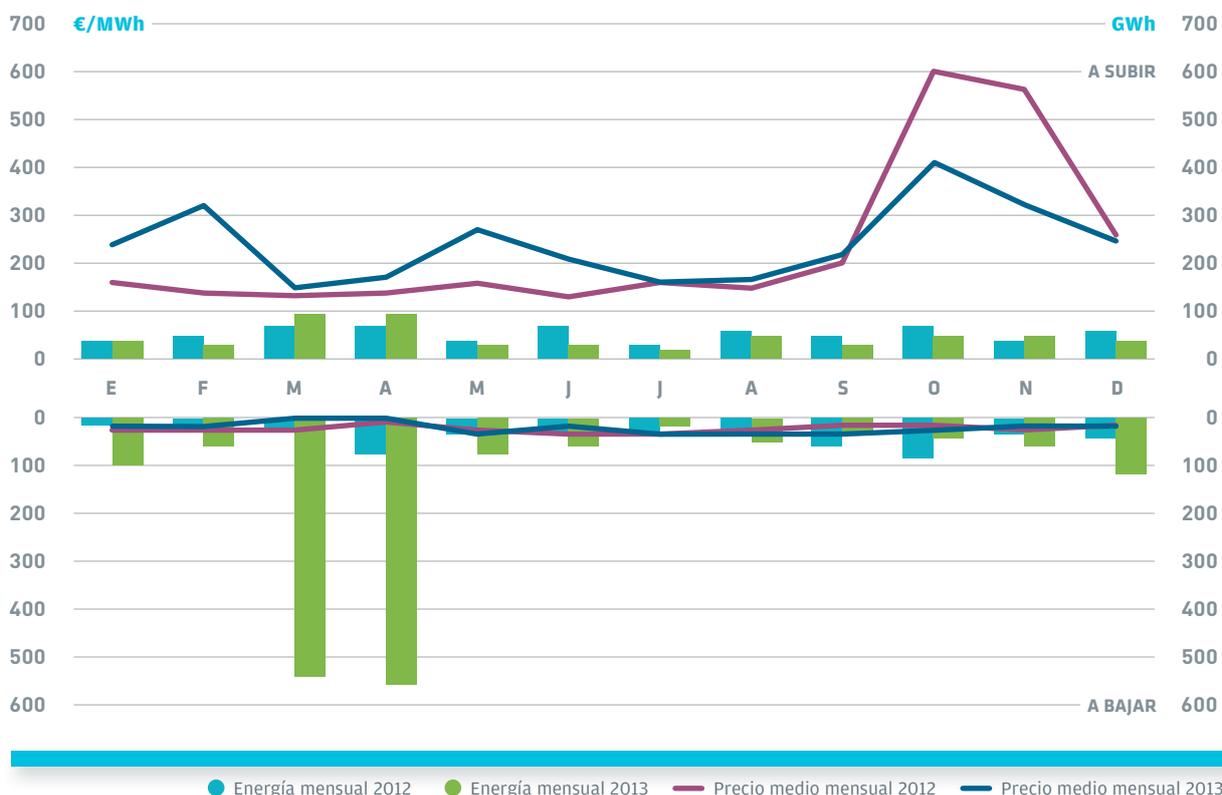


RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL

	ENERGÍA (1) (GWh)	ENERGÍA A SUBIR		ENERGÍA (1) (GWh)	ENERGÍA A BAJAR	
		PRECIO (€/MWh)			PRECIO (€/MWh)	
		MEDIO (2)	MÁXIMO		MEDIO (3)	MÁXIMO
Enero	41	239,78	1.962,39	99	16,74	62,83
Febrero	30	319,69	1.772,70	58	18,98	75,65
Marzo	93	151,04	5.234,25	545	1,53	52,26
Abril	95	168,84	3.800,17	560	1,38	67,34
Mayo	34	275,07	2.905,05	76	30,67	53,20
Junio	27	208,80	3.216,33	62	19,95	53,89
Julio	17	160,35	4.143,36	14	31,37	66,52
Agosto	48	175,68	1.387,81	51	34,29	60,20
Septiembre	35	222,71	1.455,86	13	31,34	69,69
Octubre	46	416,81	2.878,90	45	28,05	64,10
Noviembre	53	320,91	2.304,61	61	19,60	60,00
Diciembre	41	251,05	2.423,93	118	17,22	100,10
Anual	558	231,94	5.234,25	1.701	8,82	100,10

(1) Incluye los redespachos de energía del enlace Sistema eléctrico peninsular-Sistema eléctrico balear.
(2) Precio medio ponderado de venta. (3) Precio medio ponderado de recompra.

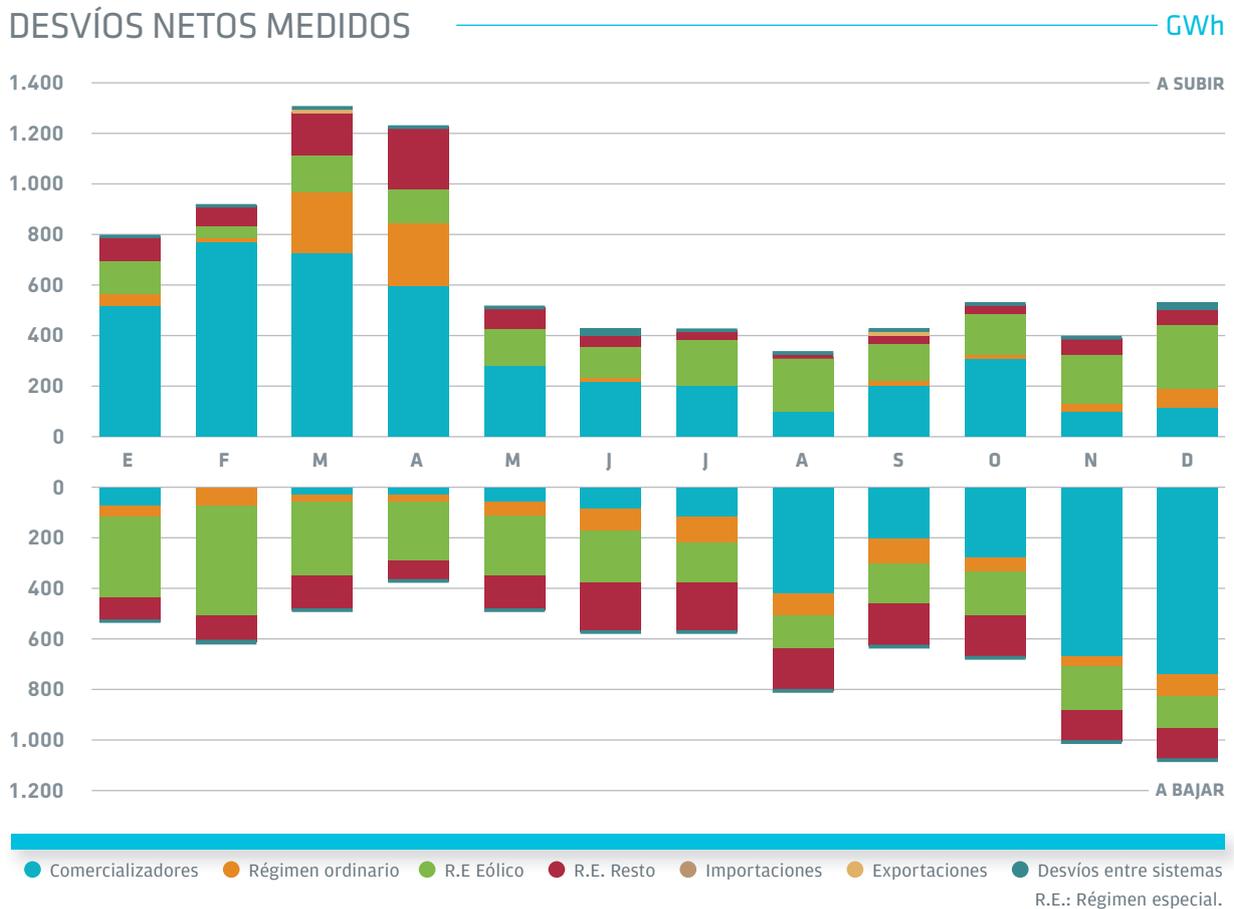
RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS Y ENERGÍAS



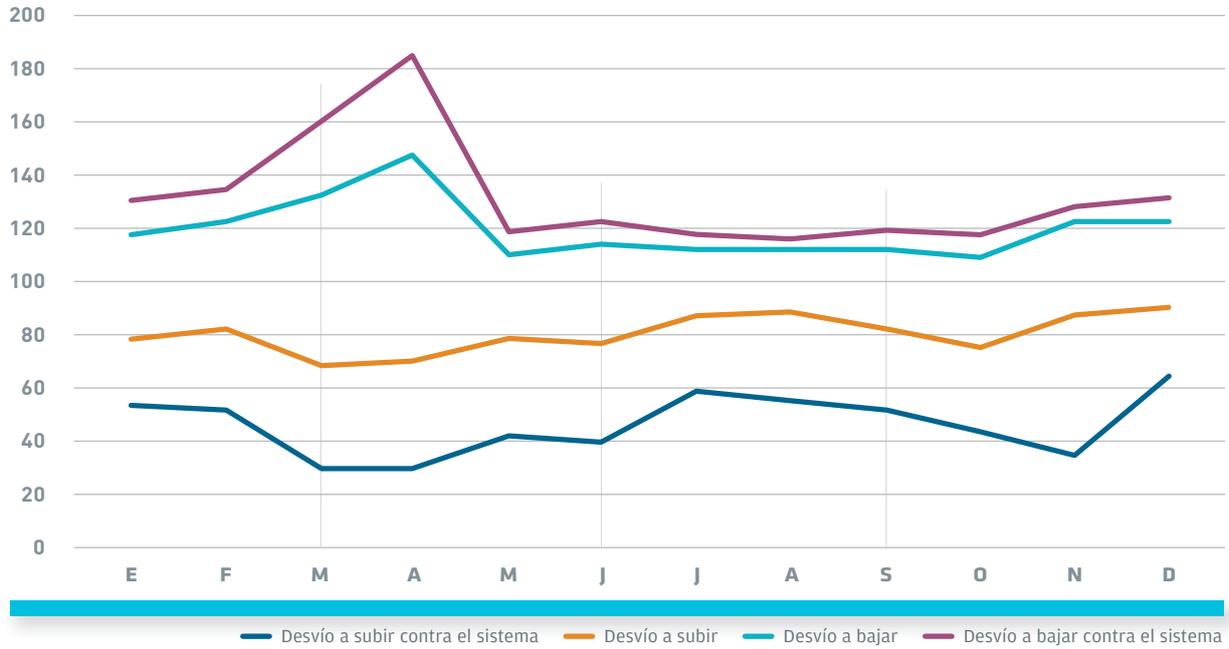
DESVÍOS NETOS MEDIDOS. PRECIOS MEDIOS PONDERADOS MENSUALES Y ENERGÍA NETA DE LOS MERCADOS DE BALANCE

	ENERGÍA A SUBIR		ENERGÍA A BAJAR	
	ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)	ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)
Enero	801	39,66	539	59,14
Febrero	912	37,20	625	54,95
Marzo	1.307	17,76	492	34,55
Abril	1.235	12,65	377	26,70
Mayo	519	33,90	497	48,44
Junio	421	31,69	577	46,61
Julio	430	45,02	583	57,76
Agosto	343	43,07	810	53,85
Septiembre	422	41,03	638	56,00
Octubre	536	38,94	684	56,55
Noviembre	403	36,66	1.010	50,94
Diciembre	530	57,72	1.075	77,91
Anual	7.861	36,28	7.908	51,95

DESVÍOS NETOS MEDIDOS



PRECIO DEL DESVÍO EN RELACIÓN AL PRECIO DEL MERCADO DIARIO — %



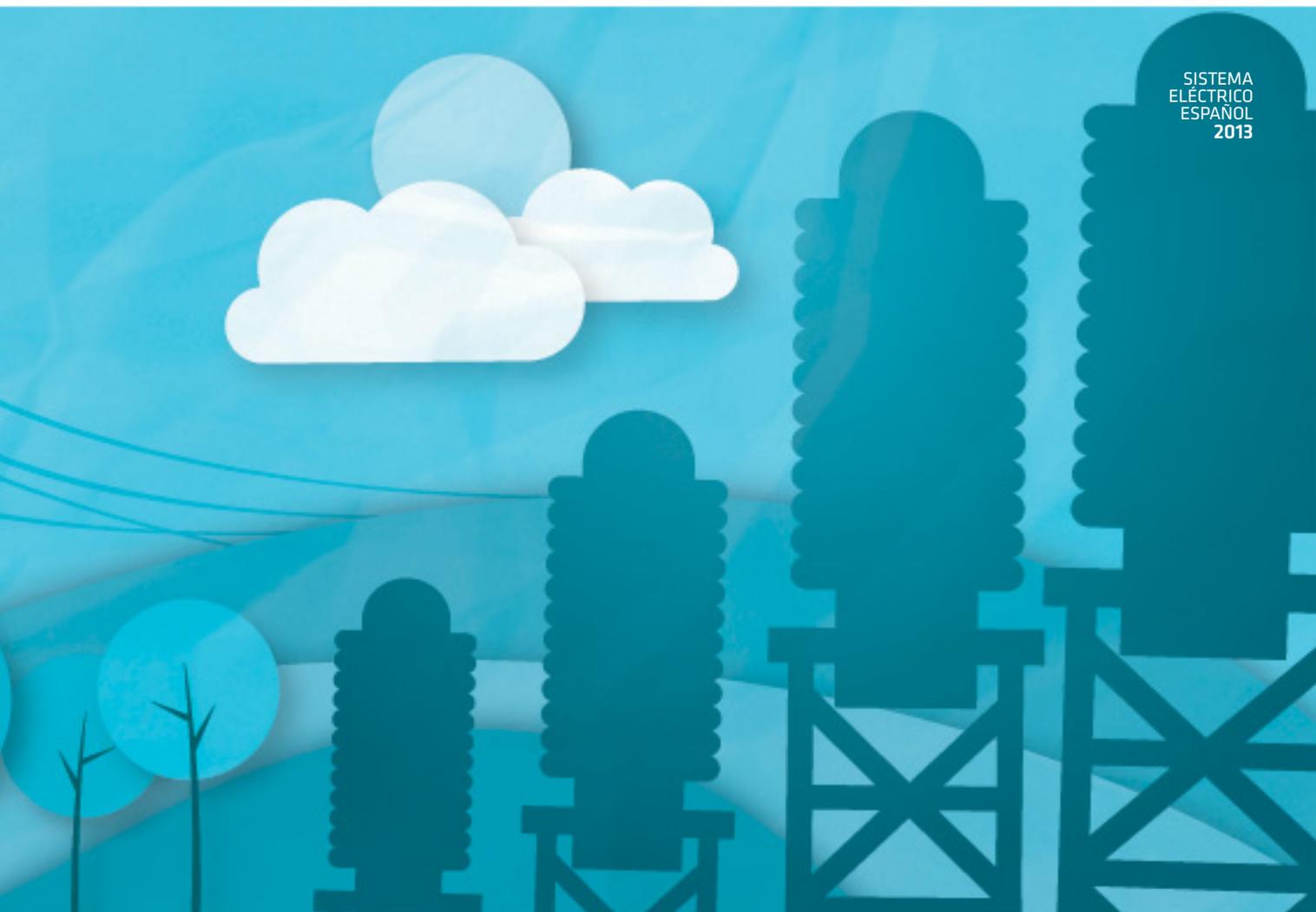
HORAS DE DESVÍOS CONTRARIOS AL SISTEMA — %



06

RED DE TRANSPORTE

SISTEMA PENINSULAR



80

Evolución del sistema de transporte y transformación

Líneas de transporte a 400 kV puestas en servicio en el 2013

81

Líneas de transporte a 220 kV puestas en servicio en el 2013

82

Aumento de la capacidad de líneas en el 2013

Parques puestos en servicio en el 2013

83

Transformadores inventariados en el 2013

Evolución de la red de transporte de 400 y \leq 220 kV

84

Gráfico de evolución de la red de transporte de 400 y \leq 220 kV

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

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN

		2009	2010	2011	2012	2013
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	18.019	18.792	19.671	20.109	20.641
	Otras empresas	38	0	0	0	0
	Total	18.056	18.792	19.671	20.109	20.641
km de circuito ≤ 220 kV	Red Eléctrica	16.806	17.291	17.891	18.313	18.557
	Otras empresas	501	109	109	109	109
	Total	17.307	17.401	18.001	18.422	18.667
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	65.547	66.596	68.996	74.296	76.571
	Otras empresas	800	0	0	0	0
	Total	66.347	66.596	68.996	74.296	76.571

LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 kV PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2013

LÍNEA	EMPRESA	N.º CIRCUITOS	km	CAPACIDAD DE TRANSPORTE (MVA) (*)
E/ S Grado L/ Soto-Tabiella	Red Eléctrica	2	13,5	1.812
E/ S Muniesa L/ Fuendetodos-Mezquita	Red Eléctrica	1	0,6	2.441
L/ Abanto-L/ Penagos-Güeñes	Red Eléctrica	4	40,3	2.441
L/ Almaraz-San Serván	Red Eléctrica	2	285,4	2.441
L/ Penagos-Güeñes	Red Eléctrica	2	5,1	2.441
L/ Salas-Grado	Red Eléctrica	2	54,7	2.441
L/ San Serván-Brovaes	Red Eléctrica	2	132,5	2.441
Total			532,1	

(*) Capacidad del conductor indicada en el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 kV PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2013

LÍNEA	EMPRESA	N.º CIRCUITOS	km	CAPACIDAD DE TRANSPORTE (MVA) (*)
E/ S Aldaia L/ La Eliana-Torrente (S)	Red Eléctrica	2	1,3	551
E/ S Novelda L/ Bnejama-Petrel	Red Eléctrica	2	0,5	800
E/ S Novelda L/ Bnejama-Petrel (S)	Red Eléctrica	2	1,5	544
E/ San Sebastián de los Reyes	Red Eléctrica	2	4,7	894
E/ San Sebastián de los Reyes (S)	Red Eléctrica	1	0,9	894
E/ S Villaviciosa L/ Boadilla-Lucero	Red Eléctrica	2	0,1	894
L/ Aljarafe-Rocío	Red Eléctrica	2	117,8	894
L/ Atios-Montouto	Red Eléctrica	1	24,0	437
L/ Brovales-Balboa	Red Eléctrica	1	1,0	894
L/ Costa de la Luz-Onuba	Red Eléctrica	2	40,9	487
L/ Costa de la Luz-Onuba (S)	Red Eléctrica	2	0,2	404
L/ Gandía-Valle del Cárcer (antes Vilanova) con E/ S Valldigna	Red Eléctrica	2	40,9	437
L/ Gandía-Valle del Cárcer (antes Vilanova) con E/ S Valldigna (S)	Red Eléctrica	2	9,4	486
Reconfiguración parque San Sebastián de los Reyes (S)	Red Eléctrica	1	0,5	581
Tres Cantos GIS 220: alimentación a TR5 (S)	Red Eléctrica	1	0,2	508
Tres Cantos GIS 220: conexión a E/S de San Sebastián de los Reyes (S)	Red Eléctrica	1	0,2	620
Tres Cantos GIS 220: conexión a posición híbrida (S)	Red Eléctrica	1	0,2	598
Total			244,2	

(*) Capacidad del conductor indicada en el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

(S) Subterráneo. GIS (Gas Insulated Switchgear): subestación aislada en gas. TR: transformador.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS EN EL 2013

LÍNEA	TENSIÓN (kV)	km	AUMENTO DE CAPACIDAD (MVA) (*)
L/ Aldeadávila-Villarino	400	17,5	432
L/ Cartelle-Velle	220	26,8	105
L/ Constantí-Penedés/ Montblanc	220	83,6	185
L/ Parque Eólico do Sil-Trives	220	29,4	105
L/ San Esteban-San Pedro	220	8,5	105
Total		165,8	

(*) Capacidad del conductor indicada en el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

PARQUES PUESTOS EN SERVICIO EN EL 2013

PARQUE	EMPRESA	TENSIÓN kV
Grado	Red Eléctrica	400
Ludrio	Red Eléctrica	400
Muniesa	Red Eléctrica	400
Puebla de Guzmán	Red Eléctrica	400
San Serván	Red Eléctrica	400
Alcobendas	Red Eléctrica	220
Aldaia	Red Eléctrica	220
Algete	Red Eléctrica	220
Balsicas	Red Eléctrica	220
Brovaes	Red Eléctrica	220
Eiris	Red Eléctrica	220
El Fargue	Red Eléctrica	220
Gandía	Red Eléctrica	220
Gavarrot	Red Eléctrica	220
Polígono C	Red Eléctrica	220
San Serván	Red Eléctrica	220
Torrellano (Nueva Saladas)	Red Eléctrica	220
Villaverde GIS	Red Eléctrica	220

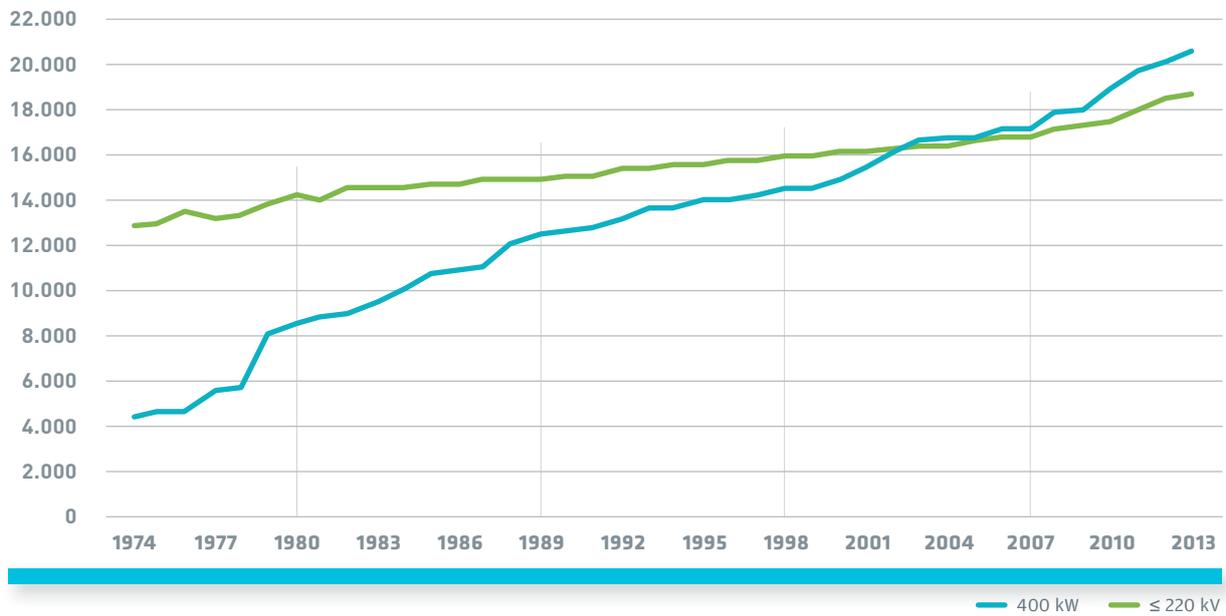
TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2013

SUBESTACIÓN	EMPRESA	TENSIÓN kV	TRANSFORMACIÓN	
			kV	MVA
Eliana	Red Eléctrica	400	400/ 220	75
La Serna	Red Eléctrica	400	400/ 220	600
San Serván	Red Eléctrica	400	400/ 220	600
Solórzano	Red Eléctrica	400	400/ 220	600
Trafos móviles	Red Eléctrica	400	400/ 220	400
Total				2.275

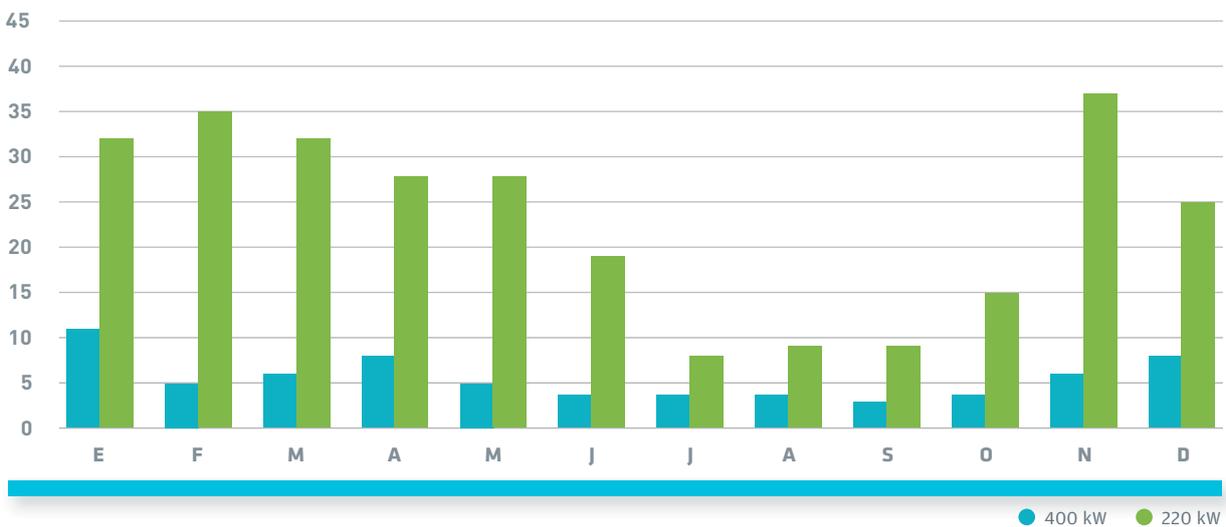
EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 kV ≤ Y 220 kV

AÑO	400 kV	≤ 220 kV	AÑO	400 kV	≤ 220 kV
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.586
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.629
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.734
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.776
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.401
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.001
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.422
1993	13.611	15.442	2013	20.641	18.667

GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 kV Y ≤ 220 kV km



LÍNEAS DE LA RED DE TRANSPORTE CON CARGA SUPERIOR AL 70% (1)



(1) Número de líneas que superan en algún momento el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.



07

CALIDAD DE SERVICIO

SISTEMA PENINSULAR



88

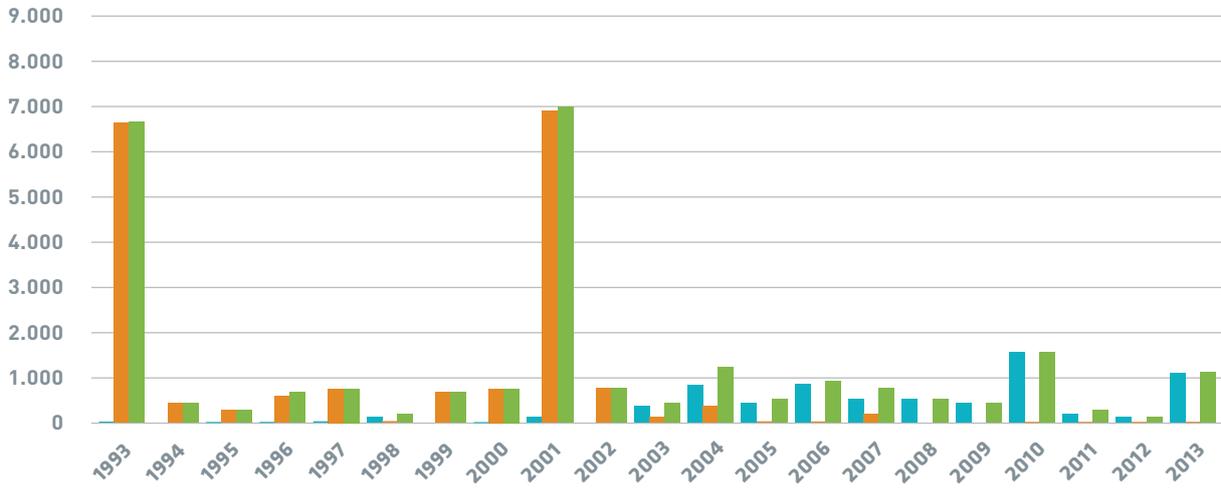
Energía no suministrada (ENS)
por incidencias en la red de transporte
Tiempo de interrupción medio (TIM)
por incidencias en la red de transporte

89

Evolución anual de la tasa de
indisponibilidad de la red de transporte
Evolución mensual de la tasa de
indisponibilidad de la red de transporte

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INCIDENCIAS EN LA RED DE TRANSPORTE

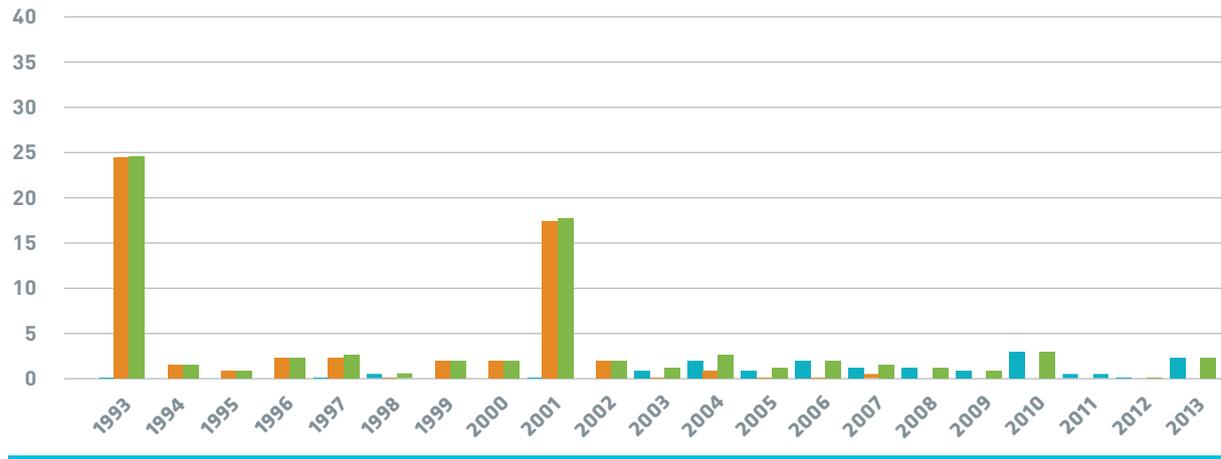
MWh



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

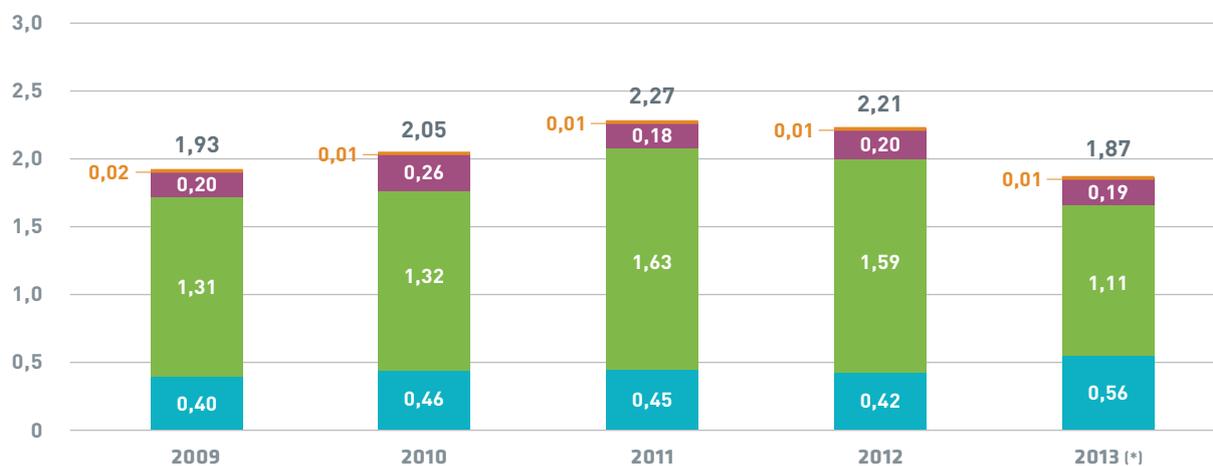
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM) POR INCIDENCIAS EN LA RED DE TRANSPORTE

minutos



(*) A partir del año 2003 los datos de Red Eléctrica incluyen los activos adquiridos a otras empresas.
Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema.

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE %



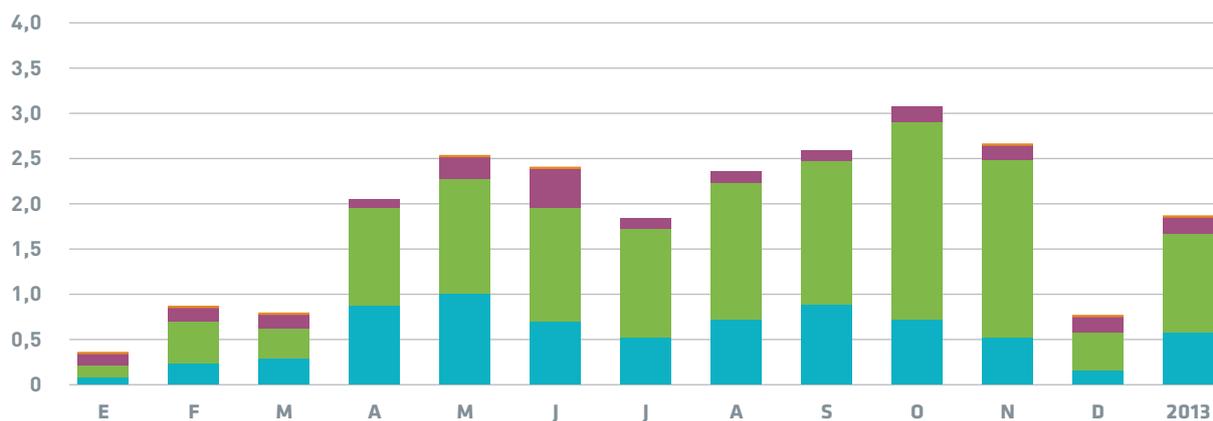
- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.
- Programada por causas ajenas al mantenimiento.
- No programada debido a mantenimiento correctivo.
- No programada debido a circunstancias fortuitas.

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE (*) %



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

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.

(*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

08

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

SISTEMA PENINSULAR

92

Evolución de las importaciones en los intercambios internacionales físicos
Evolución de las exportaciones en los intercambios internacionales físicos

93

Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
Mapa de intercambios internacionales físicos

94

Intercambios internacionales físicos
Intercambios internacionales programados

95

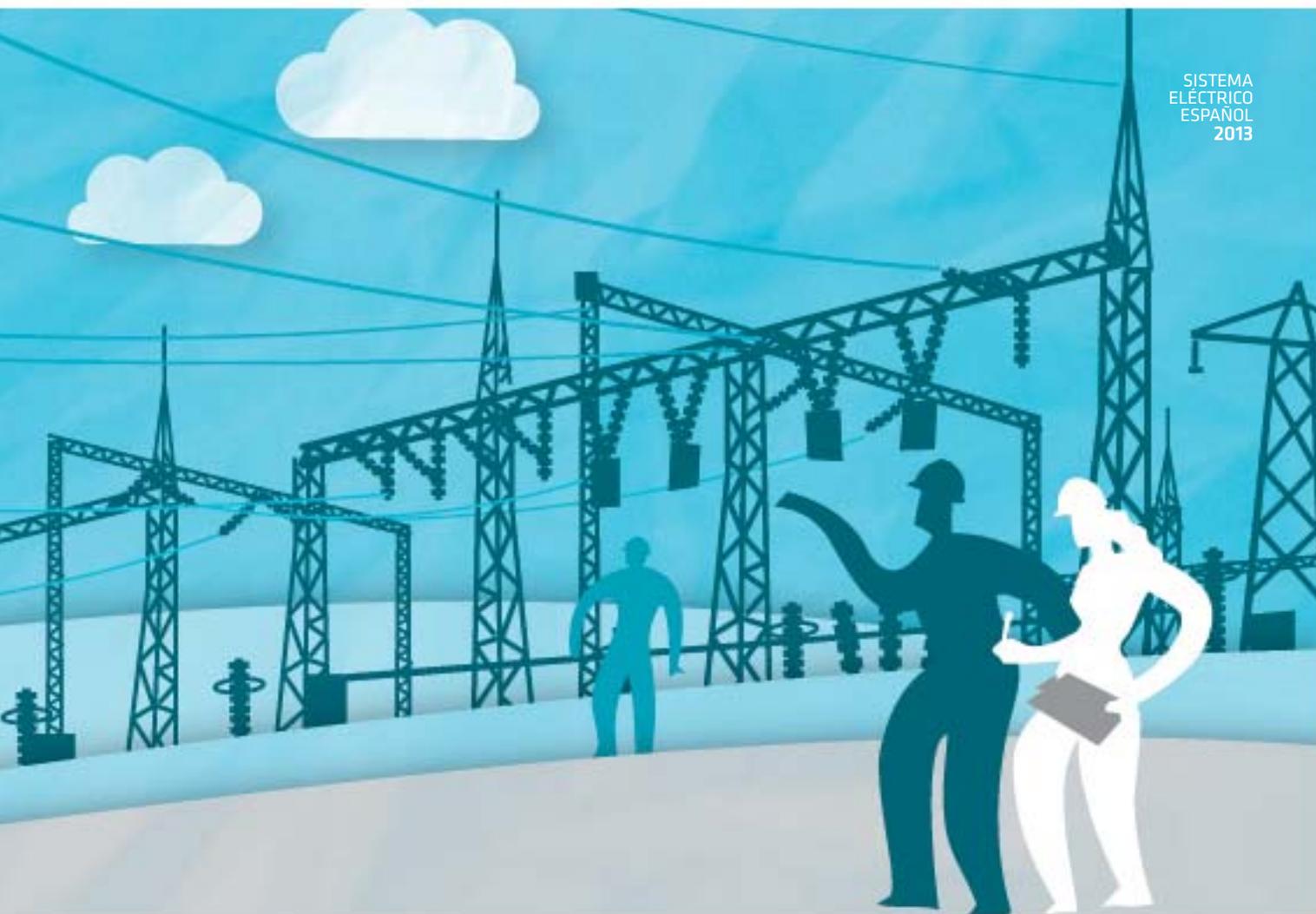
Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica programados
Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados

96

Intercambios internacionales programados por tipo de transacción e interconexión
Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones

97

Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones
Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



98

Evolución de los resultados de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia

99

Capacidad negociada en las subastas explícitas en la interconexión con Francia (IFE)

Capacidad negociada en las subastas explícitas intradiarias en la interconexión con Francia (IFE)

100

Renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE)

Evolución mensual de la renta de congestión derivada de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia (IFE)

101

Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Francia

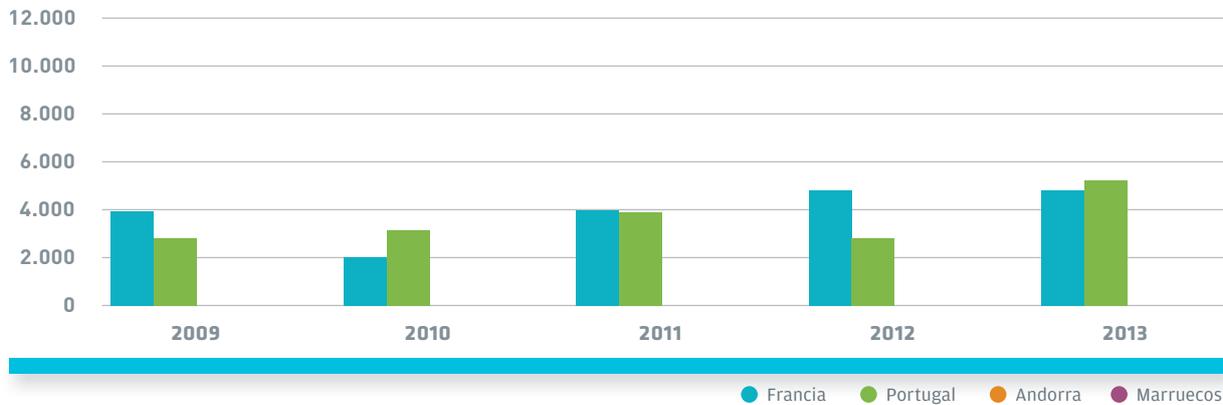
Renta de congestión y tasa de acoplamiento derivada del *market splitting* en el mercado diario en la interconexión con Portugal

102

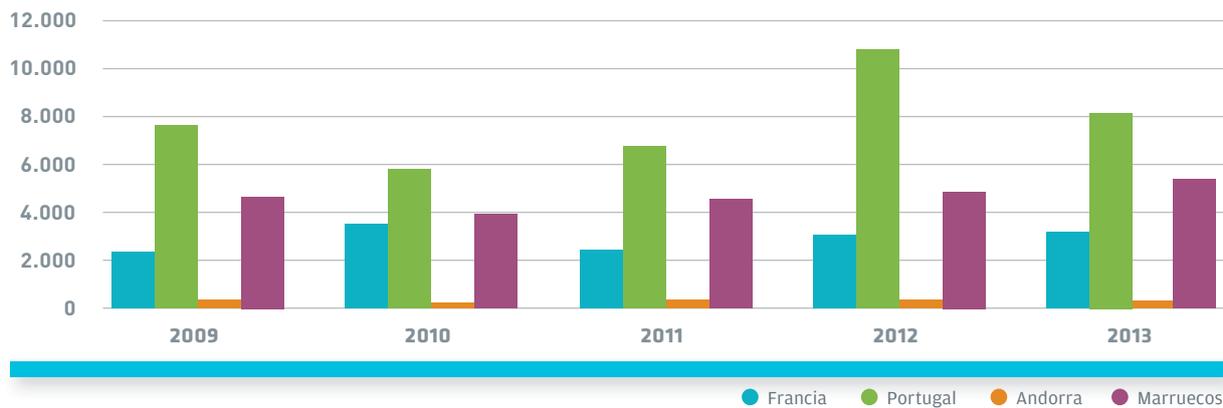
Renta de congestión derivada del *market splitting* en la interconexión con Portugal

Aplicación de acciones coordinadas de balance en la interconexión con Portugal

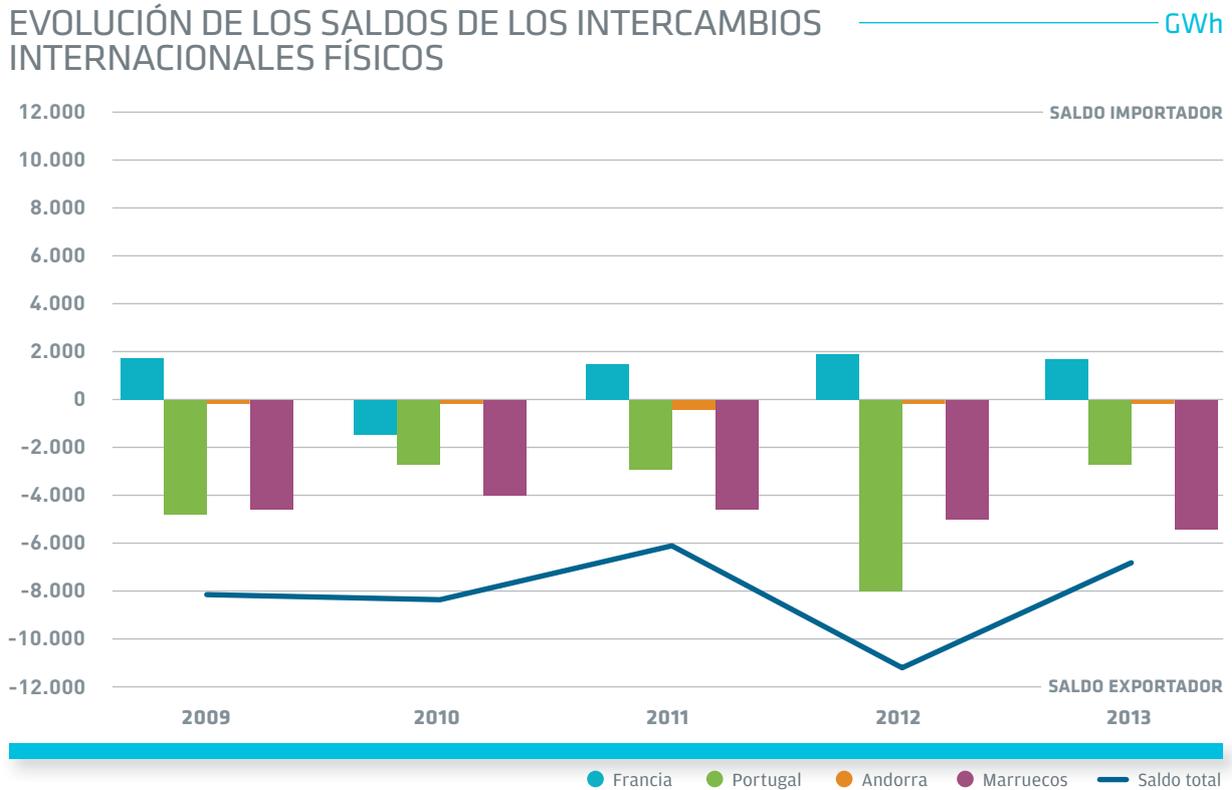
EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES EN LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS GWh



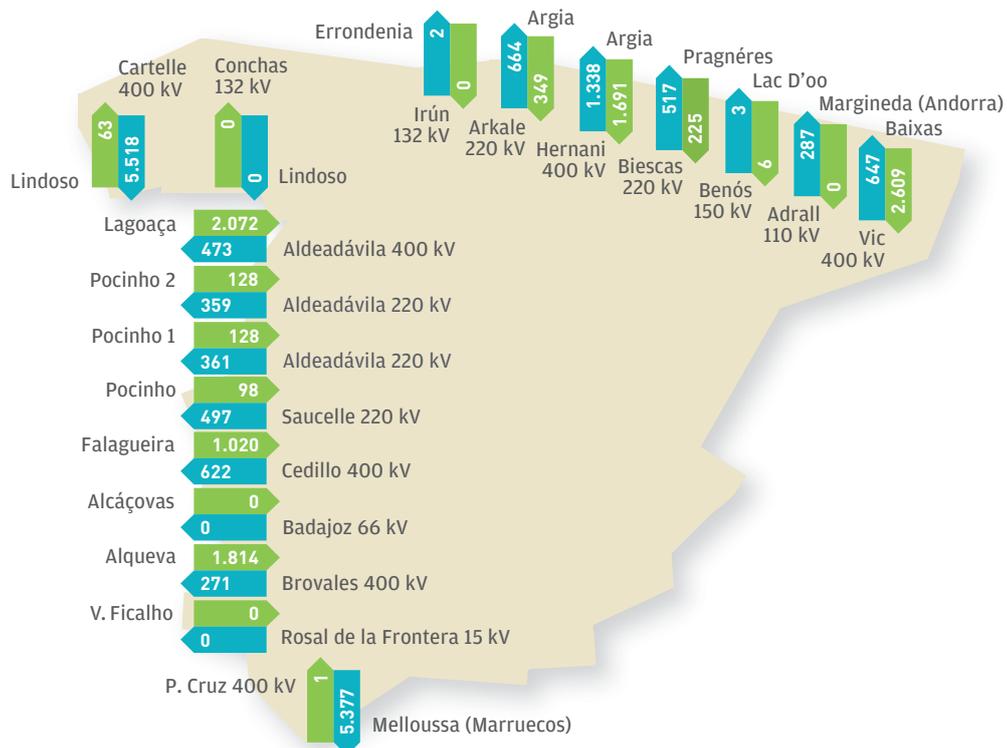
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES EN LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS GWh



EVOLUCIÓN DE LOS SALDOS DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS



MAPA DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS



INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS GWh

	ENTRADA		SALIDA		SALDO (1)		VOLUMEN	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Francia	4.911	4.879	3.028	3.171	1.883	1.708	7.938	8.050
Portugal	2.871	5.323	10.768	8.100	-7.897	-2.777	13.638	13.424
Andorra	0	0	286	287	-286	-287	286	287
Marruecos	5	1	4.904	5.377	-4.900	-5.376	4.909	5.378
Total	7.786	10.204	18.986	16.936	-11.200	-6.732	26.772	27.139

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

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS GWh

	IMPORTACIÓN		EXPORTACIÓN		SALDO (1)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Francia (2)	5.864	5.759	3.971	4.052	1.893	1.707
Portugal (3)	408	2.450	8.305	5.232	-7.897	-2.782
Andorra	0	0	286	287	-286	-287
Marruecos	0,4	0	4.897	5.373	-4.897	-5.373
Total	6.272	8.209	17.459	14.944	-11.187	-6.736

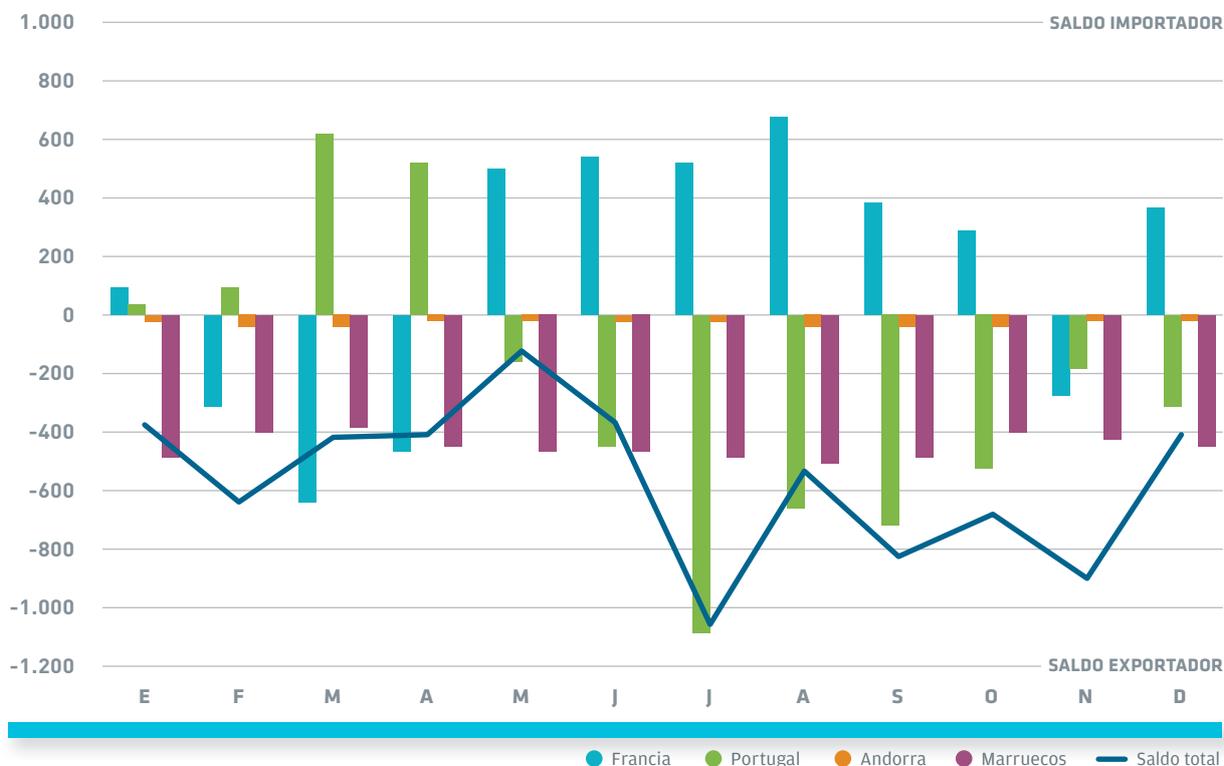
(1) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador. (2) Incluye intercambios con otros países europeos. (3) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza mediante un proceso de market splitting donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado ni transacción concreta estableciéndose un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión como resultado del proceso.

RESUMEN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROGRAMADOS GWh

	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	SALDO
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	8.201	14.940	-6.739
Francia (1)	5.752	4.049	1.703
Portugal	2.449	5.231	-2.782
Andorra	0	287	-287
Marruecos	0	5.373	-5.373
Acciones coordinadas de balance Francia - España	6	2	4
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	1	1	0
Intercambios de apoyo	0	0,4	0
Total intercambios programados	8.209	14.944	-6.736
Desvíos de regulación objeto de compensación			3
Saldo físico de los intercambios internacionales			-6.732

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

SALDOS MENSUALES DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS GWh

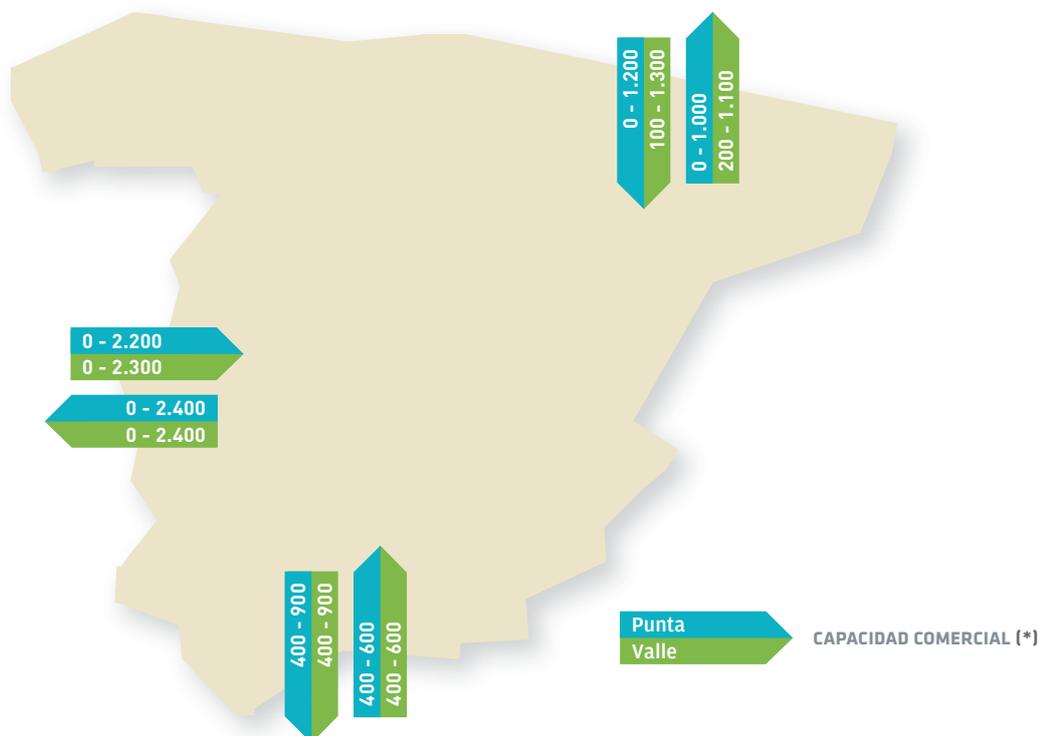


INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS POR TIPO DE TRANSACCIÓN E INTERCONEXIÓN GWh

	COMERCIALIZADORAS		PROGRAMAS DE INTERCAMBIO P-E (2)		INTERCAMBIOS DE APOYO		ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE				TOTAL
	IMP.	EXP.	IMP.	EXP.	IMP.	EXP.	IMP.	EXP.	IMP.	EXP.	SALDO
Francia (1)	5.752	4.049	0	0	0	0	6	2	5.759	4.052	1.707
Portugal (2)	0	0	2.449	5.231	0	0	1	1	2.450	5.232	-2.782
Andorra	0	287	0	0	0	0,4	0	0	0	287	-287
Marruecos	0	5.373	0	0	0	0	0	0	0	5.373	-5.373
Total	5.752	9.710	2.449	5.231	0	0,4	7	3	8.209	14.944	-6.736

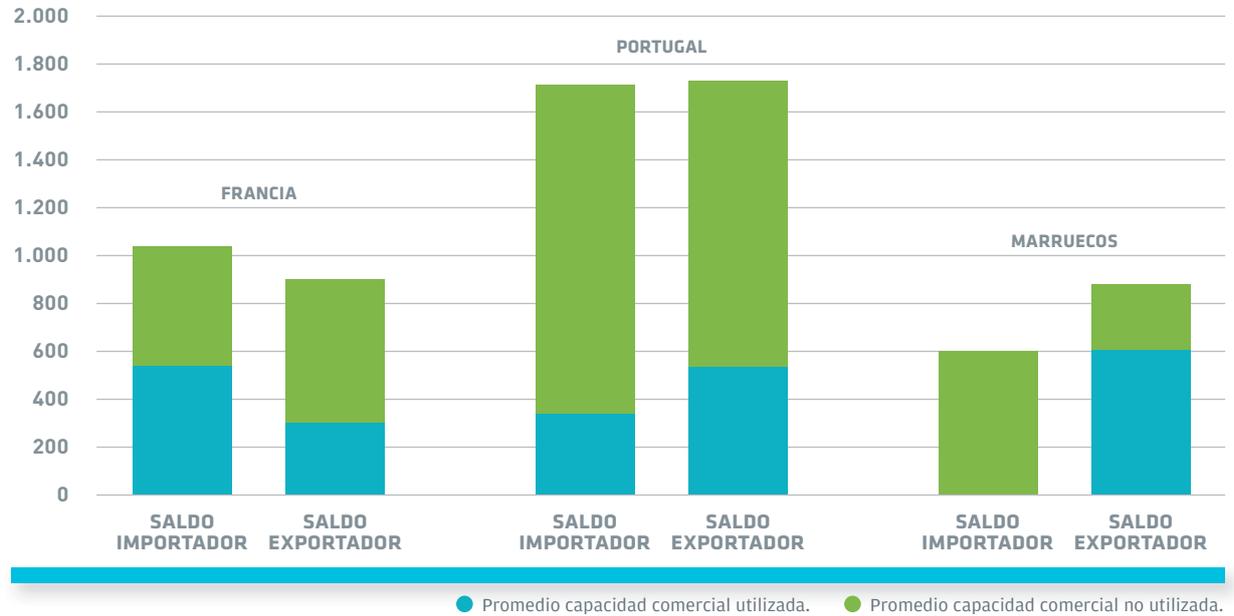
(1) Incluye intercambios con otros países europeos. (2) Desde el 1 de julio del 2007, con la puesta en marcha del mercado MIBEL (diario e intradiario), la gestión de la interconexión Portugal-España se realiza mediante un proceso de market splitting donde el Operador del Mercado realiza una casación conjunta del mercado ibérico con separación en zonas de precio diferentes en caso de congestión. La capacidad de intercambio no se asigna a ningún sujeto del mercado ni transacción concreta estableciéndose un saldo de programas de intercambio de energía a través de esta interconexión como resultado del proceso.

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL DE LAS INTERCONEXIONES MW

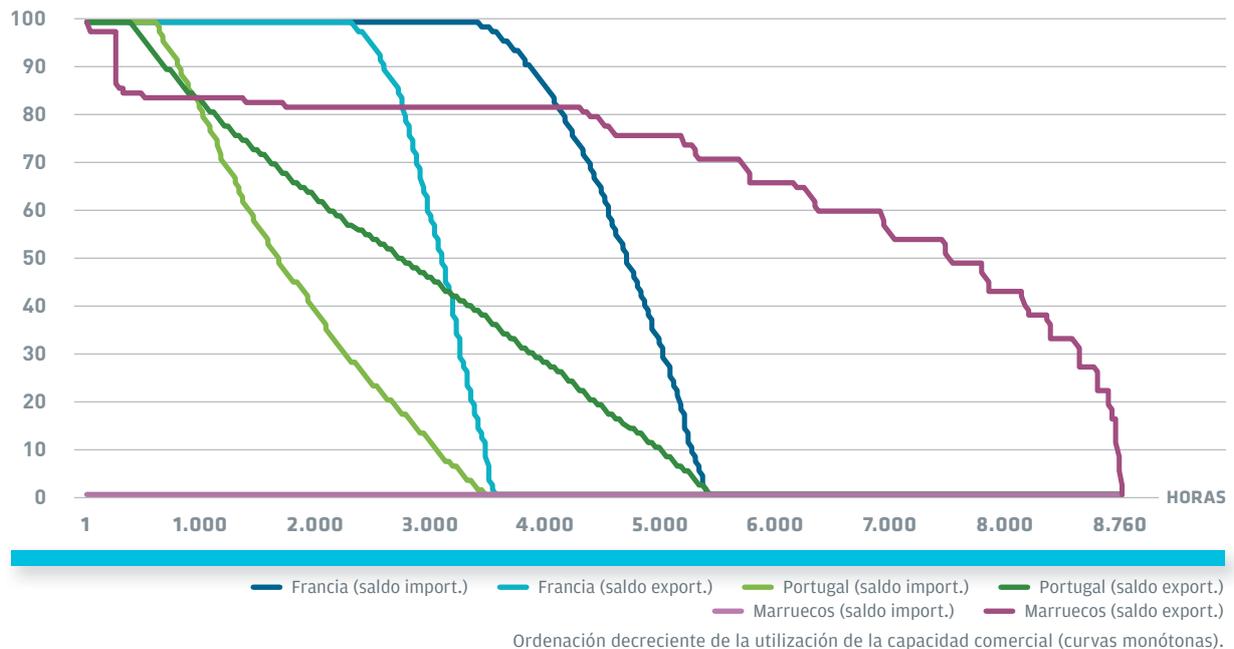


(*) Valores extremos horarios teniendo en cuenta las indisponibilidades de los elementos de la red y generación.

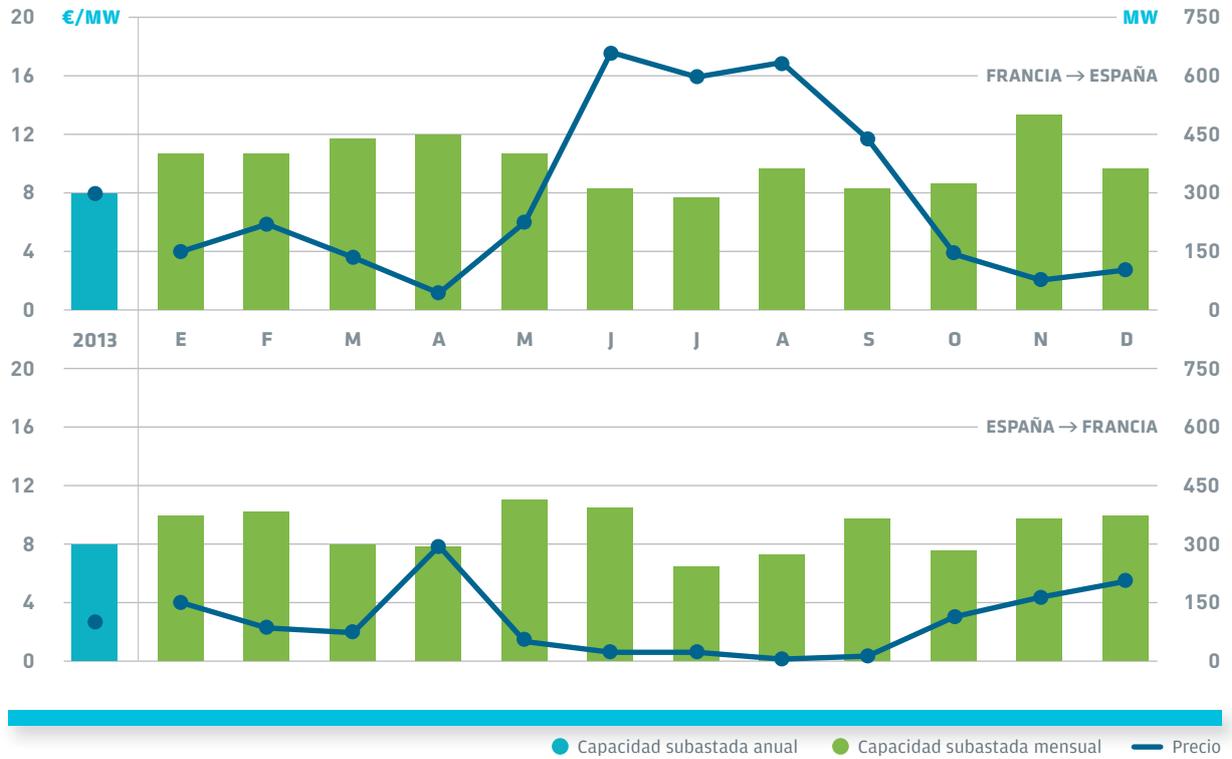
UTILIZACIÓN PROMEDIO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL EN LAS INTERCONEXIONES — MW



GRADO DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL DE LAS INTERCONEXIONES — % Utilización

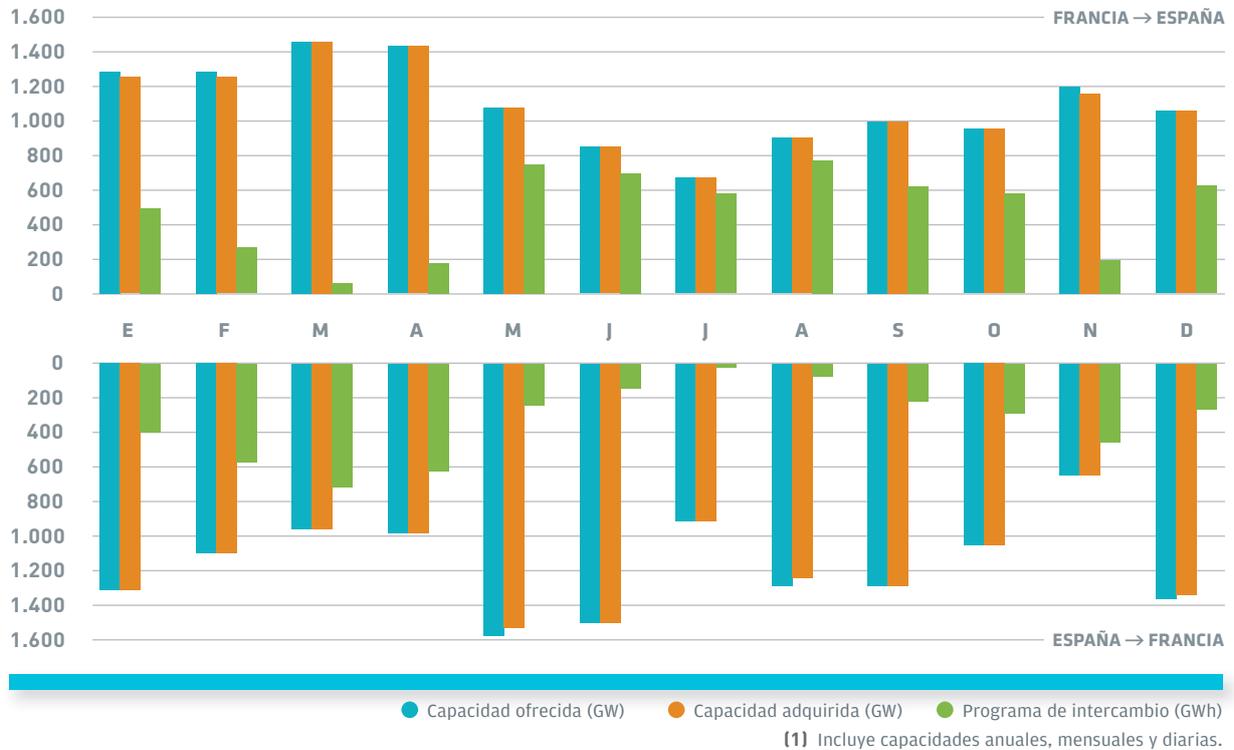


EVOLUCIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

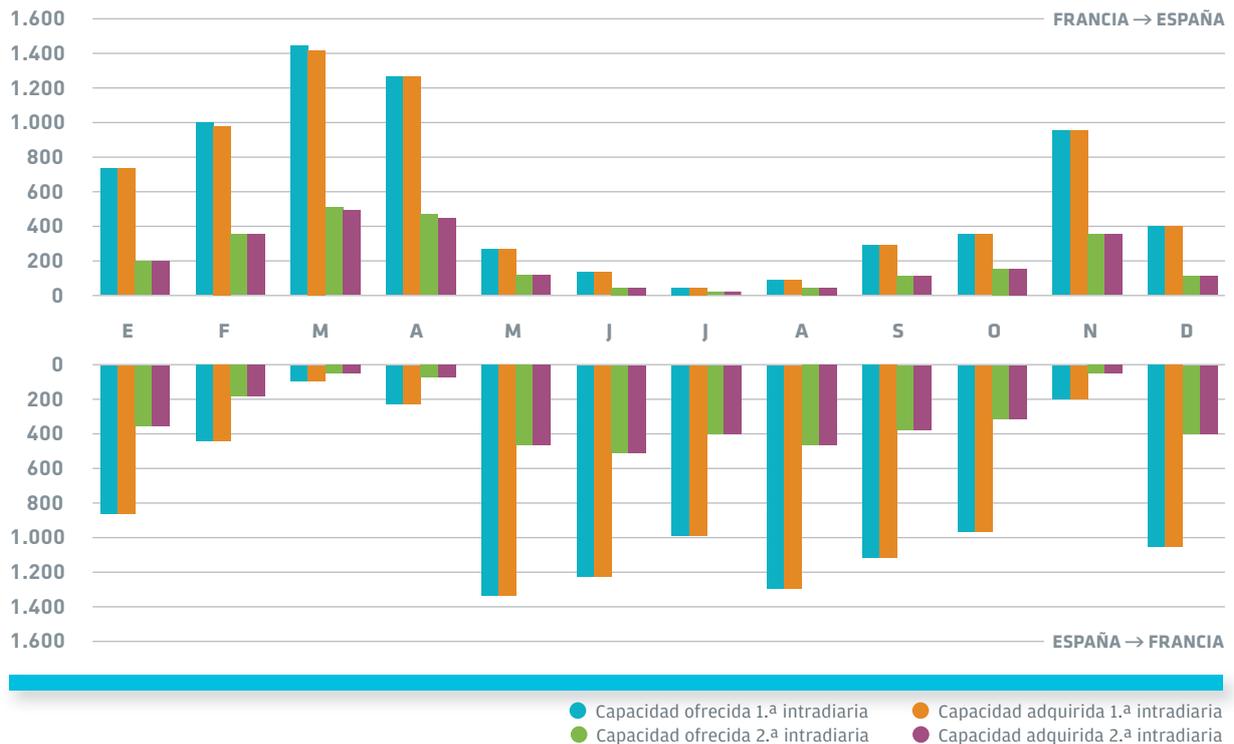


El resultado de la subasta anual/mensual de capacidad (realizada en diciembre del año anterior / a finales del mes anterior) aplica para cada hora del año/mes salvo para los periodos reflejados en las especificaciones publicadas para dicha subasta.

CAPACIDAD NEGOCIADA EN LAS SUBASTAS EXPLÍCITAS EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE) (1)



CAPACIDAD NEGOCIADA EN LAS SUBASTAS EXPLÍCITAS INTRADIARIAS EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE) GW

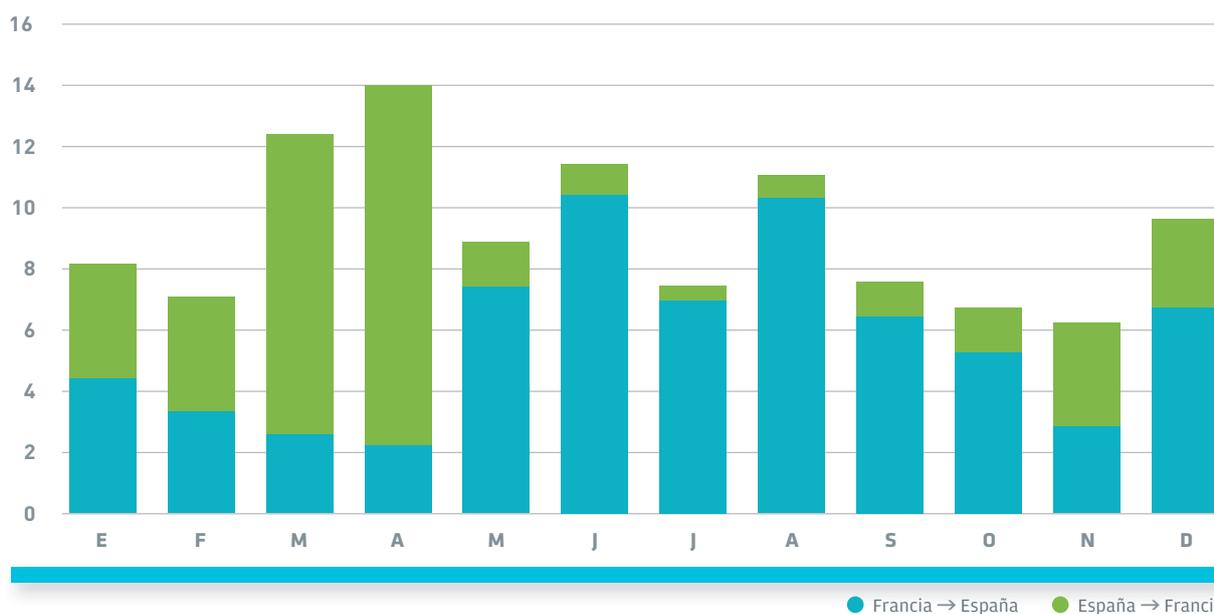


RENTA DE CONGESTIÓN DERIVADA DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE) ⁽¹⁾

SUBASTAS	FRANCIA → ESPAÑA		ESPAÑA → FRANCIA		TOTAL	
	MILES DE €	%	MILES DE €	%	MILES DE €	%
Anual	20.300	18,4	6.676	6,0	26.976	24,4
Mensual	19.165	17,4	6.375	5,8	25.540	23,1
Diaria	28.663	26,0	26.273	23,8	54.936	49,8
Intradiaria	1.243	1,1	1.697	1,5	2.940	2,7
Total	69.370	62,8	41.022	37,2	110.392	100,0

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

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA RENTA DE CONGESTIÓN DERIVADA DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA (IFE) ⁽¹⁾ Millones de €



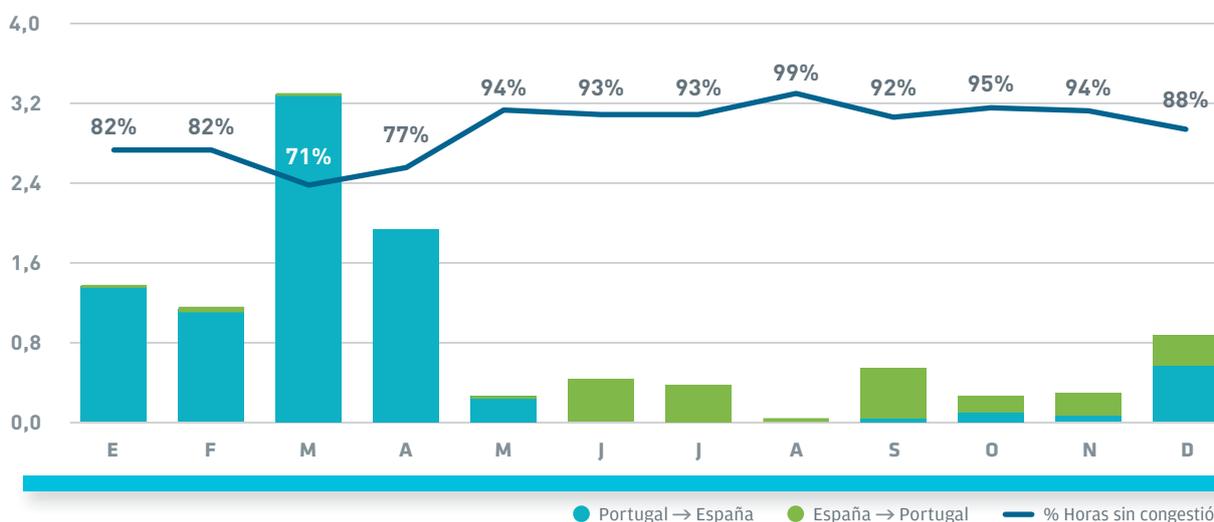
(1) No incluye los costes de acciones coordinadas de balance (*counter trading*) ni otros costes.

APLICACIÓN DE ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

MES	DÍA	SENTIDO	MWh
Marzo	1	Francia → España	4.200
Julio	5	España → Francia	400
	26	España → Francia	700
Agosto	6	España → Francia	498
Septiembre	12	España → Francia	919
	13	España → Francia	938
Octubre	20	España → Francia	730
Noviembre	13	Francia → España	62
	30	España → Francia	25
Total España → Francia			2.353
Total Francia → España			6.119

RENDA DE CONGESTIÓN Y TASA DE ACOPLAMIENTO DERIVADA DEL MARKET SPLITTING EN EL MERCADO DIARIO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL (1)

Millones de €



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

RENTA DE CONGESTIÓN DERIVADA DEL MARKET SPLITTING EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL ⁽¹⁾ — Millones de €

MES	RENTA DE CONGESTIÓN EN EL MERCADO DIARIO PORTUGAL-ESPAÑA	RENTA DE CONGESTIÓN EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑA-PORTUGAL	RENTA TOTAL DE CONGESTIÓN EN EL MERCADO INTRADIARIO
Enero	1,34	0,01	0,09
Febrero	1,09	0,05	0,06
Marzo	3,27	0,02	0,10
Abril	1,93	0,00	0,05
Mayo	0,24	0,02	0,02
Junio	0,00	0,43	0,06
Julio	0,00	0,37	0,05
Agosto	0,00	0,03	0,01
Septiembre	0,03	0,52	0,03
Octubre	0,09	0,16	0,01
Noviembre	0,06	0,23	0,02
Diciembre	0,58	0,30	0,02
Total	8,63	2,15	0,52

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

APLICACIÓN DE ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

MES	DÍA	SENTIDO	MWh
Noviembre	4	Portugal → España	1.279
Diciembre	11	España → Portugal	1.065
Total España → Portugal			1.065
Total Portugal → España			1.279



NP

SISTEMAS NO PENINSULARES

106

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

107

Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en b.c.
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica

108

Balance anual de energía eléctrica



109

Potencia instalada a 31.12.2013
Evolución anual de la demanda de
energía eléctrica

110

Crecimiento mensual de la demanda
de energía eléctrica en b.c.
Demanda máxima horaria y diaria

111

Variaciones en el equipo generador
del régimen ordinario
Aumento de la capacidad de líneas
en el 2013
Transformadores inventariados
en 2013

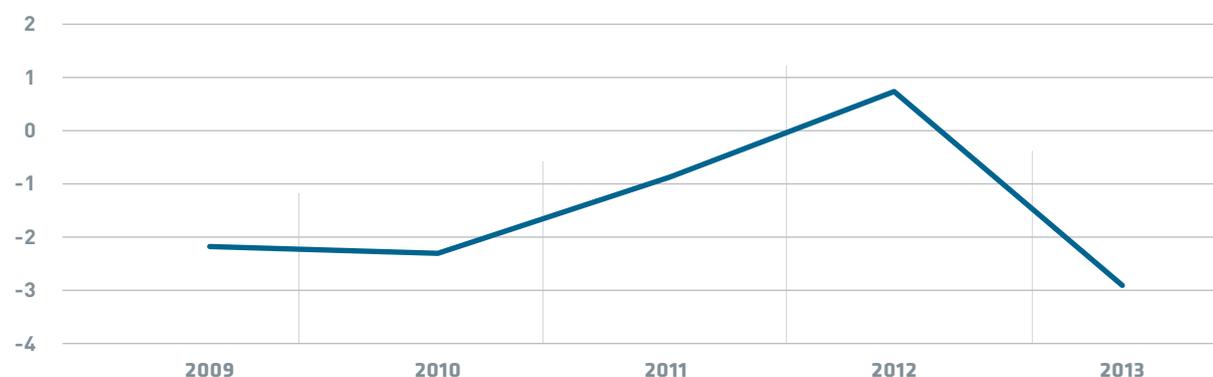
112

Evolución del sistema de transporte
y transformación
Calidad de la red de transporte

113

Evolución anual de la tasa de
indisponibilidad de la red de transporte

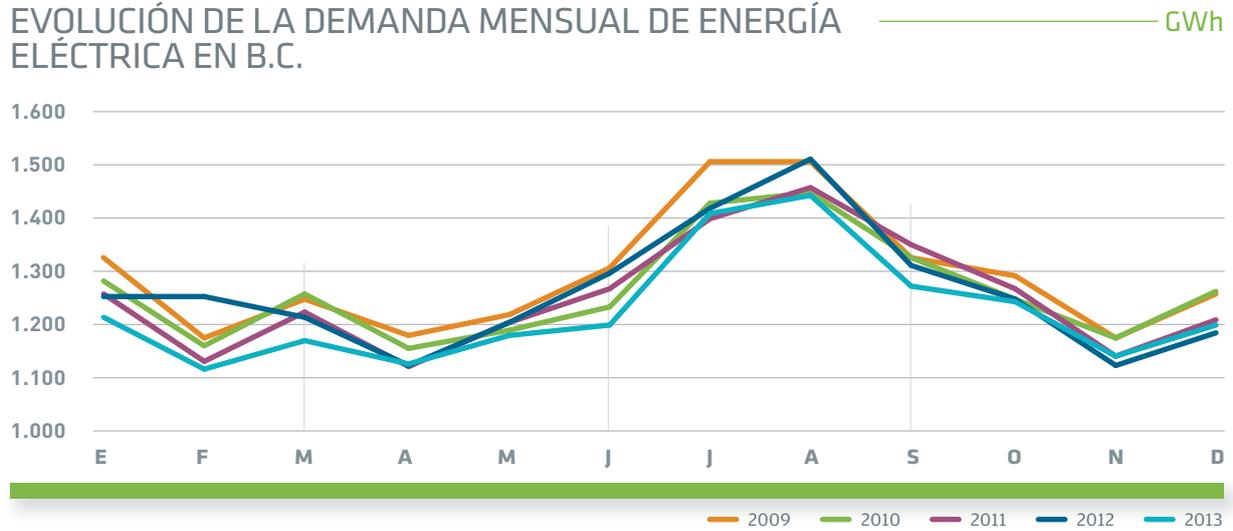
CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C. %



DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

	2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	%								
Enero	1.324	8,5	1.281	8,4	1.258	8,4	1.255	8,3	1.214	8,3
Febrero	1.176	7,6	1.160	7,7	1.132	7,5	1.251	8,3	1.117	7,6
Marzo	1.249	8,0	1.258	8,3	1.225	8,2	1.214	8,0	1.171	8,0
Abril	1.179	7,6	1.156	7,6	1.122	7,5	1.124	7,4	1.125	7,7
Mayo	1.220	7,9	1.192	7,9	1.205	8,0	1.203	7,9	1.180	8,0
Junio	1.305	8,4	1.231	8,1	1.266	8,4	1.296	8,6	1.198	8,1
Julio	1.505	9,7	1.426	9,4	1.399	9,3	1.419	9,4	1.408	9,6
Agosto	1.504	9,7	1.449	9,6	1.456	9,7	1.511	10,0	1.442	9,8
Septiembre	1.327	8,6	1.325	8,7	1.352	9,0	1.312	8,7	1.272	8,6
Octubre	1.292	8,3	1.248	8,2	1.265	8,4	1.250	8,3	1.246	8,5
Noviembre	1.177	7,6	1.177	7,8	1.141	7,6	1.124	7,4	1.140	7,7
Diciembre	1.259	8,1	1.262	8,3	1.210	8,1	1.186	7,8	1.198	8,1
Total	15.518	100,0	15.166	100,0	15.031	100,0	15.145	100,0	14.710	100,0

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.



EVOLUCIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Hidráulica	0	0	0	0	0	-
Carbón	3.450	3.381	3.031	2.941	2.591	-11,9
Fuel / gas (1)	7.934	7.721	7.471	7.533	6.995	-7,1
Ciclo combinado	3.961	3.991	4.406	3.917	3.581	-8,6
Generación auxiliar (2)	39	7	9	9	7	-21,7
Régimen ordinario	15.384	15.100	14.916	14.399	13.175	-8,5
Consumos en generación	-882	-899	-882	-850	-784	-7,8
Hidráulica	0	0	2	2	3	70,2
Eólica	364	337	360	368	370	0,4
Solar fotovoltaica	243	283	333	372	409	9,8
Térmica renovable	273	161	33	9	9	5,9
Térmica no renovable	135	184	268	274	260	-5,4
Régimen especial	1.016	965	996	1.025	1.050	2,5
Generación neta	15.518	15.166	15.031	14.574	13.441	-7,8
Enlace Península-Baleares (3)	-	-	0,5	570	1.269	-
Demanda (b.c.)	15.518	15.166	15.031	15.145	14.710	-2,9

(1) Incluye la generación con motores diésel, turbina de gas y turbina de vapor. (2) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación. (3) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

BALANCE ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	ISLAS BALEARES		ISLAS CANARIAS		CEUTA		MELILLA		TOTAL	
	GWh	%13/12	GWh	%13/12	GWh	%13/12	GWh	%13/12	GWh	%13/12
Hidráulica	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-
Carbón	2.591	-11,9	-	-	-	-	-	-	2.591	-11,9
Motores diésel	767	-20,6	2.190	-1,9	220	-5,0	216	-6,1	3.393	-7,3
Turbina de gas	526	51,2	380	-36,7	0,3	-53,7	0,1	-33,8	906	-4,4
Turbina de vapor	-	-	2.696	-7,8	-	-	-	-	2.696	-7,8
Fuel / gas	1.293	-1,6	5.266	-8,5	221	-5,1	216	-6,1	6.995	-7,1
Ciclo combinado	447	-52,6	3.134	5,4	-	-	-	-	3.581	-8,6
Generación auxiliar (1)	7	-21,7	0	-	-	-	-	-	7	-21,7
Régimen ordinario	4.338	-16,7	8.401	-3,8	221	-5,1	216	-6,1	13.175	-8,5
Consumos generación	-313	-10,3	-438	-6,1	-19	-8,3	-14	-3,8	-784	-7,8
Hidráulica	-	-	3	70,2	-	-	-	-	3	70,2
Eólica	6	-5,4	364	0,5	-	-	-	-	370	0,4
Solar fotovoltaica	122	5,6	287	11,8	-	-	0,1	-3,6	409	9,8
Térmica renovable	1	30,6	8	4,2	-	-	-	-	9	5,9
Térmica no renovable	252	-7,5	0	-	-	-	8	248,2	260	-5,4
Régimen especial	381	-3,6	662	5,4	-	-	8	239,3	1.050	2,5
Generación neta	4.405	-16,1	8.625	-3,0	202	-4,8	210	-3,5	13.441	-7,8
Enlace Península-Baleares (2)	1.269	-	-	-	-	-	-	-	1.269	-
Demanda (b.c.)	5.674	-2,6	8.625	-3,0	202	-4,8	210	-3,5	14.710	-2,9

(1) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

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

POTENCIA INSTALADA A 31.12.2013

	ISLAS BALEARES		ISLAS CANARIAS		CEUTA		MELILLA		TOTAL	
	MW	%13/12	MW	%13/12	MW	%13/12	MW	%13/12	MW	%13/12
Hidráulica	-	-	1	0,0	-	-	-	-	1	0,0
Carbón	510	0,0	-	-	-	-	-	-	510	0,0
Motores diésel	199	0,0	566	3,6	83	0,0	70	0,0	918	2,2
Turbina de gas	678	8,0	639	0,0	16	0,0	15	0,0	1.348	3,9
Turbina de vapor	-	-	713	0,0	-	-	-	-	713	0,0
Fuel / gas	877	6,0	1.918	1,0	99	0,0	85	0,0	2.979	2,4
Ciclo combinado	934	0,0	920	0,0	-	-	-	-	1.854	0,0
Generación auxiliar (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total régimen ordinario	2.321	2,2	2.839	0,7	99	0,0	85	0,0	5.343	1,3
Hidráulica	-	-	0,5	0,0	-	-	-	-	0,5	0,0
Eólica	4	0,0	153	5,2	-	-	-	-	157	5,0
Solar fotovoltaica	78	0,2	165	1,9	-	-	0,1	0,0	243	1,3
Térmica renovable	2	0,0	3	0,0	-	-	-	-	5	0,0
Térmica no renovable	86	0,0	33	0,0	-	-	2	0,0	121	0,0
Total régimen especial (2)	169	0,1	355	3,1	-	-	2	0,0	527	2,1
Total	2.490	2,1	3.195	1,0	99	0,0	87	0,0	5.870	1,4

(1) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

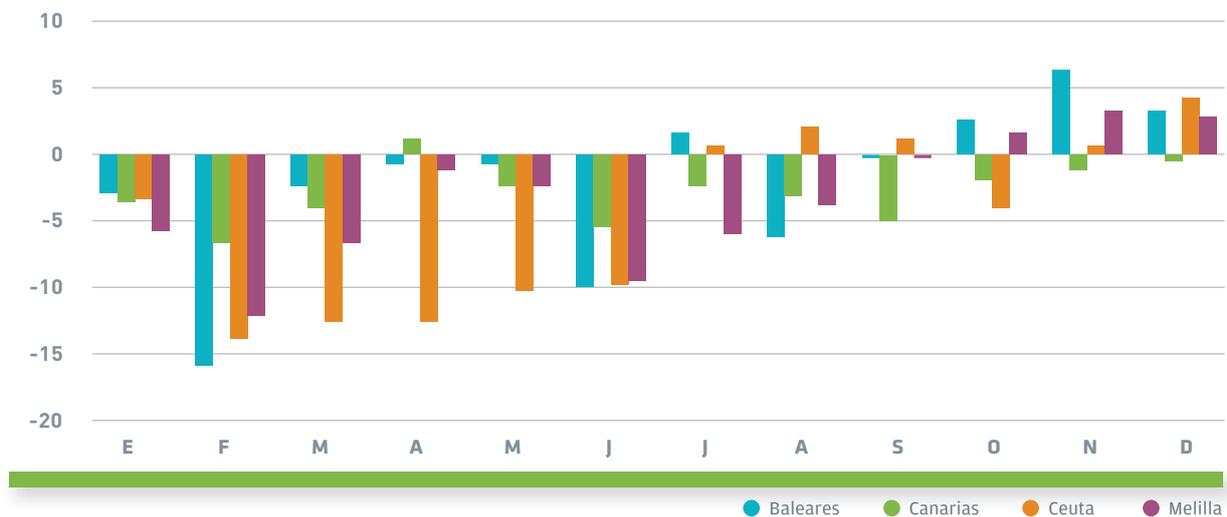
(2) Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	ISLAS BALEARES		ISLAS CANARIAS		CEUTA		MELILLA	
	GWH	Δ ANUAL (%)	GWH	Δ ANUAL (%)	GWH	Δ ANUAL (%)	GWH	Δ ANUAL (%)
2009	5.993	-2,1	9.107	-2,4	212	0,9	206	2,4
2010	5.840	-2,5	8.895	-2,3	218	2,8	213	3,6
2011	5.743	-1,7	8.870	-0,3	203	-6,7	215	0,7
2012	5.823	1,4	8.893	0,3	212	4,5	217	1,1
2013	5.674	-2,6	8.625	-3,0	202	-4,8	210	-3,5

(Δ) Variación respecto al año anterior.

CRECIMIENTO MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C. %



DEMANDA MÁXIMA HORARIA Y DIARIA

DEMANDA HORARIA (MWh)		DEMANDA DIARIA (MWh)	
976	26 febrero (20-21h)	4 octubre	18.317
1.187	7 agosto (21-22h)	7 agosto	23.374
BALEARES		BALEARES	
1.378	31 diciembre (19-20h)	1 octubre	25.569
1.336	30 septiembre (20-21h)	23 agosto	26.850
CANARIAS		CANARIAS	
36	28 febrero (20-21h)	11 diciembre	649
35	5 septiembre (13-14h)	21 agosto	657
CEUTA		CEUTA	
36	12 febrero (20-21h)	3 octubre	646
37	26 agosto (13-14h)	6 agosto	709
MELILLA		MELILLA	

● Invierno (enero-mayo / octubre-diciembre) ● Verano (junio-septiembre)

VARIACIONES EN EL EQUIPO GENERADOR DEL RÉGIMEN ORDINARIO

	ALTAS			BAJAS		
	TIPO	FECHA	MW	TIPO	FECHA	MW
Islas Baleares						
Formentera AUX	Grupos electrógenos	junio-13	10	Grupos electrógenos	septiembre-13	10
Ibiza TG7 (A y B)	Turbina de gas	mayo-13	50			
Islas Canarias						
Llanos Blancos grupo 16	Motores diésel	octubre-13	2			
Punta Grande grupo 11 (1)	Motores diésel	octubre-13	18			
Total			80			10

(1) Grupo en pruebas.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS EN EL 2013

LÍNEA	AUMENTO DE CAPACIDAD		
	TENSIÓN (kV)	km	(MVA) (*)
Islas Baleares			
L/ Santa Maria-Vinyeta	66	10,2	14
L/ Bunyola-Ses Veles	66	7,5	30
Islas Canarias			
L/ Jinámar-Barranco Seco	66	2,9	43
Total		20,6	

(*) Capacidad del conductor indicada en el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2013

	EMPRESA	TENSIÓN kV	TRANSFORMACIÓN	
			kV	MVA
Islas Baleares				
San Martín TR1	Red Eléctrica	220	220/66	125
San Martín TR2	Red Eléctrica	220	220/66	125
Total				250

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN

		2009	2010	2011	2012	2013
km de circuito a 220 kV	Baleares	185	185	430	430	430
	Canarias	163	163	163	163	163
	Total	348	348	594	594	594
km de circuito ≤ 132 kV	Baleares	1.083	1.095	1.110	1.113	1.113
	Canarias	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
	Total	2.209	2.221	2.236	2.239	2.239
Capacidad de transformación (MVA)	Baleares	1.998	1.998	2.248	2.498	2.748
	Canarias	1.375	1.625	1.625	1.625	1.625
	Total	3.373	3.623	3.873	4.123	4.373

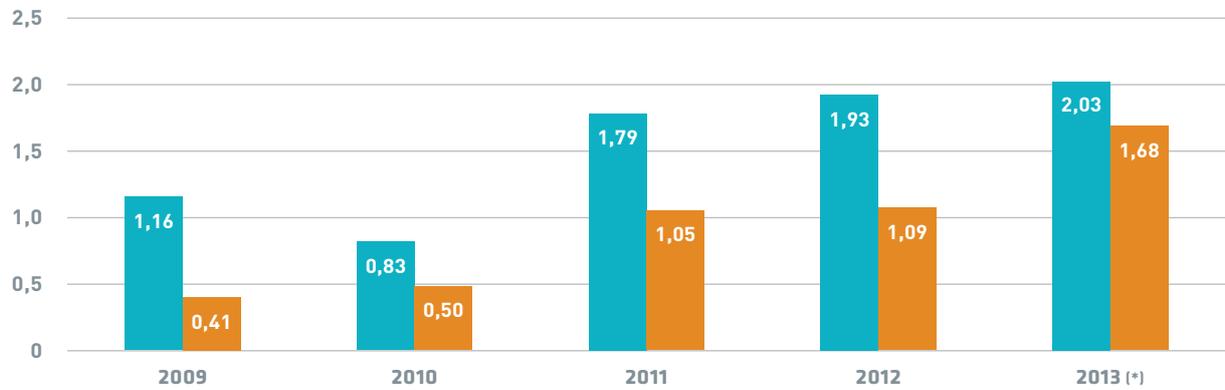
Incluye enlaces submarinos.

CALIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	ISLAS BALEARES	ISLAS CANARIAS	ISLAS BALEARES	ISLAS CANARIAS
2009	39,1	1.678,5	3,41	96,89
2010	8,5	4.089,6	0,77	241,68
2011	38,7	17,3	3,54	1,02
2012	7,5	10,3	0,68	0,61
2013	81,0	2,9	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.

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE %



● Islas Baleares ● Islas Canarias

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

El total de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros. (*) Datos provisionales pendientes de auditoría.

CA

EL SISTEMA ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

116

Balance de energía eléctrica

117

Estructura de la producción del régimen ordinario por tipo de central

Producción del régimen ordinario y régimen especial

118

Potencia instalada del régimen ordinario

Estructura de la potencia instalada del régimen ordinario por tipo de central

119

Situación de las principales centrales eléctricas

120

Producción en b.a. de las centrales térmicas peninsulares

122

Potencia instalada del régimen especial



123

Estructura de la potencia instalada del régimen especial

Estructura de la energía adquirida al régimen especial

124

Energía adquirida al régimen especial

125

Saldos de intercambios de energía por comunidades autónomas

126

Solicitudes de acceso a la red de transporte 1999-2014

Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen ordinario 1999-2014

127

Acceso a la red de transporte de nueva generación de régimen especial 1999-2014

128

Acceso a la red de transporte de demanda y distribución 1999-2014

129

Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

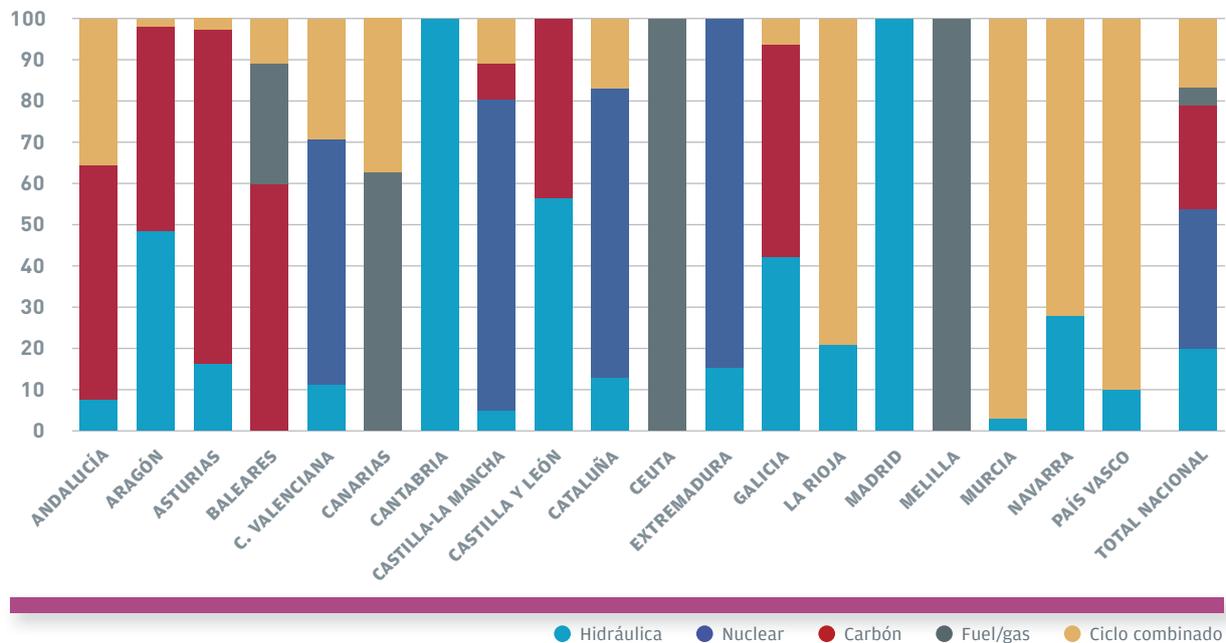
BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh

	ANDALUCÍA	ARAGÓN	ASTURIAS	BALEARES	C. VALENCIANA	CANARIAS	CANTABRIA	CASTILLA-LA MANCHA	CASTILLA Y LEÓN	CATALUÑA
Hidráulica	1.303	3.594	1.911	-	1.584	0	611	551	7.955	4.607
Nuclear	-	-	-	-	8.327	-	-	8.003	0	24.777
Carbón	9.775	3.777	9.224	2.591	-	-	-	929	6.216	-
Fuel / gas (1)	-	-	-	1.300	-	5.266	-	-	-	0
Ciclo combinado	5.991	101	317	447	4.051	3.134	-	1.144	-	5.875
Régimen ordinario	17.069	7.471	11.452	4.338	13.962	8.401	611	10.627	14.172	35.259
Consumos en generación	-675	-395	-702	-313	-452	-438	-7	-704	-592	-1.302
Régimen especial	18.296	9.707	2.895	381	5.321	662	1.657	12.907	17.303	11.148
Generación neta	34.689	16.784	13.646	4.405	18.832	8.625	2.261	22.830	30.883	45.105
Consumos en bombeo	-471	-368	-77	-	-1.520	-	-759	-207	-1.729	-335
Saldo Intercambios (2)	3.062	-6.226	-3.041	1.269	8.303	-	2.960	-10.878	-15.568	2.353
Demanda (b.c.) 2013	37.280	10.190	10.527	5.674	25.615	8.625	4.462	11.745	13.586	47.122
Demanda (b.c.) 2012	38.268	10.307	10.766	5.823	26.360	8.893	4.549	12.079	13.947	48.170
% 13/12	-2,6	-1,1	-2,2	-2,6	-2,8	-3,0	-1,9	-2,8	-2,6	-2,2

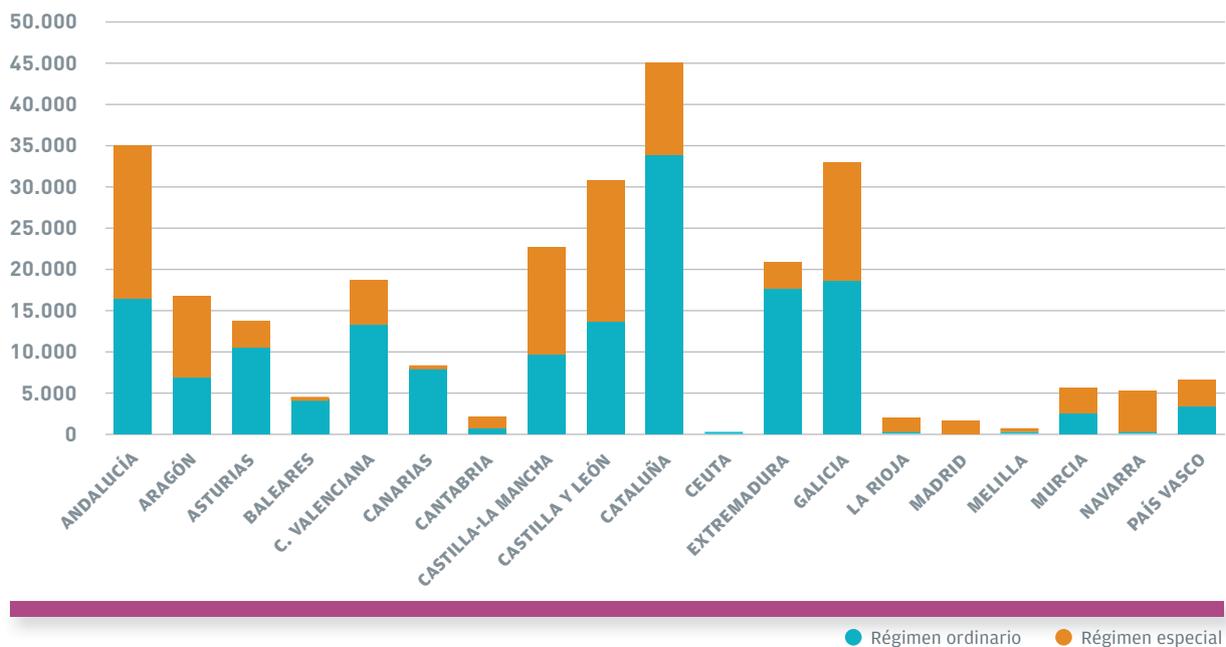
	CEUTA	EXTREMADURA	GALICIA	LA RIOJA	MADRID	MELILLA	MURCIA	NAVARRA	PAÍS VASCO	TOTAL
Hidráulica	-	2.855	8.226	106	69	-	76	146	375	33.970
Nuclear	-	15.721	-	-	-	-	-	-	-	56.827
Carbón	-	-	9.885	-	-	-	-	-	-	42.398
Fuel / gas (1)	221	-	-	-	-	216	-	-	-	7.002
Ciclo combinado	-	-	1.208	406	-	-	2.415	381	3.203	28.672
Régimen ordinario	221	18.576	19.319	512	69	216	2.491	527	3.578	168.870
Consumos en generación	-19	-656	-636	-11	-1	-14	-73	-21	-45	-7.054
Régimen especial	-	2.977	14.398	1.438	1.564	8	3.463	4.872	2.900	111.897
Generación neta	202	20.897	33.081	1.940	1.632	210	5.881	5.378	6.434	273.713
Consumos en bombeo	-	-57	-436	0	0	-	0	0	0	-5.958
Saldo Intercambios (2)	-	-16.253	-13.107	-285	28.537	-	1.920	-658	10.882	-6.732
Demanda (b.c.) 2013	202	4.586	19.538	1.655	30.169	210	7.801	4.720	17.316	261.023
Demanda (b.c.) 2012	212	4.701	19.944	1.692	30.830	217	7.992	4.845	17.633	267.227
% 13/12	-4,8	-2,4	-2,0	-2,2	-2,1	-3,5	-2,4	-2,6	-1,8	-2,3

(1) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (2) Valor provisional. Incluye saldo de intercambios de energía entre comunidades e internacionales. Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DEL RÉGIMEN ORDINARIO POR TIPO DE CENTRAL %



PRODUCCIÓN DEL RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL GWh

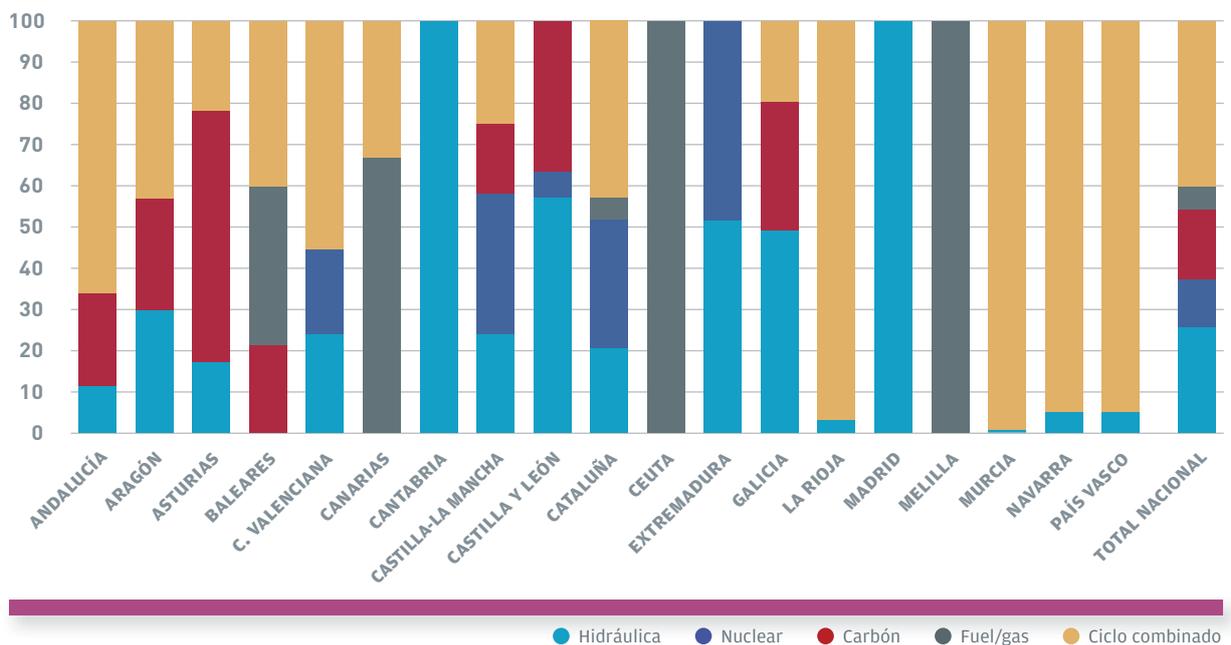


POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ORDINARIO — MW

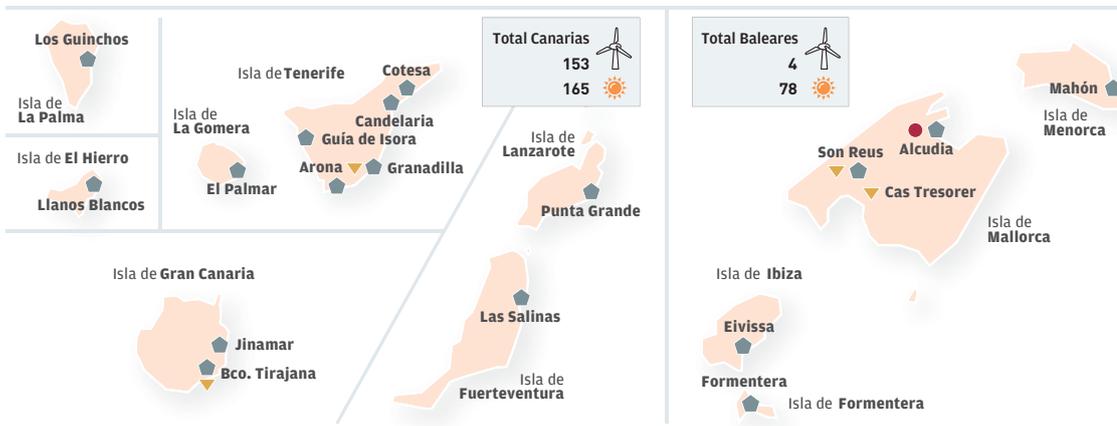
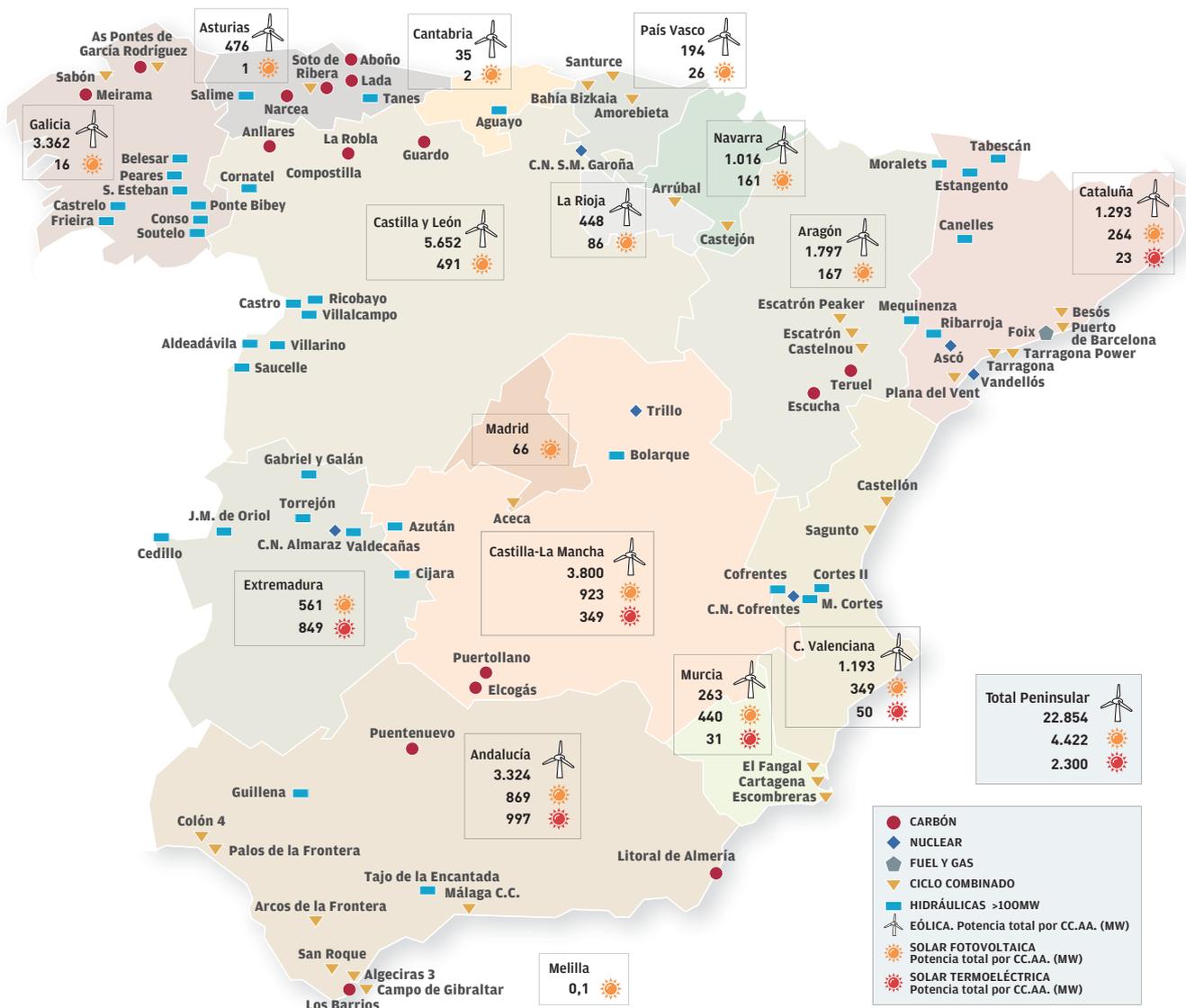
	ANDALUCÍA	ARAGÓN	ASTURIAS	BALEARES	C. VALENCIANA	CANARIAS	CANTABRIA	CASTILLA-LA MANCHA	CASTILLA Y LEÓN	CATALUÑA
Hidráulica	1.051	1.310	748	-	1.279	1	389	781	4.253	2.104
Nuclear	-	-	-	-	1.092	-	-	1.067	466	3.147
Carbón	2.071	1.261	2.473	510	-	-	-	541	2.735	-
Fuel / gas	-	-	-	877	-	1.918	-	-	-	520
Ciclo combinado	6.035	1.898	865	934	2.902	920	-	771	-	4.261
Total 2013	9.158	4.470	4.087	2.321	5.273	2.839	389	3.160	7.454	10.031
Total 2012	9.158	4.470	4.087	2.271	5.273	2.820	389	3.160	7.454	10.031
% 13/12	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0

	CEUTA	EXTREMADURA	GALICIA	LA RIOJA	MADRID	MELILLA	MURCIA	NAVARRA	PAÍS VASCO	TOTAL
Hidráulica	-	2.292	3.268	30	61	-	24	77	120	17.786
Nuclear	-	2.094	-	-	-	-	-	-	-	7.866
Carbón	-	-	2.049	-	-	-	-	-	-	11.641
Fuel / gas	99	-	-	-	-	85	-	-	-	3.498
Ciclo combinado	-	-	1.268	799	-	-	3.318	1.236	1.998	27.206
Total 2013	99	4.386	6.585	829	61	85	3.342	1.313	2.118	67.998
Total 2012	99	4.386	6.570	829	58	85	3.342	1.313	2.118	67.911
% 13/12	0,0	0,0	0,2	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ORDINARIO POR TIPO DE CENTRAL — %



SITUACIÓN DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS



PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

CENTRALES	TIPO CENTRAL	POTENCIA MW	ENERGÍA (GWh)		
			2012	2013	% 13/12
Puentenuevo 3	Carbón	324	1.127	703	-37,6
Litoral de Almería	Carbón	1.159	6.846	6.148	-10,2
Los Barrios	Carbón	589	3.556	2.924	-17,8
San Roque 1	Ciclo combinado	397	1.914	1.858	-3,0
San Roque 2	Ciclo combinado	402	139	223	60,0
Arcos 1	Ciclo combinado	396	0	0	-
Arcos 2	Ciclo combinado	379	1	15	-
Arcos 3	Ciclo combinado	844	175	102	-41,7
Palos 1	Ciclo combinado	394	575	335	-41,8
Palos 2	Ciclo combinado	396	686	440	-35,8
Palos 3	Ciclo combinado	398	844	723	-14,3
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393	1.164	209	-82,1
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388	1.510	207	-86,3
Colón 4	Ciclo combinado	398	386	165	-57,1
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	831	518	0,2	-
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	421	2.089	1.713	-18,0
Andalucía		8.107	21.530	15.766	-26,8
Escucha	Carbón	159	439	0	-
Teruel	Carbón	1.102	4.864	3.777	-22,3
Castelnou	Ciclo combinado	798	51	90	76,2
Escatrón 3	Ciclo combinado	818	907	3	-99,7
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	283	13	8	-42,3
Aragón		3.160	6.275	3.878	-38,2
Aboño	Carbón	916	5.591	5.748	2,8
Lada (1)	Carbón	358	1.892	1.432	-24,3
Narcea	Carbón	595	1.725	899	-47,9
Soto de la Ribera	Carbón	604	1.628	1.145	-29,6
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432	629	236	-62,5
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	434	173	81	-53,4
Asturias		3.339	11.639	9.541	-18,0
Trillo I	Nuclear	1.067	8.502	8.003	-5,9
Puertollano	Carbón	221	603	30	-95,0
Aceca (2)	Fuel/gas	-	0	-	-
Aceca 3	Ciclo combinado	392	457	189	-58,6
Aceca 4	Ciclo combinado	379	2.168	954	-56,0
GICC-PL ELCOGAS	Carbón	320	1.401	899	-35,8
Castilla-La Mancha		2.379	13.131	10.076	-23,3
Garofa (3)	Nuclear	466	3.873	0	-
Anllares	Carbón	365	1.689	863	-48,9
Compostilla	Carbón	1.200	5.355	2.560	-52,2
Guardo	Carbón	516	1.792	1.105	-38,3
La Robla	Carbón	655	2.360	1.689	-28,4
Castilla y León		3.201	15.068	6.216	-58,7
Ascó I	Nuclear	1.033	7.739	9.055	17,0
Ascó II	Nuclear	1.027	8.276	7.638	-7,7
Vandellós II	Nuclear	1.087	8.053	8.083	0,4
Cercs (4)	Carbón	-	0	-	-
Foix	Fuel/gas	520	0	0	-
Besós 3	Ciclo combinado	419	326	162	-50,4

(SIGUE EN LA PÁGINA SIGUIENTE →)

(→ CONTINUACIÓN)

PRODUCCIÓN EN B.A. DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

CENTRALES	TIPO CENTRAL	POTENCIA MW	ENERGÍA (GWh)		
			2012	2013	% 13/12
Besós 4	Ciclo combinado	407	1.941	2.186	12,6
Besós 5	Ciclo combinado	873	1.466	702	-52,1
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400	57	0	-
Tarragona Power	Ciclo combinado	424	526	138	-73,8
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	426	1.091	258	-76,4
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421	1.021	426	-58,3
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	447	732	1.244	70,0
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	445	1.146	760	-33,7
Cataluña		7.927	32.375	30.652	-5,3
Cofrentes	Nuclear	1.092	9.378	8.327	-11,2
Castellón 3	Ciclo combinado	793	72	50	-30,1
Castellón 4	Ciclo combinado	85	746	479	-35,8
Sagunto 1	Ciclo combinado	417	2.074	1.547	-25,4
Sagunto 2	Ciclo combinado	420	1.422	946	-33,5
Sagunto 3	Ciclo combinado	419	589	1.028	74,4
C. Valenciana		3.994	14.282	12.378	-13,3
Almaraz I	Nuclear	1.049	7.610	8.001	5,1
Almaraz II	Nuclear	1.044	8.039	7.720	-4,0
Extremadura		2.094	15.649	15.721	0,5
Meirama	Carbón	580	2.900	2.529	-12,8
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.468	9.927	7.356	-25,9
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	870	452	258	-42,8
Sabón 3	Ciclo combinado	397	891	950	6,6
Galicia		3.317	14.170	11.093	-21,7
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402	672	228	-66,0
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397	670	177	-73,5
La Rioja		799	1.342	406	-69,8
Cartagena 1	Ciclo combinado	425	1.201	794	-33,9
Cartagena 2	Ciclo combinado	425	904	582	-35,7
Cartagena 3	Ciclo combinado	419	805	945	17,5
El Fangal 1	Ciclo combinado	409	36	34	-6,9
El Fangal 2	Ciclo combinado	408	111	19	-82,5
El Fangal 3	Ciclo combinado	402	91	40	-55,5
Escombreras 6	Ciclo combinado	831	36	0	-
Murcia		3.318	3.185	2.415	-24,2
Castejón 1	Ciclo combinado	429	335	243	-27,4
Castejón 2	Ciclo combinado	381	7	0	-
Castejón 3	Ciclo combinado	426	521	138	-73,5
Navarra		1.236	863	381	-55,8
Amorebieta	Ciclo combinado	795	849	169	-80,1
Pasajes (5)	Carbón	-	1.027	-	-
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800	3.349	3.032	-9,5
Santurce 4	Ciclo combinado	403	50	1	-97,9
País Vasco		1.998	5.275	3.203	-39,3
Total		44.870	154.784	121.725	-21,4

(1) Baja Lada 3 en diciembre 2012. (2) Baja Aceca 1 en diciembre 2012. (3) Inactiva desde diciembre 2012.
(4) Baja en junio 2012. (5) Baja en diciembre 2012.

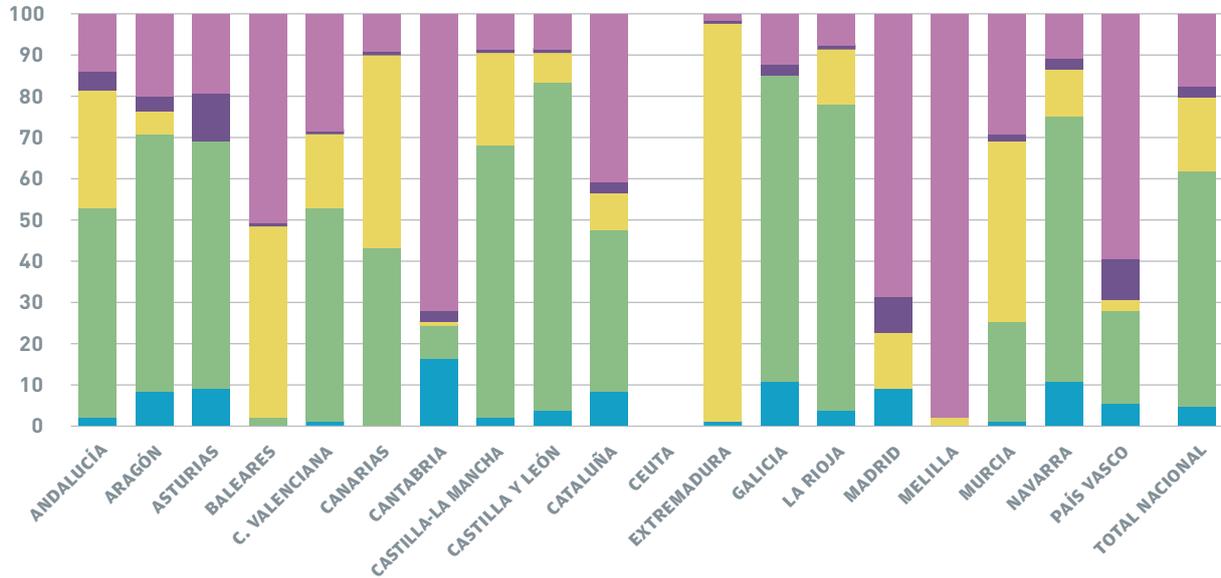
POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ESPECIAL MW

	ANDALUCÍA	ARAGÓN	ASTURIAS	BALEARES	C. VALENCIANA	CANARIAS	CANTABRIA	CASTILLA-LA MANCHA	CASTILLA Y LEÓN	CATALUÑA
Hidráulica	143	257	77	-	31	0,5	72	126	256	286
Eólica	3.324	1.797	476	4	1.193	153	35	3.800	5.652	1.293
Solar fotovoltaica	869	167	1	78	349	165	2	923	491	264
Solar termoeléctrica	997	-	-	-	50	-	-	349	-	23
Térmica renovable	291	87	87	2	26	3	13	58	28	75
Térmica no renovable	932	602	156	86	654	33	311	472	637	1.342
Total 2013	6.557	2.910	797	169	2.303	355	433	5.730	7.064	3.282
Total 2012	6.448	2.900	754	169	2.254	345	435	5.717	6.998	3.231
% 13/12	1,7	0,3	5,7	0,1	2,2	3,1	-0,5	0,2	0,9	1,6

	CEUTA	EXTREMADURA	GALICIA	LA RIOJA	MADRID	MELILLA	MURCIA	NAVARRA	PAÍS VASCO	TOTAL
Hidráulica	-	20	522	27	44	-	14	171	55	2.102
Eólica	-	-	3.362	448	-	-	263	1.016	194	23.010
Solar fotovoltaica	-	561	16	86	66	0,1	440	161	26	4.665
Solar termoeléctrica	-	849	-	-	-	-	31	-	-	2.300
Térmica renovable	-	17	95	4	43	-	21	47	83	980
Térmica no renovable	-	19	574	46	326	2	321	175	523	7.210
Total 2013	-	1.466	4.568	612	478	2	1.090	1.571	880	40.267
Total 2012	-	1.196	4.523	611	481	2	1.098	1.525	887	39.574
% 13/12	-	22,6	1,0	0,1	-0,6	0,0	-0,8	3,0	-0,8	1,8

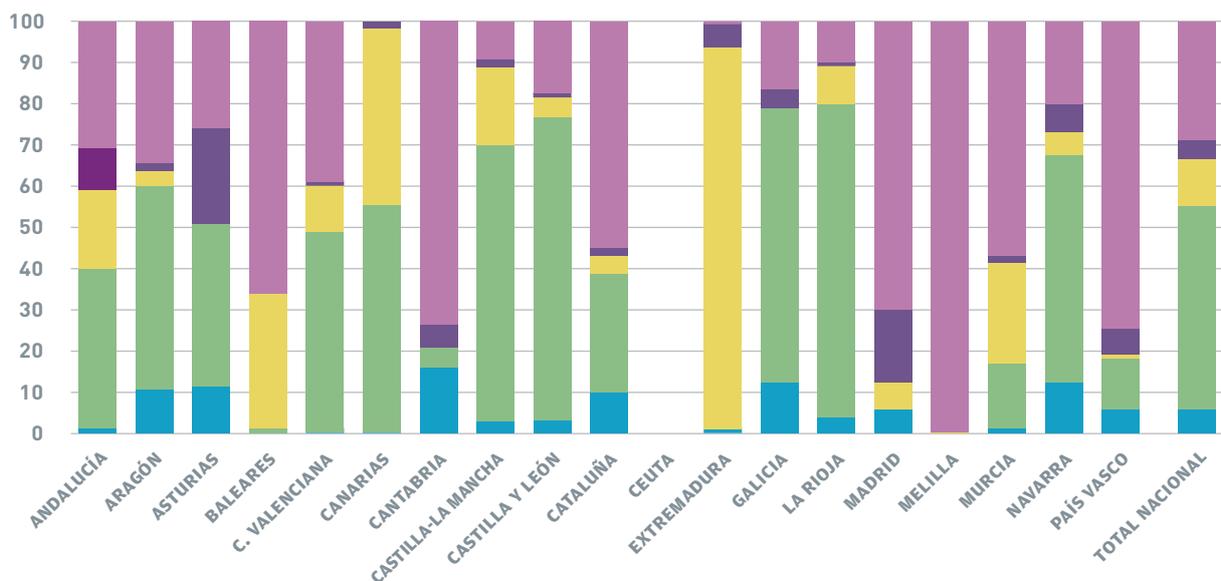
Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ESPECIAL — %



● Hidráulica ● Eólica ● Solar ● Térmica renovable ● Térmica no renovable
 Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

ESTRUCTURA DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL — %



● Hidráulica ● Eólica ● Solar ● Térmica renovable ● Térmica no renovable

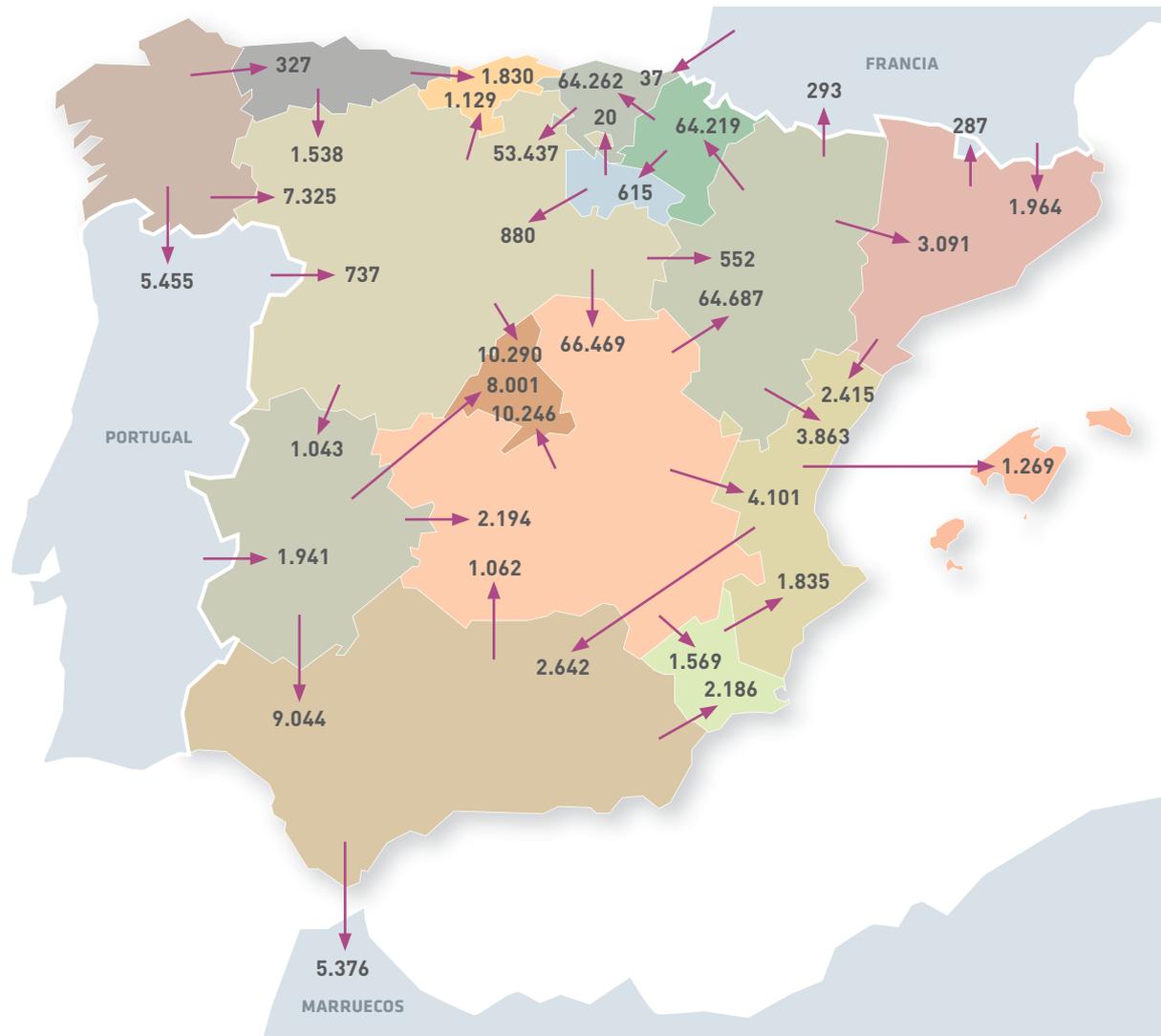
ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL ⁽¹⁾ ————— GWh

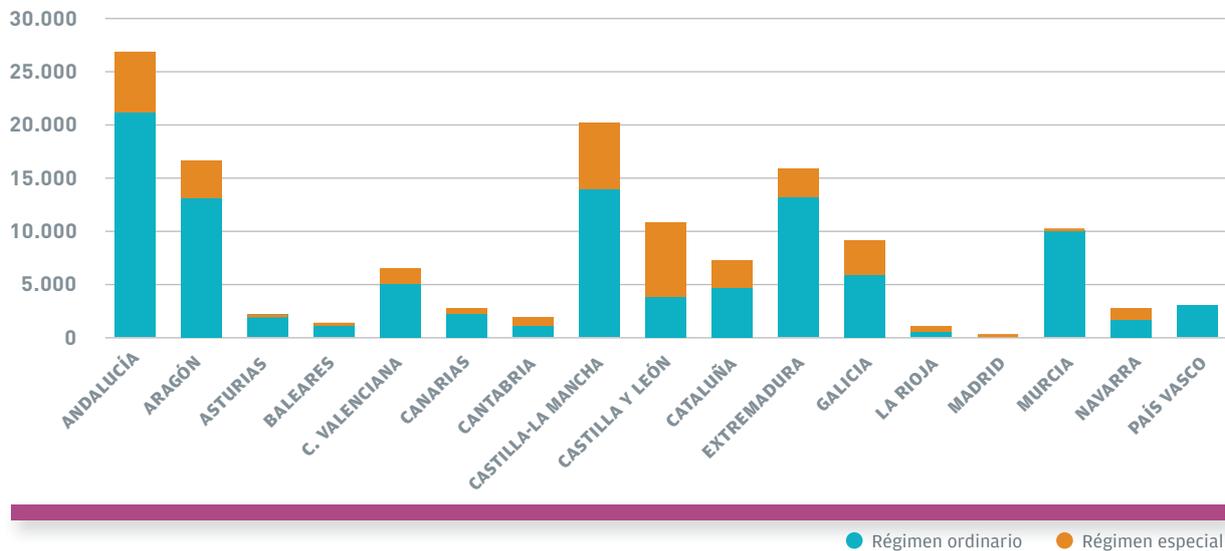
	ANDALUCÍA	ARAGÓN	ASTURIAS	BALEARES	C. VALENCIANA	CANARIAS	CANTABRIA	CASTILLA-LA MANCHA	CASTILLA Y LEÓN	CATALUÑA
Hidráulica	331	1.013	331	-	25	3	279	491	628	1.099
Eólica	6.987	4.869	1.141	6	2.595	364	75	8.657	12.681	3.195
Solar fotovoltaica	1.586	309	1	122	564	287	2	1.697	848	431
Solar termoeléctrica	1.988	-	-	-	10	-	-	678	-	74
Térmica renovable	1.764	228	666	1	53	8	82	238	181	259
Térmica no renovable	5.640	3.288	757	252	2.075	0	1.220	1.146	2.965	6.090
Total 2013	18.296	9.707	2.895	381	5.321	662	1.657	12.907	17.303	11.148
Total 2012	16.578	8.948	2.501	395	5.262	628	1.994	12.231	16.039	10.289
% 13/12	10,4	8,5	15,8	-3,6	1,1	5,4	-16,9	5,5	7,9	8,3

	CEUTA	EXTREMADURA	GALICIA	LA RIOJA	MADRID	MELILLA	MURCIA	NAVARRA	PAÍS VASCO	TOTAL
Hidráulica	-	38	1.844	68	100	-	56	627	168	7.102
Eólica	-	-	9.496	1.078	-	-	544	2.665	356	54.708
Solar fotovoltaica	-	1.110	20	130	92	0,1	802	295	28	8.324
Solar termoeléctrica	-	1.649	-	-	-	-	43	-	-	4.442
Térmica renovable	-	150	597	12	286	-	58	304	187	5.073
Térmica no renovable	-	30	2.440	150	1.086	8	1.960	982	2.161	32.248
Total 2013	-	2.977	14.398	1.438	1.564	8	3.463	4.872	2.900	111.897
Total 2012	-	2.369	12.023	1.384	1.647	2	3.249	4.635	3.149	103.323
% 13/12	-	25,7	19,7	3,9	-5,0	239,3	6,6	5,1	-7,9	8,3

(1) Datos provisionales. Energía efectivamente entregada por los productores de este régimen al sistema eléctrico. No incluye la producción destinada al autoconsumo de los propietarios de las centrales.

SALDOS DE INTERCAMBIOS DE ENERGÍA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GWh



SOLICITUDES DE ACCESO DE NUEVA GENERACIÓN A LA RED
DE TRANSPORTE 1999-2014 MWACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN
DE RÉGIMEN ORDINARIO 1999-2014 (*)

	NÚMERO DE SOLICITUDES RECIBIDAS	SOLICITUDES RECIBIDAS (MW)	SOLICITUDES GESTIONADAS (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN COMPLETA (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN INCOMPLETA (MW)
Andalucía	69	21.336	19.864	0	1.472
Aragón	25	13.334	13.084	0	250
Asturias	1	2.114	2.114	0	0
C. Valenciana	9	4.981	4.981	0	0
Cantabria	3	1.169	1.169	0	0
Castilla-La Mancha	44	13.899	9.591	0	4.308
Castilla y León	8	3.941	3.941	0	0
Cataluña	9	4.780	4.780	0	0
Extremadura	52	13.164	12.294	0	870
Galicia	12	6.013	4.513	0	1.500
La Rioja	1	785	785	0	0
Madrid	0	0	0	0	0
Murcia	24	10.066	8.414	0	1.652
Navarra	4	1.650	1.650	0	0
País Vasco	4	3.068	3.068	0	0
Total peninsular	265	100.299	90.248	0	10.051
Baleares	21	1.134	1.134	0	0
Canarias	22	2.273	1.888	0	385
Total extrapeninsular	43	3.407	3.022	0	385
Total nacional	308	103.706	93.270	0	10.436

(*) Datos a 31 de marzo del 2014. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN
DE RÉGIMEN ESPECIAL 1999-2014 (*)

	NÚMERO DE SOLICITUDES RECIBIDAS	SOLICITUDES RECIBIDAS (MW)	SOLICITUDES GESTIONADAS (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN COMPLETA (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN INCOMPLETA (MW)
Andalucía	52	5.548	5.548	0	0
Aragón	35	3.402	3.402	0	0
Asturias	1	7	7	0	0
C. Valenciana	6	1.498	1.498	0	0
Cantabria	4	713	713	0	0
Castilla-La Mancha	25	6.126	6.121	0	5
Castilla y León	58	6.803	6.664	0	139
Cataluña	21	2.571	2.202	0	369
Extremadura	35	2.805	2.805	0	0
Galicia	46	3.203	3.203	0	0
La Rioja	6	374	374	0	0
Madrid	2	77	77	0	0
Murcia	1	265	265	0	0
Navarra	15	1.192	915	0	276
País Vasco	0	0	0	0	0
Total peninsular	307	34.583	33.794	0	789
Baleares	5	86	86	0	0
Canarias	27	613	591	0	22
Total extrapeninsular	32	699	677	0	22
Total nacional	339	35.283	34.471	0	812

(*) Datos a 31 de marzo del 2014. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE DEMANDA
Y DISTRIBUCIÓN 1999-2014 (*)

	NÚMERO DE SOLICITUDES RECIBIDAS	SOLICITUDES RECIBIDAS (MW)	SOLICITUDES GESTIONADAS (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN COMPLETA (MW)	SOLICITUDES PENDIENTES CONTESTACIÓN DOCUMENTACIÓN INCOMPLETA (MW)
Andalucía	87	12.216	12.216	0	0
Aragón	28	4.890	4.890	0	0
Asturias	12	2.455	2.455	0	0
C. Valenciana	75	10.335	10.335	0	0
Cantabria	11	976	976	0	0
Castilla-La Mancha	27	3.540	3.540	0	0
Castilla y León	29	2.758	2.758	0	0
Cataluña	107	13.843	13.420	0	423
Extremadura	22	2.993	2.993	0	0
Galicia	37	3.983	3.903	0	80
La Rioja	6	505	505	0	0
Madrid	87	11.460	11.360	0	100
Murcia	12	2.595	2.535	60	0
Navarra	11	1.055	1.055	0	0
País Vasco	25	2.245	2.245	0	0
Total peninsular	576	75.849	75.186	60	603
Baleares	37	1.767	1.617	0	151
Canarias	34	1.666	1.666	0	0
Total extrapeninsular	71	3.433	3.282	0	151
Total nacional	647	79.281	78.468	60	754

(*) Datos a 31 de marzo del 2014. Magnitudes vigentes que reflejan para cada una de las instalaciones indicadas los valores actualizados disponibles que tienen en cuenta anulaciones y variaciones de potencia.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y TIEMPO DE
INTERRUPCIÓN MEDIO 2013

	ENS (MWh)		TIM (minutos)	
	RED ELÉCTRICA	RED DE TRANSPORTE	RED ELÉCTRICA	RED DE TRANSPORTE
Andalucía	96,5	96,5	1,36	1,36
Aragón	0,1	0,1	0,00	0,00
Asturias	0,0	0,0	0,00	0,00
Baleares	79,5	81,0	7,37	7,50
C. Valenciana	0,0	0,0	0,00	0,00
Canarias	2,9	2,9	0,18	0,18
Cantabria	581,2	581,2	68,47	68,47
Castilla-La Mancha	2,9	2,9	0,13	0,13
Castilla y León	0,0	0,0	0,00	0,00
Cataluña	26,1	26,1	0,29	0,29
Extremadura	0,0	0,0	0,00	0,00
Galicia	411,3	411,3	11,07	11,07
La Rioja	0,0	0,0	0,00	0,00
Madrid	7,9	38,1	0,14	0,66
Murcia	0,0	0,0	0,00	0,00
Navarra	0,0	0,0	0,00	0,00
País Vasco	0,0	0,0	0,00	0,00

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

CI

COMPARACIÓN INTERNACIONAL

132

Producción total neta de energía eléctrica de los países de la Unión Europea miembros de Continental Europe (ENTSO-E)

Incremento de la producción total neta de energía eléctrica 2013/2012

133

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

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2013/2012

134

Incremento de la demanda de energía eléctrica 2013/2009

135

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

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



136

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

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

137

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

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

138

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes

139

Mapa de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes

140

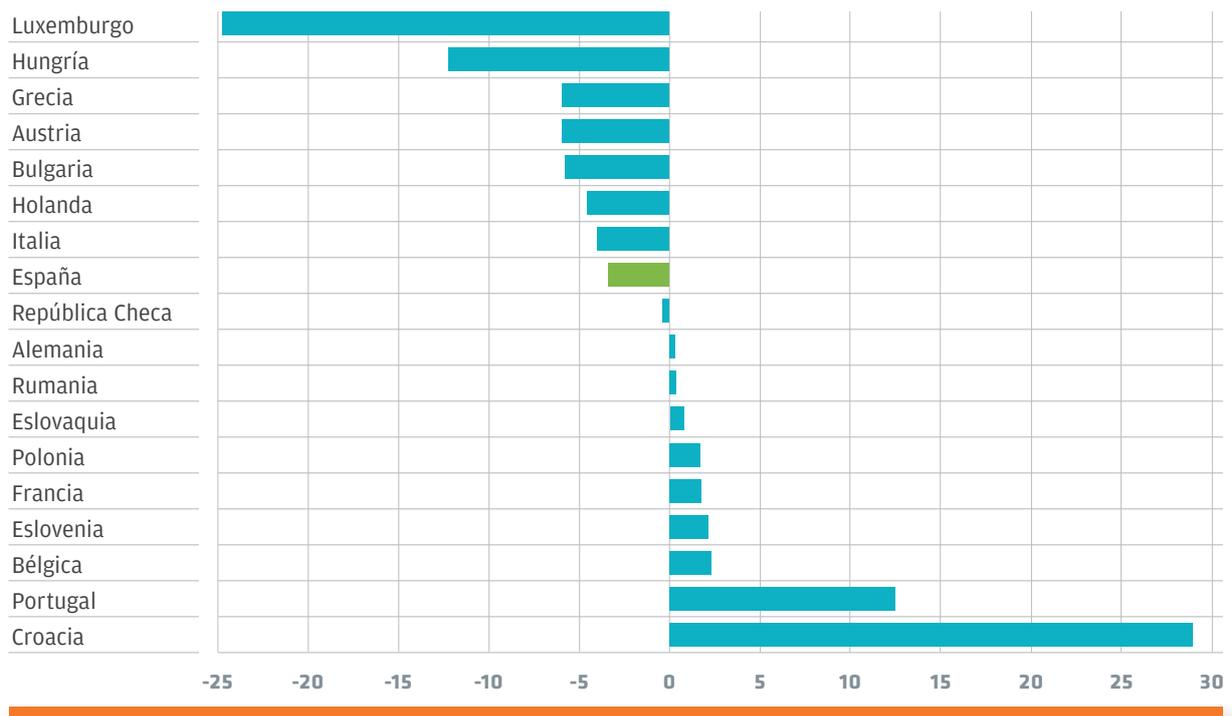
Tarifas de transporte en países pertenecientes a ENTSO-E

PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — TWh

	2012	2013	% 13/12
Alemania	570,8	571,8	0,2
Austria	72,0	67,7	-6,0
Bélgica	76,6	78,3	2,2
Bulgaria	41,9	39,5	-5,8
Croacia	9,9	12,8	28,8
Eslovaquia	26,8	27,0	0,7
Eslovenia	13,6	13,9	2,1
España	283,4	273,7	-3,4
Francia	541,5	550,8	1,7
Grecia	50,5	47,5	-6,0
Holanda	96,7	92,3	-4,5
Hungría	30,9	27,2	-12,2
Italia	287,7	276,0	-4,1
Luxemburgo	3,7	2,8	-24,7
Polonia	148,4	150,9	1,7
Portugal	42,6	47,8	12,4
República Checa	81,1	80,8	-0,4
Rumania	54,3	54,5	0,3
Total	2.432,5	2.415,3	-0,7

Fuente: ENTSO-E, España REE.

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2013/2012 — %



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) ——— TWh

	2012	2013	% 13/12
Alemania	539,9	530,6	-1,7
Austria	69,3	69,6	0,5
Bélgica	84,9	86,2	1,6
Bulgaria	32,5	32,2	-0,8
Croacia	17,3	17,1	-1,3
Eslovaquia	26,8	26,6	-0,7
Eslovenia	12,6	12,7	0,2
España	267,2	261,0	-2,3
Francia	489,4	495,1	1,2
Grecia	52,1	49,6	-4,8
Holanda	113,8	110,6	-2,9
Hungría	38,9	39,0	0,3
Italia	328,2	315,9	-3,7
Luxemburgo	6,3	6,2	-1,6
Polonia	144,9	145,5	0,4
Portugal	49,1	49,2	0,2
República Checa	63,0	62,7	-0,5
Rumania	54,4	52,3	-3,9
Total	2.390,6	2.362,1	-1,2

Fuente: ENTSO-E, España REE.

INCREMENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2013/2012 ——— %



INCREMENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2013/2009 — %



CONSUMO PER CÁPITA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — kWh/hab.

	2012	2013	% 13/12
Alemania	6.721	6.589	-2,0
Austria	8.237	8.236	0,0
Bélgica	7.648	7.726	1,0
Bulgaria	4.430	4.422	-0,2
Croacia	4.043	4.004	-1,0
Eslovaquia	4.967	4.925	-0,8
Eslovenia	6.149	6.154	0,1
España	5.708	5.586	-2,1
Francia	7.497	7.550	0,7
Grecia	4.681	4.481	-4,3
Holanda	6.802	6.588	-3,1
Hungría	3.917	3.939	0,6
Italia	5.526	5.293	-4,2
Luxemburgo	11.984	11.530	-3,8
Polonia	3.760	3.776	0,4
Portugal	4.654	4.687	0,7
República Checa	6.000	5.963	-0,6
Rumania	2.708	2.613	-3,5
Total	5.854	5.775	-1,3

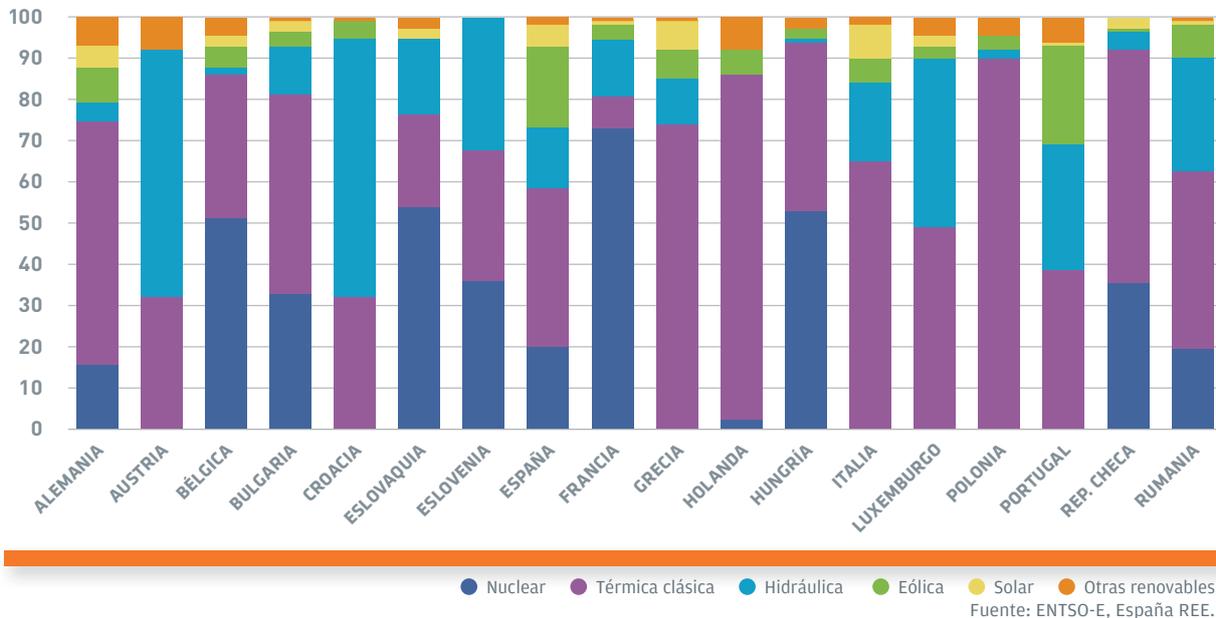
Consumo per cápita = Consumo total / nº hab.
Datos de población: Eurostat; datos de consumo: ENTSO-E, España REE.

ORÍGEN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — TWh

	NUCLEAR	TÉRMICA CLÁSICA	HIDRÁULICA	EÓLICA	SOLAR	OTRAS RENOVABLES	TOTAL
Alemania	92,1	336,0	24,4	50,8	31,0	37,4	571,8
Austria	0,0	21,8	41,0	0,0	0,0	4,9	67,7
Bélgica	40,6	26,9	1,7	3,6	2,4	3,1	78,3
Bulgaria	13,2	19,1	4,6	1,3	1,2	0,1	39,5
Croacia	0,0	4,1	8,0	0,5	0,0	0,1	12,8
Eslovaquia	14,7	6,0	5,0	0,0	0,6	0,7	27,0
Eslovenia	5,0	4,4	4,5	0,0	0,0	0,0	13,9
España	54,2	106,3	40,6	54,7	12,8	5,1	273,7
Francia	403,7	45,0	75,5	15,8	4,6	6,2	550,8
Grecia	0,0	35,4	5,2	3,4	3,4	0,2	47,5
Holanda	2,5	77,0	0,0	5,6	0,0	7,3	92,3
Hungría	14,4	11,1	0,2	0,7	0,0	0,7	27,2
Italia	0,0	181,1	52,8	14,8	22,0	5,3	276,0
Luxemburgo	0,0	1,3	1,1	0,1	0,1	0,1	2,8
Polonia	0,0	135,7	3,0	5,7	0,0	6,5	150,9
Portugal	0,0	18,3	14,6	11,8	0,4	2,7	47,8
República Checa	29,0	45,6	3,7	0,5	2,0	0,0	80,8
Rumania	10,7	23,6	14,9	4,6	0,4	0,3	54,5
Total	680,1	1.098,8	300,9	173,7	80,9	80,8	2.415,3

Fuente: ENTSO-E, España REE.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN TOTAL NETA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — %



COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — TWh

	HIDRÁULICA Y OTRAS	NUCLEAR	TÉRMICA CLÁSICA	PRODUCCIÓN TOTAL NETA	CONSUMOS EN BOMBEO	SALDO INTERCAMBIOS	DEMANDA
Alemania	143,6	92,1	336,0	571,8	7,5	-33,8	530,6
Austria	45,9	0,0	21,8	67,7	5,4	7,3	69,6
Bélgica	10,8	40,6	26,9	78,3	1,8	9,6	86,2
Bulgaria	7,2	13,2	19,1	39,5	1,0	-6,2	32,2
Croacia	8,7	0,0	4,1	12,8	0,2	4,5	17,1
Eslovaquia	6,3	14,7	6,0	27,0	0,4	0,1	26,6
Eslovenia	4,5	5,0	4,4	13,9	0,0	-1,2	12,7
España	113,2	54,2	106,3	273,7	6,0	-6,7	261,0
Francia	102,2	403,7	45,0	550,8	7,1	-48,6	495,1
Grecia	12,1	0,0	35,4	47,5	0,1	2,1	49,6
Holanda	12,9	2,5	77,0	92,3	0,0	18,2	110,6
Hungría	1,6	14,4	11,1	27,2	0,0	11,9	39,0
Italia	95,0	0,0	181,1	276,0	2,4	42,3	315,9
Luxemburgo	1,4	0,0	1,3	2,8	1,5	4,9	6,2
Polonia	15,1	0,0	135,7	150,9	0,8	-4,5	145,5
Portugal	29,5	0,0	18,3	47,8	1,5	2,8	49,2
República Checa	6,2	29,0	45,6	80,8	1,2	-16,9	62,7
Rumanía	20,2	10,7	23,6	54,5	0,2	-2,0	52,3

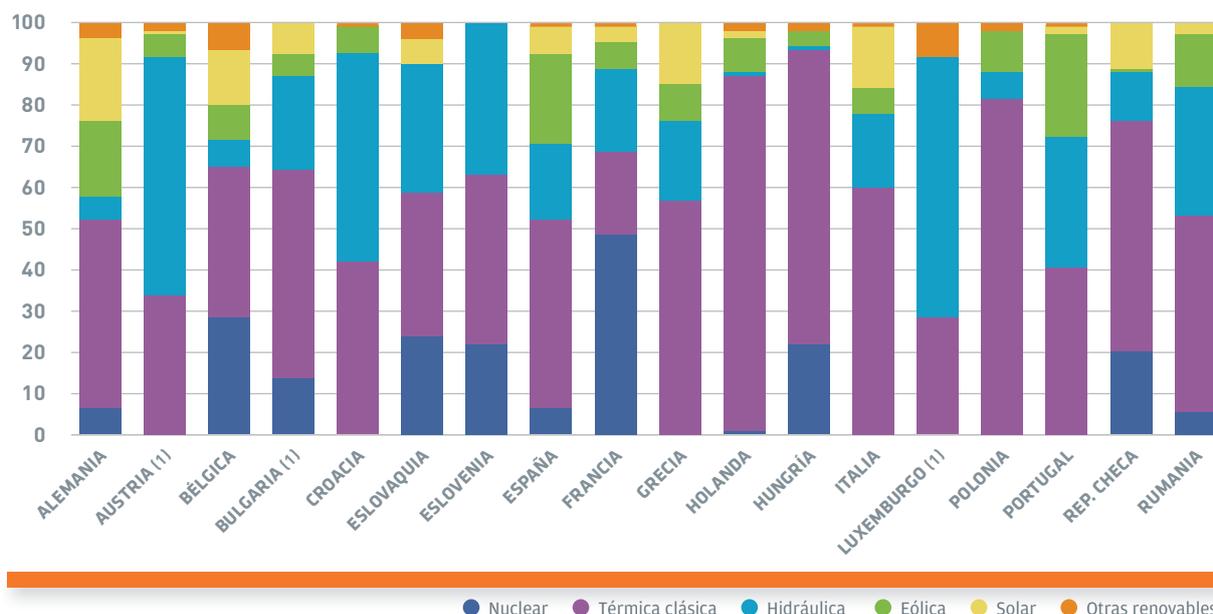
Fuente: ENTSO-E, España REE.

POTENCIA NETA INSTALADA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — GW

	NUCLEAR	TÉRMICA CLÁSICA	HIDRÁULICA	EÓLICA	SOLAR	OTRAS RENOVABLES	TOTAL
Alemania	12,1	84,4	10,8	34,0	36,9	6,4	184,6
Austria (1)	0,0	7,9	13,4	1,3	0,2	0,4	23,2
Bélgica	5,9	7,5	1,4	1,7	2,7	1,3	20,6
Bulgaria (1)	2,0	6,7	3,2	0,7	1,0	0,0	13,6
Croacia	0,0	1,8	2,1	0,3	0,0	0,0	4,2
Eslovaquia	1,9	2,8	2,5	0,0	0,5	0,3	8,1
Eslovenia	0,7	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	3,1
España	7,6	47,2	19,4	22,8	6,9	0,8	104,7
Francia	63,1	25,6	25,4	8,1	4,3	1,5	128,1
Grecia	0,0	9,7	3,2	1,5	2,4	0,0	17,0
Holanda	0,5	27,4	0,0	2,7	0,8	0,4	31,8
Hungría	1,9	6,2	0,1	0,3	0,0	0,1	8,6
Italia	0,0	74,8	22,0	8,5	18,3	0,7	124,3
Luxemburgo (1)	0,0	0,5	1,1	0,0	0,0	0,1	1,8
Polonia	0,0	29,2	2,3	3,4	0,0	0,7	35,6
Portugal	0,0	7,3	5,7	4,4	0,3	0,2	17,8
República Checa	4,0	11,2	2,2	0,3	2,1	0,0	19,9
Rumania	1,3	9,5	6,2	2,5	0,6	0,0	20,1
Total	101,1	361,1	122,2	92,5	77,0	13,1	767,0

(1) Datos a 31 de diciembre de 2012. Fuente: ENTSO-E, España REE.

ESTRUCTURA DE LA POTENCIA NETA INSTALADA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA MIEMBROS DE CONTINENTAL EUROPE (ENTSO-E) — %



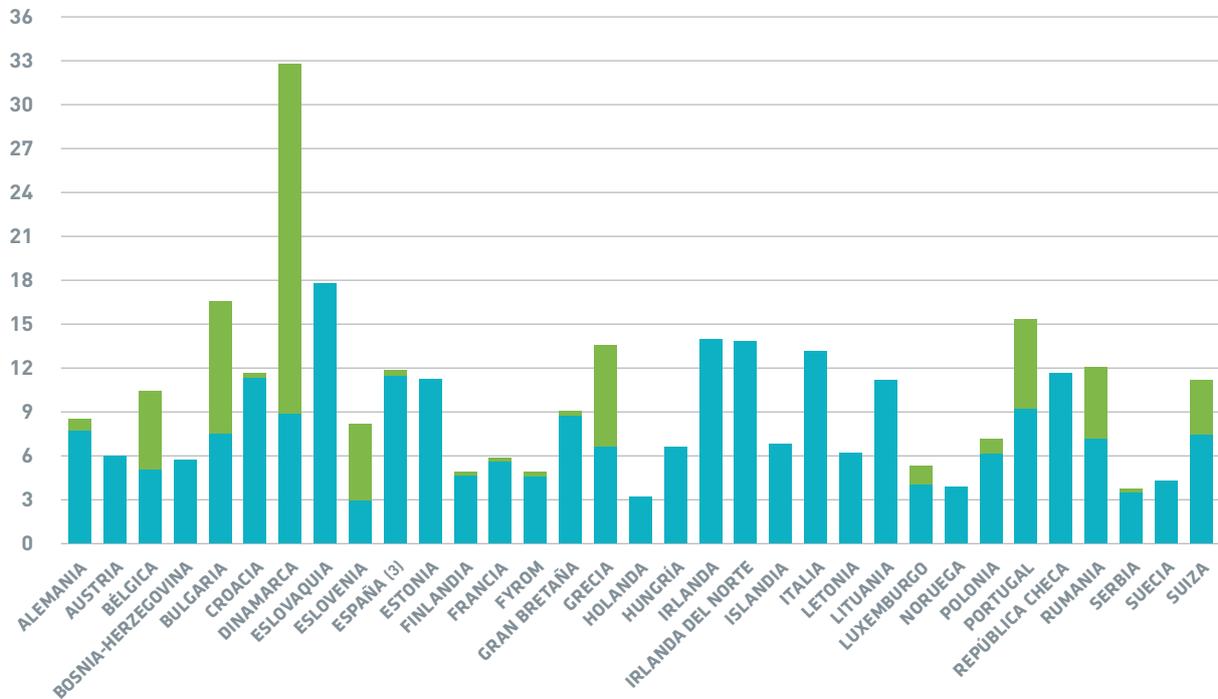
(1) Datos a 31 de diciembre de 2012. Fuente: ENTSO-E, España REE.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA — GWh
EN LOS PAÍSES DE MIEMBROS DE ENTSO-E Y LIMÍTROFES (1)

	IMPORTACIONES	EXPORTACIONES	SALDO
Albania (AL)	2.320	1.438	882
Alemania (DE)	38.468	72.256	-33.788
Austria (AT)	27.046	19.760	7.286
Bélgica (BE)	17.140	7.607	9.533
Bielorrusia (BY)	893	2.335	-1.442
Bosnia-Herzegovina (BA)	3.171	6.865	-3.694
Bulgaria (BG)	3.353	9.535	-6.182
Croacia (HR)	11.270	6.764	4.506
Dinamarca (DK)	11.464	11.172	292
Eslovaquia (SK)	10.722	10.628	94
Eslovenia (SI)	7.519	8.698	-1.179
España (ES)	10.204	16.648	-6.445
Estonia (EE)	2.436	5.982	-3.546
Finlandia (FI)	18.093	2.386	15.707
Francia (FR)	11.592	58.505	-46.913
FYROM (MK)	3.953	1.535	2.418
Gran Bretaña (GB)	17.501	4.455	13.046
Grecia (GR)	4.703	2.597	2.106
Holanda (NL)	33.252	14.875	18.377
Hungría (HU)	16.631	4.756	11.875
Irlanda (IE)	2.626	395	2.231
Irlanda del Norte (NI)	1.885	411	1.474
Italia (IT)	44.481	2.203	42.278
Letonia (LV)	5.006	3.650	1.356
Lituania (LT)	8.073	1.128	6.945
Luxemburgo (LU)	6.706	1.744	4.962
Marruecos (MA)	5.377	1	5.376
Moldavia (MD)	0	83	-83
Montenegro (ME)	3.013	3.342	-329
Noruega (NO)	9.887	14.289	-4.402
Polonia (PL)	7.796	12.319	-4.523
Portugal (PT)	8.100	5.323	2.777
República Checa (CZ)	10.568	27.458	-16.890
Rumania (RO)	2.706	4.724	-2.018
Rusia (RU)	2.121	9.154	-7.033
Serbia (RS)	4.659	7.417	-2.758
Suecia (SE)	15.154	24.698	-9.544
Suiza (CH)	29.386	30.710	-1.324
Turquía (TR)	4.761	805	3.956
Ucrania (UA)	2.113	7.497	-5.384

(1) Intercambios entre bloques en interconexiones no inferiores a 100 kV.
Fuente: ENTSO-E, España REE.

TARIFAS DE TRANSPORTE EN PAÍSES PERTENECIENTES A ENTSO-E (*) — €/MWh



● Tarifa de transporte (1) ● Otros costes (2)

(*) Tarifas aplicadas a consumidor conectado en la red de transporte de 400-380 kV, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización. (1) Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas y servicios del sistema. (2) Otros costes no relacionados directamente con los costes del TSO (por ejemplo fomento de renovables). (3) Para el caso de España el dato se corresponde con una tarifa de transporte ficticia calculada únicamente a efectos comparativos que incluye la tarifa de acceso 6.4 así como el resto de costes contemplados en el estudio (pérdidas y servicios del sistema) que no están incluidos en dicha tarifa de acceso.

Fuente: ENTSO-E. *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.*



GT

GLOSARIO DE TÉRMINOS



ACCIÓN COORDINADA DE BALANCE (TAMBIÉN DENOMINADO *COUNTER TRADING*). Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas, y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA Y REGULACIÓN SECUNDARIA. La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto

del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO COMERCIAL. Es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

CAPACIDAD TÉRMICA DE LA LÍNEA.

Máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

CICLO COMBINADO. Tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo en un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

COMERCIALIZADORES. Son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

CONGESTIÓN. Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultado del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

CONSUMIDORES. Personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.

CONSUMOS EN BOMBEO. Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

CONSUMOS EN GENERACIÓN. Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

CONTRATOS BILATERALES. Los productores, los autoprodutores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualesquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica.

CONTROL DE TENSIÓN. Servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se ejecute en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

DEMANDA B.C. (BARRAS DE CENTRAL). Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo

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

DEMANDA EN MERCADO LIBRE. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado.

DEMANDA EN MERCADO REGULADO DE SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO. Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas estándar de los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de último recurso.

DESVÍOS MEDIDOS A BAJAR. Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

DESVÍOS MEDIDOS A SUBIR. Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

DESVÍOS MEDIDOS. Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

DESVÍOS DE REGULACIÓN. Son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

DISTRIBUIDORES. Son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

ENERGÍAS RENOVABLES. Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen biogás, biomasa, eólica, hidráulica, hidráulica marina, solar, y residuos.

ENERGÍAS NO RENOVABLES. Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

EXCEDENTE/DÉFICIT DE DESVÍOS. Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación - demanda.

GENERACIÓN CON BOMBEO EN CICLO CERRADO. Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

GENERACIÓN NETA. Producción de energía en b.a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

GESTIÓN DE DESVÍOS. El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

ÍNDICE DE PRODUCIBLE HIDRÁULICO. Cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN. Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

INTERCAMBIOS DE APOYO. Son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS. Comprende todos los movimientos

de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS. Son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.

INTERRUMPIBILIDAD. Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a un orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes. El servicio de interrumpibilidad se gestiona por Red Eléctrica como Operador del Sistema

MARKET SPLITTING O SEPARACIÓN DE MERCADOS. Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico diario e intradiario de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

MERCADOS DE BALANCE. Son aquellos mercados de servicios de ajuste del sistema destinados al equilibrio entre generación y demanda (servicios de gestión de desvíos y energías de regulación terciaria y secundaria).

MERCADO DE PRODUCCIÓN. Es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

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

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

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

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

OPERADOR DEL SISTEMA. Sociedad mercantil que tiene como función principal

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

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

POTENCIA INSTANTÁNEA. La potencia instantánea es la potencia absorbida por la demanda en cualquier instante de tiempo.

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

POTENCIA NETA. Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA. Son aquellos servicios de ajuste del sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

PRODUCCIÓN B.A. (BORNES DE ALTERNADOR). Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

PRODUCCIÓN B.C. (BARRAS DE CENTRAL). Energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

PRODUCCIÓN NETA. Producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

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

PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO (PDBF). Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

RED DE TRANSPORTE. Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan

funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

RÉGIMEN ESPECIAL. Producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

RÉGIMEN ORDINARIO. Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

REGULACIÓN TERCIARIA. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en

un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

RENTA DE CONGESTIÓN. Ingresos derivados de la gestión de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos.

RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR. Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren.

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS. Las reservas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de **régimen anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de **régimen hiperanual**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL. Proceso realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.

SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO. Proceso gestionado por el Operador del Sistema que tiene por objeto introducir en el programa diario base de funcionamiento, las modificaciones de programas que puedan ser necesarias por garantía de suministro del sistema eléctrico español, procediéndose posteriormente a realizar el correspondiente reequilibrio generación-demanda.

RESTRICCIONES TÉCNICAS PDBF. Mecanismo gestionado por el Operador del Sistema para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN. Son aquellas restricciones técnicas correspondientes a solicitudes de los gestores de las redes de distribución al Operador del Sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión.

RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LA RED DE TRANSPORTE. Son aquellas restricciones técnicas identificadas en el sistema conjunto generación-red de transporte, que requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema.

SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA. Son aquellos servicios gestionados por el Operador del Sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios

de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste la solución de restricciones por garantía de suministro y la solución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS. Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

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

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

SUBASTA DE CAPACIDAD. Proceso utilizado para asignar capacidad de la interconexión con Francia basado en mecanismos de mercado, mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales (desde anual hasta intradiario).

SUMINISTRO ÚLTIMO RECURSO. Régimen de suministro de energía establecido para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada no superior a 10 kW.

TASA DE DISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE. Indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte (línea, transformador, elemento de control de potencia activa y reactiva) ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO). Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema.



Información elaborada con datos a 1 de abril de 2014

Edita:

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
P.º del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
Tel. 91 650 85 00
Fax. 91 640 45 42
www.ree.es

Coordinación de la edición:

Departamento de Comunicación e
Imagen Corporativa de RED ELÉCTRICA.

Coordinación técnica:

Departamento de Estadística e
Información de RED ELÉCTRICA.

Diseño y maquetación:

Juan Carlos Rubio
juancarlosdgrafico@yahoo.es

Otros datos de la edición:

Fecha de edición: julio 2014
Impresión: EPES Industrias Gráficas, S.L.

Depósito legal: M-17949-2014



Red Eléctrica trabaja en la selección de las fuentes tipográficas más legibles en sus publicaciones. Los textos y gráficos de este informe se han compuesto con las fuentes tipográficas Amplitude y PF BeauSans Pro.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

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

www.ree.es



MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

