EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

2016

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

2016

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

PRESENTACIÓN / 4

RESUMEN EJECUTIVO / 6

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA / 14

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA / 64

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA / 28

MERCADOS DE ELECTRICIDAD / 76

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA / 48

PANORAMA EUROPEO / 90

MARCO REGULATORIO / 96

GLOSARIO DE TÉRMINOS / 100

PRESENTACIÓN

Red Eléctrica de España (REE), como Transportista y Operador del sistema eléctrico español, presenta una nueva edición del Informe del sistema eléctrico español que publica con carácter anual desde su constitución como TSO en 1985. La presente publicación ofrece una visión general de los principales indicadores y ratios estadísticos del funcionamiento del sistema eléctrico en 2016.

Al igual que en la pasada edición de 2015, se ha mantenido el cambio de enfoque, contenidos y formato respecto a años anteriores con el fin de adaptarlo a las actuales tendencias y soportes de comunicación. Este mismo enfoque se ha empezado a utilizar para la elaboración de los boletines mensuales.

El actual informe anual, con vocación divulgativa, trata de llegar a un mayor número de usuarios, sin perder el rigor y la calidad de la información. En la edición impresa se suprimen las tablas de datos y se pone un mayor énfasis en la parte descriptiva. Cabe también destacar un amplio contenido analítico, indicadores de consumo eléctrico por sectores de actividad, así como una información más amplia del conjunto del sistema eléctrico en España.

El informe se complementa con ficheros Excel que amplían la información y permiten la descarga de datos. Estos ficheros y la versión digital de este informe se pueden consultar a través de la web corporativa: **www.ree.es**

Dentro de un ciclo de mejora continua, desde REE pretendemos ofrecer un servicio de mayor calidad para todos los usuarios por lo que ponemos a su disposición la siguiente dirección de correo electrónico **redelectrica@ree.es** a la que pueden hacernos llegar sus sugerencias y observaciones.

RESUMEN EJECUTIVO

La demanda de energía eléctrica en España ha crecido por segundo año consecutivo tras la crisis económica, aunque a una tasa inferior a la del año precedente

La demanda bruta en España se situó en 265.009 GWh, lo que supone un crecimiento del 0,7% respecto al año anterior, mientras que en 2015 el crecimiento fue del 2,0%.

El crecimiento del consumo de electricidad peninsular ha sido un 0,6 % superior a 2015

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, el crecimiento del consumo anual de electricidad ha sido un 0,6 % superior a 2015. Ajustados los efectos de temperatura y de laboralidad que recoge la influencia del año bisiesto, la demanda eléctrica atribuible principalmente a la actividad económica desciende ligeramente un 0,1 % respecto a 2015.

Por **grandes sectores de actividad,** según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, el consumo eléctrico industrial, que representa alrededor del 30 % de la demanda, cae en 2016 tras tres años consecutivos de crecimiento. Concretamente registró una variación negativa de 0,8 %, (-0,9 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura). Por su parte, el sector servicios, que representa cerca del 13 % de la demanda, cayó un 0,9 % (-1,1 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura). Por el contrario, el agregado de otros sectores de actividad, que apenas representa un 5 % de la demanda, experimentó un ligero crecimiento respecto al año anterior del 0,3 % (0,6 % corregidos de efectos de laboralidad y temperatura). Como resultado, el conjunto del IRE fue inferior en un 0,7 % al valor registrado en 2015 (-0,8 corregido de efectos de laboralidad y temperatura).

DEMANDA NACIONAL RESPECTO A 2015

0,7 % ↑

DEMANDA NACIONAL 2016

265.009 GWh

CONSUMO ELÉCTRICO GRANDES CONSUMIDORES RESPECTO A 2015

INDUSTRIAL **0,8 %** ↓

SERVICIOS **0,9 %** ↓

La demanda eléctrica muestra un crecimiento generalizado en la mayoría de comunidades

MÁXIMO DE POTENCIA INSTANTÁNEA EN EL SISTEMA PENINSULAR

Por primera vez la punta máxima se registró en

VERANO

El 6 de septiembre a las 13.32 horas

Por **áreas geográficas,** la demanda eléctrica comparada con el año anterior muestra un crecimiento generalizado en todas las comunidades, excepto en Cataluña, País Vasco, Cantabria y Melilla.

En relación a los **máximos de demanda,** cabe destacar que por primera vez la punta máxima de potencia instantánea en el sistema peninsular se registró en el periodo de verano, concretamente el 6 de septiembre a las 13.32 horas con 40.489 MW, apenas un 0,6 % inferior al máximo del año anterior registrado en febrero, pero aún alejado del récord histórico de 45.450 MW registrado en diciembre de 2007.

Respecto a la **cobertura de la demanda,** el 97,0 % de la demanda peninsular se cubrió con producción interna y el 3,0 % restante con energía importada de otros países. Cabe destacar que esta situación de importación neta de generación eléctrica no se producía desde el año 2003.

COBERTURA DE LA DEMANDA

Producción nacional

97 %

Energía importada

3 %

La **capacidad instalada** del parque generador en España descendió en 2016 tras una larga senda de crecimiento continuado. Concretamente finalizó el año con 105.279 MW instalados, un 0,8 % menos que en 2015. Este descenso se debió principalmente a la baja en el mercado de producción de cinco instalaciones peninsulares de carbón que suman conjuntamente 932,2 MW.

En cuanto a la **generación eléctrica,** las energías renovables han elevado su cuota en el conjunto de la generación peninsular hasta el 40,8 % (36,9 % en 2015), favorecidas por el crecimiento del 25,5 % de la producción hidráulica. Como contrapartida, las energías no renovables han reducido su participación hasta el 59,2 % (63,1 % en 2015), absorbiendo todo ese descenso el carbón, cuya producción fue un 30,9 % inferior al año anterior.

ENERGÍAS RENOVABLES

40,8 %

Respecto al total de generación peninsular

Descienden las emisiones de CO_2 derivadas de la generación eléctrica al nivel más bajo de los últimos diez años

Por tecnologías, la producción de electricidad peninsular de 2016 se generó en primer lugar con la nuclear con un 22,9 % (21,8 % en 2015), seguida de la eólica con el 19,3 % (19,0 % en 2015) y de la hidráulica con un 14,6 % (11,2 % en 2015). El carbón descendió hasta el 14,4 % (20,3 % en 2015), mientras que el restante 28,8 % de la generación se repartió entre los ciclos combinados (10,5 %), cogeneración (10,4 %), solar (5,2 %) y otras (residuos y otras renovables 2,7 %), valores similares a los del año anterior.

Las emisiones de CO_2 derivadas de la generación eléctrica en España se han situado en la cifra más baja de los últimos diez años, gracias a que en 2016 se ha reducido notablemente la generación con carbón. Concretamente, el nivel de emisiones se situó en 63,5 millones de toneladas, valor un 18,3 % inferior al registro de 2015 y un 43,1 % menor que el de 2007.

Los programas de intercambio de energía de España con otros países registraron, por primera vez desde el año 2003, un saldo neto importador. Si bien las exportaciones crecieron un 8,2 % respecto al año anterior situándose en 12.686 GWh, este crecimiento fue muy

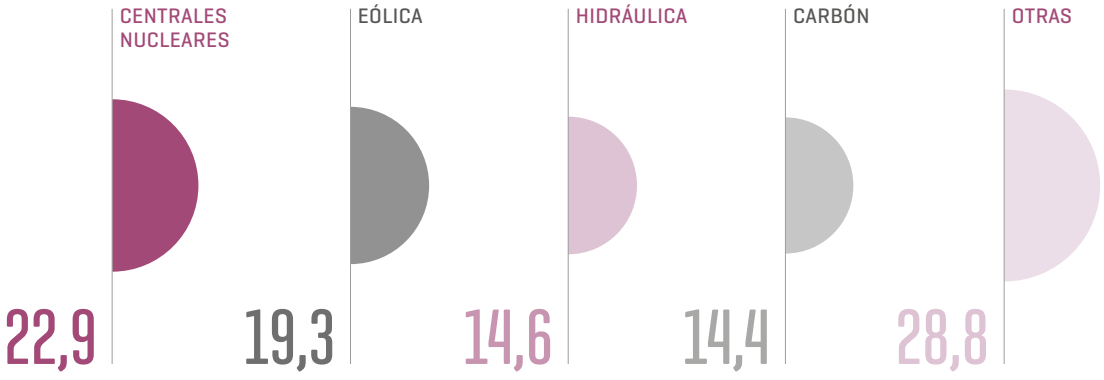
SALDO DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

7.660 GWh

Primer saldo neto importador desde el año 2003

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PENINSULAR 2016

%



El enlace Mallorca - Ibiza finalizado en 2016 consolida el proceso de integración eléctrica de todo el archipiélago balear y su conexión con la Península

inferior al registrado por las importaciones que ascendieron hasta los 20.346 GWh, un 75,7% superiores a las de 2015. Como resultado, el saldo neto fue de signo importador en 7.660 GWh.

Por interconexiones, España fue un año más importador neto con Francia y por primera vez también con Portugal. En la interconexión con Francia registró un saldo importador de 7.806 GWh, un 6,6% superior al del año 2015 y en la interconexión con Portugal el saldo importador fue de 5.084 GWh (frente al saldo exportador de 2.267 GWh de 2015). Con Andorra y Marruecos, el saldo fue una vez más exportador con valores respectivos de 278 GWh y 4.952 GWh.

La red de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante 2016 un nuevo impulso con la entrada en servicio de 674 km de circuito, 61 nuevas posiciones de subestación y 600 MVA de capacidad de transformación. Con ello, las infraestructuras de la red española se situaron al finalizar el año en 43.800 km de circuito, 5.609 posiciones de subestación y 85.144 MVA.

Entre los proyectos concluidos en 2016, cabe destacar la instalación del segundo cable del enlace que une las islas de Mallorca e Ibiza de 117 km de tramo submarino y 8 km de tramo subterráneo que, junto al primer cable puesto en servicio en 2015, ha permitido conectar los dos sistemas eléctricos del archipiélago balear, Mallorca-Menorca e Ibiza y Formentera para formar un único sistema eléctrico.

NUEVAS LÍNEAS DE RED DE TRANSPORTE

674 km DE CIRCUITO

puestos en servicio en 2016

MAGNITUDES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

5.609 POSICIONES

85.144 MVA

43.800 km

de circuito

La red de transporte de energía eléctrica ha mostrado un ejercicio más unos altos indicadores de calidad

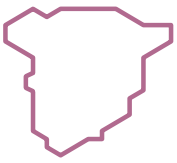
Los **indicadores de calidad** de servicio muestran un ejercicio más el alto grado de seguridad y calidad de la red de transporte, al situarse en todos los sistemas, excepto en Canarias, en valores mucho más favorables que los de referencia establecidos en la normativa vigente. Con datos provisionales (pendientes de auditoría), la Energía No Suministrada (ENS) de 2016 correspondiente al sistema peninsular fue de 78 MWh (53 MWh en 2015) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de 0,16 minutos (0,11 minutos en 2015).

En el sistema balear estos indicadores mejoraron significativamente respecto al año anterior, al registrar una ENS de 0,3 MWh (29 MWh en 2015) y un TIM de 0,03 minutos (2,66 minutos en 2015). Por el contrario, en el sistema canario ocurrieron diversos incidentes motivados mayoritariamente por la ausencia de mallado de la red en Fuerteventura que supusieron una ENS de 457 MWh y un TIM de 27,45 minutos.

Por su parte, el índice de disponibilidad (ID) (que mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte) mejora en todos los sistemas. En el sistema peninsular fue del 98,33 % (97,94 % en 2015) y en los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, fue respectivamente del 96,93 % y 98,07 % (96,88 % y 96,74 % en 2015).

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)
Y TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM)

Sistema peninsular



(ENS) 78 MWh

(TIM) 0,16 Min

(ID) 98,33 %

Sistema balear

(ENS) 0,3 MWh

(TIM) 0,03 Min

(ID) 96,93 %

Sistema canario

(ENS) 457 MWh

(TIM) 27,45 Min

(ID) 98,07 %

La energía final contratada en el mercado eléctrico fue un 0,8 % superior a la de 2015

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico fue de 48,4 €/MWh, un 23,0 % inferior al precio de 2015 y el más bajo desde el año 2010. Por su parte, la energía final contratada en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 0,8 % superior a la del año anterior.

Durante 2016, el precio conjunto de los mercados diario e intradiario representó el 83,9 % del precio final, los servicios de ajuste del sistema el 6,4 %, los pagos por capacidad el 5,7 % y el servicio de interrrumpibilidad el 4,0 % restante.

PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA

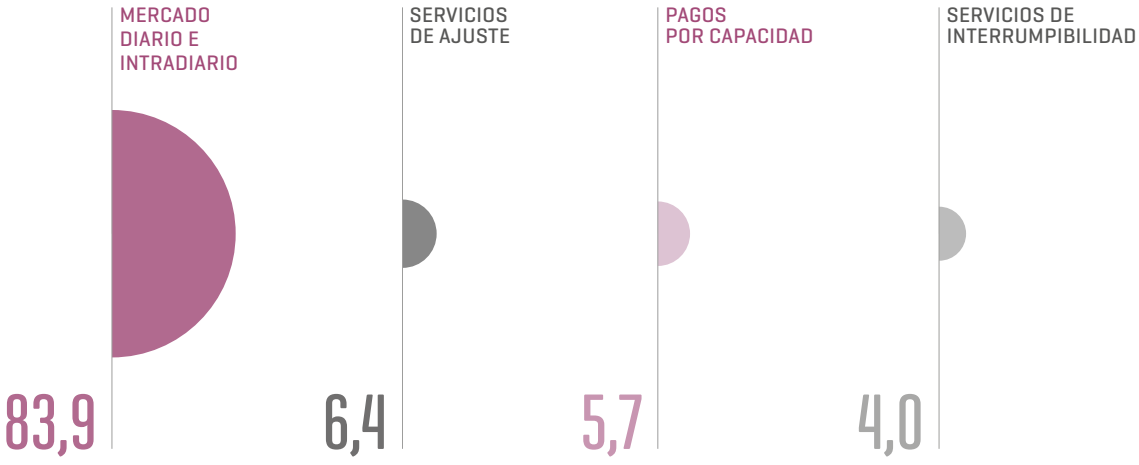
48,4 €/MWh

COMPARATIVA 2015

23,0 %

COMPONENTES PRECIO MEDIO FINAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

%



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por segundo año consecutivo el crecimiento de la demanda bruta de energía eléctrica en España ha sido positivo, aunque inferior al de 2015

La demanda bruta de energía eléctrica en el año 2016 en España fue de 265.009 GWh, un 0,7% superior a la registrada el año anterior, siendo este el segundo año consecutivo de crecimiento de la demanda, si bien la variación experimentada en este año ha sido inferior a la de 2015 que se situó en el 2,0%.

La demanda bruta del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, tuvo un crecimiento del 0,6% respecto al año anterior, con un total de 249.980 GWh demandados, situándose, por tanto, en niveles de demanda algo superiores a los que se registraron en el año 2015. En el resto de los sistemas eléctricos, la demanda bruta creció en todos ellos excepto en Melilla en donde descendió un 2,4% respecto a 2015.

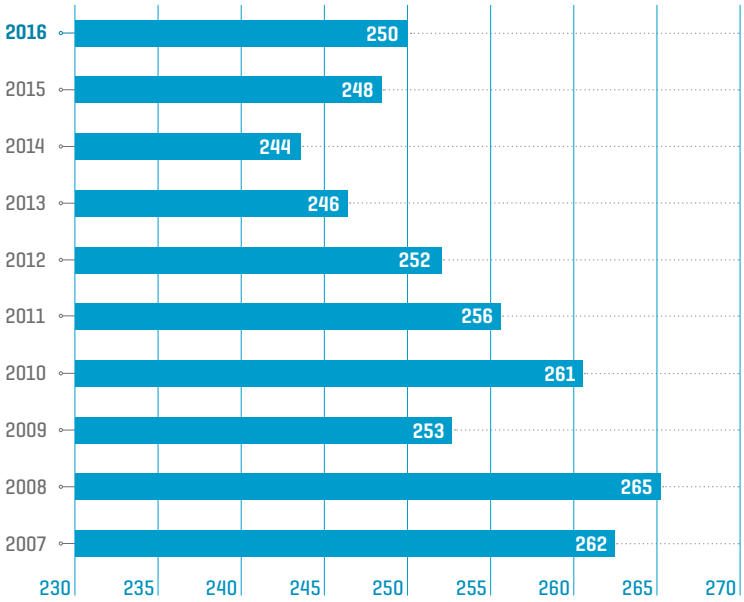
DEMANDA
SISTEMA PENINSULAR
RESPECTO A 2015

0,6% ↑

Segundo
año consecutivo
de crecimiento

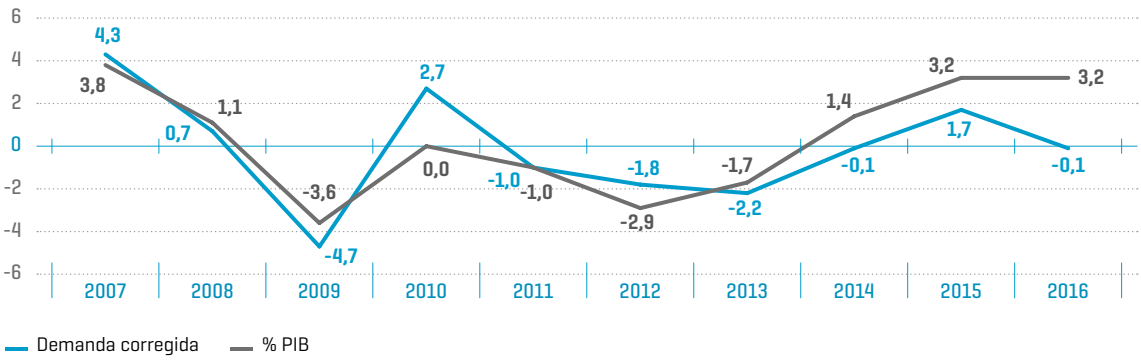
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN b.c. PENINSULAR EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS

TWh



VARIACIÓN ANUAL DE LA DEMANDA PENINSULAR Y PIB

%



La demanda bruta de energía eléctrica creció en todos los sistemas eléctricos españoles, excepto en Melilla

VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR CORREGIDA RESPECTO AL AÑO ANTERIOR

0,1 %

Desde el punto de vista de la actividad económica, este año se han mantenido los ritmos de crecimiento del año anterior, con una variación positiva del Producto Interior Bruto (PIB) del 3,2 % respecto al año 2015 manteniéndose, de esta manera, una fase de crecimiento continuado de la actividad.

La elasticidad entre la variación de la demanda bruta de energía eléctrica y el PIB se situó en el 0,2, frente a la elasticidad del 0,6 del año anterior.

La demanda de energía eléctrica peninsular, una vez corregida la influencia de las temperaturas y de la laboralidad que recoge el efecto del año bisiesto, registró en 2016 una variación ligeramente negativa respecto al año anterior del 0,1 %. Este descenso contrasta con la variación positiva del 1,7 % registrada en 2015 sobre 2014.

LAS SUAVES TEMPERATURAS tuvieron escasa contribución a la variación de la demanda

COMPONENTES DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR

% respecto al año anterior

%

	Δ Demanda b.c.	Efectos		
		Laboralidad	Temperatura	Corregida
2007	2,9	0,0	-1,3	4,3
2008	1,1	0,4	-0,1	0,7
2009	-4,7	-0,5	0,4	-4,7
2010	3,1	0,1	0,4	2,7
2011	-1,9	0,1	-1,0	-1,0
2012	-1,4	-0,3	0,7	-1,8
2013	-2,2	0,2	-0,3	-2,2
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	2,0	-0,1	0,4	1,7
2016	**0,6**	**0,6**	**0,1**	**-0,1**

La tendencia de la demanda mensual corregida del sistema peninsular se mantiene con crecimientos situados en torno al 1,3 % durante el primer semestre del año, para luego caer a partir del mes de julio y finalizar el año con la variación corregida negativa del 0,1 %.

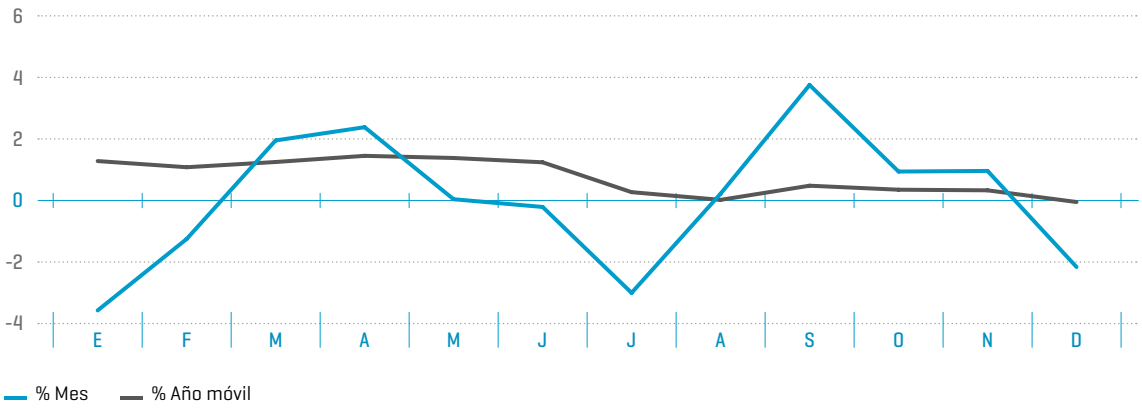
Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, al igual que ocurrió en los años 2014 y 2015, en el conjunto de 2016 se han registrado temperaturas más calurosas en verano y más suaves en invierno que las correspondientes a la media histórica [1]. Los grados día [2] con efecto frío han sido inferiores en un 8,8 % a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 28,8 % a los valores medios del período considerado.

(1) Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.

(2) Se define grado día con efecto frío como los grados centígrados inferiores a 19 °C, y los grados día con efecto calor, los superiores a 23 °C.

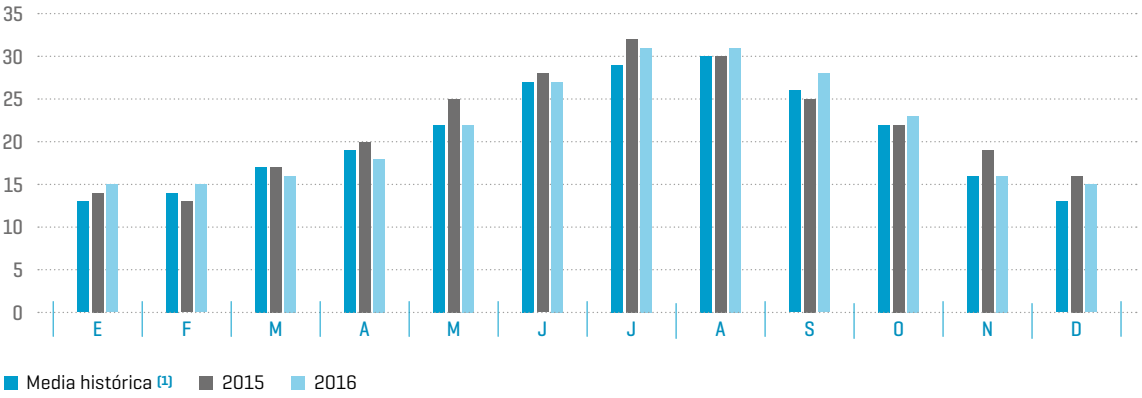
VARIACIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA PENINSULAR CORREGIDA

%



EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS TEMPERATURAS MÁXIMAS

°C



(1) Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.

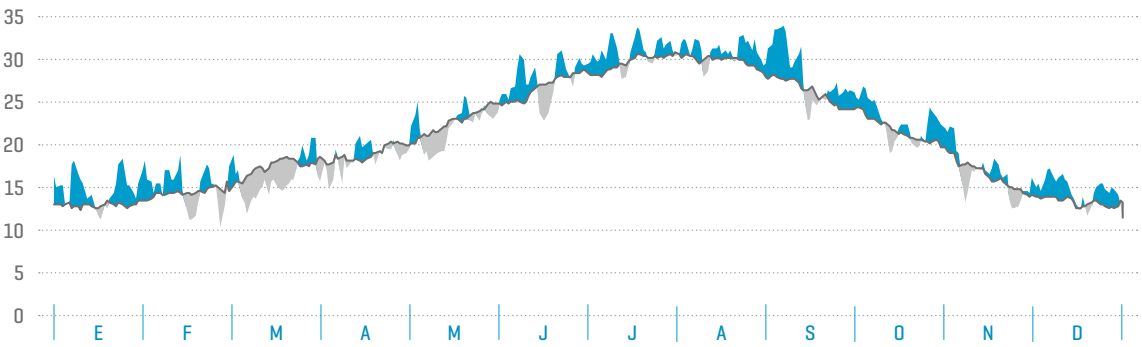
De esta manera, a lo largo de 2016 se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica [1] en un 23,8 % de los días. Estos días se concentran en los meses de enero, julio y septiembre. En el lado contrario, las temperaturas inferiores a la media histórica se produjeron en tan solo el 10,1 % de los días del año, concentrándose estos días principalmente en el mes de marzo y, en menor medida, en noviembre.

Al comparar con el año anterior, 2016 ha sido ligeramente más fresco que el año 2015, con un 6,3 % de grados día de frío más y un 0,9 % de grados día de calor menos. Del impacto combinado de estos efectos, con mayor peso de los grados día de frío, resulta una aportación positiva de las temperaturas de 0,1 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

(1) Días con temperaturas mayores a la media más una vez su dispersión, medida a través de la desviación típica.

EVOLUCIÓN DE LAS TEMPERATURAS COMPARADO CON LA MEDIA HISTÓRICA

°C

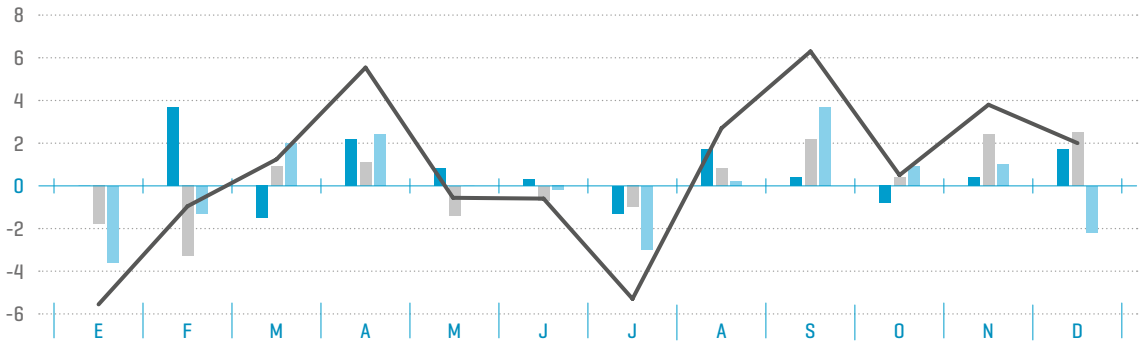


Superior a la media — Inferior a la media — Temperatura media histórica [1]

(1) Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.

COMPONENTES DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MENSUAL PENINSULAR

%



Laboralidad — Temperatura — Demanda corregida — Incremento de demanda

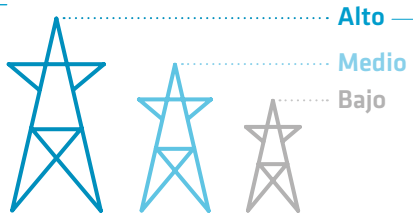
Ligero descenso de la demanda de grandes consumidores en 2016

El índice Red Eléctrica (IRE) es un indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo eléctrico de tamaño medio y alto (potencia contratada superior a 450 kW). Este índice se publica tanto a nivel general como detallado por sectores de actividad (CNAE) y está disponible en torno a los 22 días de haber finalizado el mes.

En 2016 el conjunto del IRE fue inferior en un 0,7% al valor registrado el año anterior, con lo que el índice se sitúa en 99,5, valor ligeramente inferior al del año de referencia (2010=100). El descenso del índice de este año supone que, tras dos años consecutivos con crecimientos por encima del 2% (2014 y 2015) en los que se había conseguido superar los niveles de consumo del año 2010, se haya retornado a niveles inferiores a los de este año de referencia.

ÍNDICE RED ELÉCTRICA (IRE)

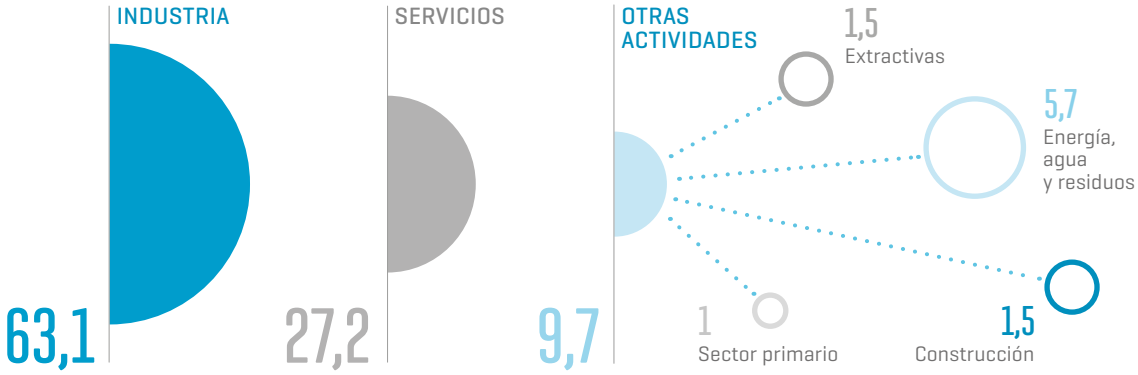
EMPRESAS NIVEL CONSUMO



Potencia contratada

+450 kW

COMPOSICIÓN DEL IRE GENERAL %



Por grandes ramas de actividad, todas ellas han presentado una tasa de variación respecto al año anterior inferior a la registrada en 2015:

> Tras tres años consecutivos de crecimiento, las actividades industriales caen un 0,8 % condicionadas, sobre todo, por la evolución negativa del consumo para la producción de bienes intermedios.

> Después de la pequeña variación positiva del 0,1 % que experimentó el sector servicios el año anterior, en 2016 el consumo de este agregado ha retornado a tasas de variación negativas del 0,9 %.

> La agrupación de otros sectores de actividad ha vuelto a crecer respecto al año anterior aunque a una tasa mucho más modesta del 0,3 %, valor que contrasta con el elevado crecimiento del 3,0 % experimentado en 2015 respecto a 2014.

IRE INDUSTRIAL RESPECTO A 2015

0,8 % ↓

IRE 2016

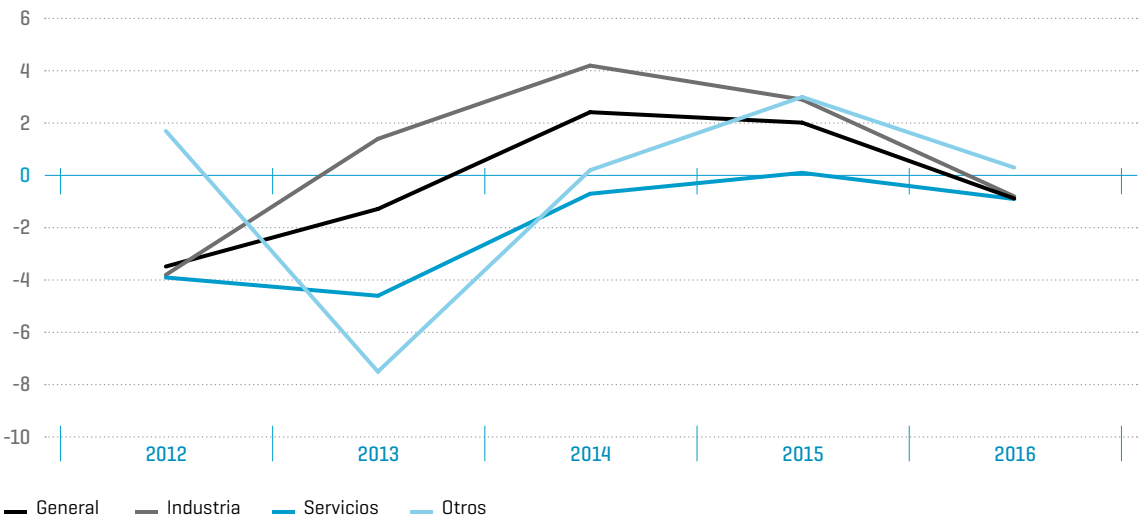
Respecto al valor de referencia

AÑO 2010 = 100

99,5

VARIACIÓN ANUAL DEL IRE

%



En 2016 la composición del calendario tuvo un impacto positivo de 0,2 puntos porcentuales (p.p.) sobre la evolución del IRE debido, fundamentalmente, a que 2016 fue un año bisiesto. Las temperaturas, por el contario, ligeramente más suaves que las del año anterior redujeron en 0,1 p.p. su evolución. Una vez descontados ambos efectos, el índice general descendió un 0,8 % respecto al año anterior, lo que supone (al igual que en el valor bruto) la primera variación negativa del índice desde el año 2013.

ÍNDICE GENERAL CORREGIDO RESPECTO A 2015

0,8 % ↓

Primera variación negativa del índice desde 2013

IRE: DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIACIÓN EN 2016

%

	Bruto	Efectos		
		Laboralidad	Temperatura	Corregido
General	-0,7	0,2	-0,1	-0,8
Industria	-0,8	0,2	-0,1	-0,9
Servicios	-0,9	0,2	0,0	-1,1
Otras actividades [1]	0,3	0,1	-0,5	0,6

[1] Extractivas; energía, agua y residuos; construcción; y sector primario.

La evolución mensual de las dos grandes agrupaciones sectoriales (industria y servicios) ha sido dispar, ya que si bien el consumo corregido de ambas finalizó el año con una variación negativa respecto al año anterior en torno al 1,0 %, su comportamiento a lo largo del año fue sensiblemente diferente.

Descienden los principales componentes del Índice:

INDUSTRIA Y SERVICIOS

La industria, tras los crecimientos situados entre el 2 % y el 3 % que se produjeron en el último cuatrimestre de 2015, comenzó el año 2016 con variaciones negativas, situación que prácticamente se mantuvo durante todos los meses del año hasta que en el mes de diciembre se originó un repunte del consumo que podría indicar un posible cambio en su evolución a medio plazo.

Los servicios continuaron con su evolución negativa, así como con una elevada volatilidad en sus variaciones mensuales con crecimientos negativos en todos los meses del año, excepto el 'pico' positivo que se produjo en los meses de abril y mayo.

Los síntomas de agotamiento de la tendencia del consumo corregido mostrados durante 2015, cuando se produjo una reducción paulatina de los ritmos de crecimiento, se han visto superados a lo largo del año 2016 con una tendencia del consumo claramente decreciente hasta finalizar el año con la variación corregida negativa mencionada del 0,8 %.

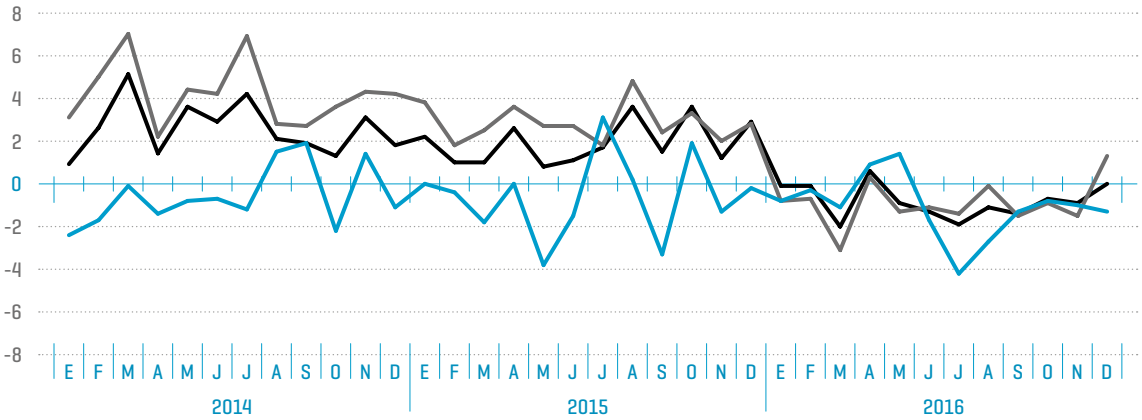
Los sectores industriales ya en 2015 venían mostrando un descenso en sus ritmos de crecimiento pero de forma suave.

En 2016, sin embargo este aterrizaje suave del consumo se ha visto interrumpido por un descenso abrupto que provoca al finalizar el año una caída del 0,9 % frente al crecimiento del 2,8 % del consumo del año anterior. Este descenso es consecuencia principalmente de la evolución negativa del consumo proveniente de la producción de bienes intermedios.

Por su parte, la variación del consumo de los sectores de servicios (año móvil) ha continuado con su tónica de descenso sostenido, excepto en las situaciones puntuales de los meses de mayo y junio, incluso muestra una cierta aceleración al finalizar el año con un descenso del 1,1 % respecto al año anterior, caída 0,5 p.p. superior a la registrada en 2015.

VARIACIÓN MENSUAL DEL IRE CORREGIDO

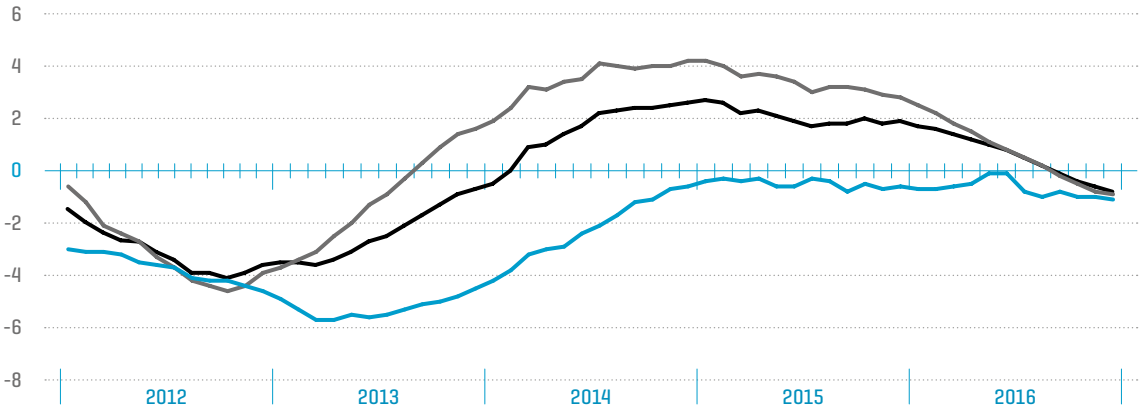
%



General Industria Servicios

VARIACIÓN MENSUAL DEL IRE CORREGIDO (AÑO MÓVIL)

%



General Industria Servicios

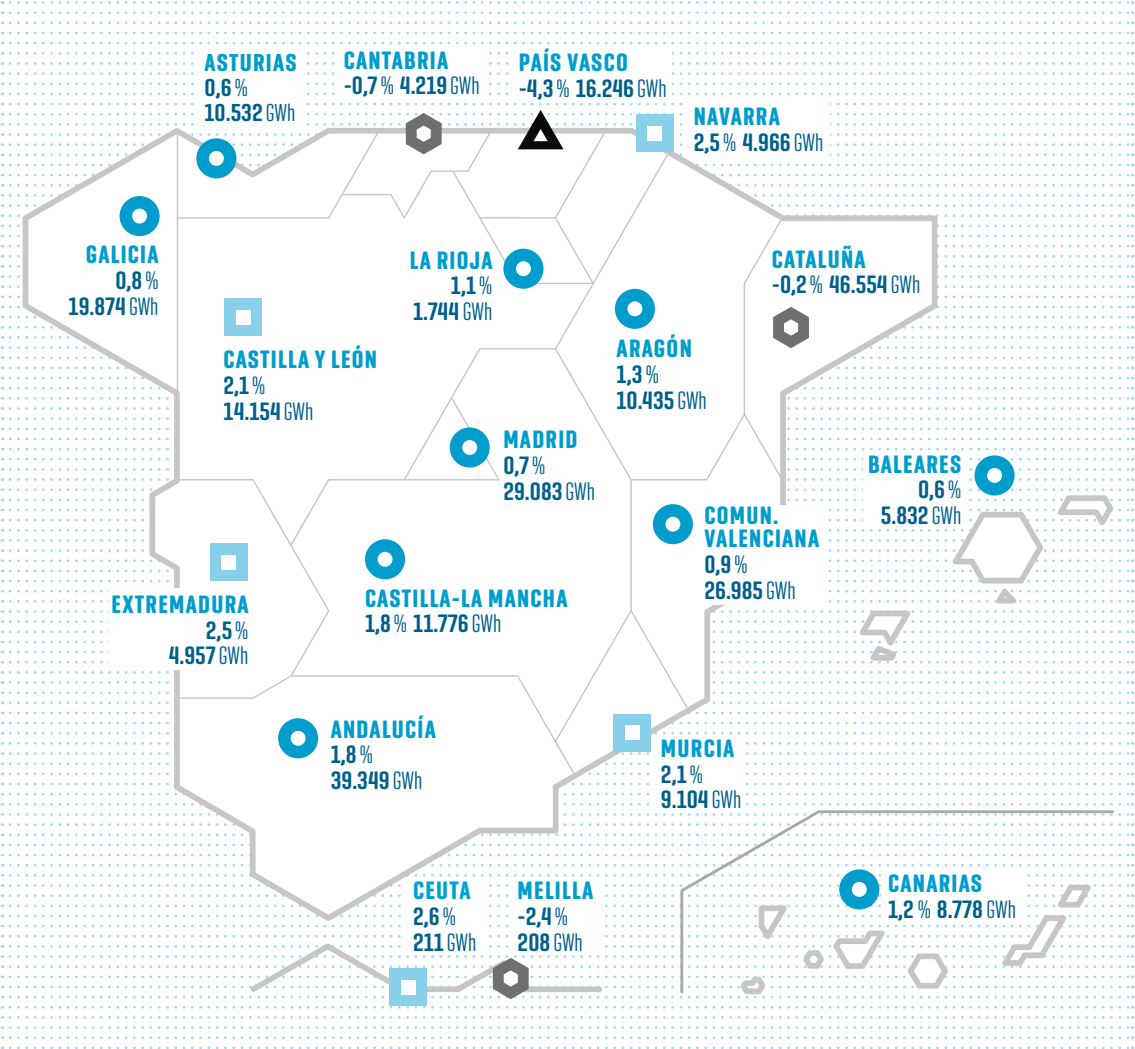
MAYOR CRECIMIENTO

En el interior

La evolución de la demanda por zonas geográficas en 2016 osciló entre un crecimiento máximo en Ceuta del 2,6 % respecto al año anterior (en las comunidades autónomas peninsulares el crecimiento máximo se registró en las comunidades de Extremadura y Navarra con un 2,5 %) y un descenso del 4,3 % en el País Vasco. En la mayor parte de las comunidades autónomas se registraron variaciones positivas de la demanda excepto Cataluña, Melilla, Cantabria, y el ya mencionado del País Vasco.

Estas variaciones de la demanda no se han producido en un área en particular, aunque podría destacarse que las comunidades autónomas del interior (excepto Madrid) han presentado variaciones positivas superiores al 1 %.

DEMANDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS Y VARIACIÓN RESPECTO AL AÑO ANTERIOR



▲ <-3% ⬡ ≥-3% a ≤0% ○ >0% a ≤2% □ >2%

Por primera vez el máximo de demanda instantánea del sistema peninsular se produce en el periodo de verano

Los máximos de demanda instantánea peninsular de 2016 correspondientes a los periodos de frío y de calor han tenido un comportamiento divergente ya que, mientras que el máximo de invierno fue un 5,6 % inferior al registrado en el año 2015, el máximo de verano fue un 0,7 % superior al del año anterior, con la particularidad de que, por primera vez, el máximo estival de 40.489 MW registrado el 6 de septiembre a las 13.32 horas ha resultado ser la demanda máxima del año.

MÁXIMA DEMANDA INSTANTÁNEA PENINSULAR

6 SEPTIEMBRE / 13:32 h

40.489 MW

Comparación con máximo histórico

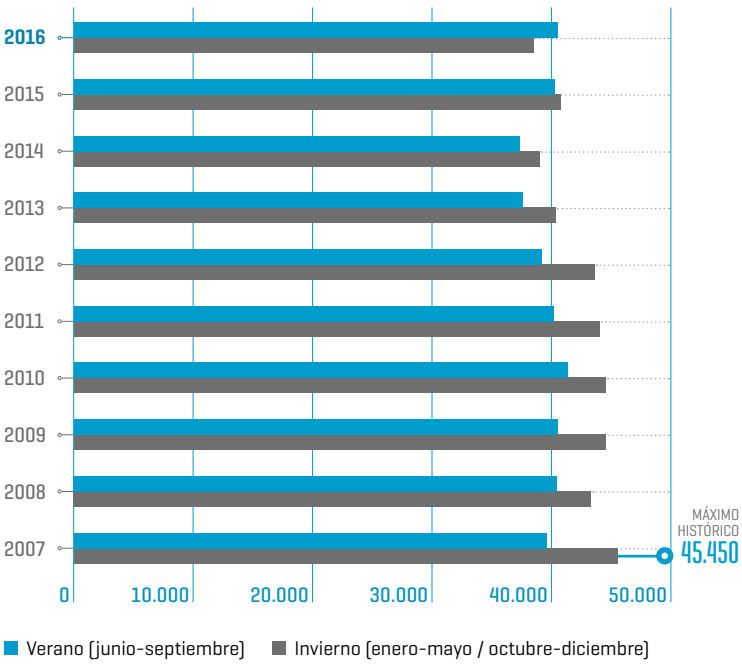
-10,9 %

45.450 MW
2007
máximo histórico

40.489 MW
2016

MÁXIMOS ANUALES DE DEMANDA INSTANTÁNEA PENINSULAR

MW



El máximo de demanda horaria de los meses estivales ha sido también superior al de invierno

MÁXIMO DE DEMANDA HORARIA RESPECTO A 2015

0,5 % ↑

Con 40.144 MWh

Este máximo queda, no obstante, muy alejado del máximo histórico de demanda registrado en diciembre de 2007 con 45.450 MW. Pero si lo comparamos con el máximo histórico estival registrado en 2010 con 41.318 MW, es tan solo inferior en 829 MW.

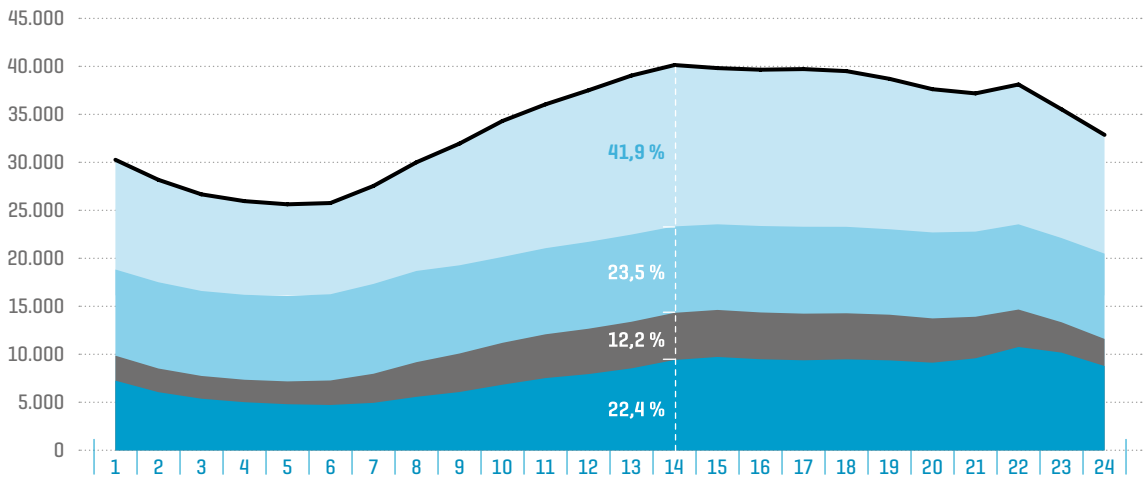
Igualmente, el máximo de demanda horaria correspondiente a los meses de frío ha sido inferior al registrado en 2015, mientras que el máximo de demanda horaria de los meses estivales fue ligeramente superior al del año anterior y al igual que ha sucedido con la demanda instantánea, el máximo de verano ha sido superior al de invierno.

En febrero de 2016 se registró el máximo de demanda horaria de los meses de invierno con 38.239 MWh (un 5,2 % inferior respecto al máximo del año anterior) y en el mes de septiembre el máximo de verano (y anual) con 40.144 MWh (un 0,5 % mayor que el de 2015).

DESCOMPOSICIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA HORARIA DE 2016

6 de septiembre

MWh



IRE Industria — IRE Servicios — Sector residencial [1] — Otros consumos+pérdidas — Demanda total b.c

[1] Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Por primera vez desde el año 2003 parte de la demanda peninsular se ha cubierto con saldo importador de intercambios internacionales

En la hora punta del día de máxima demanda [4] horaria del año, el sector residencial [5] representó el 23,5 % del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 22,4 % y el de los grandes servicios (IRE) el 12,2 %. A lo largo del día punta el mayor peso de los sectores industriales se produjo durante la madrugada, entre las 4 y las 6 de la mañana, cuando alcanza un peso total sobre la demanda en b.c. de alrededor del 35 %, mientras que para los grandes servicios, el período horario con mayor peso es entre las 10 de la mañana y las 8 de la tarde con participaciones sobre el consumo comprendidas entre el 12 % y 13 %.

HORA PUNTA DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA

23,5 %

Consumo del sector residencial

Los 249.980 GWh demandados en el sistema eléctrico peninsular se cubrieron en un 97 % con producción interna, mientras que el resto de generación necesaria para abastecer la demanda se importó de otros países, principalmente Francia y Portugal. Es de destacar que una situación de saldo importador como esta no se producía en el sistema peninsular español desde el año 2003.

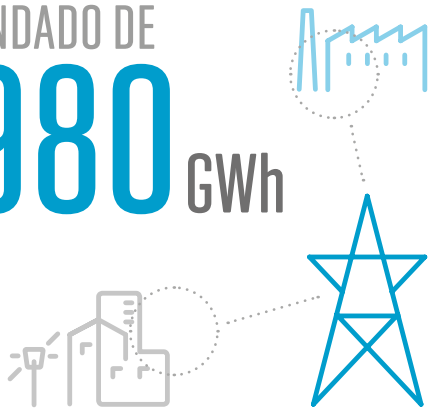
DEMANDA PENINSULAR 2016

DEL TOTAL DEMANDADO DE

249.980 GWh

Se cubrió con producción interna

97 %



(4) Incluidas pérdidas.

(5) Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las energías renovables aumentaron su protagonismo al superar la cuota del 40 % en el total de la producción eléctrica del sistema peninsular

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa casi el 95 % de la generación total nacional, se ha situado en 2016 en 248.383 GWh, un 2,4 % inferior a 2015. El descenso más significativo se produjo en la generación con carbón que registró una reducción del 30,9 % respecto al año anterior.

Por el contrario, la generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares (13.778 GWh) aumentó un 1,7 % respecto al año anterior, destacando en este caso el incremento del 23,5 % de la generación con carbón. Cabe destacar igualmente el aumento significativo de la producción de la central hidroeólica ubicada en la isla de El Hierro que fue un 111,6 % superior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, al contrario que en 2015, las energías renovables elevaron su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular al 40,8 % (36,9 % en 2015), favorecidas por las características hidrológicas del año que han propiciado un notable incremento de la producción hidroeléctrica respecto al año anterior del 25,5 %. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación al 59,2 % (63,1 % en 2015).

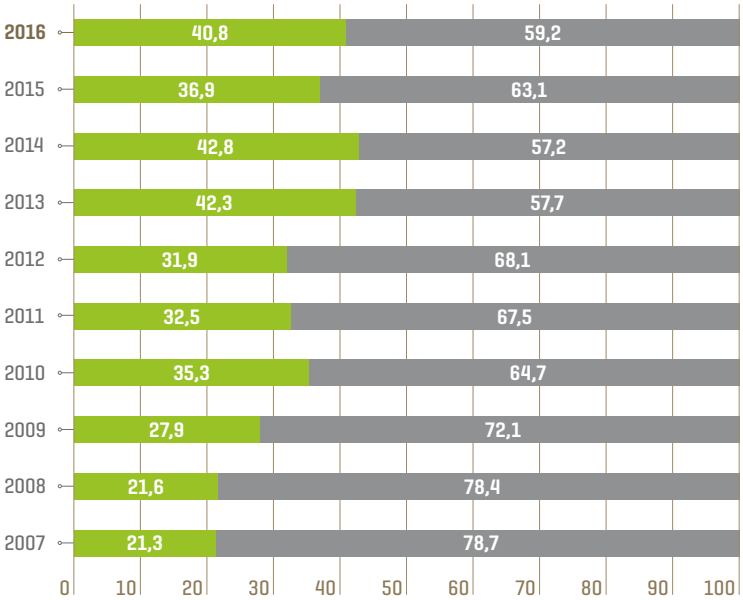
GENERACIÓN ELÉCTRICA SISTEMA PENINSULAR

2,4 % ↓

Respecto a 2015

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE PENINSULAR

%



- Renovables: hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y otras renovables y el 50 % de los residuos sólidos urbanos. No incluye la generación de bombeo.
- No renovables: nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos.

GENERACIÓN ELÉCTRICA SISTEMAS NO PENINSULARES

AUMENTA UN 1,7%

Respecto a 2015

13.778 GWh

EN ESPECIAL SE INCREMENTA LA GENERACIÓN DE CARBÓN

23,5 %

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL [1]

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%16/15	GWh	%16/15	GWh	%16/15
Hidráulica	39.168	25,5	3	-3,2	39.171	25,5
Nuclear	56.099	2,5	-	-	56.099	2,5
Carbón	35.188	-30,9	2.304	23,5	37.491	-29,0
Fuel/gas [2]	-	-	6.765	4,1	6.765	4,1
Ciclo combinado [3]	25.686	1,7	3.574	-11,1	29.260	-0,1
Hidroeólica	-	-	18	111,6	18	111,6
Eólica	47.296	-0,9	399	-0,6	47.695	-0,9
Solar fotovoltaica	7.567	-3,5	398	-0,1	7.965	-3,4
Solar térmica	5.060	-0,5	-	-	5.060	-0,5
Otras renovables [4]	3.416	7,6	11	6,2	3.426	7,6
Cogeneración	25.782	1,4	35	10,1	25.817	1,4
Residuos	3.121	4,5	271	-12,7	3.392	2,9
Generación	**248.383**	**-2,4**	**13.778**	**1,7**	**262.161**	**-2,2**
Consumos en bombeo	-4.819	6,6	-	-	-4.819	6,6
Enlace Península-Baleares [5]	-1.251	-6,4	1.251	-6,4	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos [6]	7.667	-	-	-	7.667	-
Demanda (b.c.)	**249.980**	**0,6**	**15.029**	**1,0**	**265.009**	**0,7**

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasóil como combustible principal. (4) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. (5) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. (6) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Los valores de incrementos no se calculan cuando los saldos de intercambios tienen distinto signo.

DESGLOSE DE POTENCIA INSTALADA A 31.12.2016. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%16/15	MW	%16/15	MW	%16/15
Hidráulica	20.352	0,0	1	0,0	20.353	0,0
Nuclear	7.573	0,0	-	-	7.573	0,0
Carbón	9.536	-8,9	468	0,0	10.004	-8,5
Fuel/gas	-	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeólica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.900	0,1	156	0,0	23.057	0,1
Solar fotovoltaica	4.430	0,3	244	0,3	4.674	0,3
Solar térmica	2.299	0,0	-	-	2.299	0,0
Otras renovables [1]	743	0,1	5	0,0	749	0,1
Cogeneración	6.600	-0,1	44	0,0	6.645	-0,1
Residuos	677	0,0	77	0,0	754	0,0
Total	**100.059**	**-0,9**	**5.220**	**0,0**	**105.279**	**-0,8**

(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. // Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica en España desciende en 2016 tras una larga senda de crecimiento continuado con la única excepción de la leve caída experimentada en 2014

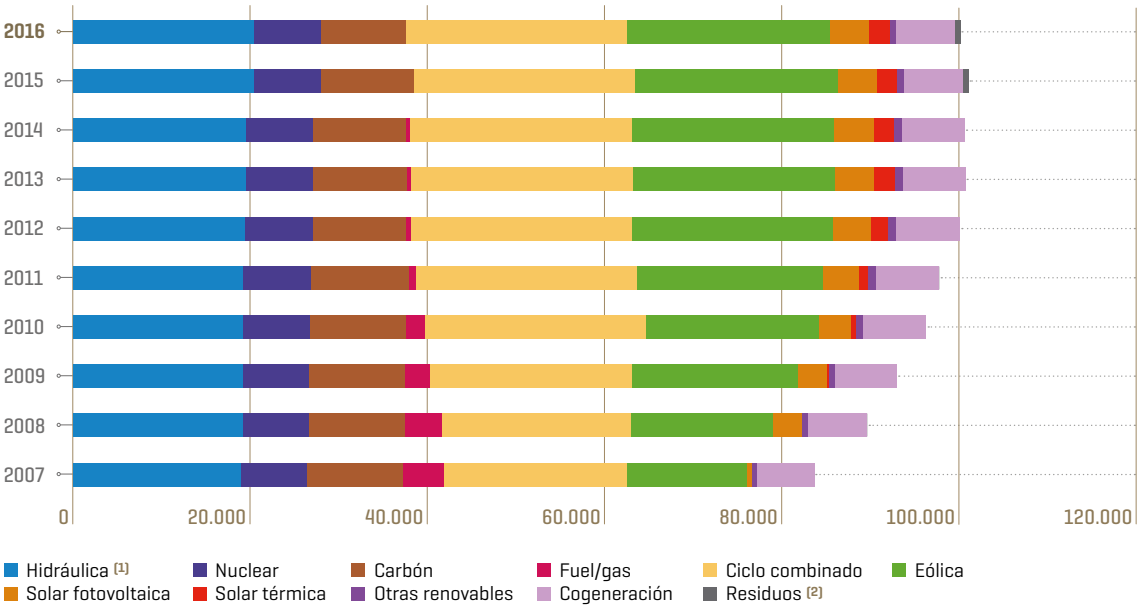
POTENCIA INSTALADA CON CARBÓN A NIVEL PENINSULAR

DESCENSO DEL ↓ 8,9 %

Por la baja de cinco instalaciones de carbón que suman conjuntamente 932 MW

EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE POTENCIA INSTALADA PENINSULAR

MW



(1) Incluye la potencia de bombeo puro. (2) Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014. // Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

A 31 de diciembre de 2016 el **parque generador de energía eléctrica en España** ha descendido ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 105.279 MW, un 0,8 % menos que a finales de 2015. Este descenso se corresponde casi en su totalidad con la baja en el mercado de producción de cinco instalaciones peninsulares de carbón que suman conjuntamente 932,2 MW, lo que supone respecto al año anterior un descenso del 8,9 % de la potencia instalada con carbón. El resto de tecnologías no han sufrido ningún cambio, con la excepción de pequeñas variaciones en eólica, solar fotovoltaica y cogeneración.

El índice de cobertura mínimo peninsular, definido como el valor mínimo de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demanda al sistema, se ha situado en 2016 en 1,30, valor inferior al de los seis años anteriores.

ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

1,3 ↓

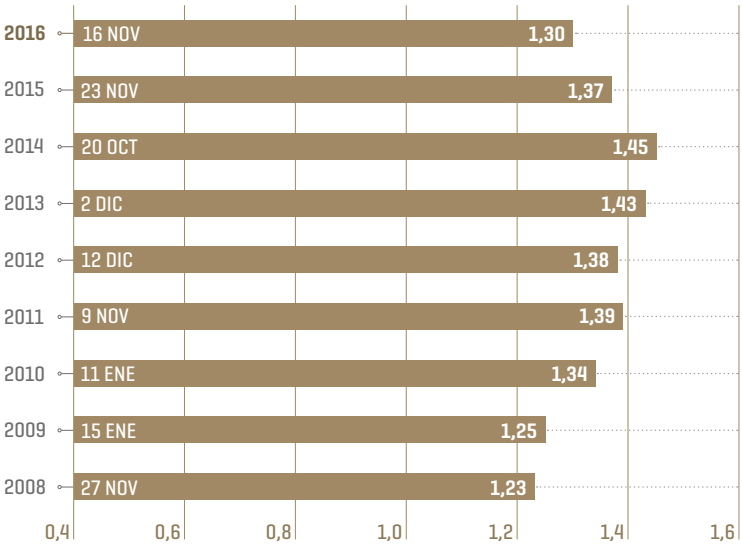
valor inferior al de los seis años anteriores

PARQUE GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

POTENCIA INSTALADA

105.279 MW

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.

Repunte de las energías renovables gracias al buen comportamiento de la generación hidráulica

GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE. SISTEMA PENINSULAR

40,8% ↑

CASI 4 PUNTOS MÁS

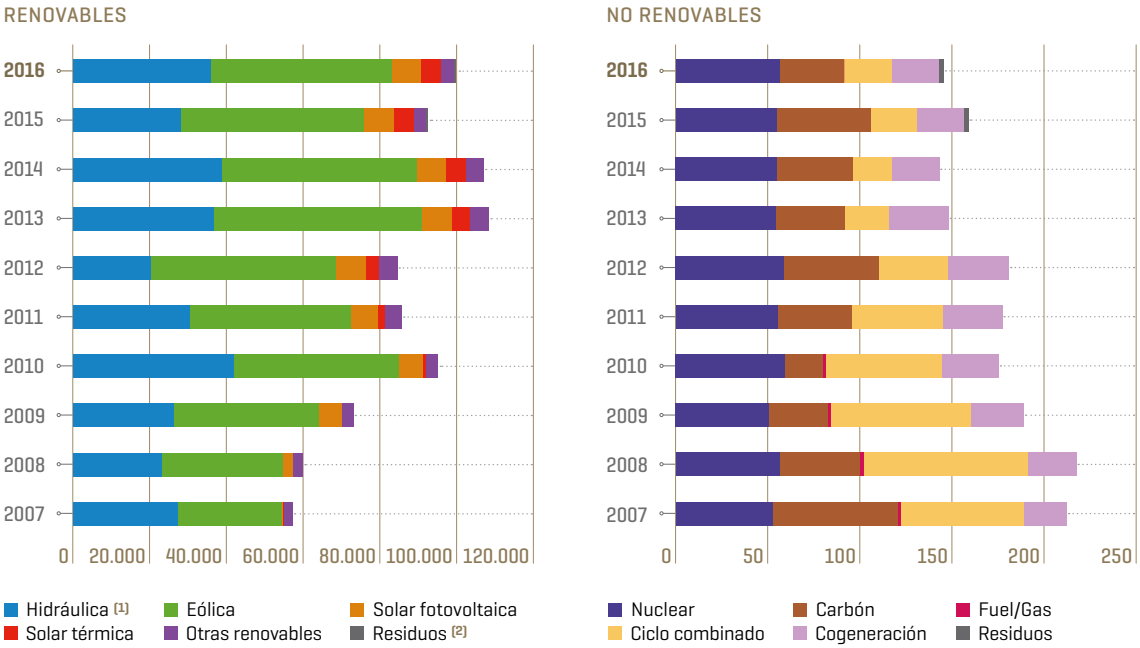
respecto a 2015

Gracias al buen comportamiento de la generación hidráulica, durante el 2016 se ha producido un repunte de generación de energía renovable respecto al año anterior, que ha supuesto un reto para integrar en el sistema este tipo de energía en condiciones de seguridad. Para ello, una vez más se ha consolidado la eficiente labor del Centro de Control de Energías Renovables (Cecre), que ha permitido que el 40,8 % de la energía integrada en el sistema peninsular de 2016 proceda de fuentes renovables, lo que supone casi cuatro puntos más que en el 2015.

En sentido contrario al comportamiento de la energía renovable, las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria han reducido su producción respecto al año anterior, absorbiendo prácticamente todo el descenso las centrales de carbón del sistema peninsular.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE Y NO RENOVABLE PENINSULAR

GWh



(1) No incluye la generación bombeo. (2) Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014. El 50% de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.

En el conjunto de 2016 **la producción renovable peninsular** ha sido de 99.783 GWh, lo que ha representado en términos de variación anual un incremento del 7,8 %. Este crecimiento de la producción renovable contrasta con las caídas que se produjeron en los dos años anteriores, un 13,4 % en 2015 y un 1,3 % en 2014.

Esta disparidad en el comportamiento de la generación renovable se explica por la variabilidad que caracteriza a este tipo de energías como consecuencia de su dependencia climatológica. Así, la mayor generación renovable en 2016 ha estado muy influida, como se ha indicado anteriormente, por el notable crecimiento de la generación hidráulica, mientras que la producción hidráulica fue también el factor determinante del descenso de las renovables en 2015.

PRODUCCIÓN RENOVABLE PENINSULAR

7,8 % ↑

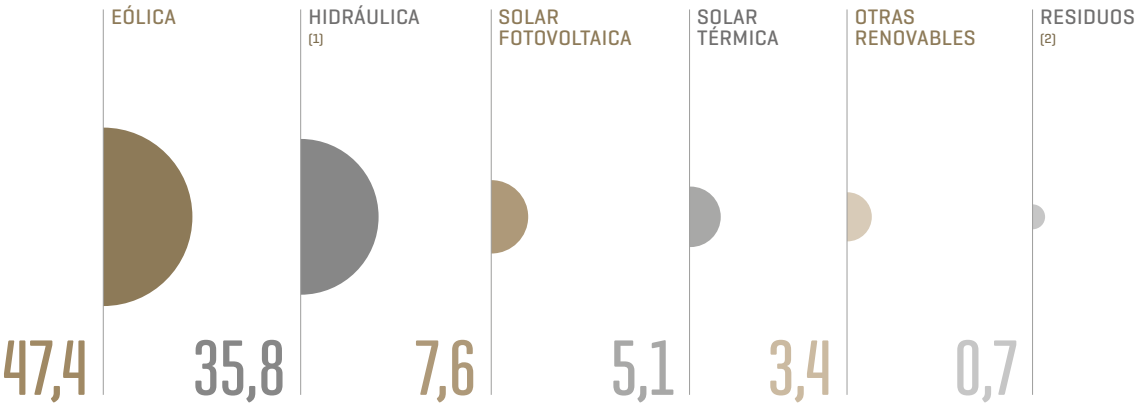
Respecto a 2015

La **producción eólica** peninsular de 2016 se situó en 47.296 GWh, un 0,9 % inferior a la registrada el año anterior. Este descenso se debe principalmente a la caída de producción observada en el último trimestre del año, cuando esta tecnología produjo un 19,6 % menos que en el mismo trimestre del 2015. No obstante, sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, representando el 47,4 % de las renovables en 2016.

Respecto al total de generación, cabe destacar que la eólica ha vuelto a ser en 2016 la segunda fuente de producción peninsular, representando el 19,3 % del total, como ya ocurrió en 2014. Además, fue la tecnología que más contribuyó a la producción total en los meses de enero (26,7 %), febrero (30,1 %) y marzo (25,1 %).

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA RENOVABLE PENINSULAR 2016

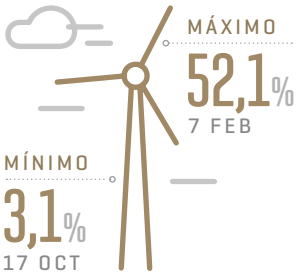
%



(1) No incluye la generación de bombeo. (2) El 50 % de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.

A lo largo de 2016 se registraron nuevos máximos históricos de producción eólica horaria y diaria

PRODUCCIÓN EÓLICA DIARIA 2016



Respecto al conjunto de generación

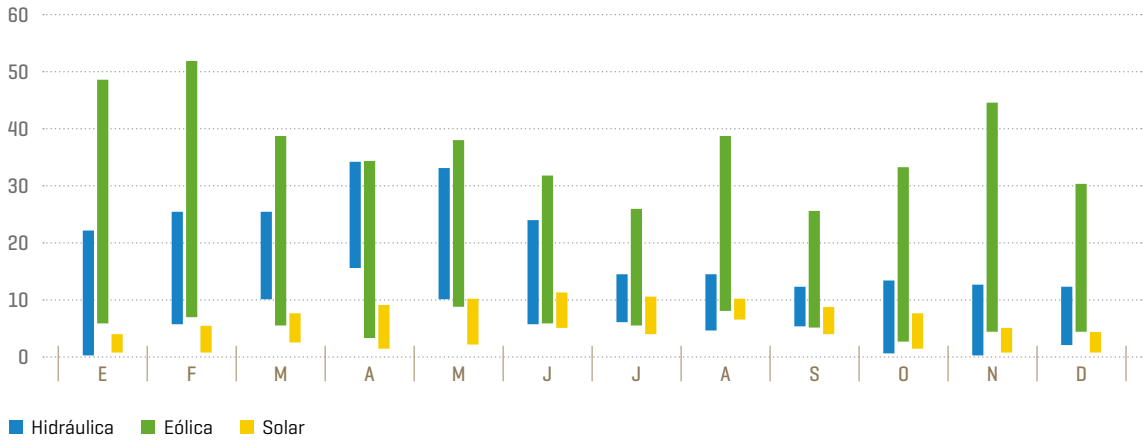
Durante el 2016 también se registraron nuevos máximos históricos de producción eólica peninsular horaria y diaria. El 11 de enero se registró el máximo de energía horaria con 17.390 MWh entre las 13.00 y las 14.00 horas, lo que supuso un incremento del 1,0 % respecto al anterior de 17.213 MWh, registrado el 29 de enero del 2015.

Además, el viernes 12 de febrero de 2016 se produjo el récord de energía diaria de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular un 3,6 % mayor que el registrado en enero de 2015.

La gran variabilidad de la generación eólica se observa en el gráfico de cobertura diaria máxima y mínima de las tecnologías renovables hidráulica, eólica y solar. Durante el año 2016 la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 3,1 % el 17 de octubre hasta un máximo de 52,1 % el 7 de febrero.

COBERTURA DIARIA MÁXIMA Y MÍNIMA
CON HIDRÁULICA, EÓLICA Y SOLAR EN 2016

%



El producible hidráulico se ha situado por encima del valor medio histórico

La **producción hidráulica** peninsular en 2016 alcanzó los 39.168 GWh, lo que supone un incremento del 25,5 % respecto al año anterior y una aportación a la estructura de la generación peninsular del 14,6 %. En el gráfico comparativo de generación mensual 2015-2016 se aprecia cómo durante los ocho primeros meses del 2016 la producción hidráulica ha sido superior tanto a la generación del 2015 como a la media histórica, calculada con las producciones del periodo 1991-2014. En abril de 2016 la generación hidráulica fue casi el doble que la registrada en el mismo mes del año anterior. Además, en los meses de abril y mayo fue la tecnología con mayor participación en la estructura de generación peninsular con producciones que representaron el 25,9 % y 26,4 %, respectivamente. A partir de septiembre esta situación cambió, ya que la producción hidráulica descendió un 3,3 % en el cuarto trimestre del 2016.

PRODUCCIÓN HIDRÁULICA PENINSULAR

+25,5 %
Respecto al año anterior

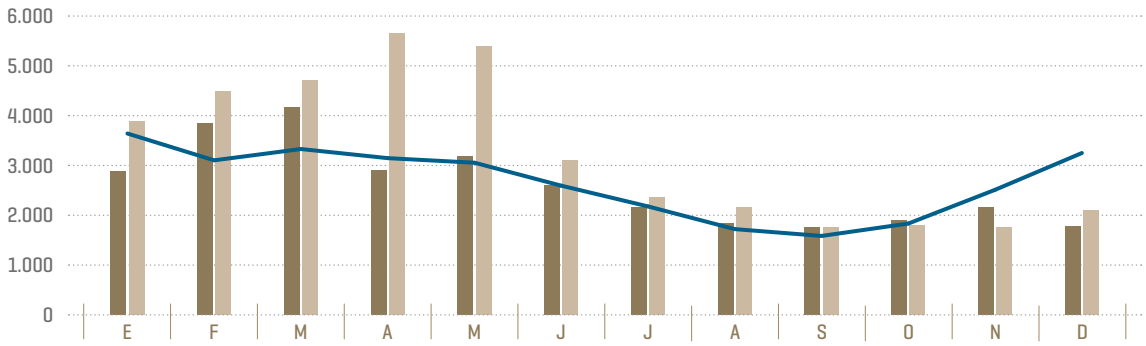
39.168 GWh

ABRIL **2016**
ABRIL **2015**

Generación hidráulica de abril casi duplica la del mismo mes de 2015

GENERACIÓN HIDRÁULICA PENINSULAR 2015-2016
COMPARADA CON LA GENERACIÓN MEDIA

GWh

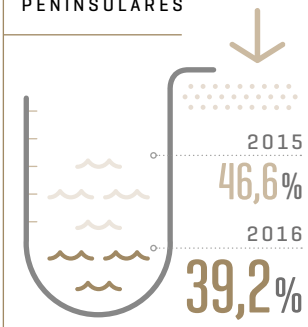


Generación hidráulica en 2015 — Generación hidráulica en 2016 — Generación hidráulica media histórica [1]

(1) Media de la generación hidráulica mensual en el período 1991-2014.

Las reservas hidroeléctricas finalizaron el año 2016 por debajo de valor medio estadístico

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS EN LOS EMBALSES PENINSULARES



El nivel más bajo de los últimos tres años

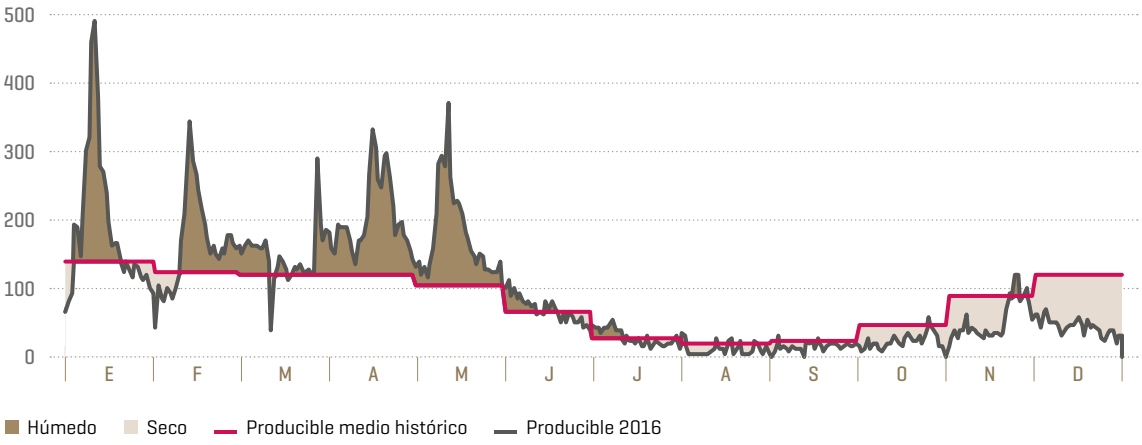
Este buen comportamiento de la generación hidráulica está en consonancia con el producible hidráulico (cantidad máxima de energía eléctrica que se hubiera podido producir en 2016 con las aportaciones hidráulicas registradas) que alcanzó los 34.422 GWh, un 38,4 % superior al registrado en 2015 y un 12,0 % mayor que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2016 en su conjunto ha sido un año húmedo puesto que el índice de producible hidráulico, definido como el cociente entre la energía producible y la energía producible media, ha alcanzado un valor de 1,1.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron al finalizar el año en el 39,2 % de su capacidad total, 7,4 puntos por debajo del año anterior e inferiores al valor medio estadístico. El nivel de las reservas en 2016 es el más bajo de los últimos tres años.

Las instalaciones solares fotovoltaicas del sistema peninsular produjeron 7.567 GWh, lo que supone un descenso del 3,5 % respecto a 2015 y una aportación del 3,1 % a la estructura de generación peninsular, valor que ha permanecido constante desde el año 2013.

ENERGÍA PRODUCIBLE HIDRÁULICA DIARIA DURANTE 2016 COMPARADA CON EL PRODUCIBLE MEDIO HISTÓRICO

GWh



Por lo que respecta a la **solar térmica** peninsular, en 2016 se generaron 5.060 GWh con esta tecnología, lo que representa el 2,1 % de la producción total peninsular del mismo periodo.

En cuanto a la producción de **otras renovables** (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica), cabe destacar el crecimiento del 7,6 % experimentado en 2016 respecto al año anterior, aunque su peso en el *mix* de generación peninsular apenas llega al 1,4 %.

Las **energías no renovables** del sistema peninsular registraron en 2016 una generación de 145.226 GWh, un 8,5 % inferior a la de 2015. Este descenso contrasta con el incremento del 11,0 % experimentado el año pasado y reduce su aportación a la generación total peninsular al 59,2 %, frente al 63,1 % de 2015.

Dentro de las energías no renovables, **la nuclear** continúa un año más siendo la primera fuente de generación peninsular, alcanzando en 2016 una producción de 56.099 GWh, un 2,5 % más que el año anterior. Este crecimiento ha situado el peso de esta tecnología en el *mix* de generación en el 22,9 %, valor superior al 21,8 % del 2015. El coeficiente de utilización (relación entre la producción real y la que habría podido alcanzar si las centrales hubieran funcionado a su potencia nominal durante todo el tiempo que han estado disponibles) ha sido del 98,1 %.

GENERACIÓN ENERGÍAS NO RENOVABLES

Disminuye debido a la notable caída de la producción con

CARBÓN

GENERACIÓN NUCLEAR

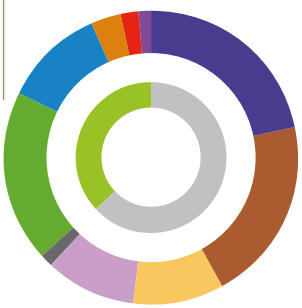
2,5 % Más que el año anterior > **56.099 GWh**

ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

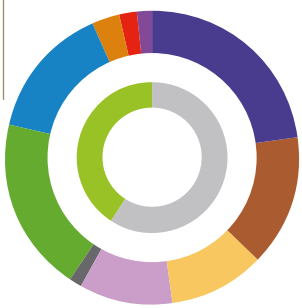
%

	2015	2016
Nuclear	21,8	22,9
Carbón	20,3	14,4
Ciclo combinado	10,1	10,5
Cogeneración	10,0	10,4
Residuos (2)	1,2	1,3
Eólica	19,0	19,3
Hidráulica (1)	11,2	14,6
Solar fotovoltaica	3,1	3,1
Solar térmica	2,0	2,1
Otras renovables	1,3	1,4
Renovable	36,9	40,8
No renovable	63,1	59,2

2015



2016



(1) No incluye la generación de bombeo. (2) El 50 % de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.

En cuanto a las **centrales de carbón,** durante 2016 han experimentado cambios significativos en términos de potencia instalada y generación. En concreto se ha producido la baja de cinco unidades de producción de carbón, que suman conjuntamente 932,2 MW. De esta forma, el carbón representaba a finales de año el 9,5% de toda la potencia instalada peninsular, frente al 10,4% de 2015.

Por lo que respecta a la producción, las centrales de carbón peninsulares son la tecnología que mayor descenso ha registrado en 2016, un 30,9% respecto a 2015. Esta reducción ha provocado una caída de 5,9 puntos en su participación en el *mix* de generación anual peninsular, pasando de un 20,3% en 2015 a tan solo el 14,4% en 2016. La generación con carbón se redujo durante todos los meses de 2016, excepto en diciembre, alcanzando en abril y mayo un descenso del 69,4% y 63,4%, respectivamente, coincidiendo con los meses de mayor producción hidráulica. No obstante, cabe destacar que en noviembre y diciembre fue la tecnología con mayor peso en la estructura mensual de generación, con el 21,8% y el 24,5% respectivamente. El coeficiente de utilización del carbón se situó en el 48,5%.

CARBÓN

9,5%

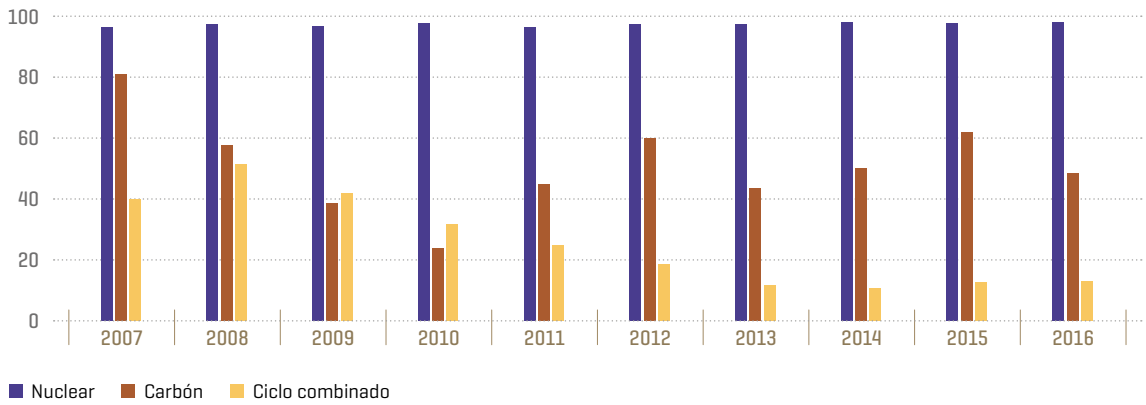
De la potencia instalada peninsular

Frente al 10,4% de 2015

La producción peninsular de los **ciclos combinados** creció por segundo año consecutivo, tras la caída sufrida en los seis años anteriores. Concretamente alcanzó los 25.686 GWh, un 1,7% más que el año anterior, si bien este crecimiento es muy inferior al 18,4% registrado en 2015. En términos de estructura de generación, los ciclos combinados cubrieron el 10,5% de la generación peninsular de 2016 (un 10,1% en 2015) y el coeficiente de utilización apenas alcanzó el 13%.

COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN [1] DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

%



(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.

Continúa la recuperación de la generación eléctrica de los sistemas no peninsulares

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA. SISTEMA ELÉCTRICO DE BALEARES

2,7%

Respecto a 2015

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en 2016 alcanzó los 13.778 GWh, un 1,7% superior a la del año anterior. Este crecimiento se produce por segundo año consecutivo, tras seis años seguidos de descensos de producción. Por sistemas, en Baleares, Canarias y Ceuta creció respectivamente 2,7%, 1,2% y un 2,6%, mientras en Melilla descendió un 2,4%.

En 2016 la energía eléctrica producida en el sistema eléctrico de Baleares ha crecido por segundo año consecutivo alcanzando los 4.582 GWh, lo que significa un aumento del 2,7% respecto al año anterior. Las centrales de carbón, que representan el 20,4% de la potencia instalada en este sistema, son la tecnología con mayor incremento de producción en 2016, un 23,5% frente al descenso del 14,7% que tuvieron en 2015.

SISTEMA ELÉCTRICO DE BALEARES

CICLO COMBINADO

37,6%

del total de la potencia instalada

Las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares son la tecnología con mayor cantidad de potencia instalada ya que representan el 37,6% del total. Estas centrales tuvieron el comportamiento contrario a los grupos de carbón, puesto que redujeron su producción un 33% en 2016.

GENERACIÓN ENERGÍA. SISTEMAS NO PENINSULARES

13.778 GWh | **+1,7%** Respecto a 2015

- +2,7% Baleares
- +1,2% Canarias
- +2,6% Ceuta
- -2,4% Melilla

La energía transferida desde la Península mantiene un peso importante en la cobertura de la demanda de Baleares

ENTRADA DE ENERGÍA DESDE LA PENÍNSULA

6,4% ↓

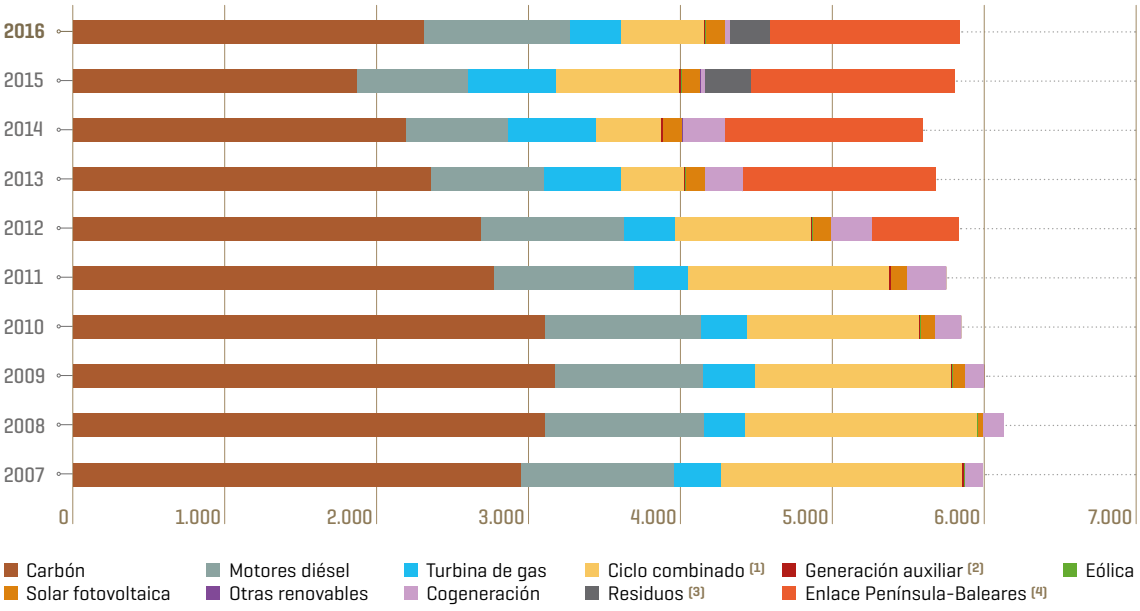
La disminución se produjo en todos los meses excepto marzo, mayo y junio

En cuanto al enlace Península-Baleares, durante 2016 se redujo un 6,4% la cantidad de energía procedente de la Península. Esta disminución de entrada de energía se produjo todos los meses, excepto en marzo, mayo y junio.

Sin embargo, la energía transferida desde la Península sigue teniendo un peso importante en la cobertura de la demanda de Baleares, ya que ha supuesto el 21,4% en 2016, llegando a alcanzar picos que superan el 30% del consumo horario. Esto ha supuesto un ahorro del 18% en los costes de cobertura del sistema balear y ha evitado la emisión a la atmósfera del orden de 350.000 toneladas de CO_2 en el territorio de las islas Baleares.

EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE LAS ISLAS BALEARES

GWh



(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (2) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación. (3) Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014. (4) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 31/08/2012.

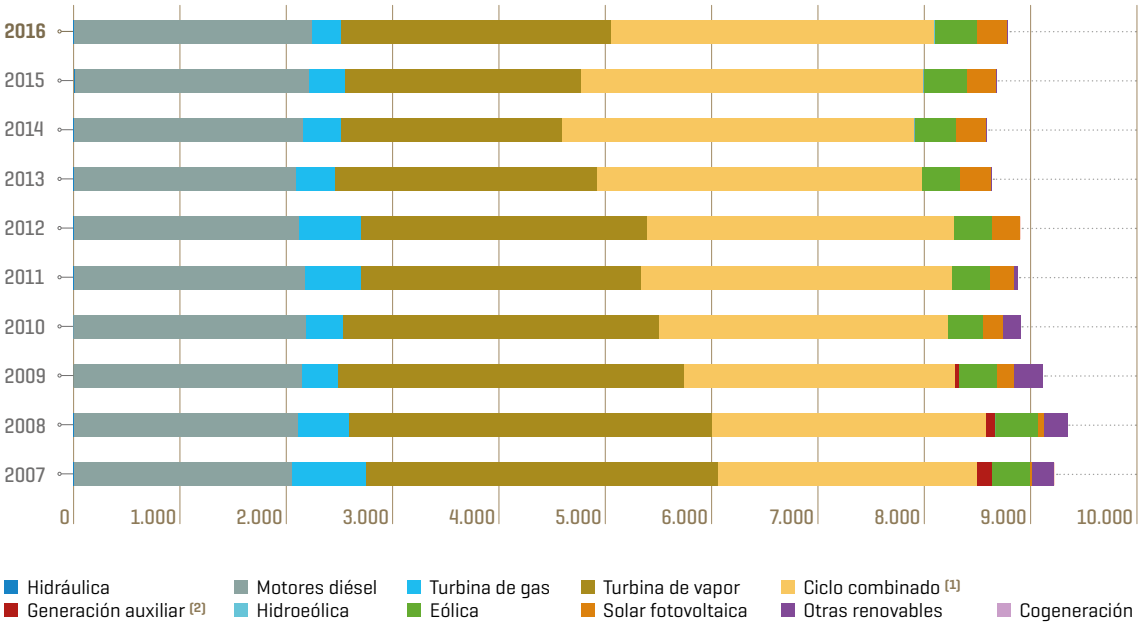
Continúa creciendo la producción renovable de la nueva central hidroeólica en Canarias

La producción de energía en el sistema eléctrico de Canarias creció en 2015 un 1,0 % y en 2016 un 1,2 %, después de dos años seguidos de reducciones anuales. El incremento de generación del 2016 se concentró principalmente en los motores diésel y en las turbinas de vapor, cuya generación creció respecto al año anterior un 0,9 % y un 14,0 % respectivamente. La mayor producción de estas tecnologías ha contrarrestado la menor generación de las turbinas de gas, un 15,6 %, y de los ciclos combinados, que han experimentado una variación negativa del 5,6 % respecto a 2015.

El ciclo combinado es la tecnología con más potencia instalada en el sistema eléctrico de Canarias, un 31,4 % a finales del 2016. Así mismo, es desde el año 2011 la fuente principal en el *mix* de generación de las islas Canarias, con un peso en 2016 del 34,5 %.

EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DE LAS ISLAS CANARIAS

GWh



(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. Utiliza gasoil como combustible principal. (2) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

La construcción de la central hidroeléctrica reversible Soria-Chira hará posible un mayor aprovechamiento de energías renovables en Gran Canaria

CENTRAL HIDROEÓLICA. GORONA DEL VIENTO

Ha abastecido al sistema eléctrico de El Hierro durante más de

500 h

CON ENERGÍA 100% RENOVABLE

En el sistema eléctrico canario, la generación de origen renovable ha representado el 8,0% del total de la generación de 2016, llegándose a alcanzar a lo largo del año registros puntuales del 29% en Gran Canaria y del 35% en la Palma a lo largo de este año, valores especialmente significativos en sistemas eléctricos aislados.

Asimismo, la central hidroeólica de Gorona del Viento ha venido funcionando de modo regular a lo largo de todo 2016, incrementando con ello la integración de energía renovable en el sistema eléctrico de El Hierro. Durante el 2016 esta central ha producido más del doble de energía que el año anterior con incrementos especialmente elevados en el primer semestre del año. De este modo, el 41% del total de la generación anual de El Hierro provino de fuentes de energía renovable y durante más de 500 horas, este sistema se ha abastecido de energía 100% renovable.

Para reducir la vulnerabilidad, ante puntas de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación, de los sistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño, como los del sistema eléctrico canario, es clave introducir sistemas de almacenamiento de energía, como las centrales hidroeléctricas reversibles, que sirvan de herramientas de operación para mejorar la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables.

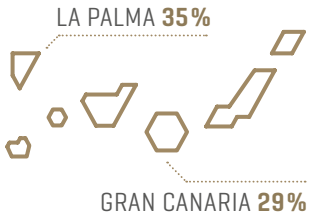
SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

GENERACIÓN CON RENOVABLES

Especialmente significativos los registros puntuales de La Palma y Gran Canaria

8% Del total de generación en 2016

REGISTROS PUNTUALES



En este sentido, la construcción de la central hidroeléctrica reversible entre los embalses de Soria y Chira, cuyo proceso de tramitación ha comenzado en 2016, constituye una herramienta esencial para avanzar hacia la sostenibilidad del nuevo modelo energético en Canarias, ya que hará posible un mayor desarrollo y aprovechamiento de las energías renovables en la isla de Gran Canaria.

La potencia de la central representa alrededor del 36 % de la punta de demanda actual de la isla, lo que la convierte en una eficaz herramienta de operación del sistema eléctrico para mejorar la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de las energías renovables en la isla de Gran Canaria. Esta instalación contribuirá a disminuir los costes del sistema eléctrico canario al reducir las importaciones de combustibles fósiles, lo que supondrá una mayor eficiencia energética y una reducción de emisiones contaminantes.

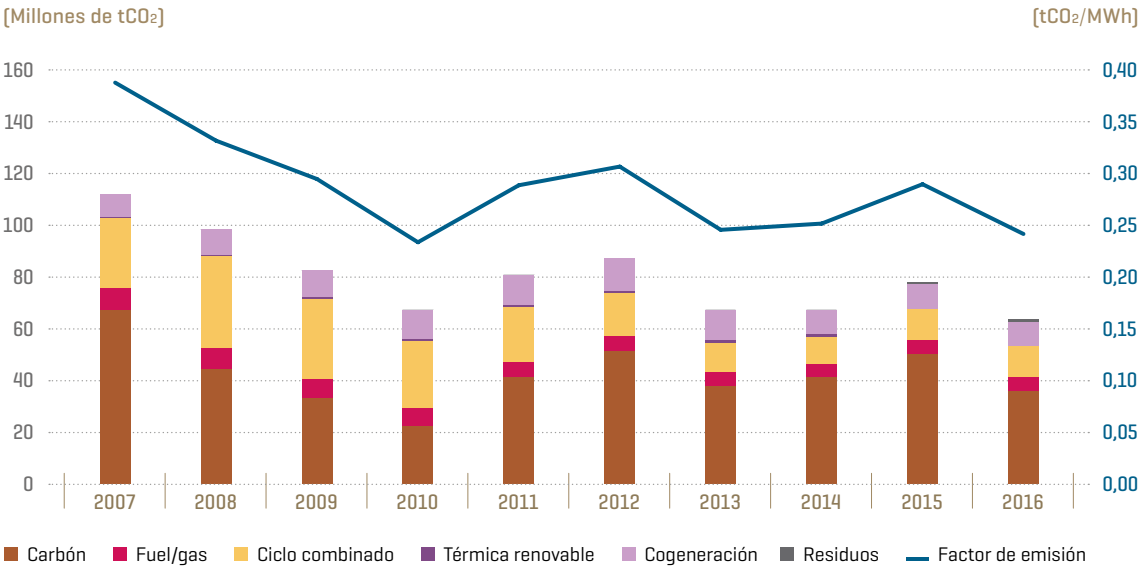
EMISIONES CO_2 ASOCIADAS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

NIVELES MÁS BAJOS de los últimos 10 AÑOS

La composición del *mix* de producción condiciona las variaciones de **las emisiones de CO_2 asociadas a la generación de energía** eléctrica. Así, el importante descenso de la generación con carbón en el sistema peninsular ha contribuido a situar el nivel de emisiones nacionales de 2016 en la cifra más baja de los últimos diez años, concretamente en 63,5 millones de toneladas, valor un 18,3 % inferior al registro de 2015 y un 43,1 % menor que el de 2007.

EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 ASOCIADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL[1]

Mill. tCO_2 | tCO_2/MWh



(1) Incluye Península, islas Baleares, islas Canarias, Ceuta y Melilla.

Castilla y León es la comunidad autónoma con más generación de energía renovable

Durante el 2016 el parque generador ha tenido un comportamiento particular en cada una de las **comunidades autónomas** que configuran el territorio nacional. Entre los aspectos más relevantes cabe destacar:

DATOS SIGNIFICATIVOS

CATALUÑA

43.215 GWh

Mayor generación nacional

LA RIOJA

25,0%

Incremento de generación respecto a 2015

CASTILLA Y LEÓN

22,8%

Líder en cuota de generación renovable nacional

- En términos absolutos, Cataluña es la comunidad donde más energía se ha generado durante el año 2016, un total de 43.215 GWh, valor que representa el 16,5% de la producción nacional. La mayor parte de esta generación es de origen no renovable, el 82,7%, ya que la mayoría procede de instalaciones nucleares y ciclos combinados que, en relación a la producción total de cada una de estas tecnologías a nivel nacional, en 2016 representaron un 42,3% y un 23,9% respectivamente.

- La Rioja es la comunidad autónoma que mayor incremento de generación ha tenido en 2016, un 25,0% superior a la del 2015. Este crecimiento se ha debido al aumento del 72,1% de la generación de los ciclos combinados, que son las centrales con más peso en la estructura de generación de esta comunidad, un 43,6% de total.

- En sentido contrario, el mayor descenso de producción ha tenido lugar en Asturias, con una caída del 27,9% respecto al año anterior. Este descenso se explica sobre todo por la reducción del 39,3% de su producción con carbón, que representa el 63,1% de la generación de esta comunidad autónoma.

- Castilla y León registró la mayor producción de energía hidráulica y eólica, lo que la sitúa un año más como la comunidad autónoma con mayor generación de energía renovable, el 22,8% del total renovable nacional. Así mismo, es la comunidad con mayor cuota de renovables en su *mix* de generación, un 73,2% en 2016.

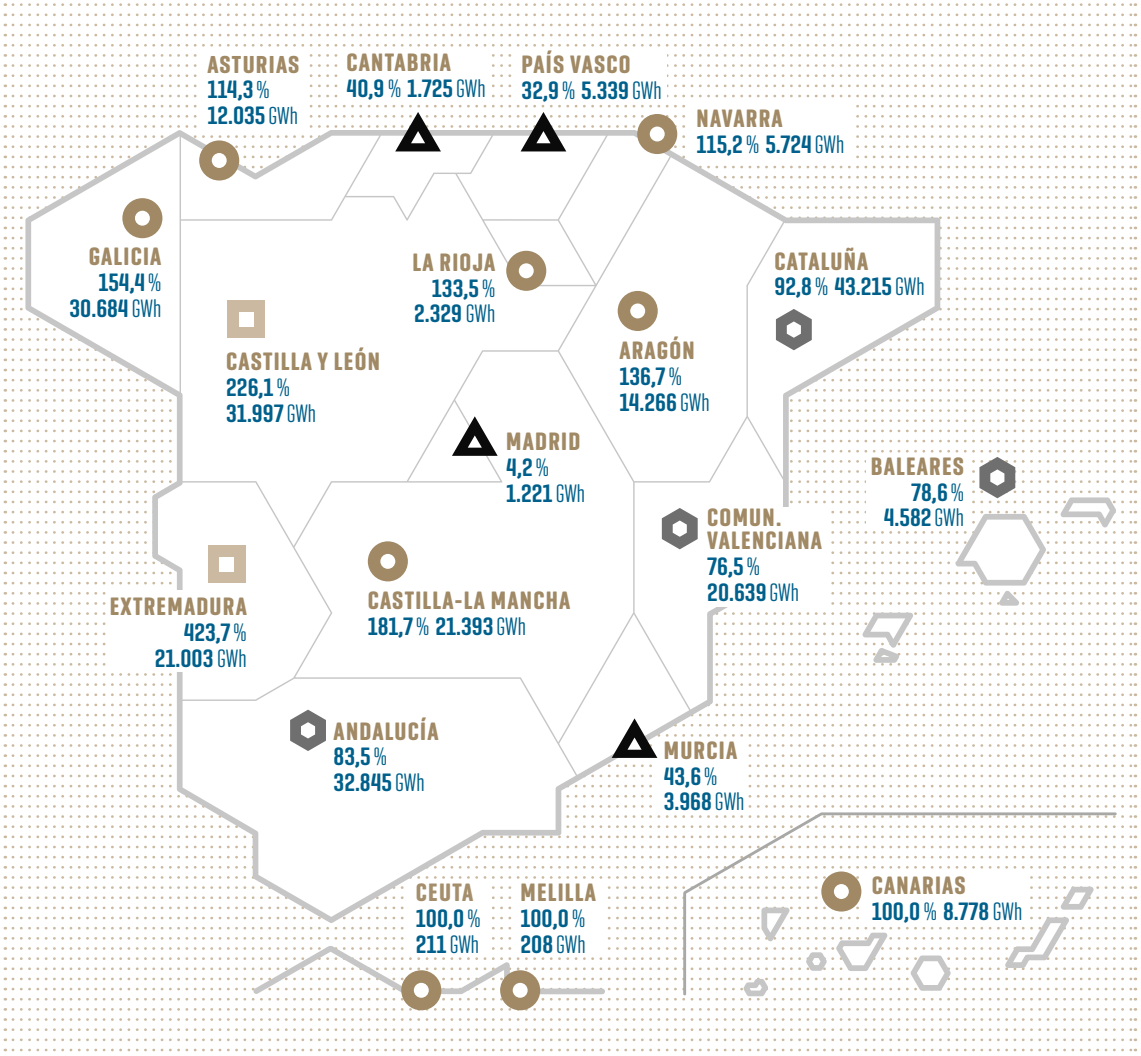
- Durante el 2016, ocho comunidades autónomas han generado más energía eléctrica de la que han consumido, entre las que destaca Extremadura, donde la energía generada ha sido cuatro veces superior a su demanda. Le siguen Castilla y León y Castilla-La Mancha con valores de producción en torno al doble de la cantidad que necesitan para satisfacer su demanda.

› Las comunidades autónomas peninsulares más próximas a una situación de equilibrio demanda-generación han sido Asturias y Cataluña, produciendo un 114,3 % y un 92,8 % de su demanda, respectivamente.

› En relación con la potencia instalada, las variaciones más significativas en 2016 se han producido en: Asturias con una reducción del 6,1 % debido a la baja en el mercado de producción de las instalaciones de carbón Narcea 1 (52 MW) y Soto de la Ribera 2 (239 MW), y en Castilla-La Mancha donde el descenso ha sido del 5,8 % con motivo del cese de las dos centrales de carbón, GICC-PL ELCOGAS (296 MW) y Puertollano (206 MW). Por último, en Castilla y León la potencia instalada se ha reducido un 0,8 % por la baja de Compostilla 2 (138 MW).

RATIO GENERACIÓN/DEMANDA (%) Y GENERACIÓN NETA (GWh) EN 2016 POR CC.AA.

% | GWh



▲ < 50 % ⬡ 50-99 % ○ 100-199 % □ > 200 %

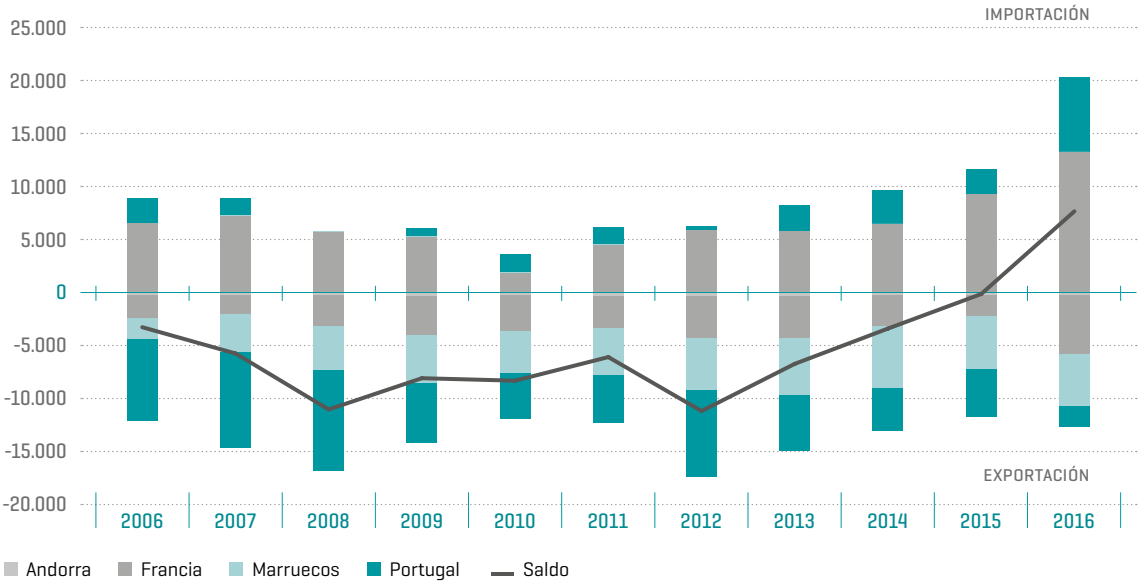
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el año 2016 con saldo importador después de doce años consecutivos de saldo exportador

El volumen de energía intercambiada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 33.032 GWh, un 41,7% superior a 2015. Se exportaron 12.686 GWh, un 8,2% más que las del año anterior, y se importaron 20.346 GWh, un 75,7% más que en 2015. El saldo neto resultó importador en 7.660 GWh, lo que supone el primer saldo importador desde el año 2003.

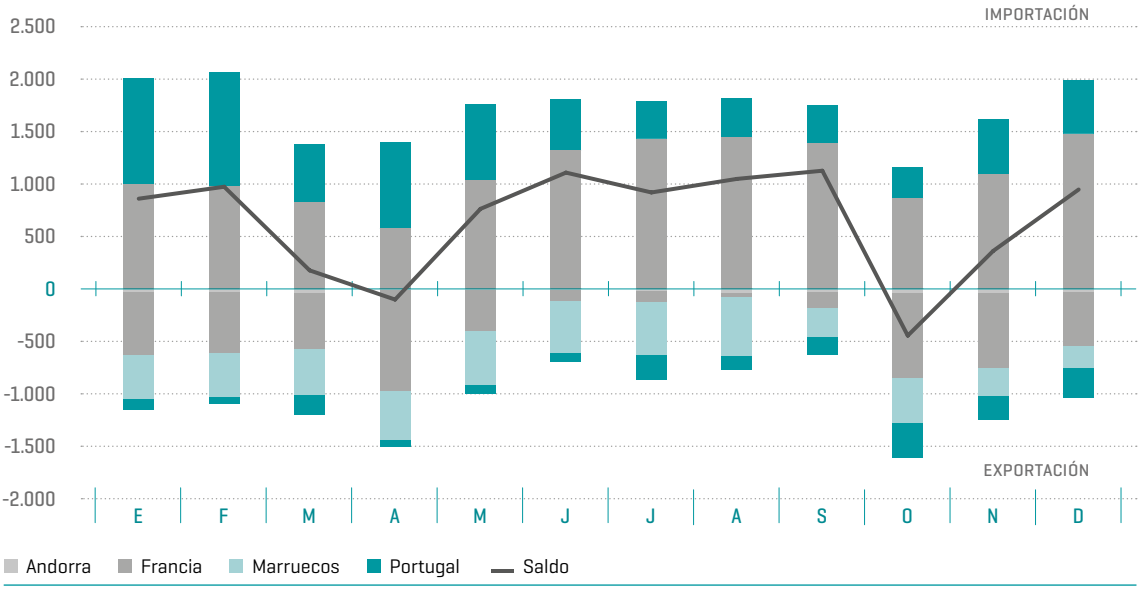
EVOLUCIÓN ANUAL DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS

GWh



EVOLUCIÓN MENSUAL DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PROGRAMADOS

GWh



El volumen de energía intercambiada a través de los programas de intercambio con otros países fue un 41,7 % superior a 2015, alcanzando los 33.032 GWh

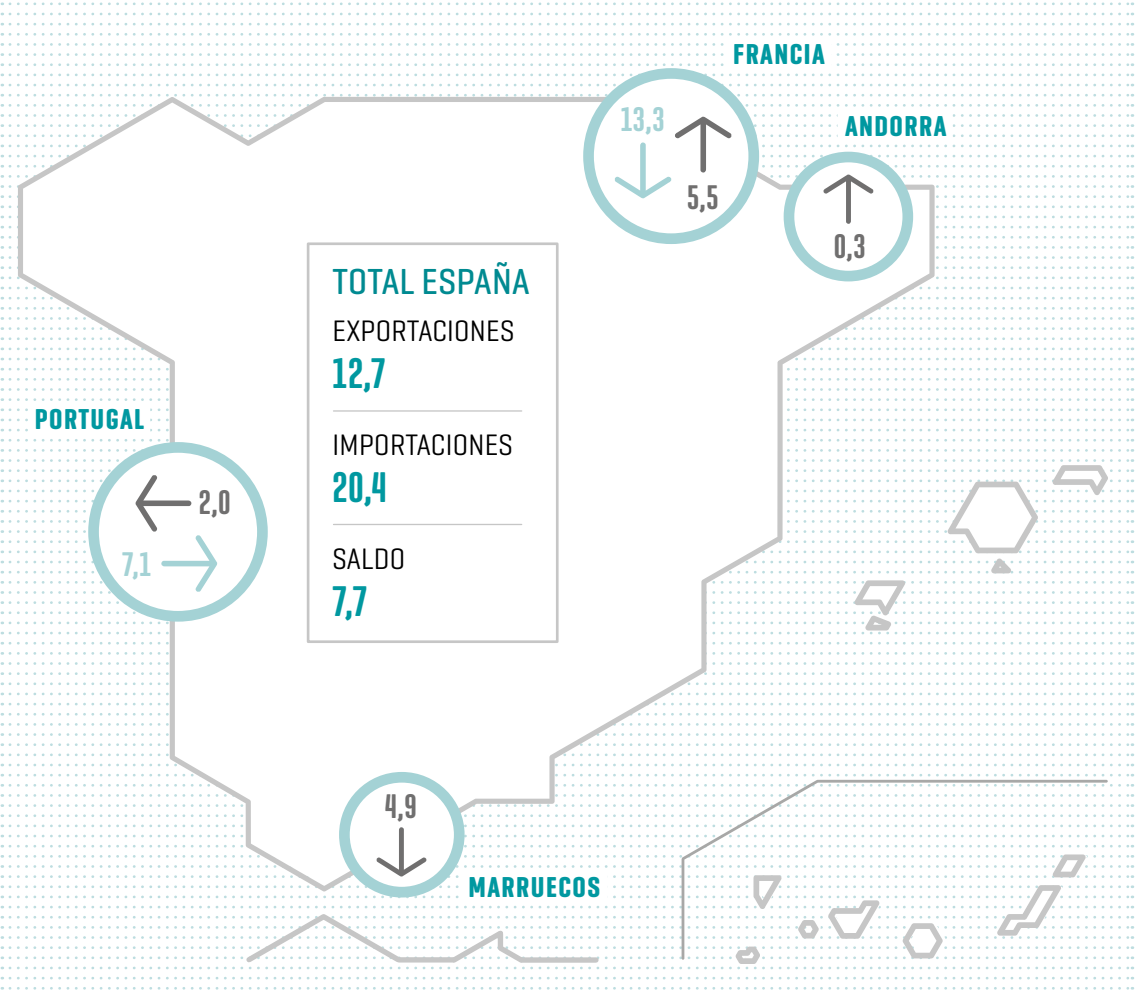
PROGRAMAS DE INTERCAMBIO SALDO NETO IMPORTADOR EN 2016

7.660 GWh

Durante 2016, el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador en todos los meses, salvo en abril y octubre. El máximo saldo importador se produjo en el mes de septiembre (1.115 GWh).

INTERCAMBIOS PROGRAMADOS POR INTERCONEXIÓN

TWh



En la interconexión con Francia se ha obtenido un saldo importador de 7.806 GWh

Francia

El saldo de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 7.806 GWh, un 6,6 % superior al del año 2015. Las importaciones alcanzaron los 13.290 GWh, un 43,0 % superiores a las del año anterior, mientras que las exportaciones aumentaron a 5.483 GWh, valor superior en un 178,1 % al del pasado año. Los saldos mensuales han sido todos importadores, salvo el de abril.

INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FRANCIA

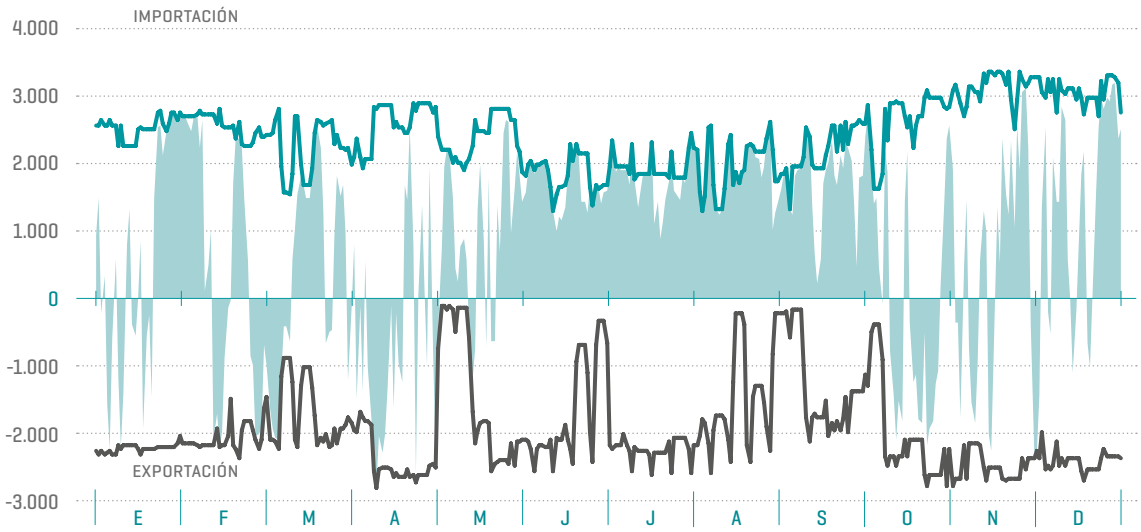
IMPORTACIONES 13.290 GWh ↑ 43,0 % superiores a 2015

VS

EXPORTACIONES 5.483 GWh ↑ 178,1 % superiores a 2015

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

MWh | MW



Saldo Francia (MWh) — Capacidad importación (MW) — Capacidad exportación (MW)

Los precios de Francia en el mercado diario han sido inferiores a los de España en casi todos los meses de 2016, congestionándose la interconexión en sentido importador

CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA EN SENTIDO IMPORTADOR

Entre junio y septiembre

58%

de los días con un uso de la capacidad de intercambio por encima del

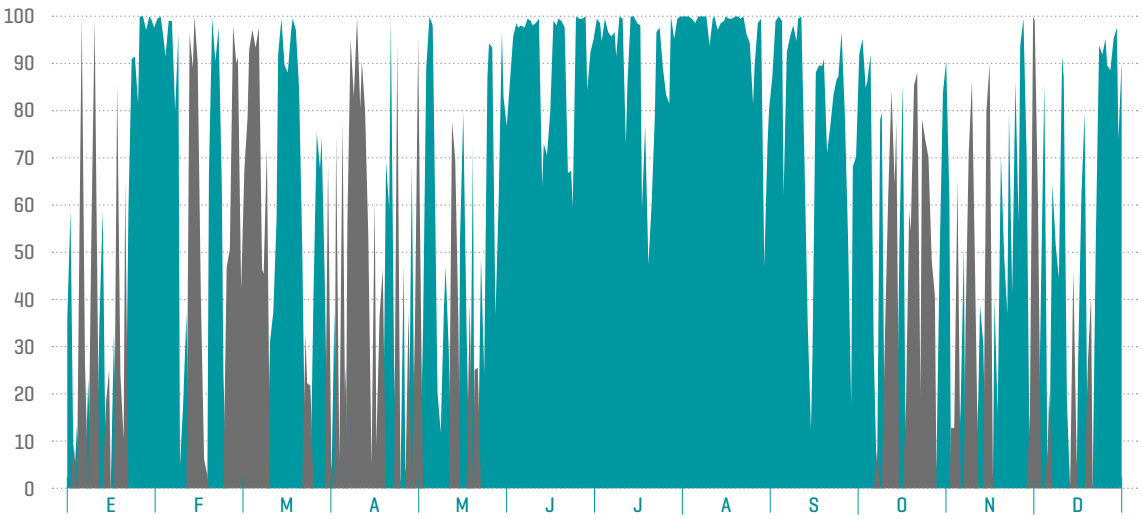
95%

Se observa un gran uso de la capacidad importadora con Francia, congestionándose la interconexión en la mayor parte del tiempo en el sentido Francia hacia España. Esto es debido a que en casi todos los meses de 2016 los precios de Francia han sido, en general, inferiores a los de España.

En el gráfico 'Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia', se observa cómo en los meses de junio a septiembre, con poca generación renovable, la interconexión se ha congestionado mayoritariamente en sentido importador, estando el 58% de los días con un uso de la capacidad de intercambio por encima del 95%. En los últimos meses del año se ha congestionado en sentido exportador más horas, debido a las indisponibilidades de las nucleares francesas.

USO DE LA CAPACIDAD DIARIA DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA[1]

%



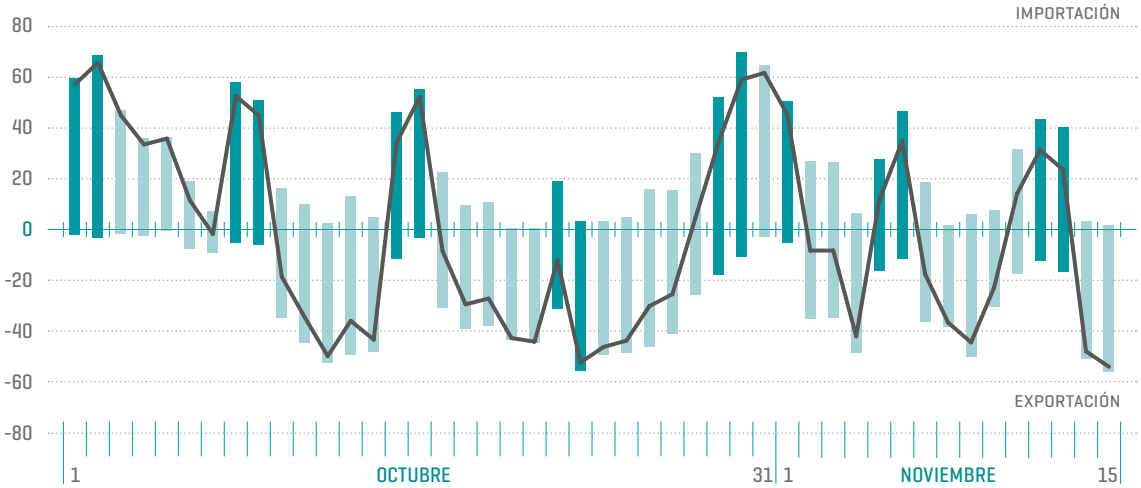
Importación Exportación

(1) Datos de cierre de programa.

En el gráfico 'Efectos de las indisponibilidades nucleares francesas en los intercambios en la interconexión con Francia (1 de octubre a 15 noviembre)', se puede apreciar cómo desde el día 10 de octubre, fecha en la que comienzan las indisponibilidades de muchos grupos nucleares de Francia, el saldo de intercambio con esta interconexión resultó exportador, salvo los fines de semana. En el gráfico de uso, se puede ver cómo desde mediados de noviembre el saldo con Francia resultó importador el 74% de los días.

EFECTO DE LAS INDISPONIBILIDADES NUCLEARES FRANCESAS EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

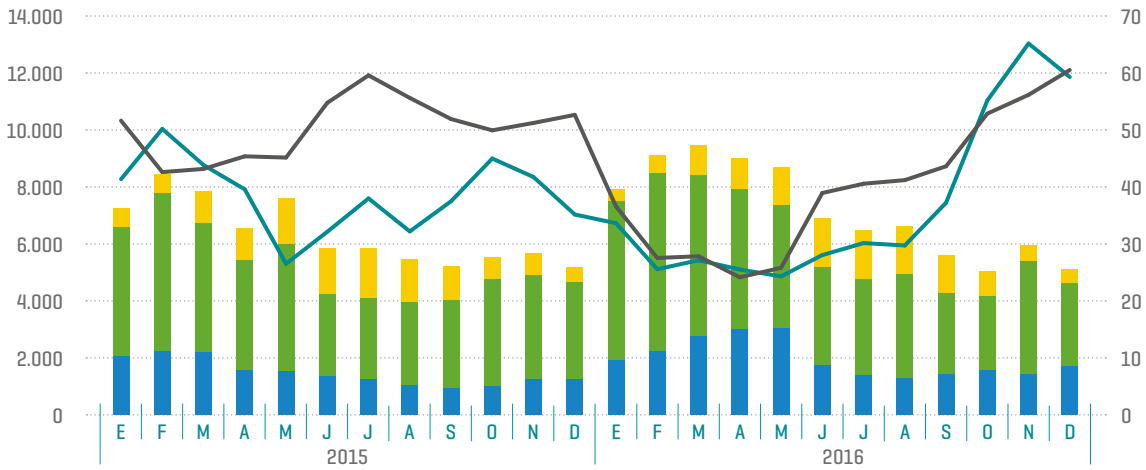
GWh



Fines de semana y festivos · Laborables · Saldo

GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA Y PRECIOS MEDIOS ARITMÉTICOS DEL MERCADO DIARIO

GWh | €/MWh



Hidráulica (GWh) · Eólica (GWh) · Solar (GWh) · Precio España (€/MWh) · Precio Francia (€/MWh)

Con producción elevada de renovables, el precio de España resulta similar o inferior al de Francia

INFLUENCIA DE LA EÓLICA EN LOS INTERCAMBIOS CON FRANCIA

Más producción
SALDO EXPORTADOR

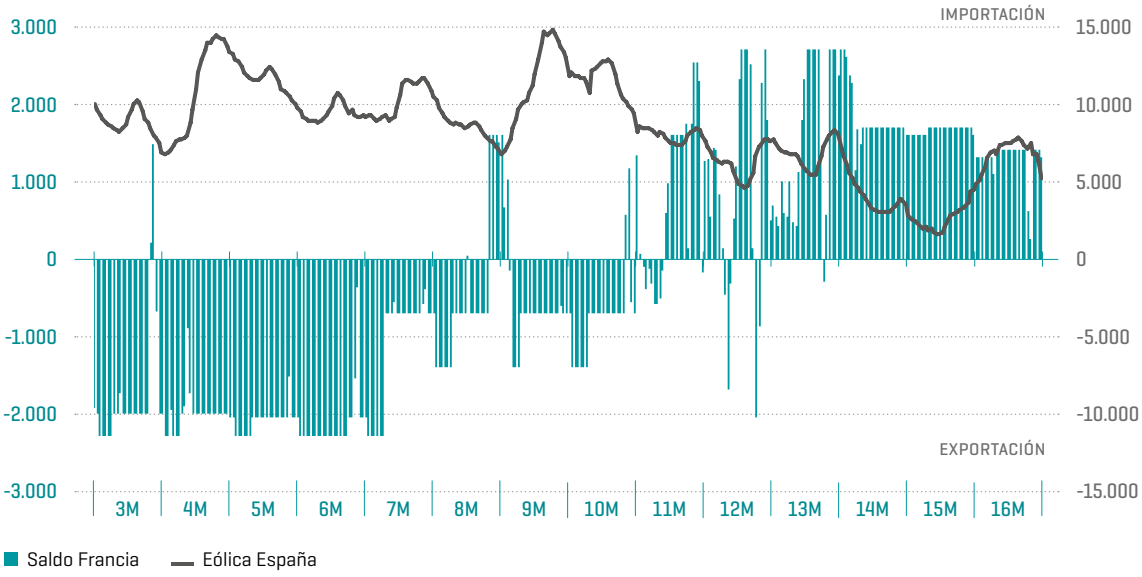
Menos producción
SALDO IMPORTADOR

En el gráfico 'Generación renovable en España y precios del mercado diario' se muestra la diferencia de precios medios diarios entre Francia y España y el efecto que las renovables tienen sobre ellos en los dos últimos años mostrados en el gráfico. Se puede observar cómo cuando la producción con renovables (fundamentalmente hidráulica y eólica) es elevada, el precio de España resulta similar o más bajo que el de Francia. En 2016, esta circunstancia se produjo en los primeros meses del año, mientras que en los últimos el precio de Francia se elevó debido a las indisponibilidades de muchos grupos nucleares en ese país, lo que hizo que España exportara bastante energía en días laborables, obligando a programar mucha energía no renovable.

La producción eólica influye en los precios y por tanto condiciona el sentido del intercambio. En el siguiente gráfico 'Saldo neto programado en la interconexión y generación eólica en España' se muestra el detalle de catorce días de principios de marzo. Se puede ver cómo con producciones eólicas bajas, el saldo de intercambio con Francia es importador, mientras que con producciones elevadas el saldo pasa a ser exportador.

SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN
Y GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA (3 MARZO-16 MARZO)

MWh



En cuanto al uso de la capacidad de intercambio en horizonte diario, en el 52 % de las horas se registró congestión en sentido importador como consecuencia de los mayores precios en España respecto a Francia. No se ocasionó congestión en un 30 % de las horas.

El 27 de abril fue el único día en el que la interconexión con Francia no estuvo congestionada en horizonte diario (mismo precio para las áreas de España y Francia las 24 horas). Otros cuatro días, en los cinco primeros meses del año, solo se congestionó una hora.

Los niveles de congestión en horizonte diario, de la capaciad de intercambio son mayores en sentido Francia a España en casi todos los meses, salvo en abril y octubre, meses en los que los precios diarios de España fueron inferiores a los franceses.

MAYOR CONGESTIÓN EN SENTIDO IMPORTADOR DURANTE 2016

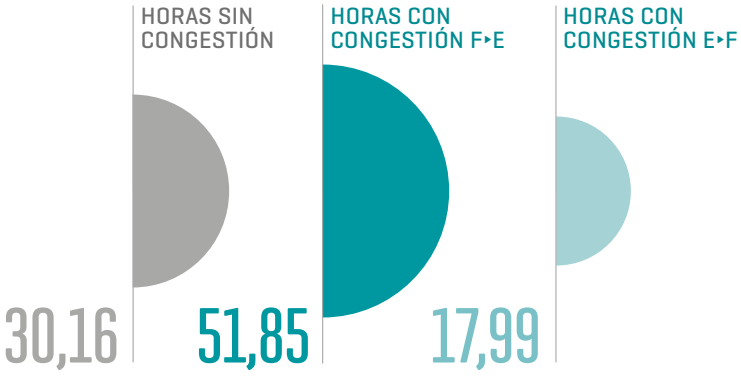
52 %

de las horas

como consecuencia de los mayores valores de precios en España respecto a Francia en casi todos los meses

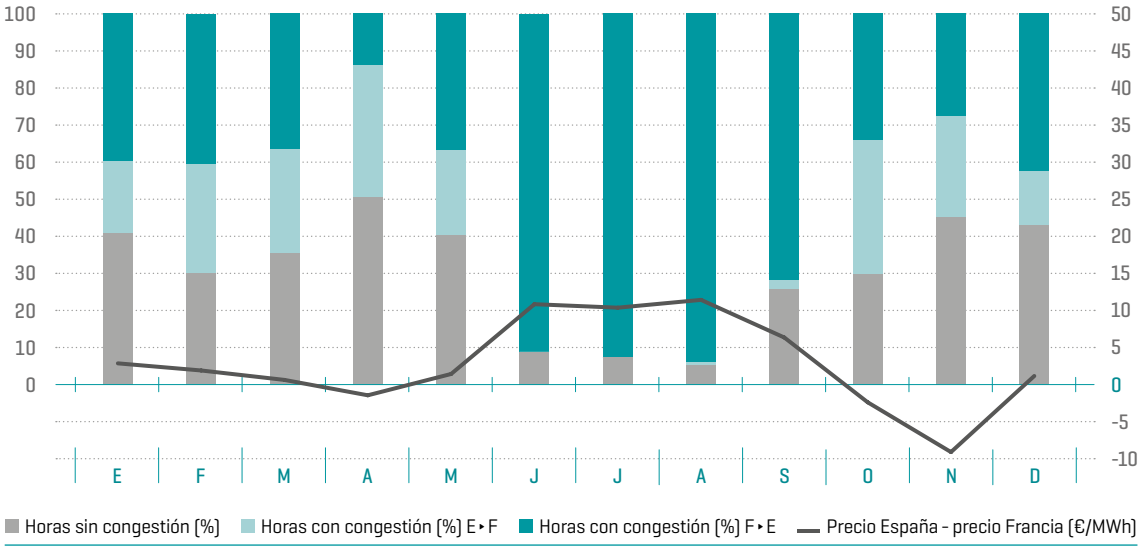
HORAS CON CONGESTIÓN Y SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

%



HORAS CON Y SIN CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA Y DIFERENCIA DE PRECIOS DEL MERCADO DIARIO

% | €/MWh



Las rentas de congestión generadas en el año 2016 suponen un 44 % más que las generadas en 2015

RENTAS DE CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA - FRANCIA

207 MILL. €

Sentido Importador

163 MILL.

Sentido Exportador

44 MILL.

Las rentas de congestión generadas en el año 2016 representaron 207 millones de euros (163 millones en sentido importador y 44 en sentido exportador), correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español. Este valor supone un 44 % más que las rentas generadas en 2015.

En cuanto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2016 en el sentido España > Francia registró un valor de 0,79 €/MW, un 79 % inferior al precio de la subasta anual para el año 2015 (3,82 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue de 12,78 €/MW, lo que representa un incremento del 58 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2015 (8,09 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en el sentido Francia > España en julio, con un valor de 15,40 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 19,07 €/MW.

Mediante el servicio transfronterizo de balance se han importado 21 GWh en esta frontera y se han exportado 219 GWh.

En 2016 fue necesaria la aplicación de acciones coordinadas de balance (programas de intercambio en el sentido de flujo contrario al existente establecidos para garantizar la firmeza de los programas comerciales ante reducciones de capacidad) de forma coordinada por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un total de 27.728 MWh, valor superior a los 10.898 MWh del año anterior.

PRECIO MARGINAL DE LA SUBASTA ANUAL DE CAPACIDAD 2016

SENTIDO E ▸ F **0,79** €/MW

SENTIDO F ▸ E **12,78** €/MW

Portugal

El saldo anual de los intercambios programados de energía eléctrica con Portugal ha sido importador por valor de 5.084 GWh, frente a un saldo exportador de 2.267 GWh del año 2015. Es el primer año con saldo importador de la serie histórica con esta interconexión. Las importaciones alcanzaron los 7.056 GWh, el triple que las del año anterior, mientras que las exportaciones fueron de 1.972 GWh, valor inferior en un 56,6 % al del pasado año.

El saldo de todos los meses del año ha sido importador, salvo en octubre. En el total del año, se han registrado 2.077 horas con saldo exportador, siendo octubre el mes con más horas de saldo exportador (416 horas), mientras que octubre del año anterior fue el mes con más horas de saldo importador (492 horas). Portugal ha reducido un 17,6 % de las horas la capacidad exportadora (E > P) para integrar el máximo de eólica en su sistema.

INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON PORTUGAL

Saldo importador

5.084 GWh

Primer año con saldo importador de la serie histórica

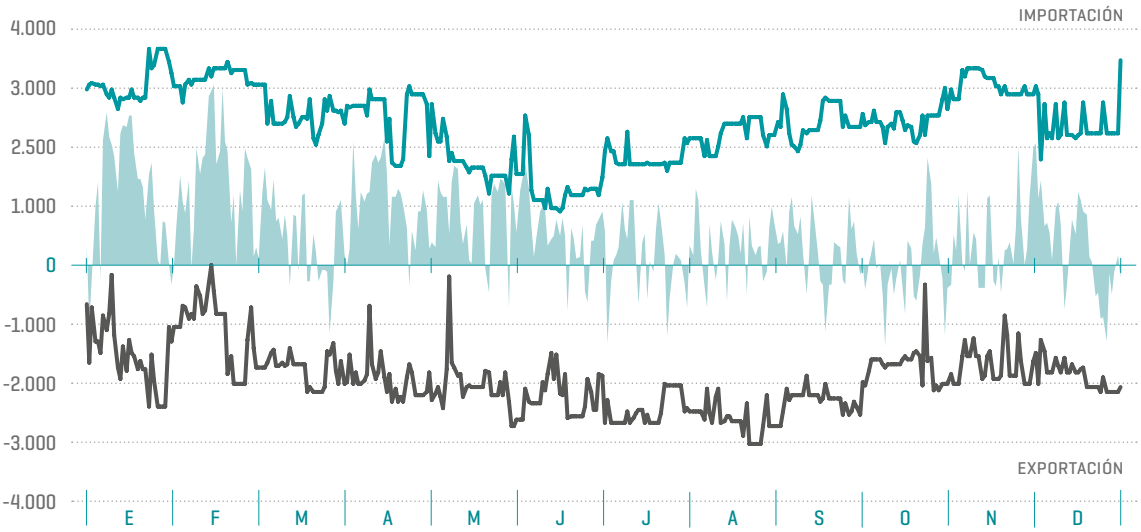
TOTAL DE HORAS REGISTRADAS EN 2016 CON SALDO EXPORTADOR

2.877 h

403 h OCTUBRE mes con más horas de saldo exportador

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

MWh | MW



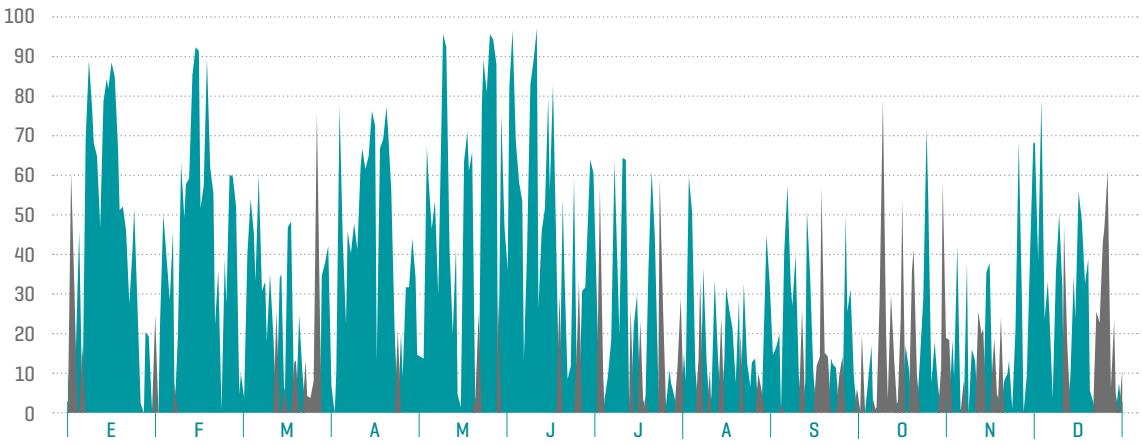
Saldo Portugal (MWh) — Capacidad importación (MW) — Capacidad exportación (MW)

Respecto al uso de la capacidad de intercambio, en esta frontera se ha alcanzado congestión en 64 horas, de las cuales 40 horas han sido en sentido importador y 20 horas en sentido exportador.

Los precios del mercado diario en el área española han sido ligeramente superiores a los del área portuguesa, salvo en septiembre y noviembre, sin embargo el saldo de intercambio en el mercado diario en estos meses ha sido también importador.

USO DE LA CAPACIDAD DIARIA DE INTERCAMBIO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL[1]

%

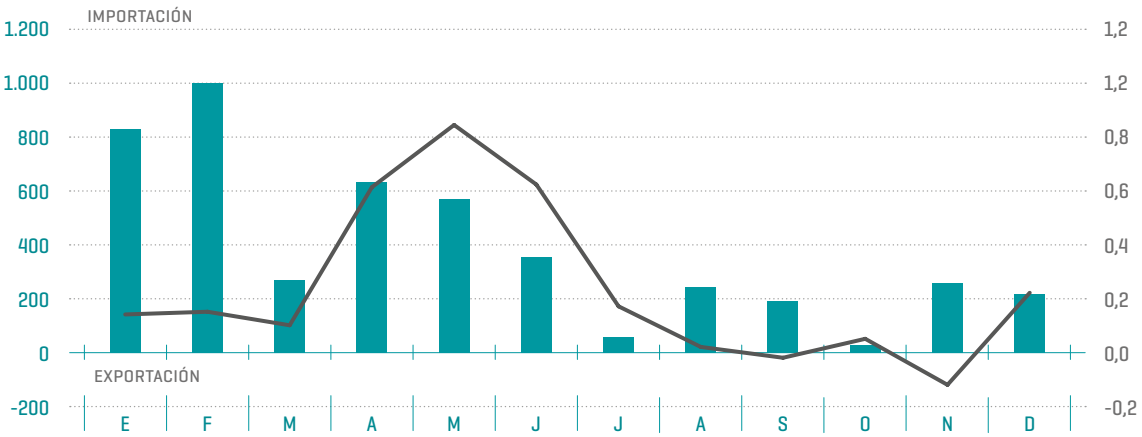


Importación Exportación

(1) Datos de cierre de programa.

SALDO NETO PROGRAMADO Y DIFERENCIA DE PRECIOS EN EL MERCADO DIARIO EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

GWh | €/MWh



Saldo Portugal (GWh) Precio España - Precio Portugal (€/MWh)

La producción hidráulica y eólica influye en los saldos importadores y exportadores en la interconexión con Portugal

Los saldos importadores se debieron a la alta producción hidráulica y eólica en Portugal. El producible hidráulico fue elevado (1,33), mientras que el eólico se situó en un valor de 1 (año medio).

Tanto la producción hidráulica como la eólica influyen de manera muy importante en el resultado de los saldos de intercambio en la frontera con Portugal. A modo de ejemplo, se puede ver cómo en un mes con elevadas producciones de eólica e hidráulica en Portugal, el saldo es importador, mientras que con bajas producciones es exportador o un saldo bajo importador.

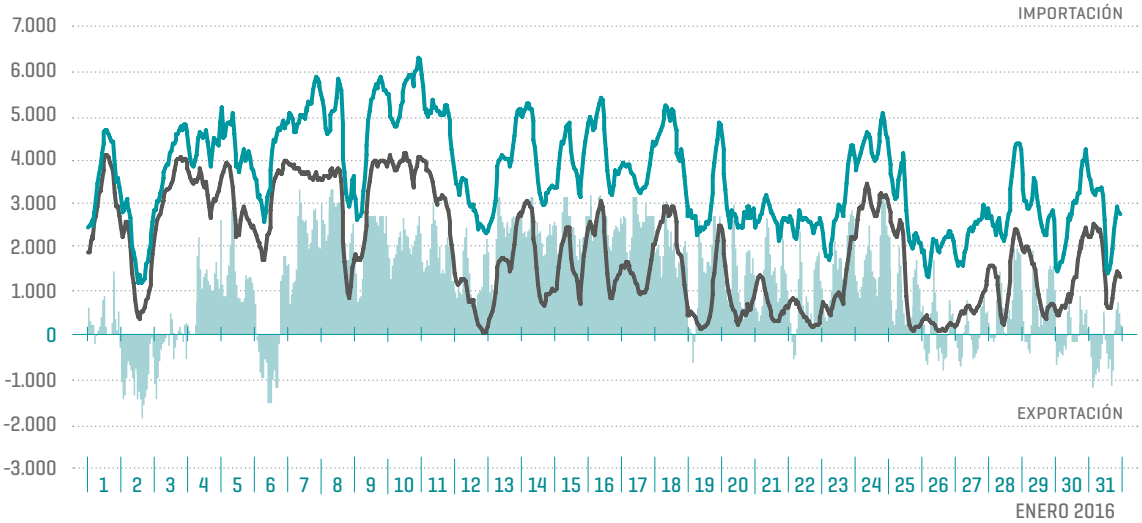
SISTEMA PORTUGUÉS

Elevado
PRODUCIBLE HIDRÁULICO **1,33**

Alta
PRODUCCIÓN EÓLICA **1**

SALDO PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN Y PRODUCCIÓN EÓLICA E HIDRÁULICA EN PORTUGAL

MWh



En el mercado diario la interconexión se congestionó un número de horas mayor que en 2015 (8,2% de las horas se separaron mercados, resultando precios diferentes en España y Portugal), siendo la mayor congestión en sentido importador.

Por meses se puede observar cómo agosto ha sido el mes en el que más horas ha estado acoplado el mercado, mientras que junio ha sido el que más horas ha estado separado, casi un 21% de las horas del mes.

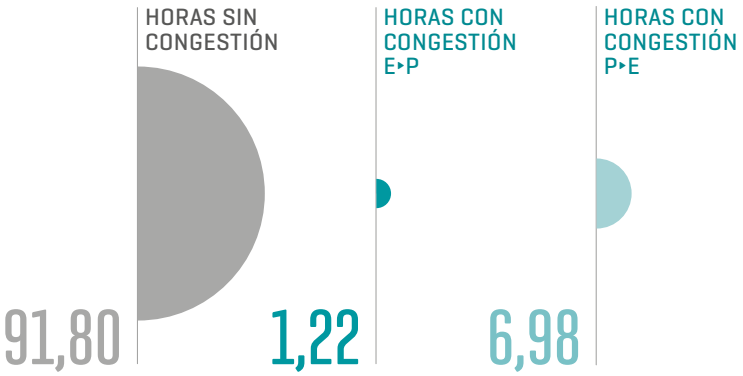
RENTAS DE CONGESTIÓN INTERCONEXIÓN ESPAÑA Y PORTUGAL

5,2 MILL. €

La mitad corresponde al sistema eléctrico español

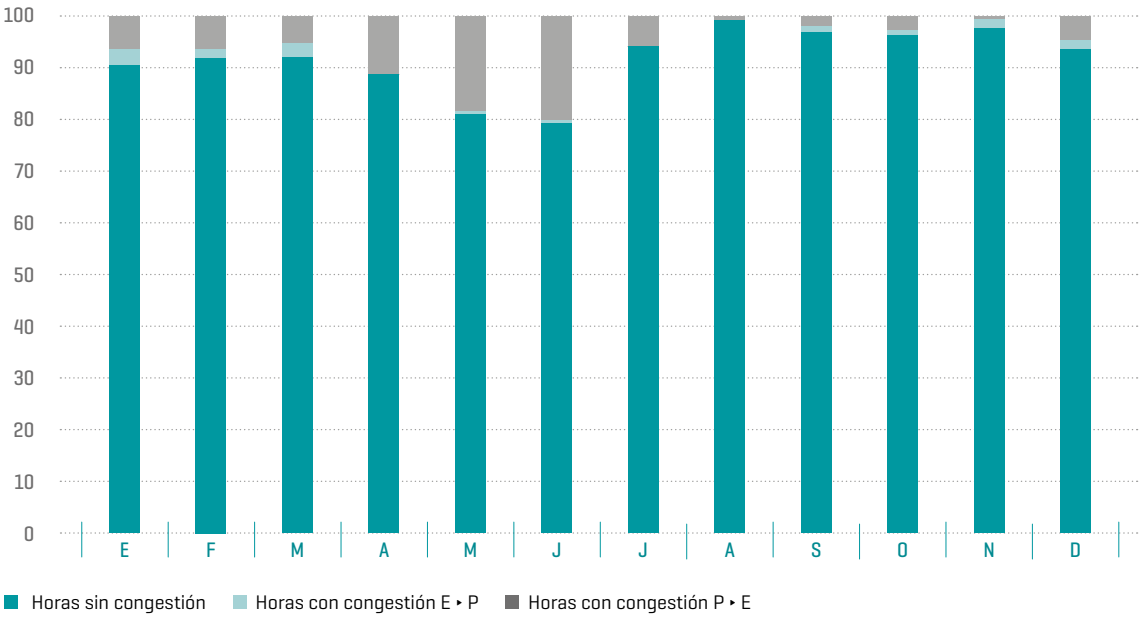
HORAS SIN CONGESTIÓN Y CON CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

%



NIVELES MENSUALES DE CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA-PORTUGAL

%



Las rentas de congestión han sido de 5,2 millones de euros, proviniendo el 95% del mercado diario y el 5% restante de los mercados intradiarios. De esta cantidad la mitad corresponde al sistema eléctrico español.

Mediante el servicio transfronterizo de balance se ha importado 37 GWh en esta frontera y se han exportado 177 GWh. En el año 2016 fue precisa la aplicación por los operadores de los sistemas eléctricos de España y Portugal de acciones coordinadas de balance por un valor de 400 MWh, programados únicamente en sentido exportador.

SALDO EXPORTADOR CON MARRUECOS RESPECTO A 2015

0,3% ↑

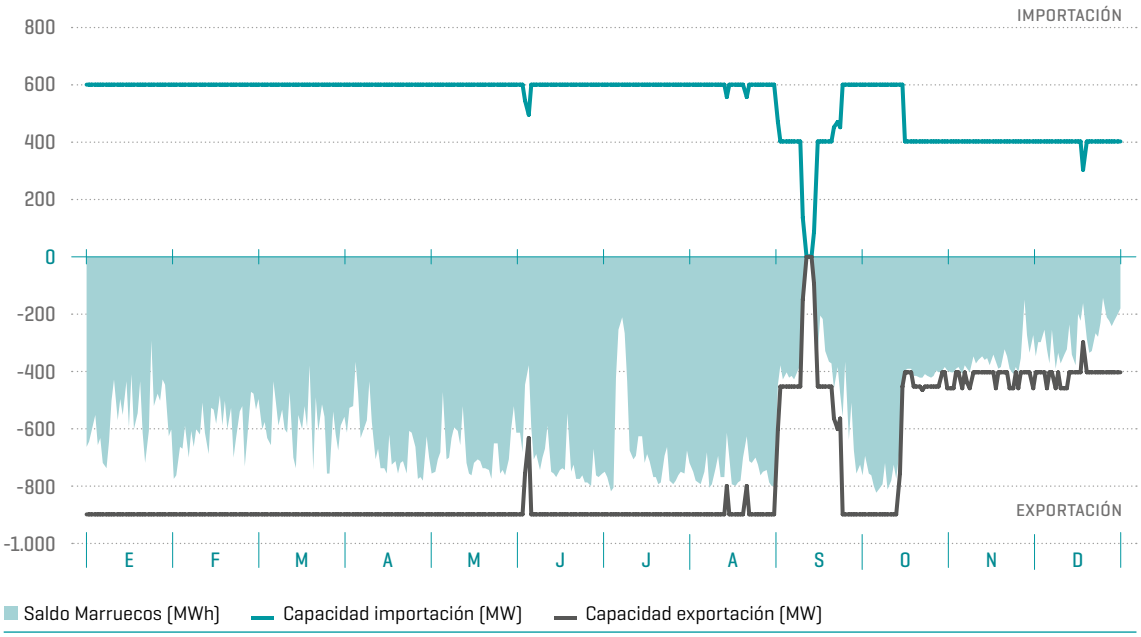
Marruecos

El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido exportador, con un valor de 4.952 GWh, un 0,3% superior al del pasado año. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador en esta interconexión ha sido del 74%, valor superior al 63% del año anterior.

La reducción de la capacidad de septiembre fue debido a la indisponibilidad de las líneas de interconexión, que fueron simultáneas en los días 10 al 14. Las reducciones desde mediados de octubre coinciden con la avería del ESMA 2.

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO
PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON MARRUECOS

MWh | MW



En 2016 aumentó el saldo exportador en los intercambios de energía eléctrica con Marruecos y Andorra con respecto al año 2015

SALDO EXPORTADOR CON ANDORRA RESPECTO A 2015

5,5% ↑

Andorra

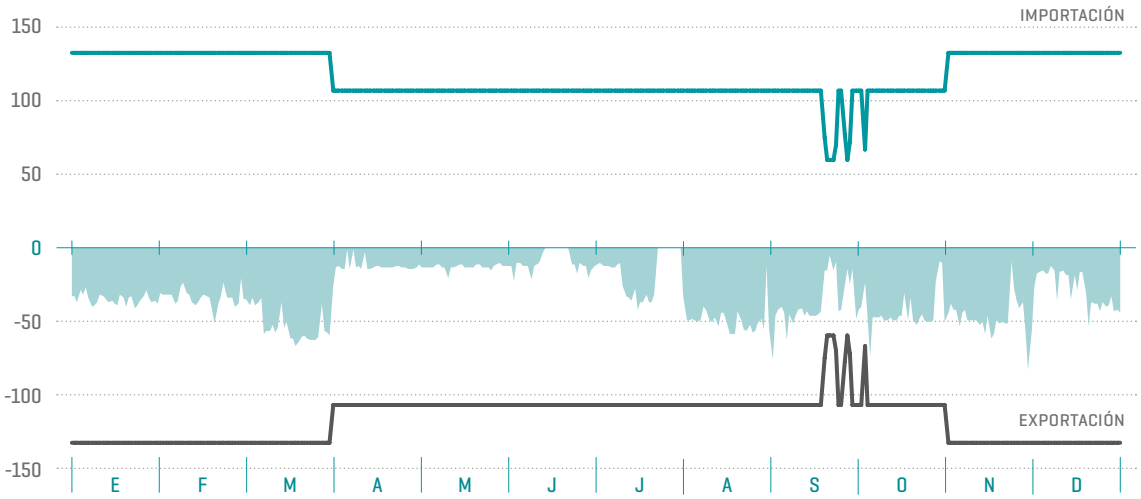
El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 278 GWh, un 5,5% superior al del año 2015. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido de un 27%.

INTERCONEXIÓN ESPAÑA-ANDORRA

uso promedio de la capacidad en sentido EXPORTADOR **27%**

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO Y SALDO NETO
PROGRAMADO EN LA INTERCONEXIÓN CON ANDORRA

MWh | MW



Saldo Andorra (MWh) — Capacidad de importación (MW) — Capacidad de exportación (MW)

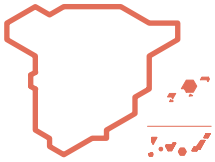
TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La red de transporte de energía eléctrica en España experimentó en 2016 un nuevo impulso con la entrada en servicio de 674 kilómetros de circuito

RED DE TRANSPORTE

674 km

de circuito se han puesto en servicio en 2016



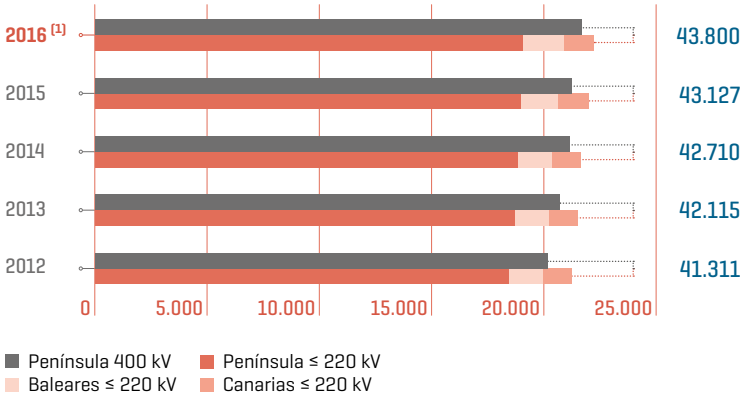
La red de transporte de energía eléctrica en España continuó su fortalecimiento en 2016 con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad, el grado de mallado de la red y permiten incorporar mayor cantidad de potencia renovable. Durante este ejercicio se pusieron en servicio 674 kilómetros de circuito y 61 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 43.800 kilómetros y 5.609 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 600 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 85.144 MVA.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2016 destacan los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo:

Andalucía: prosiguieron los trabajos para aumentar la capacidad de una buena parte de la red de 220 kV de Andalucía, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo

EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

km de circuito



(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso. Datos de kilómetros de circuito acumulados a finales de cada año.

INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

	400 kV	≤ 220 kV			
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
Total líneas (km)	**21.620**	**19.026**	**1.800**	**1.354**	**43.800**
Líneas aéreas (km)	21.503	18.259	1.089	1.080	41.931
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	531	171	244	1.034
Transformación (MVA)	**79.808**	**63**	**3.273**	**2.000**	**85.144**

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2016.

La línea Mezquita-Morella de 243,5 kilómetros mejora el mallado de la red entre las comunidades de Aragón y Valencia

y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas. Las líneas afectadas han sido: T Casares-Los Ramos, Algeciras-Puerto Real, Carmona-Villanueva del Rey-Almodóvar, Almodóvar-Casillas, Casillas-Lancha y Carmona-Guillena-Santiponce.

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN

Aumentó en

600 MVA

Aragón: se puso en servicio una doble entrada/salida en la subestación Mudéjar 400 kV conectada con el doble circuito Aragón-Teruel 400 kV. Para aumentar el mallado de la red de transporte en 400 kV entre las comunidades de Aragón y Valencia se puso en servicio el doble circuito Mezquita-Morella 400 kV con 243,5 kilómetros de longitud total. El objetivo de estos desarrollos es incrementar las posibilidades de evacuación de generación de origen renovable al tiempo que se incrementa la calidad, fiabilidad y seguridad de suministro. Por otra parte, el apoyo a la red de distribución se refuerza con la sustitución de una unidad de transformación 220/110 kV en Cinca, mientras que el apoyo de la red de 400 kV a la red de 220 kV en Mequinenza se refuerza con la sustitución de una unidad de transformación de 400/220 kV. Asimismo se puso en servicio una reactancia en la subestación de Mezquita 400 kV. La instalación de esta nueva reactancia permitirá por una lado mantener el perfil de tensiones en la red de transporte de la zona dentro de los valores establecidos en los Procedimientos de Operación, sin tener que recurrir a la apertura de líneas con la consiguiente pérdida de calidad, fiabilidad y seguridad de suministro.

Baleares: se siguió trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. Se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación de

INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

5.609 POSICIONES

43.800 km de circuito

San Juan 66 kV para apoyo de la demanda, así como la nueva subestación Cala Blava 132 kV. Destaca por su importancia en lo que a fiabilidad y seguridad del suministro se refiere, la puesta en servicio del segundo cable a 132 kV entre las subestaciones de Santa Ponsa y Torrent que, junto al primer cable puesto en servicio en 2015, ha permitido conectar los dos sistemas eléctricos del archipiélago balear, Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera.

Canarias: continuaron los trabajos del plan de mejora de las infraestructuras canarias con objeto de aumentar la fiabilidad de las instalaciones ya existentes. Asimismo, en 2016 se ha puesto en servicio la subestación de Sabinal 220/66 kV, actuación clave para la mejora de la seguridad del suministro en el sistema de Gran Canaria.

RED DE TRANSPORTE 2016

PUESTA EN SERVICIO

Línea subterránea Coll Blanc-Facultats-Trinitat

220 kV

Castilla y León: prosiguieron los trabajos de construcción del eje Tordesillas–Galapagar–San Sebastián de los Reyes (SUMA) 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid.

Cataluña: se continuó reforzando la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la línea subterránea Coll Blanc-Facultats-Trinitat 220 kV. Igualmente, se ha incrementado el mallado de la subestación Gavarrot 220 kV al conectarse mediante cables con las subestaciones Begues y Sant Boi 220 kV. El apoyo a la red de distribución en la zona de Vic se refuerza con la sustitución de una unidad de transformación 220/25 kV.

Castilla-La Mancha: se prosiguió con el ambicioso plan previsto de instalación de nuevas reactancias, para facilitar el control de la tensión eléctrica, como la que se ha llevado a cabo con la puesta en tensión de la reactancia situada en la subestación Brazatortas 400 kV.

Extremadura: se puso en tensión la línea a 220 kV Plasencia-Almaraz mediante el cambio de tensión de la antigua línea de 132 kV. Han continuado los trabajos en el eje de 220 kV J.M. Oriol-Los Arenales (Cáceres)-Trujillo y siguen avanzando las

FIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

Puesta en servicio del

SEGUNDO CABLE A

132 kV

Entre las subestaciones de Santa Ponsa y Torrent

El archipiélago balear se consolida como un único sistema eléctrico

La puesta en marcha de la subestación de Torremendo mejorará la seguridad de suministro entre Alicante y Murcia y la subestación de Godelleta la de Valencia

Mejoras en la seguridad de suministro

NUEVAS SUBESTACIONES

En el eje costero de Levante

tramitaciones sobre dos nuevas subestaciones: Cañaveral y Carmonita para la alimentación del tren de alta velocidad.

Levante: cabe reseñar la puesta en servicio de la subestación de Torremendo 400/220 kV para mejorar la seguridad de suministro en el eje costero de 220 kV entre Alicante y Murcia, conectado mediante una entrada/salida con el circuito Nueva Escombreras-Rocamora 400 kV y a través de un doble circuito a 220 kV con San Miguel de Salinas. Destaca también la puesta en servicio de la subestación de Godelleta 400/220 kV para mejorar la seguridad de suministro en Valencia capital, conectado mediante una entrada/salida con el circuito Catadau-Requena 400 kV y mediante una entrada/salida con el circuito Cofrentes-Eliana 400 kV. Continúa el desarrollo de la red de transporte con el cambio de tensión de 132 kV a 220 kV entre las subestaciones de Bernat y Valldigna con objeto de mejorar la alimentación de la zona.

Zona centro: en Madrid se ha reforzado el apoyo a la red de distribución con las ampliaciones vía transformador de distribución en las subestaciones de Algete 220 kV y Antonio Leyva 220 kV.

Zona norte: con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía, de permitir la integración de energías renovables y reforzar la red de transporte de la zona, se han continuado los

PUESTA EN SERVICIO EN 2016

LÍNEA BOIMENTE-PESOZ

163,5 km de circuito

Las interconexiones internacionales posibilitarán el desarrollo del Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE)

trabajos en las actuaciones de red planificadas en la zona de Navarra y País Vasco, que incluyen un nuevo eje de 400 kV que, pasando por Ichaso, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Güeñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón). Se ha continuado el avance en la construcción de otros tramos del eje Norte, en especial la puesta en servicio de la línea de doble circuito Boimente-Pesoz 400 kV con una longitud de 163,5 kilómetros.

Las interconexiones continúan teniendo un papel fundamental como *hardware* en la integración de los mercados de energía eléctrica. Son el instrumento que posibilitará un Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), integrando de manera eficiente el conjunto de los mercados existentes en la actualidad.

Durante 2016 se han seguido gestionando los proyectos de las tres nuevas interconexiones con un horizonte posterior a 2020: una submarina a través del golfo de Vizcaya y dos interconexiones transpirenaicas por Navarra y Aragón. El desarrollo de estos proyectos, con una capacidad de intercambio prevista de 8 GW, va dirigido al reto de alcanzar en el 2030 un 15 % de capacidad de interconexión respecto a la potencia instalada en nuestro país. Asimismo, para mejorar la interconexión España-Francia, se ha incluido en el horizonte 2015-2020 un desfasador en la línea Arkale-Argia 220 kV (previsto para 2017).

NUEVAS INTERCONEXIONES
OBJETIVO 2030

Capacidad de intercambio prevista
8 GW

15 %
de capacidad de interconexión respecto a la potencia instalada en nuestro país

Los indicadores de calidad de servicio mostraron un ejercicio más el alto grado de seguridad y calidad de la red de transporte de energía eléctrica

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Descienden las interrupciones del servicio respecto a 2015

16,7%

Compromiso con la calidad de servicio

Los **indicadores de calidad** de servicio mostraron un ejercicio más el alto grado de seguridad y calidad de la red de transporte, al situarse en valores mucho más favorables que los de referencia establecidos en la normativa vigente, excepto en Canarias. Los indicadores básicos de calidad global según el Real Decreto 1955/2000 son el Tiempo de Interrupción Medio (TIM), la Energía No Suministrada (ENS) y el Índice de Disponibilidad (ID).

En el sistema eléctrico peninsular se registraron 15 interrupciones de suministro en 2016, un 16,7% menos que en 2015. Sin embargo, esta disminución no se ha reflejado en la ENS que aumentó respecto al año anterior (78 MWh en 2016 frente a 53 MWh en 2015). Por su parte, el TIM con un valor de 0,16 minutos (0,11 minutos en 2015), se sitúa muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000. El principal incidente se produjo en Fuenlabrada 220 kV con una ENS de 22 MWh.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) Y TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM) DE LA RED DE TRANSPORTE

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
2012	133	7	224	0,28	0,68	13,25
2013	1.156	81	72	2,47	7,50	4,38
2014	204	13	148	0,44	1,21	9,04
2015	53	29	150	0,11	2,66	9,08
2016 [1]	78	0,3	457	0,16	0,03	27,45

Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema. Los indicadores de continuidad de suministro presentados incluyen la valoración de la influencia de incidentes sujetos a expediente administrativo en curso. (1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Los indicadores de calidad de suministro en el sistema balear mejoraron significativamente en 2016

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO

Baleares

0,03 MIN

Mejora significativa respecto a 2015

Canarias

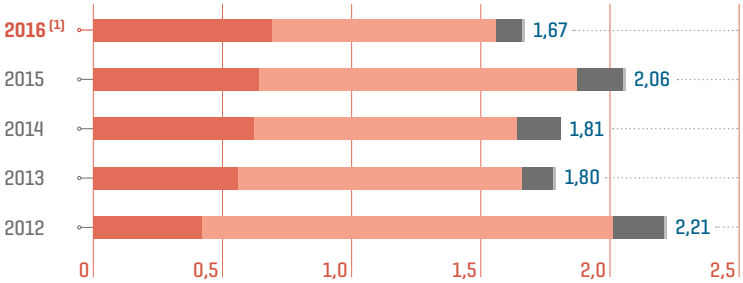
27,45 MIN

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro de 2016 mostraron una mejora significativa respecto al año anterior. Solo se registró una interrupción de suministro con una ENS de 0,3 MWh (29 MWh en 2015) y un TIM de 0,03 minutos (2,66 minutos en 2015). Sin embargo, el sistema eléctrico canario ha registrado una calidad más desfavorable que el pasado ejercicio, habiéndose producido 14 interrupciones de suministro a las que han correspondido una ENS de 457 MWh y un TIM de 27,45 minutos; ello se ha debido mayoritariamente a los diversos incidentes en el subsistema Fuerteventura-Lanzarote y especialmente en los ocurridos en el eje Las Salinas-Gran Tarajal-Matas Blancas 66 kV, en una situación de insuficiente mallado de la red de transporte, desarrollo que está previsto en la planificación vigente.

La calidad de la red de transporte se evalúa también en base a la disponibilidad de las instalaciones que la componen. La disponibilidad mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte, siendo estos los circuitos de las líneas eléctricas, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva (reactancias y condensadores).

EVOLUCIÓN ANUAL DEL ÍNDICE DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE PENINSULAR

%



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

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. El total del índice de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.
(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

El índice de disponibilidad se obtiene como diferencia entre 100 y el índice de indisponibilidad de la red de transporte.

En los gráficos del índice de indisponibilidad se muestra la evolución de este indicador en los últimos cinco años. El índice de disponibilidad de la red de transporte peninsular en 2016 alcanzó un valor del 98,33 %, valor superior al 97,94 % del año 2015. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 96,93 % (96,88 % en 2015) y 98,07 % (96,74 % en 2015). La causa fundamental de la leve mejoría del índice de disponibilidad en el sistema balear ha sido la continuación del esfuerzo inversor en los ámbitos de construcción, renovación y mejora de activos de red.

ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE

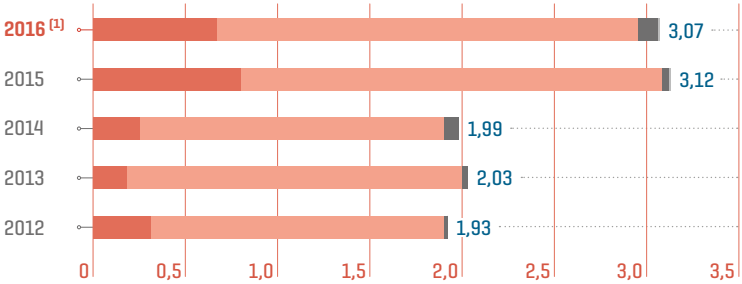
Peninsular
98,33 %

Baleares
96,93 %

Canarias
98,07 %

EVOLUCIÓN ANUAL DEL ÍNDICE DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE DE BALEARES

%

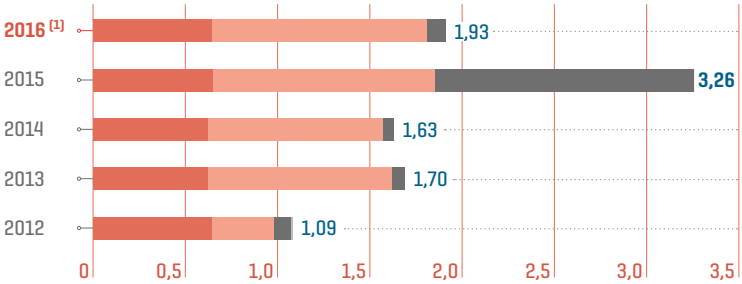


- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo
- Programada por causas ajenas al mantenimiento
- No programada debida a mantenimiento correctivo
- No programada debida a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. El total del índice de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.
(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

EVOLUCIÓN ANUAL DEL ÍNDICE DE INDISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE DE CANARIAS

%



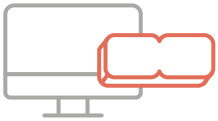
- Programada por mantenimiento preventivo y predictivo
- Programada por causas ajenas al mantenimiento
- No programada debida a mantenimiento correctivo
- No programada debida a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000. El total del índice de indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones a terceros.
(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

I+D+i para el logro de una red segura, eficiente y sostenible

Entre los proyectos finalizados en 2016 con aplicación directa en la red de transporte destacan los siguientes:

Moviman: desarrollo de una solución de movilidad que facilita a los técnicos de mantenimiento desplazados en campo tareas como la localización geográfica de instalaciones, cumplimentación de órdenes de trabajo, registro de anomalías, gestión de prevención de riesgos laborales o disposición de la documentación necesaria para la realización de los trabajos.



REALIDAD VIRTUAL

Aplicada a la formación

con el objetivo de optimizar recursos y minimizar riesgos

Realidad virtual aplicada a formación: el objetivo fundamental del proyecto ha sido iniciar el uso de la tecnología de realidad virtual orientada al aprendizaje. La realidad virtual traslada al alumno al lugar donde quiere estar, proporcionando una idea real de las dimensiones de los objetos y creando sensación de espacio, de luz y de sonido. Además, permite visualizar espacios y fenómenos que no se pueden ver en la realidad, lo que constituye un valioso complemento de la formación, ya que permite una mejor comprensión de los fenómenos que son causa de posibles accidentes. En particular, en este proyecto se ha simulado la secuencia de maniobras en las instalaciones eléctricas para la realización de trabajos sin tensión, así como la ejecución de las medidas de explotación necesarias.

Estudio de sobretensiones debidas a ferroresonancia en las redes de alta tensión: se ha simulado el fenómeno de ferroresonancia, serie o paralelo, que puede presentarse en los transformadores y se han validado en el laboratorio diversas opciones para evitarlas.

DESARROLLO DE METODOLOGÍA

DTS

Para el cálculo de la temperatura en cables subterráneos

Permitirá asumir mayores valores de capacidad de transporte

Monitorización de temperatura en cables subterráneos: se ha desarrollado y validado la metodología de cálculo de la inercia térmica de cables aislados mediante la monitorización de su temperatura externa con DTS *(Distributed Temperature Sensors)*. Esto dará la posibilidad de establecer unos criterios de operación, más flexibles y optimizar el uso de los recursos disponibles, asumiendo mayores valores de capacidad de transporte con la seguridad de no superar la temperatura máxima permitida y facilitando las labores de mantenimiento. Se han llevado a cabo experiencias en cables de 220, 132 y 66 kV.

Plataforma de simulación de modelos dinámicos de generación: se ha puesto en servicio una plataforma de trabajo que profundiza en el conocimiento del comportamiento de los modelos dinámicos habitualmente utilizados en Red Eléctrica para realizar estudios dinámicos de instalaciones conectadas a la red de transporte y otros nuevos desarrollos y permite la validación de los modelos de dichas instalaciones a registros reales o modelos realizados con otras plataformas.

La automatización de la actualización de planos permite tener registros informáticos de las modificaciones en obra

Explotación avanzada del sistema RTTR *(Real Time Thermal Rating)*: se han estudiado los datos de temperatura de la línea María-Fuendetodos 220 kV, para evaluar la utilidad de esta información y para promover el mejor aprovechamiento de la capacidad disponible manteniendo el nivel de seguridad exigido. Además, se ha desarrollado un modelo de cálculo de capacidad de transporte actual y predicción a dos, cuatro y seis horas.

DEPLA (Delineación de planos): se han automatizado las tareas de actualización de los planos definitivos de una subestación 'conforme a obra', lo que permite reducir el tiempo para acceder a ellos y un ahorro de costes en delineación, así como una mejora continua de la ingeniería al tener registros informáticos de las modificaciones en obra sobre el diseño de proyecto.

Desarrollo metodología de inspección para

LÍNEAS AÉREAS

Por comparación de imágenes

Metodología de toma de datos sobre la conservación de las cimentaciones de los apoyos de líneas aéreas: se ha desarrollado una metodología de toma de datos 'no destructiva' para determinar el estado de conservación de las cimentaciones de los apoyos de líneas eléctricas aéreas de alta tensión. También se ha desarrollado una herramienta *software* para facilitar la toma de decisiones de actuaciones preventivas y planificar sus costes en función del presupuesto disponible.

SAIR Fase III: se ha desarrollado un sistema y metodología de inspección sistemática de líneas aéreas (pasillos, conductores y apoyos), basado en la comparación de imágenes obtenidas con dispositivos embarcados en un avión y restituidas mediante métodos fotogramétricos.

Vaciado de fosos de aceite 'in situ': se ha puesto en marcha una metodología que permite el vaciado de los fosos de aceite de las máquinas de potencia sin tener que transportar todo el material líquido a un gestor autorizado, lo que permite reducir los tiempos de vaciado de los depósitos y mejorar la gestión de los camiones de transporte. Para ello se ha desarrollado un catalizador que permite la separación de los aceites y grasas del agua.

MERCADOS DE ELECTRICIDAD

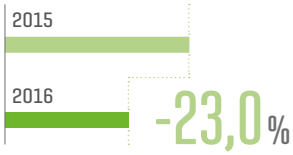
El precio medio de la energía en el mercado eléctrico descendió un 23 % respecto a 2015 alcanzando el valor más bajo desde el año 2010

Durante el año 2016 la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue superior a la del año anterior en un 0,8 %.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2016 en 48,4 €/MWh, un 23,0 % inferior al precio del año precedente y el más bajo desde el año 2010. Por meses, el precio final ha sido más bajo en los nueve primeros meses en los que la variación mensual ha resultado inferior en un 30 % respecto al periodo anterior, mientras que en el último trimestre suben hasta registrar un incremento medio mensual superior al 4 %. Cabe recordar que en los primeros meses de 2016 hubo una gran participación de la hidráulica y la eólica en la cobertura de la demanda, que ocasionó una bajada de los precios.

PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

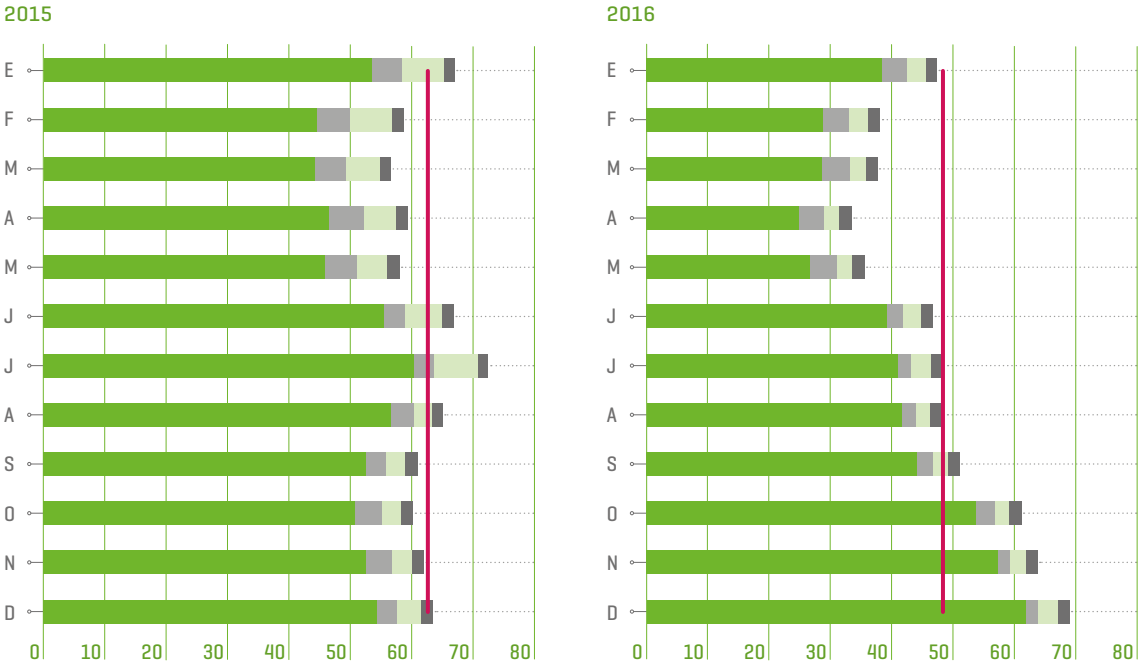
PRECIO MEDIO FINAL



48,4 €/MWh

COMPONENTES DEL PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA

€/MWh



La gran participación de la hidráulica y eólica en la cobertura de la demanda en los primeros meses de 2016 favoreció la bajada de precios

Durante el 2016 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 83,9 %, los servicios de ajuste del sistema un 6,4 %, los pagos por capacidad el 5,7 % y el 4 % restante el servicio de interrumpibilidad. Si se compara con el pasado año, se observan descensos del 21 % en la componente del precio del mercado diario e intradiaro, del 27 % en la de los servicios de ajuste y del 45 % en la de pagos por capacidad, mientras que la componente del servicio de interumpibilidad aumenta ligeramente un 2 %. El descenso de la componente de pagos por capacidad se debió a la reducción de los costes asociados a estos pagos con la Orden IET/2735/2015.

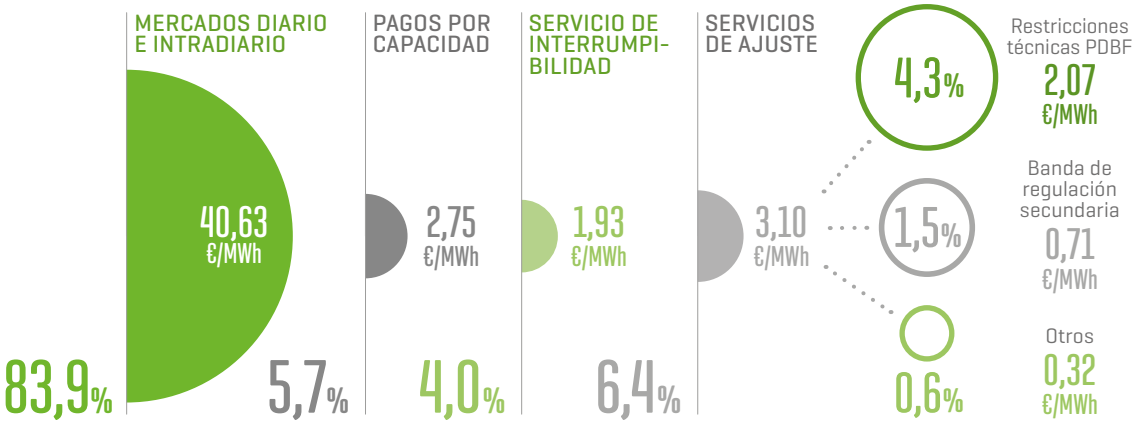
ENERGÍA FINAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO

SUMINISTRO DE REFERENCIA MÁS CONTRATACIÓN LIBRE

↑ 0,8 %

superior al de 2015

COMPONENTES DEL PRECIO FINAL 2016



Mercado diario

La energía en el mercado diario se situó en 250 TWh en 2016 (184 TWh en el mercado spot sin bilaterales), lo que supone un aumento del 1,2 % respecto a 2015. El 73,6 % de la energía se negoció en el mercado spot (71,2 % en 2015) y el 26,4 % restante a través de bilaterales (28,8 % en 2015). Estos porcentajes se mantienen muy similares desde el año 2010, con un valor promedio de 72,5 % para el mercado spot y del 27,5 % para los bilaterales.

La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 87,3 % en 2016, frente al 86,3 % del año anterior.

ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO EN 2016

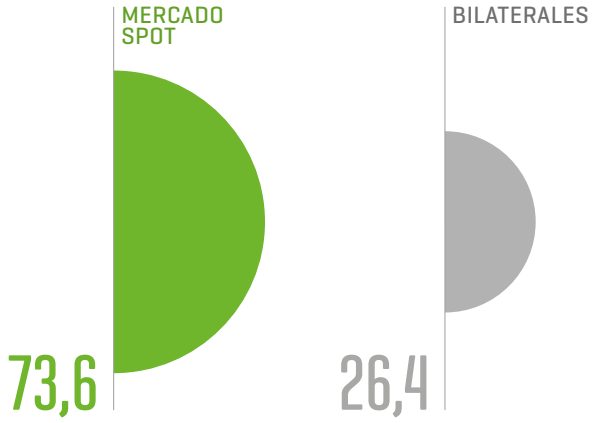
250 TWh

1,2 % ↑

Respecto a 2015

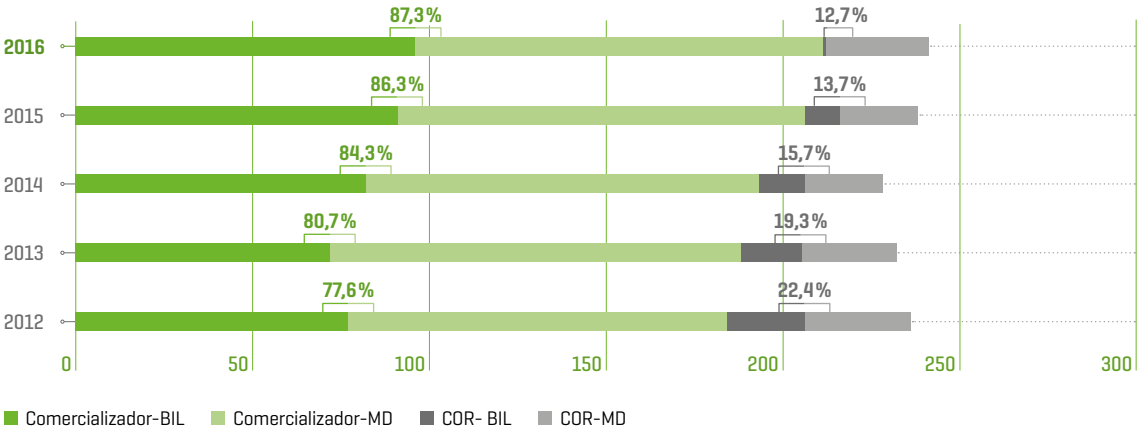
ENERGÍA ADQUIRIDA EN EL MERCADO DIARIO

%



EVOLUCIÓN DE LAS COMPRAS EN PDBF DE LOS COMERCIALIZADORES DE REFERENCIA (COR) Y RESTO DE COMERCIALIZADORES

TWh



PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO DIARIO EN ESPAÑA

21,2% ↓

Inferior a 2015

y ligeramente más alto que el de Portugal

El precio medio aritmético del mercado diario en España se situó en los 39,67 €/MWh, un 21,2 % inferior al del año anterior y ligeramente más alto que el de Portugal (39,44 €/MWh).

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se aprecia cómo en los primeros meses del 2016 la producción hidráulica y eólica incrementaron su participación, mientras que los últimos meses lo hicieron el carbón y el ciclo combinado, tecnologías, a priori, más caras. En términos anuales el carbón ha reducido su participación en más de siete puntos porcentuales y el ciclo combinado en un punto, mientras que la hidráulica incrementa su participación en dos puntos porcentuales y la eólica en un punto porcentual. Las importaciones internacionales también se han incrementado en casi cuatro puntos, debido a las entradas por la frontera portuguesa, al ser los precios de Portugal inferiores a los de España.

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN EN EL MERCADO DIARIO

EVOLUCIÓN de la participación respecto al año anterior

CARBÓN ↓ -7PP

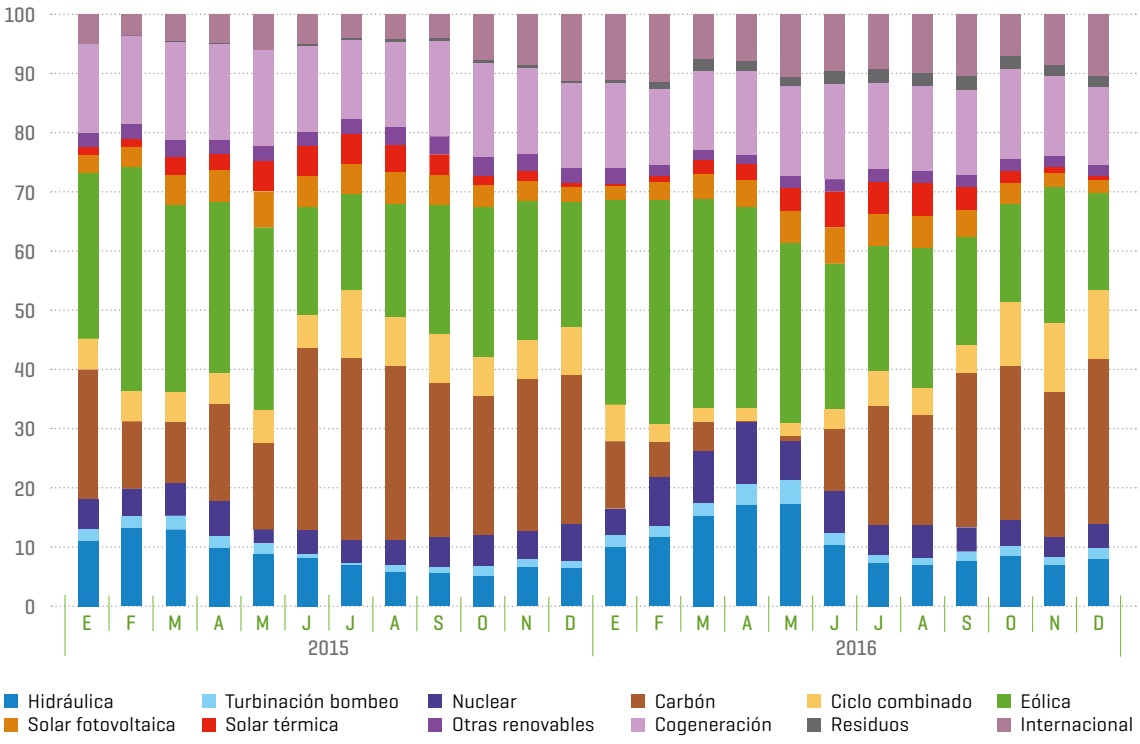
CICLO COMBINADO -1PP

EÓLICA ↑ 1PP

HIDRAÚLICA 2PP

PORCENTAJE DE VENTAS DE ENERGÍA POR TECNOLOGÍA EN EL MERCADO SPOT

%



A menor participación de la energía renovable, mayor precio del mercado diario

ENERGÍA RENOVABLE CASADA EN EL MERCADO DIARIO RESPECTO A 2015

14% ↑

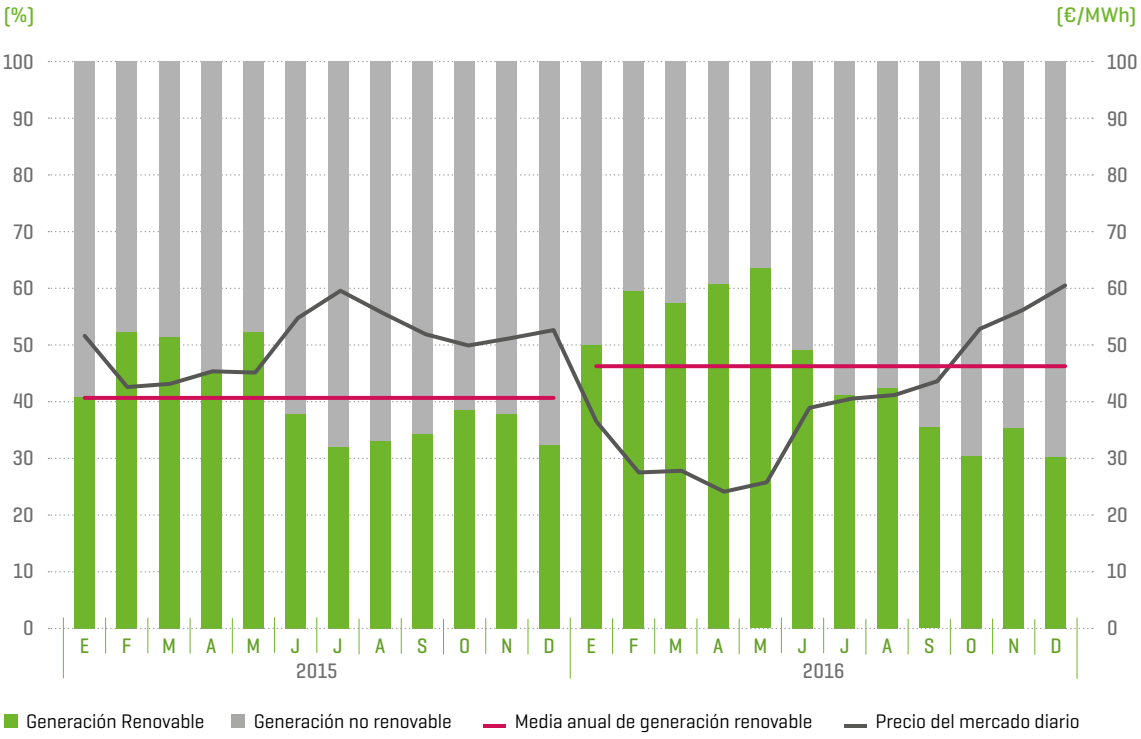
Se puede observar cómo la energía renovable casada en el mercado diario durante el año 2016 ha sido superior en media a la del pasado año en un 14%. En líneas generales se puede decir que una mayor presencia de renovables en la casación, fundamentalmente hidráulica y eólica, producen un descenso del precio medio del mercado diario.

En este sentido, en la siguiente gráfica 'Generación en España y precios' se aprecia cómo, generalmente, cuando la participación de la energía renovable es menor, el precio del mercado diario es más elevado.

Si se representan las estructuras de la generación de la casación en las horas en las que el precio del mercado diario marca el mínimo y el máximo anual, se aprecia cómo estas son muy diferentes. En la hora en que se registra uno de los precios

GENERACIÓN
EN ESPAÑA Y PRECIOS

% | €/MWh



mínimos se advierte cómo la eólica es la que marca el precio marginal, siendo la energía renovable casada en esa hora superior al 70 %. Si se observa la estructura en la hora en la que se registra el precio máximo, se aprecia cómo es la turbinación bombeo la que marca el marginal. En el gráfico también se observa cómo en esa hora hay mucha energía casada de carbón, ciclo combinado e hidráulica.

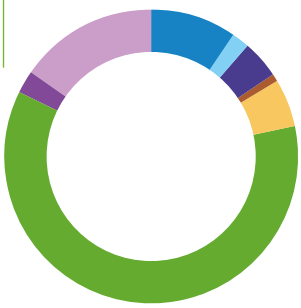
Otro factor a tener en cuenta a la hora de observar la evolución de los precios del mercado es la inexistencia, como el año anterior, de horas con precio cero, así como la reducción de la diferencia de precios entre el máximo y el mínimo.

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN EN LAS HORAS DE PRECIO MÍNIMO Y MÁXIMO DEL MERCADO DIARIO

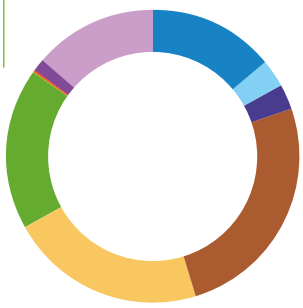
%

	DÍA PRECIO MÍNIMO	DÍA PRECIO MÁXIMO
Hidráulica	9,7	14,1
Turbinación bombeo	1,7	3,1 (1)
Nuclear	4,3	2,8
Carbón	0,9	25,6
Ciclo combinado	5,3	21,5
Eólica	60,4 (1)	17,9
Solar fotovoltaica	0	0,1
Solar térmica	-	0,1
Otras renovables	2,5	1,5
Cogeneración y residuos	15,2	13,4

PRECIO MÍNIMO MD: 10 ENE. 6:00 HORAS



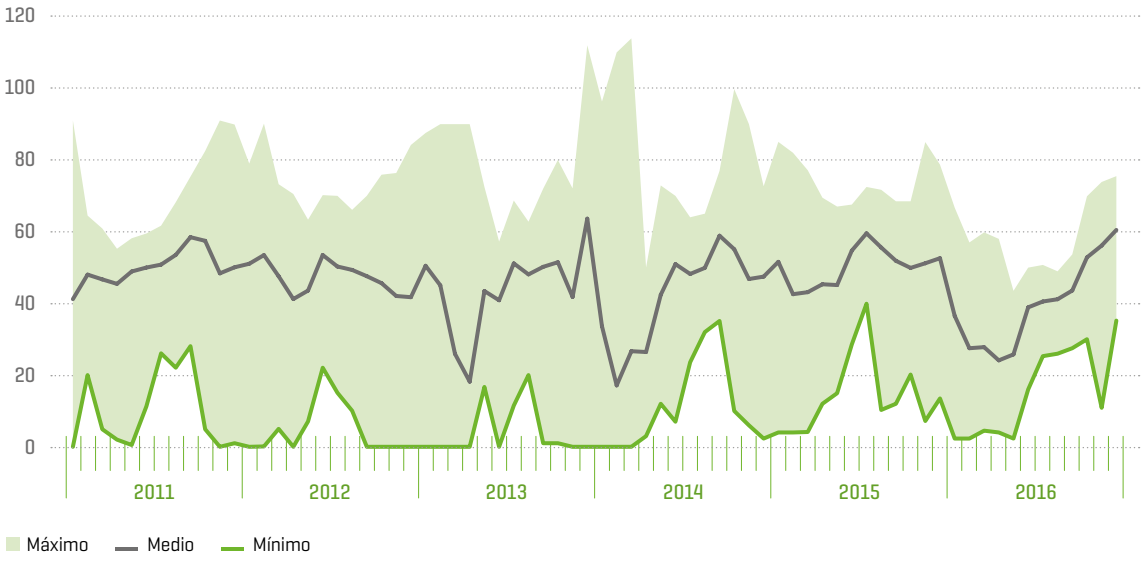
PRECIO MÁXIMO MD: 16 DIC. 19:00 HORAS



(1) Tecnología que marca el marginal.

PRECIO MÁXIMO, MÍNIMO Y MEDIO DEL MERCADO DIARIO

€/MWh



Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos, se observa cómo es de los más altos de Europa. Hasta mayo de 2016, el precio del mercado diario en España está alejado del precio máximo registrado por Italia, pero desde junio los precios se incrementan considerablemente, estando más próximos a los precios altos de Europa que a los bajos.

VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO INTRADIARIO

0,7% ↓

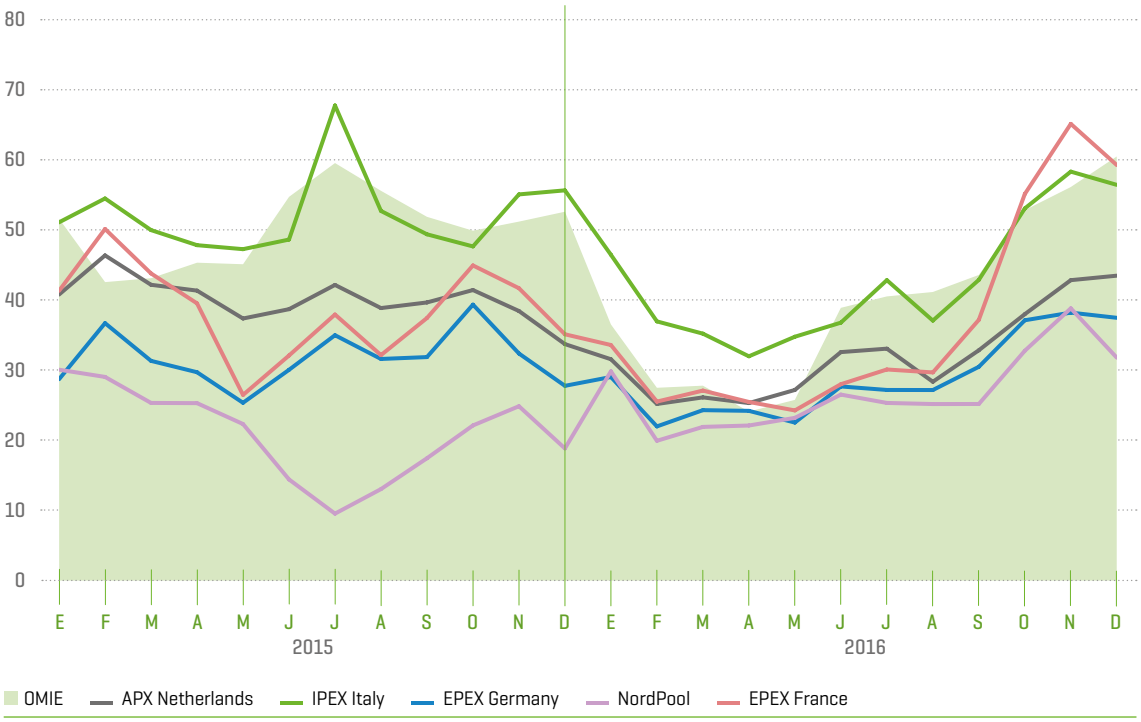
Inferiores a 2015

Mercado intradiario

Las ventas de energía en el mercado intradiario se situaron en 27,6 TWh, un 0,7% inferiores a las de 2015, correspondiendo un 42,4% de las ventas a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2016 se situó en 40,6 €/MWh, superior a los 39,7 €/MWh del mercado diario.

PRECIOS DE MERCADOS EUROPEOS €/MWh



PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO INTRADIARIO EN 2016

40,6 €/MWh

Superior al precio del mercado diario

39,7 €/MWh

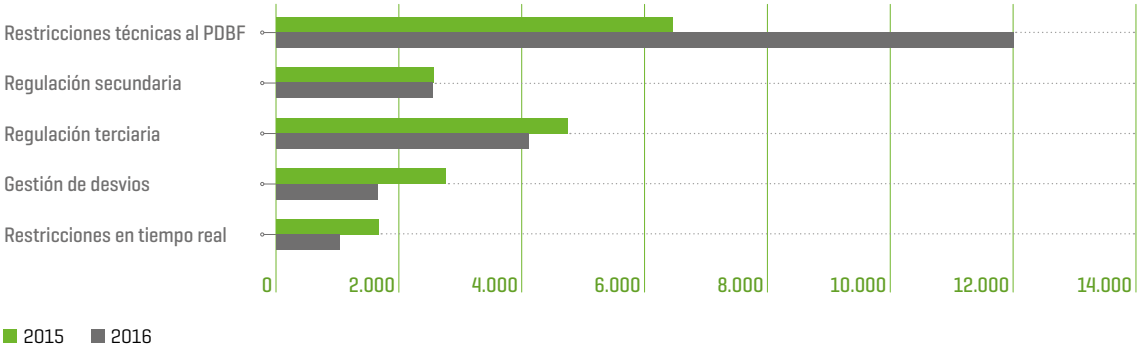
El coste de los servicios de ajuste en 2016 ha sido un 27,5 % inferior al de 2015

Servicios de ajustes

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el año 2016 fue de 21.351 GWh, superior en un 17,3 % al del año anterior, resultado de un aumento de la energía programada por restricciones técnicas al PDBF, que se incrementa en un 86 %, representando el volumen de energía en este mercado el 56,3 % del total. La energía del resto de los servicios de ajuste se ha visto reducida.

Durante el 2016 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 750 millones de euros, un 27,5 % inferior al del pasado año.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTES — GWh



VOLUMEN DE ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE

17,3 % ↑

Superior a 2015

COSTE SERVICIOS AJUSTES — M€

	2015	2016
Restricciones PDBF	691	515
Restricciones tiempo real	45	31
Total restricciones técnicas	736	546
Banda	225	178
Reserva de potencia adicional a subir	49	39
Desvíos	35	-18
Excedentes desvíos	4	19
Control de factor de potencia	-15	-14
Total servicios ajustes	**1.034**	**750**
Δ 2016/2015		-27,5 %

La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final ha alcanzado el valor más bajo desde el año 2009

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTES EN EL PRECIO

27% ↓

Inferior a 2015

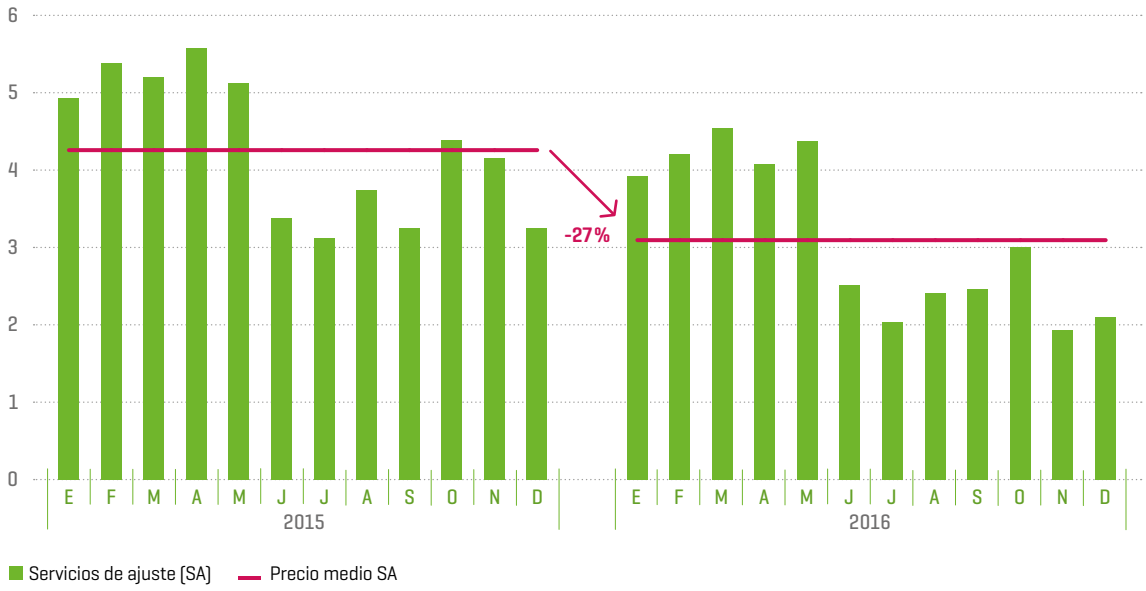
La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final del año 2016 ha sido de 3,1 €/MWh, valor un 27% inferior al del 2015 y el más bajo desde el 2009. La repercusión ha sido más alta en los primero cinco meses del año debido a que en este periodo se casó mucha generación hidráulica y eólica, que desplazó a la térmica, por lo que los grupos de ciclo combinado no resultaron casados en el mercado diario. Esto originó que se programara más energía térmica por restricciones técnicas para garantizar la seguridad del sistema, aumentando el impacto de los servicios de ajuste.

Restricciones al programa base de funcionamiento

La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 11.834 GWh a subir (88,3% superior a la del año anterior) y 181 GWh a bajar (superior en un 1,5% a la de 2015). El valor medio del precio a subir se situó en 78,9 €/MWh, un 49,4% inferior al del año pasado, y el de bajar en 35,2 €/MWh, un 21,6% inferior al del 2015.

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTES EN EL PRECIO FINAL

€/MWh



ENERGÍA PROGRAMADA PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

A SUBIR 88 %

1 % A BAJAR

Respecto a 2015

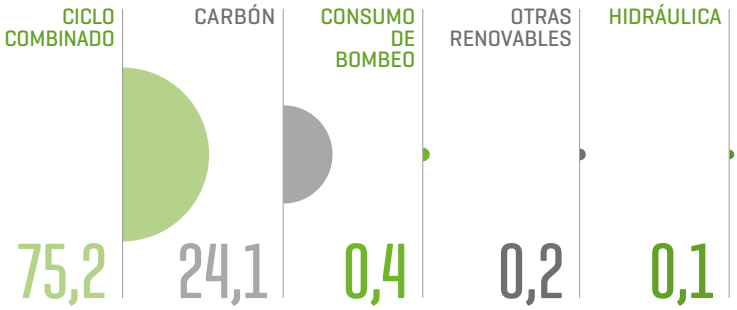
La repercusión en el precio medio final fue de 2,07 €/MWh frente a los 2,79 €/MWh del año anterior.

La energía programada en fase I de restricciones técnicas del PDBF corresponde mayoritariamente a ciclo combinado y a carbón. La energía a bajar en fase I es prácticamente despreciable.

En el gráfico inferior 'Energía programada en fase I de carbón y ciclo combinado a subir y precio a subir' se puede observar la evolución de los últimos cinco años de la energía a subir de estas tecnologías en la fase I de restricciones técnicas del PDBF.

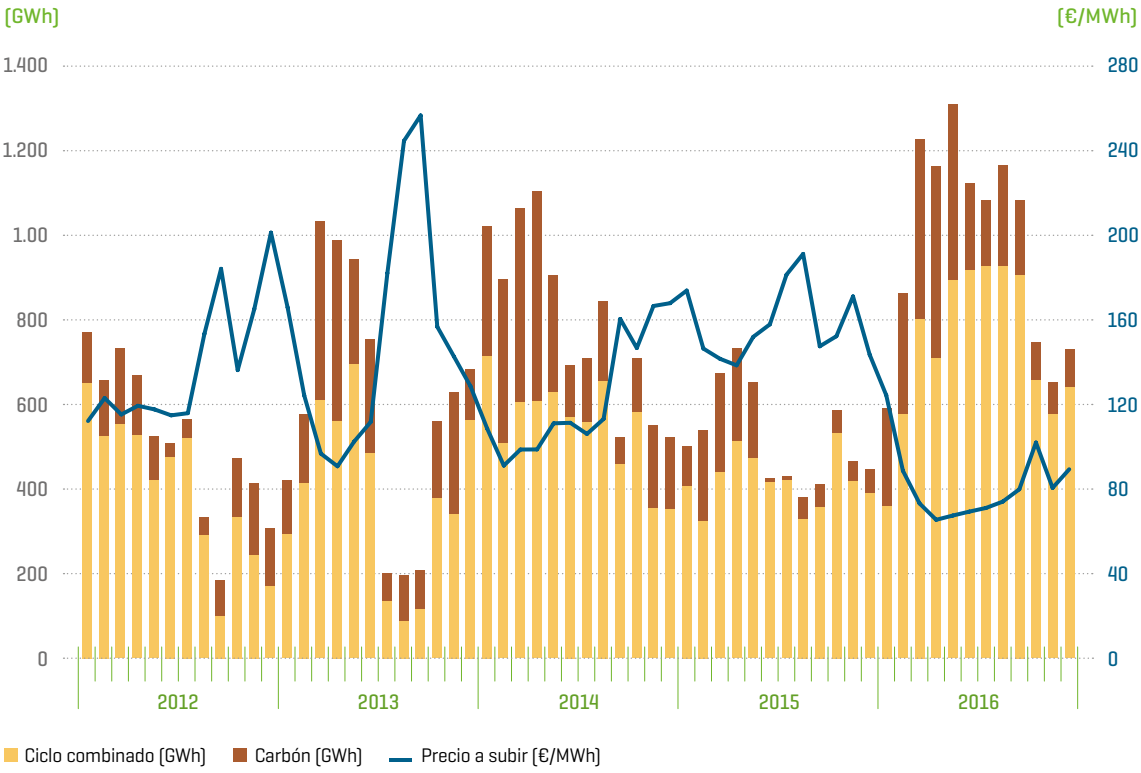
ENERGÍA A SUBIR EN FASE I

%



ENERGÍA PROGRAMADA EN FASE I DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO A SUBIR Y PRECIO A SUBIR

GWh | €/MWh



REPERCUSIÓN DE LA BANDA MEDIA HORARIA DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN EL PRECIO FINAL

0,71

€/MWh

22% inferior a 2015

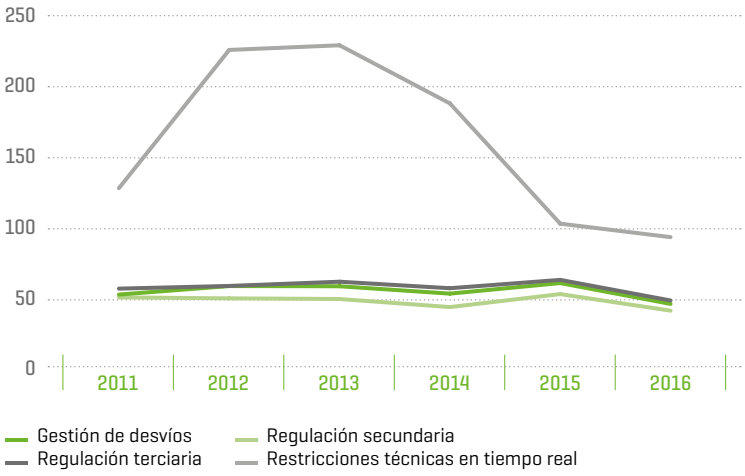
Resto de servicios de ajuste

En los mercados de regulación secundaria, terciaria, gestión de desvíos y solución de restricciones técnicas en tiempo real se gestionaron 2.542 GWh, 4.110 GWh, 1.648 GWh y 1.036 GWh, respectivamente. De este total, el 60,6% corresponde a energía gestionada a subir y el 39,4% restante corresponde a energía a bajar.

En cuanto a potencias, el volumen de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 1.996 GW, inferior en un 5% a la asignada el año anterior; con una repercusión de 0,15 €/MWh sobre el precio medio final de la energía.

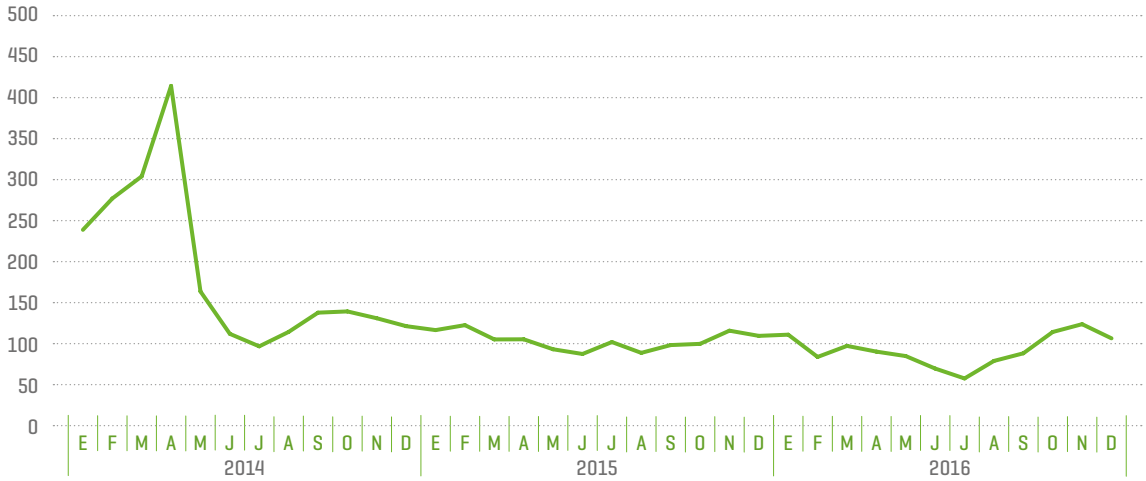
EVOLUCIÓN ANUAL DEL PRECIO MEDIO PONDERADO DE SERVICIOS DE AJUSTE

€/MWh



EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO PONDERADO A SUBIR DE RESTRICCIONES EN TIEMPO REAL

€/MWh



La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.191 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,71 €/MWh, un 22,0 % inferior a la del año anterior.

Los precios ponderados a subir de secundaria y terciara se han mantenido bastante constantes, mientras que los precios a subir de redespachos en tiempo real sufrieron un elevado aumento en 2012, manteniéndose en esos valores en 2013 y bajando en los tres últimos años. Como ya se comentó el año pasado esto se debe a la modificación por Resolución de 8 de mayo de 2014 del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema, en la que se modifica la metodología de liquidaciones de restricciones en tiempo real.

En la gráfica de evolución anual del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real se puede ver, con detalle, la evolución de los precios ponderados a subir de restricciones técnicas en tiempo real a nivel mensual.

PRECIO VOLUNTARIO AL PEQUEÑO CONSUMIDOR

PVPC MÁS ALTO
130,23 €/MWh
En diciembre

PVPC MÁS BAJO
86,84 €/MWh
En abril

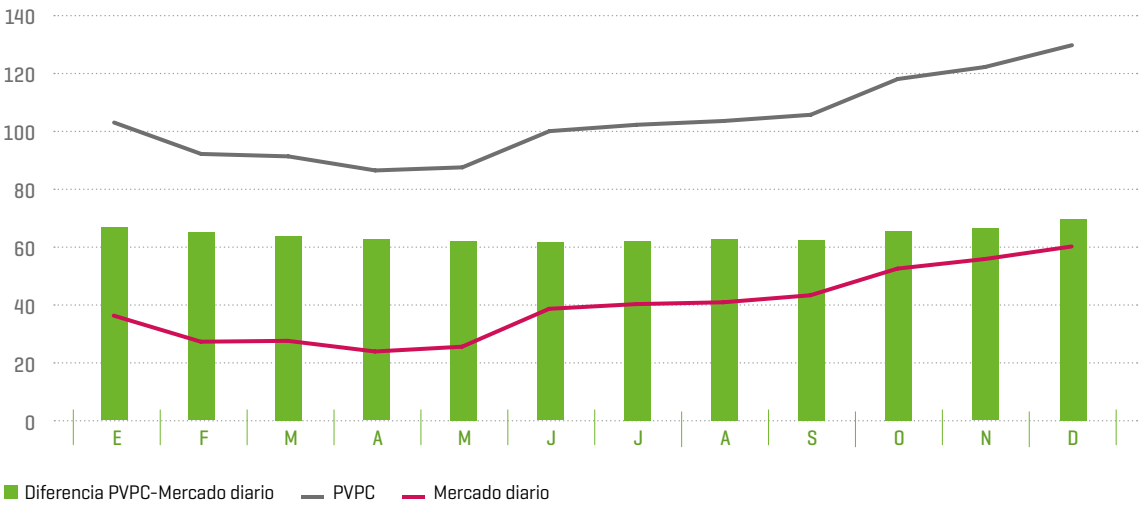
Precio voluntario al pequeño consumidor

El precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC) ha sido inferior al del año anterior en un 15,0 %. En los primeros meses del año el precio se situó por debajo de los del 2015, mientas que en los tres últimos meses fue superior, pero no llegó a alcanzar el valor máximo que se registró en julio de 2015.

No hay que olvidar que el PVPC está condicionado por el precio del mercado diario, como se observa en el gráfico siguiente. Por este motivo el precio más alto del PVPC se registró en diciembre, 130,23 €/MWh, mientras que el más bajo se produjo en abril, 86,84 €/MWh.

EVOLUCIÓN DEL PVPC FRENTE AL PRECIO
MERCADO DIARIO (TARIFA GENERAL 2.0 A)

€/MWh



PANORAMA EUROPEO

La demanda de energía eléctrica en Europa continúa su recuperación al crecer por segundo año consecutivo

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E

1,3 % ↑

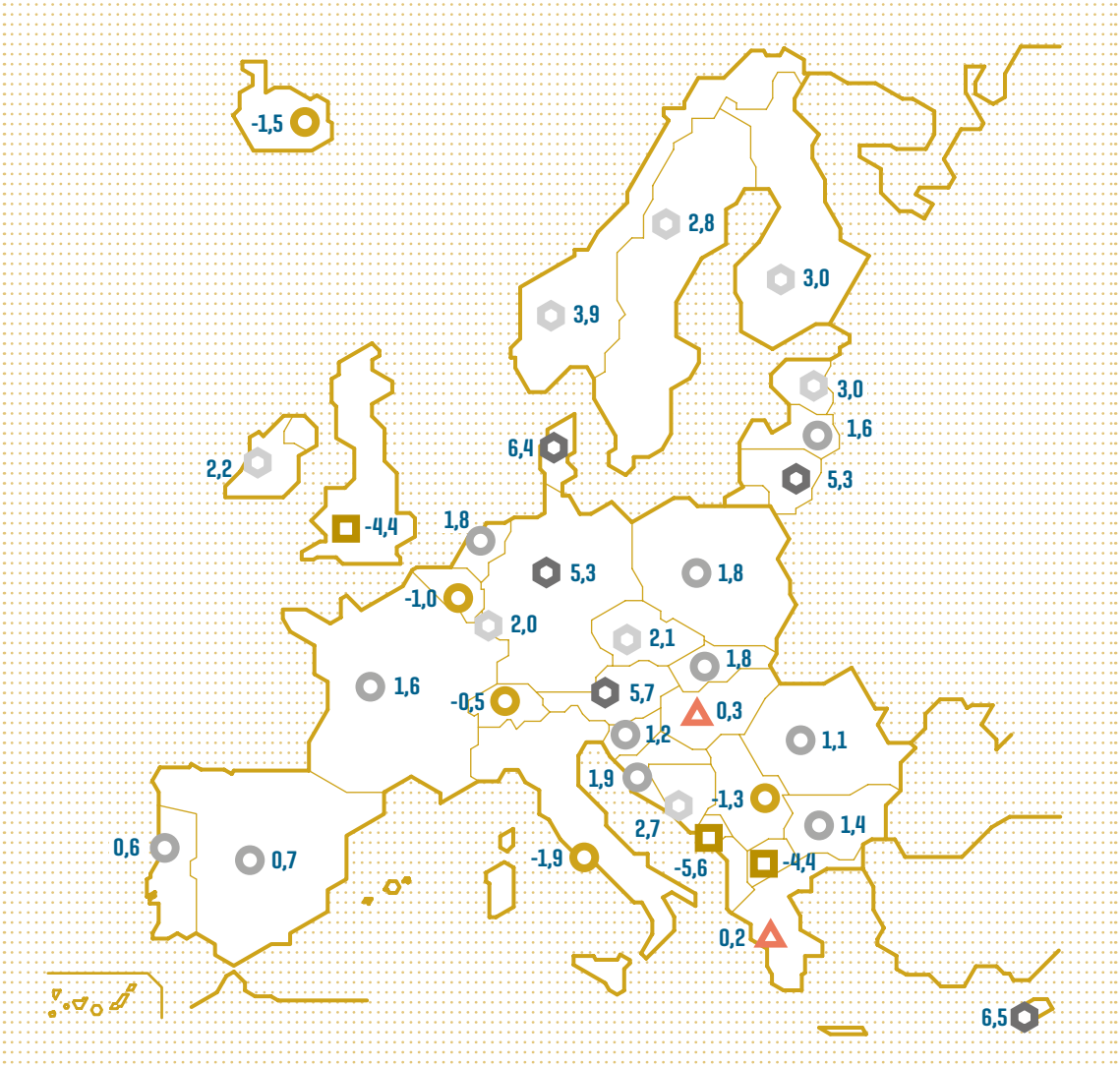
Respecto a 2015

En el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E, la demanda eléctrica continúa en 2016 la línea de crecimiento iniciada el año anterior tras los descensos registrados en los cuatro años precedentes. Concretamente creció un 1,3 % respecto a 2015.

En el siguiente mapa se observa la evolución de la demanda eléctrica en cada uno de los países respecto al año 2015. Por su importancia en la contribución a la demanda en su conjunto, cabe destacar por un lado, los incrementos registrados en Alemania, Francia y España, con variaciones del 5,3 %, 1,6 % y 0,7 % respectivamente, mientras que por otro lado, en Gran Bretaña e Italia, las variaciones fueron de -4,4 % y -1,9 % respectivamente.

VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E 2016/2015

%



≥ 4% · 3,9 % a 2 % · 1,9 % a 0,5 % · Estable · -0,5 % a -1,9 % · -2 % a -3,9 % · ≤ -4 %

Fuente: ENTSO-E. Data portal 24 de mayo de 2017. Gran Bretaña incluye los datos correspondientes a Irlanda del Norte. España REE.

GENERACIÓN NETA 2016 %

Nuclear	24,3
Combustibles fósiles	41,4
Hidráulica	17,3
Otras renovables	17,0

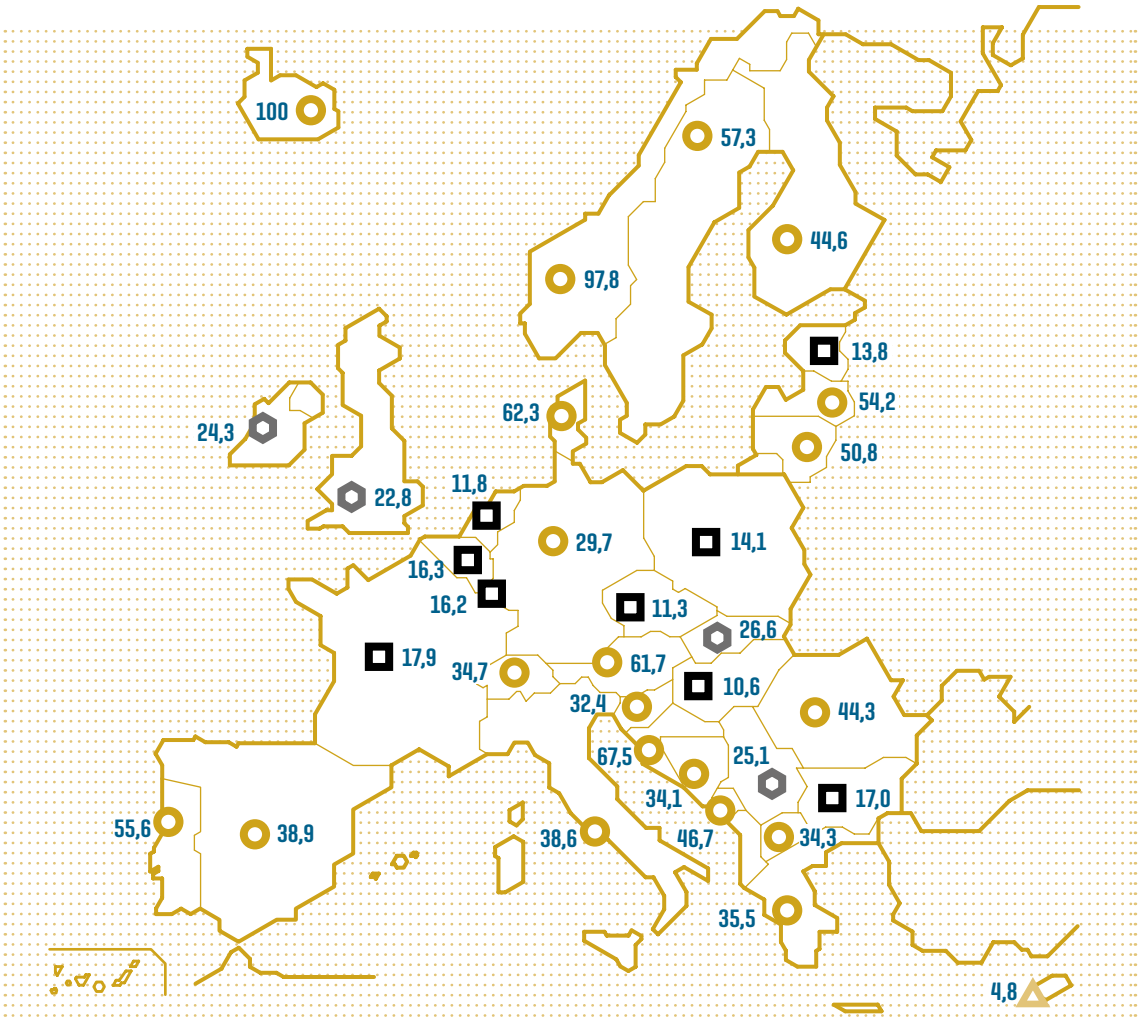
Fuente: ENTSO-E. Data portal 24 de mayo de 2017. Gran Bretaña incluye los datos correspondientes a Irlanda del Norte.

Crecimiento de las renovables

En cuanto a la generación, la procedente de fuentes renovables (se excluye la generación hidráulica de bombeo), ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 33 % de la energía producida. Ello ha supuesto una variación del 7,4 % respecto al año anterior. España ocupa en 2016 la posición trece en cobertura con renovables, siendo el quinto país en cobertura con energía eólica y el cuarto en lo que respecta a la energía solar, calculadas ambas sobre el total de la producción de energía eléctrica.

En el siguiente mapa se muestra la contribución de las renovables a la cobertura total en cada uno de los países. Cabe señalar que España se encuentra en el grupo de países con mayor tasa de cobertura con renovables con el 38,9 % sobre el total de la generación.

ENERGÍA RENOVABLE SOBRE LA PRODUCCIÓN TOTAL EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E 2016 %



○ ≥ 30 % ⬡ 29 % a 20 % ■ 19 % a 10 % △ < 10 %

Fuente: ENTSO-E. Data portal 24 de mayo de 2017. Gran Bretaña incluye los datos correspondientes a Irlanda del Norte. España REE.

Intercambios de energía

INTERCAMBIO DE ENERGÍA ENTRE PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E Y LIMÍTROFES

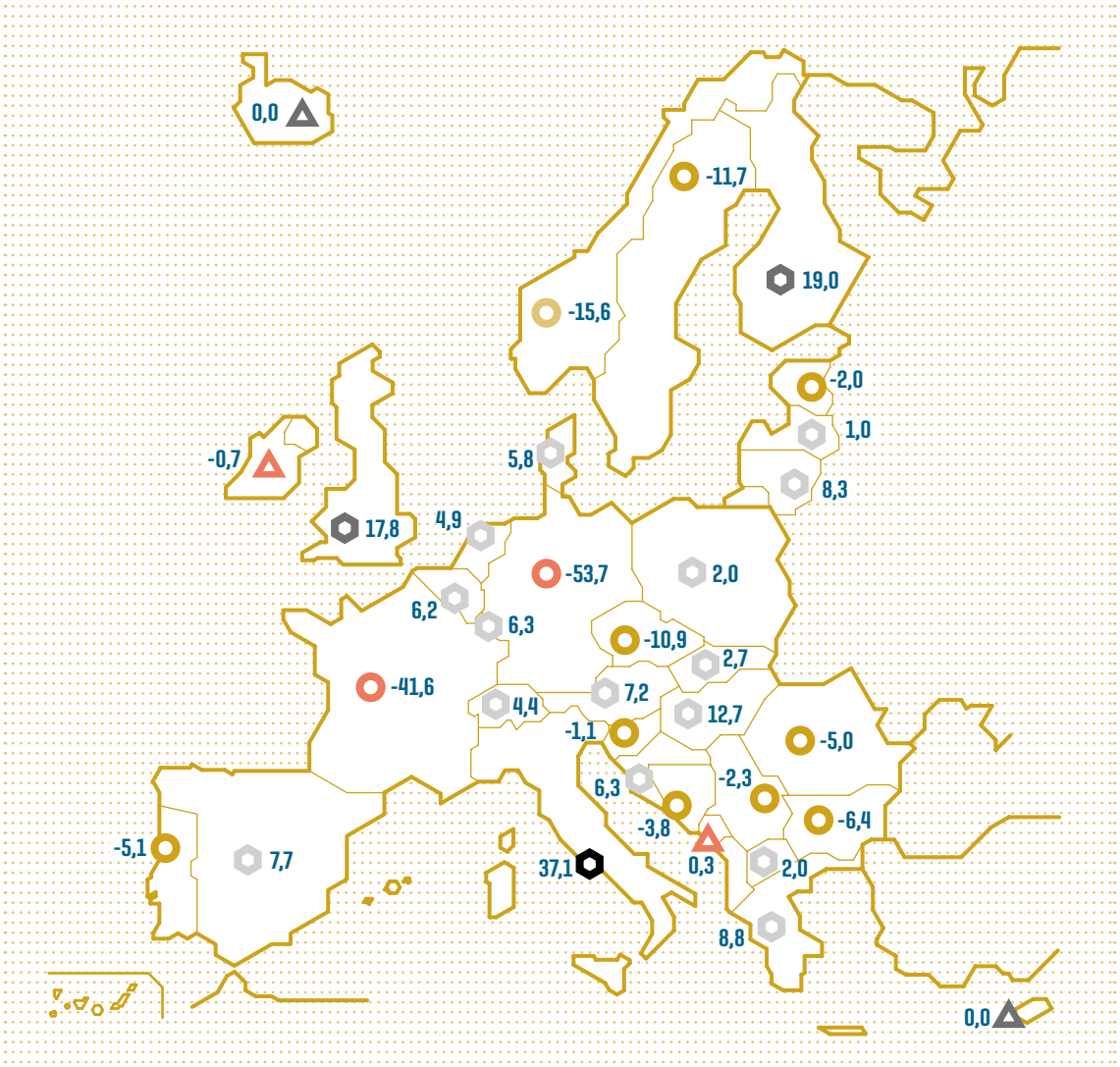
0,4 TWh

EXPORTADOR

Los intercambios de energía entre países ENTSO-E y con países limítrofes han resultado ser de carácter exportador con 0,4 TWh. Durante este año se ha producido fundamentalmente un flujo exportador desde el centro-norte de Europa hacia resto de países del continente. En 2016, doce países pertenecientes a ENTSO-E exportaron más del 10 % de su generación a países colindantes. Entre los países más exportadores figuran Alemania, Francia, Noruega y Suecia con saldos exportadores de 54 TWh, 42 TWh, 16 TWh y 12 TWh respectivamente.

SALDO DE INTERCAMBIOS FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E Y LIMÍTROFES 2016

TWh



IMPORTACIÓN: ≥ 30 TWh | 29 TWh a 15 TWh | 14 TWh a 1 TWh | Equilibrio

EXPORTACIÓN: -1 TWh a -14 TWh | -15 TWh a -29 TWh | ≤ -30 TWh | Aislado

Fuente: ENTSO-E. Data portal 24 de mayo de 2017. Gran Bretaña incluye los datos correspondientes a Irlanda del Norte. España REE.

De los doce países pertenecientes a ENTSO-E que exportaron más del 10 % de su generación a países colindantes en 2016, destacaron Alemania, Francia, Noruega y Suecia

MARCO REGULATORIO

El año 2016 es el primero de plena aplicación del nuevo marco normativo del sector eléctrico tras la reforma de la regulación iniciada en 2013

Novedades regulatorias 2016

En el ámbito regulatorio, el año 2016 ha estado marcado por el bloqueo institucional que, tras las elecciones generales de diciembre de 2015, no permitió disponer de un nuevo Gobierno hasta el mes de noviembre de 2016, lo que ha limitado el desarrollo de nueva legislación.

En este contexto de Gobierno en funciones, durante el primer semestre de 2016 se aprobaron diversas resoluciones necesarias para completar los modelos retributivos de las actividades de transporte y distribución, así como las correspondientes disposiciones que fijaron el coste reconocido para estas actividades para el año 2016, calculados por primera vez por aplicación de sus nuevos modelos de retribución.

De esta forma, el año 2016 se puede considerar como el primero de plena aplicación del nuevo marco normativo del sector eléctrico que emana del proceso de reforma de la regulación del sector eléctrico, iniciado en 2013 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, y consolidado tras la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, con excepción de algunas de sus disposiciones adicionales, y los desarrollos reglamentarios de esta Ley aprobados durante los últimos tres años.

APROBACIÓN
REAL DECRETO-LEY
7/2016

Nuevo régimen de financiación del

BONO SOCIAL

Descuento en la factura eléctrica para consumidores vulnerables

Tras la toma de posesión del nuevo Gobierno en el mes de noviembre, entre la nueva regulación relevante publicada destaca la aprobación en el mes de diciembre del Real Decreto-Ley 7/2016, que establece diversas modificaciones en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. Estos cambios tienen por objeto, por un lado, fijar un nuevo régimen de financiación del bono social –descuento en la factura eléctrica para determinados consumidores considerados como vulnerables-, cuyo coste se asigna a todas las empresas comercializadoras, y por otro, introducir en la Ley 24/2013 algunas disposiciones generales necesarias para el desarrollo reglamentario de nuevas medidas tendentes a proteger a los consumidores de energía eléctrica más vulnerables.

En lo que respecta a la regulación comunitaria, a finales del mes de noviembre de 2016 la Comisión Europea publicó, bajo el título genérico de 'Energía limpia para todos los europeos', una nueva propuesta de desarrollo legislativo, a la que se ha denominado coloquialmente como *'Winter Package'*, que incluye, en lo que se refiere al sector eléctrico, una propuesta de nueva Directiva comunitaria, que sustituirá a la actualmente en vigor

El *Winter Package* se enmarca en el objetivo de la Unión Europea de liderar la transición hacia una energía limpia

Directiva 2009/72/CE, y de sus correspondientes desarrollos reglamentarios.

El *Winter Package* se enmarca en el objetivo de la Unión Europea de liderar la transición hacia una energía limpia, para el que en febrero de 2015 ya se dio el primer paso con la publicación del paquete no legislativo de la 'Unión de la Energía', que definió un nuevo marco estratégico para lograr los objetivos comunitarios de política energética en el horizonte 2030 (40% de reducción de emisiones respecto a 1990, 27% de cuota de renovables sobre el consumo final de energía, 27% de ahorro energético respecto a las previsiones de consumo y 15% de capacidad de interconexión entre países miembros).

De esta forma, el *Winter Package,* una vez que se apruebe tras un proceso de tramitación que puede prolongarse durante unos dos años, se convertirá en el espaldarazo normativo necesario para conseguir una transición hacia una energía limpia acorde con los principios de la política energética de la UE, incluyendo a tal efecto propuestas legislativas relativas a la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía.

OBJETIVOS COMUNITARIOS 2030

Nueva propuesta legislativa *Winter Package*

ENERGÍA LIMPIA PARA TODOS

40% Reducción emisiones respecto a 1990

27% Cuota renovables sobre consumo final

27% Ahorro energético

15% Capacidad interconexión

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACCIÓN COORDINADA DE BALANCE O *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.

ACOPLAMIENTO DE MERCADOS
Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio mediante el cual se obtienen de forma simultánea los precios y posiciones netas de los mercados diarios acoplados determinándose de forma implícita los flujos de energía resultantes siempre respetando la capacidad de intercambio disponible.

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 es 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 una o varias turbinas de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una turbina de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

CIERRE DE ENERGÍA EN EL MERCADO

Es el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas adquiridas por los consumidores peninsulares que contratan la energía con un comercializador o directamente en el mercado

COGENERACIÓN

Proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica y/o mecánica útil.

COMERCIALIZADORES

Son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios 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 24/2013, de 26 de diciembre.

CONGESTIÓN

Situación en la que la interconexión que enlaza los dos sistemas eléctricos vecinos no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional, 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.

CONTRATOS BILATERALES

Los productores, 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.

CONTROL DEL FACTOR DE POTENCIA

El artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece medidas para el control del factor de potencia de aplicación para las instalaciones dentro del ámbito de este Real Decreto.

DEMANDA B.C. (BARRAS DE CENTRAL)

Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación 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 DE SUMINISTRO DE REFERENCIA

Demanda de energía eléctrica elevada a barras de central según pérdidas aplicables a los consumidores peninsulares que contratan su energía con un comercializador de referencia.

DESVÍOS MEDIDOS

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

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 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 o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, 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.

ENERGÍA 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.

ENERGÍAS RENOVABLES

Incluyen hidráulica, hidroeólica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica y el 50 % de los residuos sólidos urbanos.

ENERGÍAS NO RENOVABLES

Incluyen nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos.

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.

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.

INCUMPLIMIENTO DE ENERGÍA BALANCE

Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria.

ÍNDICE 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).

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. Un índice de producible hidráulico menor que 1 indica que el periodo es seco, mientras que si es mayor que la unidad es húmedo.

ÍNDICE RED ELÉCTRICA (IRE)

Indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución del consumo de energía eléctrica de las empresas que tienen un consumo de energía eléctrica de tamaño medio/alto (potencia contratada superior a 450 kW). Este índice se publica tanto a nivel general como detallado por sectores de actividad (CNAE) y está disponible en torno a los 22 días de haber finalizado el mes.

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.

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 de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como Operador del Sistema. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el Operador del Sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

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, entendiendo 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, independencia y eficiencia económica. El Operador del Sistema será 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.

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 no peninsulares.

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 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.

RENTAS 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 cuyo ciclo de llenado y vaciado dura un año. Los embalses de régimen hiperanual son aquellos que permiten compensar las variaciones de hidraulicidad en ciclos de más de un año de duración.

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 técnicas del sistema, los servicios complementarios (reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte) y la gestión de desvíos.

SERVICIOS TRANSFRONTERIZOS DE BALANCE

Energías de balance programadas horariamente entre dos sistemas eléctricos interconectados mediante la actuación coordinada de los operadores de los sistemas eléctricos, utilizando la capacidad de intercambio vacante tras el mercado intradiario.

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 TÉRMICA

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

SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS 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 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.

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.

SUMINISTRO DE REFERENCIA.

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

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.

UNIDAD DE GESTIÓN HIDRÁULICA (UGH)

Cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

Información elaborada con datos
29 de marzo de 2017

Edita
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
Paseo 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

Coordinación técnica
Departamento de Acceso
a la Información del Sistema Eléctrico

Diseño y maquetación
dis_ñ
estudio@dis-n.es

Otros datos de la edición
Fecha de edición: junio 2017
Impresión: Gráficas Jogamar
Depósito legal: M-17754-2017

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
Geogrotesque.

MIXTO
Papel procedente de fuentes responsables
FSC® C022884

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Paseo del Conde
de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)

www.ree.es

EXCELENCIA EUROPEA 500+ PYMES EFQM

MEMBER OF
Dow Jones Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM

FTSE4Good