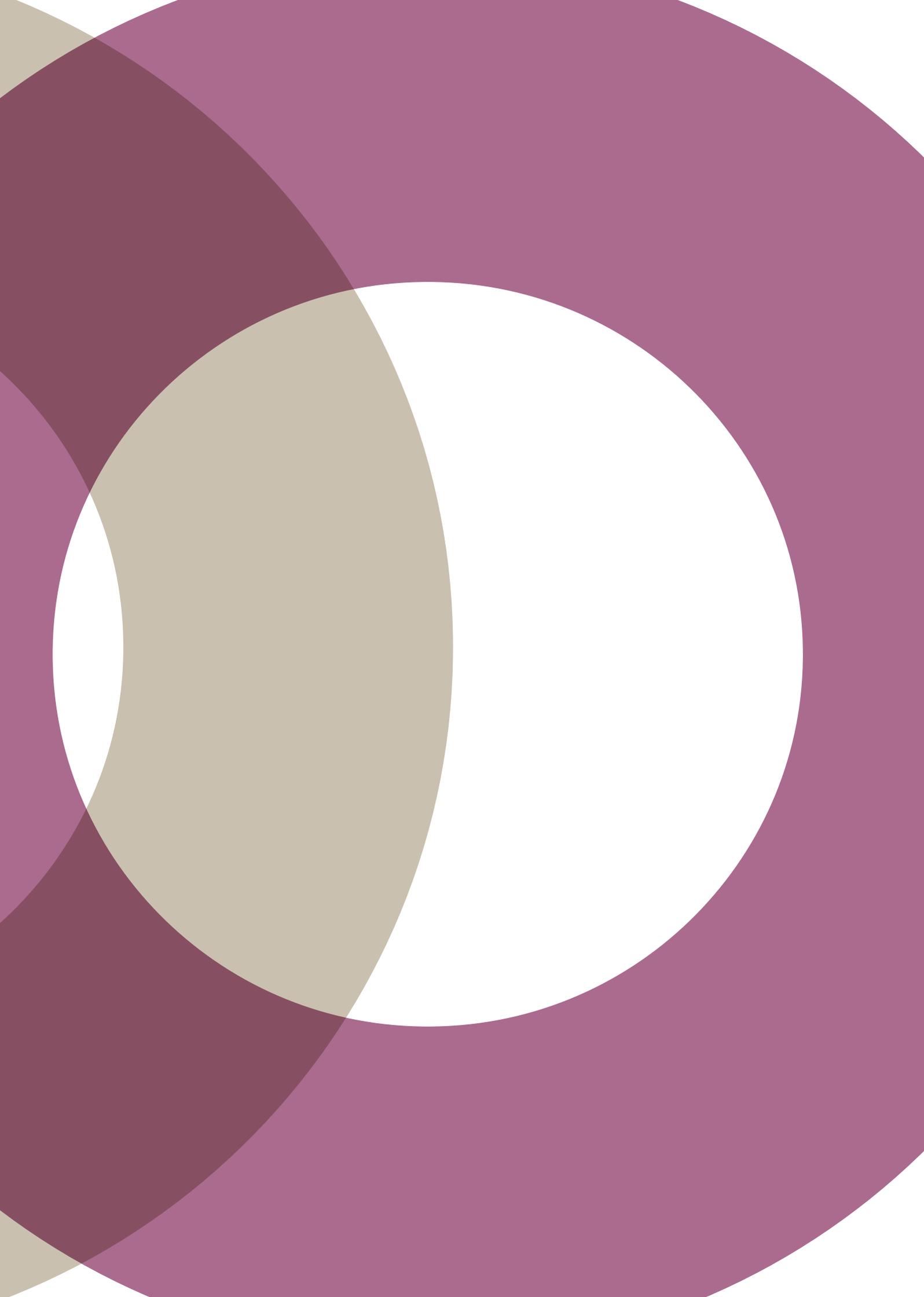


EL
SISTEMA
ELÉCTRICO
ESPAÑOL
2017





ÍNDICE

/ 5
PRESENTACIÓN

/ 7
RESUMEN
EJECUTIVO

/ 13
DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

/ 27
PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

/ 49
INTERCAMBIOS
INTERNACIONALES

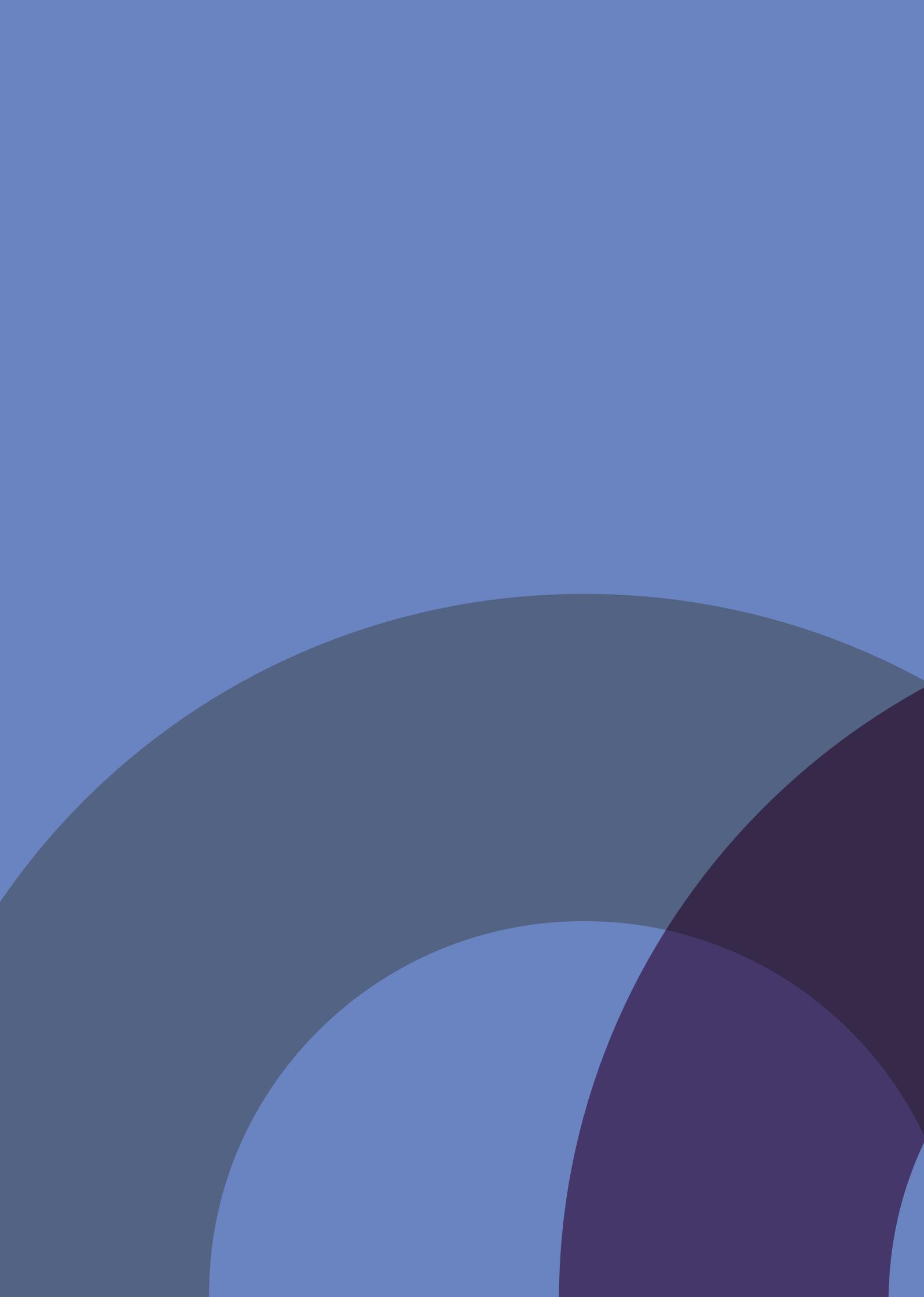
/ 63
TRANSPORTE DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

/ 73
MERCADOS DE
ELECTRICIDAD

/ 87
PANORAMA
EUROPEO

/ 93
MARCO
REGULATORIO

/ 97
GLOSARIO DE
TÉRMINOS



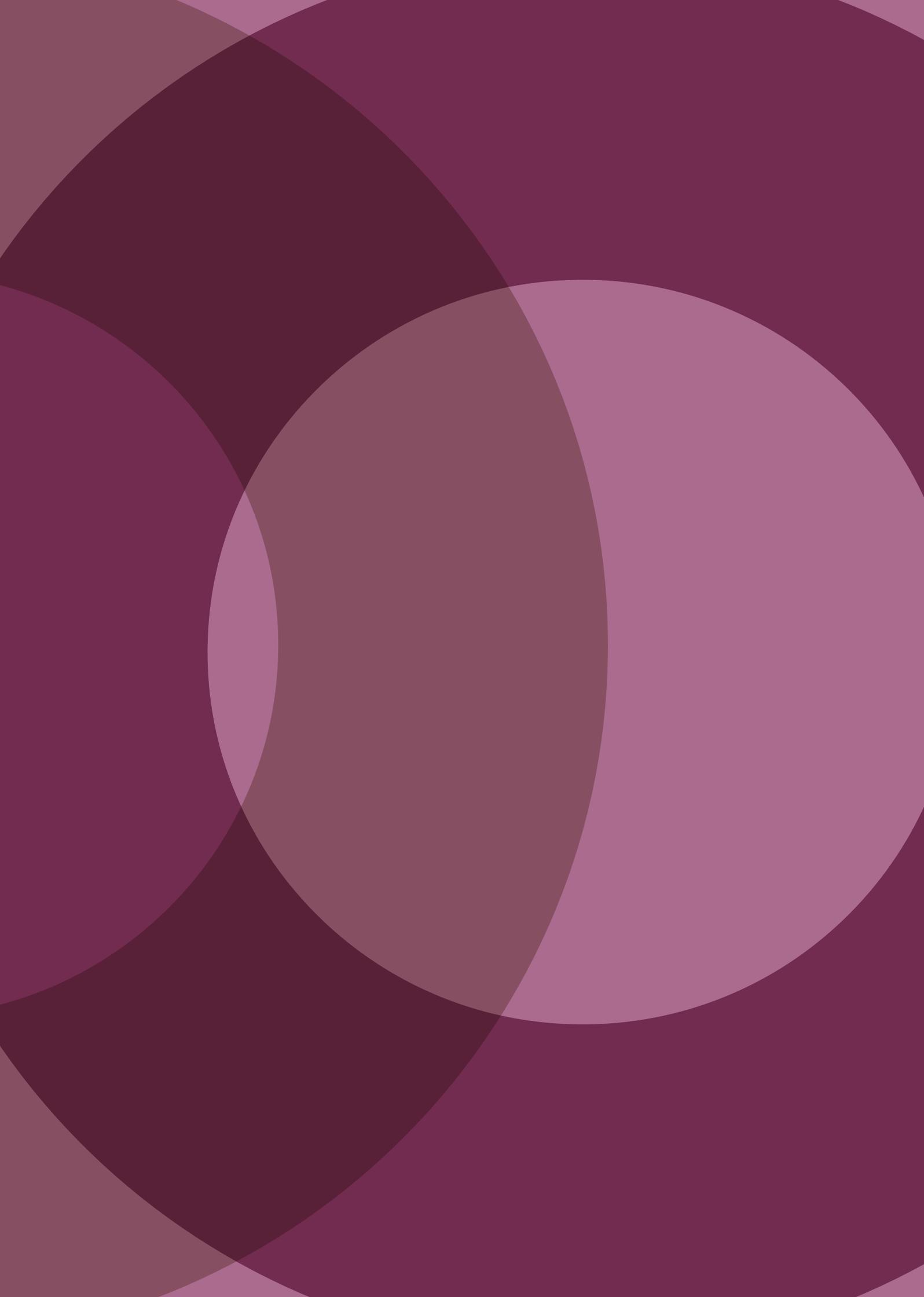
PRESENTACIÓN

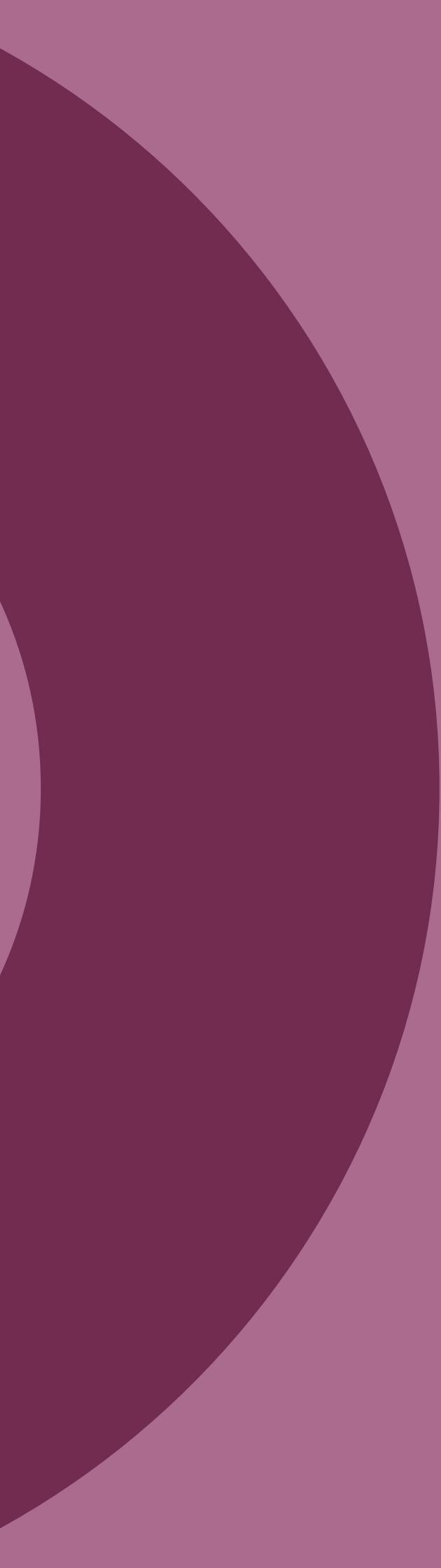
Red Eléctrica de España (REE), como Transportista y Operador del sistema eléctrico español, presenta una nueva edición del Informe del sistema eléctrico español que publica con carácter anual desde su constitución como TSO en 1985. La presente publicación ofrece una visión general de las principales magnitudes y ratios estadísticos del funcionamiento del sistema eléctrico en 2017, así como una evolución de los últimos años.

El informe se complementa con ficheros Excel que amplían la información y permiten la visualización y descarga de datos. Esta información está disponible en el apartado de estadísticas de la web corporativa: www.ree.es, junto con otras publicaciones y series estadísticas que periódicamente Red Eléctrica pone a disposición de todos los públicos para su consulta y utilización.

Como ampliación de la información contenida en este informe, desde el pasado año Red Eléctrica publica "Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español", un nuevo informe que profundiza en la generación y consumo de las energías renovables. Este documento está también disponible en la web corporativa.

En un esfuerzo de mejora continua, desde Red Eléctrica pretendemos ofrecer un servicio de calidad para todos los usuarios, por lo que ponemos a su disposición la siguiente dirección de correo electrónico redeléctrica@ree.es a la que pueden hacernos llegar sus sugerencias y observaciones.





RESUMEN EJECUTIVO

La demanda de energía eléctrica en España crece en 2017 por tercer año consecutivo y supera la tasa de incremento registrada el año anterior.

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA
2017

268.140

GWh



+1,1 %

RESPECTO A 2016

La **demanda de energía eléctrica** en España continúa con la senda de crecimiento iniciada en 2015, aunque se sitúa todavía por debajo del nivel máximo de demanda alcanzado en el año 2008. En concreto, la demanda en España en 2017 creció un 1,1 % respecto al año anterior, superando la tasa de crecimiento del 0,7 % registrada en 2016, aunque un 4,6 % inferior a la demanda de 2008.

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, el consumo anual de electricidad ha sido igualmente un 1,1 % superior a 2016. Ajustados los efectos de temperatura y de laboralidad, el crecimiento de la demanda eléctrica atribuible principalmente a la actividad económica aumentó hasta el 1,6 % respecto a 2016.

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, registró un crecimiento del 2,0 % (un 2,2 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura). Por su parte, el sector servicios, que representa cerca del 13 % de la demanda, creció un ligero 0,4 % [-0,2 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura]. Por el contrario, el agregado de otros sectores de actividad, que representa un 5 % de la demanda, experimentó un significativo incremento respecto al año anterior del 4,7 % (4,3 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura). Como resultado, el crecimiento del IRE general fue del 1,9 % (1,8 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura).

INDUSTRIA



CRECIMIENTO
DE LA DEMANDA



+2,0 %

RESPECTO A 2016

SERVICIOS



CRECIMIENTO
DE LA DEMANDA



+0,4 %

RESPECTO A 2016

OTROS



CRECIMIENTO
DE LA DEMANDA



+4,7 %

RESPECTO A 2016

Por **áreas geográficas**, la demanda eléctrica creció respecto al año anterior en la mayoría de las comunidades autónomas, destacando los incrementos por encima del 3 % de Cantabria, Murcia y Baleares.

En relación a los **máximos de demanda**, la punta máxima de potencia instantánea peninsular se registró el 18 de enero las 19.50 horas con 41.381 MW, un 2,2 % superior al máximo del año anterior registrado en septiembre, pero alejado del récord histórico de 45.450 MW registrado en diciembre de 2007.

Respecto a la **cobertura de la demanda**, el 96,4 % de la demanda peninsular se cubrió con producción nacional y el 3,6 % restante con energía importada de otros países. Cabe destacar que esta situación de importación neta de generación eléctrica se produce por segundo año consecutivo, tras una larga senda de más de diez años de saldo neto exportador.

La **capacidad instalada** del parque generador en España descendió por segundo año consecutivo finalizando el año con 104.122 MW instalados, un 0,5 % menos que en 2016 (descenso debido principalmente al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW). Del conjunto de la potencia instalada a nivel nacional, el 46,3 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,7 % a tecnologías no renovables.

En cuanto a la **generación eléctrica**, las energías renovables, condicionadas por un notable descenso de la producción hidráulica (un 49,1 % respecto al año anterior), han reducido su cuota en el conjunto de la generación peninsular al valor más bajo de los últimos cinco años (33,7 % frente al 40,3 % en 2016). Esta caída de las renovables se ha reemplazado con una mayor aportación de energía no renovable (66,3 % frente al 59,7 % en 2016), proveniente principalmente de las centrales de ciclo combinado y de carbón.

Por tecnologías, la producción eléctrica peninsular de 2017 se cubrió en primer lugar con la nuclear con un 22,4 % (22,6 % en 2016), seguida de la eólica con el 19,1 % (19,0 % en 2016). Por su parte, el carbón elevó su cuota al 17,1 % (14,2 % en 2016) y los ciclos combinados al 13,6 % (10,3 % en 2016), mientras que la hidráulica se redujo al 7,4 % (14,5 % en 2016). La restante generación se repartió entre la cogeneración (11,3 %), las tecnologías solares (5,4 %) y otras (3,7 %).

DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR AÑO 2017

18 DE ENERO DE 2017

41.381

MW

+2,2 % 

SUPERIOR AL MÁXIMO ANTERIOR REGISTRADO
EL 6 DE SEPTIEMBRE DEL AÑO 2016

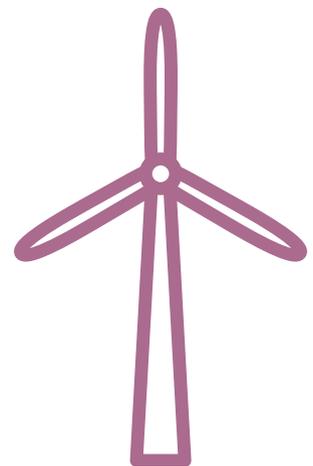
POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN ESPAÑA 2017

104.122

MW

46,3 %

ENERGÍAS RENOVABLES



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA 2017

19,1 %

ENERGÍA EÓLICA

SEGUNDA

FUENTE DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA PENINSULAR

**EMISIONES DE CO₂ DERIVADAS
DE LA GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA 2017**

74,9

MILLONES DE TONELADAS



+17,9 %

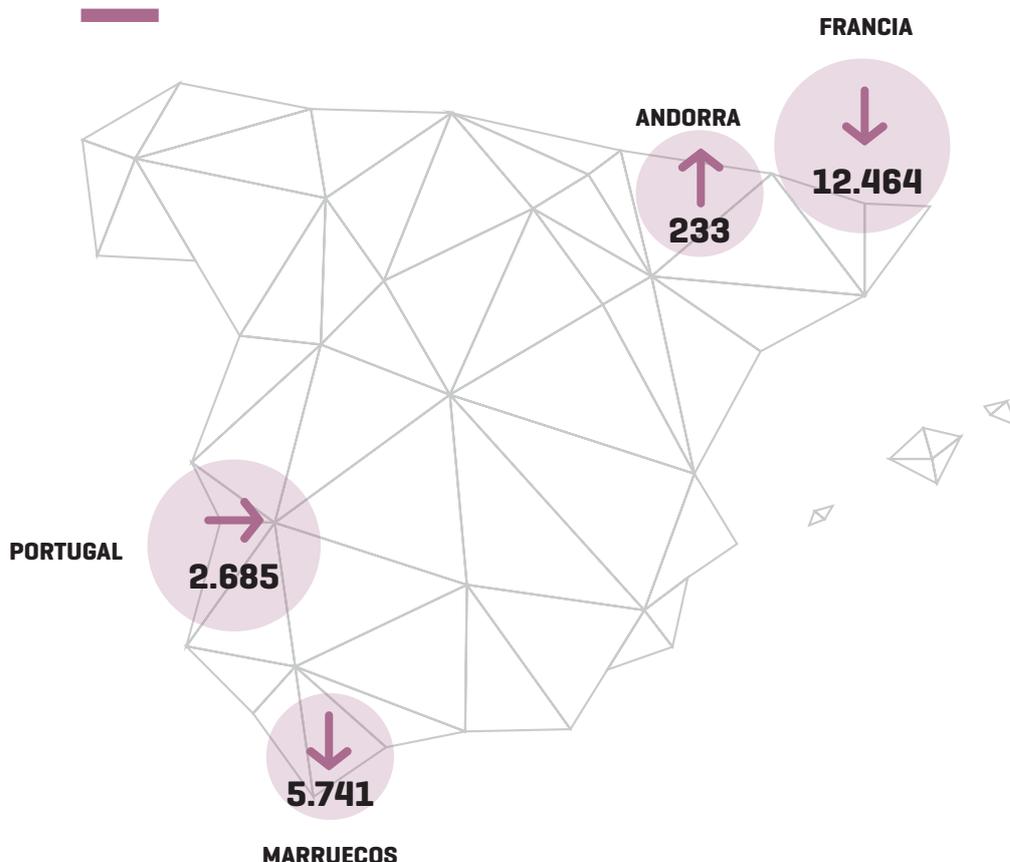
RESPECTO A 2016

Las **emisiones de CO₂** derivadas de la generación eléctrica en España repuntan debido, principalmente, a la menor participación de las energías renovables, estimándose en 2017 un total de 74,9 millones de toneladas, un 17,9 % superiores al registro de 2016. No obstante, cabe destacar que a pesar de este aumento, el nivel de emisiones de este ejercicio es un 33,0 % inferior al registrado hace una década y que más de la mitad de la electricidad generada en 2017 provino de fuentes libres de emisiones [nucleares y renovables].

El volumen de los **programas de intercambio de energía eléctrica** de España con otros países registraron un aumento del 10,4 % respecto al ejercicio anterior. Si bien las exportaciones crecieron un 7,6 % hasta situarse en 13.649 GWh, este crecimiento fue inferior al registrado por las importaciones que ascendieron a 22.824 GWh, un 12,2 % superiores a 2016. Como resultado, el saldo neto fue importador, al igual que el año pasado, por un valor de 9.175 GWh, un 19,8 % superior al de 2016.

Por interconexiones, España fue un año más importador neto con Francia y por segundo año consecutivo también con Portugal. En la interconexión con Francia registró un saldo importador de 12.464 GWh [7.806 en 2016] y en la interconexión Portugal el saldo importador fue de 2.685 GWh [5.084 GWh en 2016]. Con Andorra y Marruecos, el saldo fue una vez más exportador con valores respectivos de 233 GWh y 5.741 GWh.

**Saldos de intercambios internacionales programados de energía eléctrica 2017
[GWh]**



La **red de transporte de energía eléctrica** ha continuado su desarrollo en 2017 con la entrada en servicio de 147 kilómetros de circuito, 108 nuevas posiciones de subestación y 1.210 MVA de capacidad de transformación. Con ello, las infraestructuras de la red española se situaron al finalizar el año en 43.930 kilómetros de circuitos, 5.719 posiciones de subestación y 86.654 MVA de capacidad de transformación.

Entre los proyectos en desarrollo, destacan las actuaciones llevadas a cabo en la interconexión con Francia por su importancia para la integración de los mercados de la energía. En ese sentido, es relevante la puesta en servicio del desfaseador de Arkale que contribuirá a favorecer los flujos de intercambio con el suroeste de Europa y los avances del proyecto de nueva interconexión con Francia por el golfo de Vizcaya, cuya puesta en servicio está prevista para 2025.

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 muy por debajo de los valores de referencia prefijados en la normativa vigente. Con datos provisionales (pendientes de auditoría), la Energía No Suministrada (ENS) de 2017 correspondiente al sistema peninsular fue de 60 MWh (78 MWh en 2016) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de 0,13 minutos (0,16 minutos en 2016).

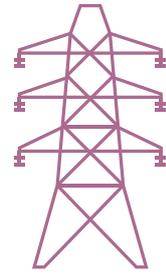
En el sistema eléctrico de Baleares estos indicadores mostraron un cierto empeoramiento respecto al año anterior, al situarse la ENS en 33 MWh (0,3 MWh en 2016) y un TIM de 2,88 minutos (0,03 minutos en 2016). Por el contrario, en el sistema eléctrico de Canarias mejoraron notablemente al registrar una ENS de 47 MWh (457 MWh en 2016) y un TIM de 2,75 minutos (27,45 minutos en 2016).

Por su parte, el índice de disponibilidad (que mide la capacidad o posibilidad de utilización por el sistema de los distintos elementos de la red de transporte) correspondiente al sistema peninsular fue del 98,29 % y en los sistema eléctricos de Baleares y Canarias, fue respectivamente del 97,85 % y 98,12 %.

El **precio medio final de la energía** en el mercado eléctrico fue de 60,6 €/MWh, un 25,1 % superior al precio del 2016 y el segundo más alto desde el máximo registrado en 2008. Por su parte, la energía final contratada en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 1,1 % superior a la del año anterior.

El precio conjunto del mercado diario e intradiario representó el 88,2 % del precio final, los servicios de ajuste del sistema el 3,9 %, los pagos por capacidad el 4,5 % y el servicio de interrumpibilidad el 3,4 % restante.

Si se compara la repercusión del precio sobre la energía final (demanda servida) con la del pasado año, se observan incrementos del 31,5 % en la del mercado diario e intradiario y del 6,7 % en la del servicio de interrumpibilidad y descensos del 23,9 % en la de los servicios de ajuste y del 1,4 % en la de pagos por capacidad.



RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

147

KILÓMETROS DE CIRCUITO PUESTOS EN SERVICIO EN 2017

43.930

KILÓMETROS DE CIRCUITO TOTALES A FINALES DE 2017

PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO 2017

60,6

€/MWh



+25,1 %

RESPECTO A 2016



01

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en España mantiene la evolución positiva de los dos últimos años y supera la tasa de incremento registrada en 2016.

**DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PENINSULAR
2017**

252.740
GWh



+1,1 %

RESPECTO A 2016

La demanda de energía eléctrica en España continúa la senda de crecimiento iniciada en 2015, tras las caídas sufridas durante los años de la crisis económica. Concretamente en 2017 alcanzó los 268.140 GWh, lo que supone un crecimiento del 1,1 % respecto al año anterior, incremento superior al 0,7 % experimentado en 2016.

Por lo que respecta a la evolución de la demanda eléctrica del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, registró igualmente un crecimiento del 1,1 % respecto al año anterior, con un total de 252.740 GWh demandados. A pesar de esta evolución positiva, la demanda eléctrica peninsular se sitúa todavía un 4,7 % por debajo de la demanda máxima alcanzada en 2008.

Evolución de la demanda eléctrica peninsular en b.c. en los últimos 10 años [TWh]

| | |
|------|-----|
| 2017 | 253 |
| 2016 | 250 |
| 2015 | 248 |
| 2014 | 244 |
| 2013 | 246 |
| 2012 | 252 |
| 2011 | 256 |
| 2010 | 261 |
| 2009 | 253 |
| 2008 | 265 |

Desde el punto de vista de la actividad económica, se ha registrado una variación del Producto Interior Bruto [PIB] del 3,1 % respecto al año anterior, siendo este el tercer año consecutivo en que se produce un crecimiento de la actividad superior al 3 %.

Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB [%]



PIB⁽¹⁾ DEMANDA CORREGIDA PENINSULAR

(1) Fuente: INE

Como viene ocurriendo desde el inicio de la recuperación, este buen comportamiento de la actividad económica del país no se ha visto reflejado en una evolución similar de la demanda eléctrica. La elasticidad entre la variación de la demanda bruta de energía eléctrica y el PIB se situó en el 0,3, valor similar al del año anterior que fue de 0,2.

La demanda de energía eléctrica peninsular, una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, registra una variación positiva respecto al año anterior del 1,6 %, que contrasta con la variación prácticamente nula del año anterior.

**VARIACIÓN DEMANDA
PENINSULAR CORREGIDA
RESPECTO A 2016**



1,6 %

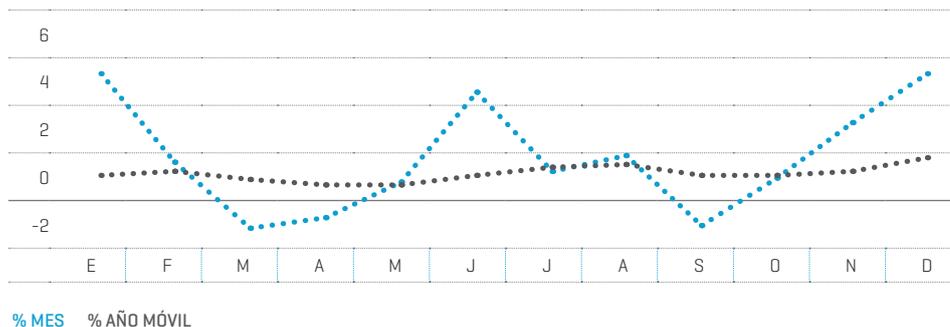
Componentes de la variación anual de la demanda eléctrica peninsular [%]

| | Δ Demanda en b.c. | Laboralidad | Temperatura | Corregida |
|-------------|------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| 2008 | 1,1 | 0,0 | 0,1 | 0,7 |
| 2009 | -4,7 | -0,2 | 1,1 | -5,6 |
| 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 | 0,7 | 0,6 | 0,1 | 0,0 |
| 2017 | 1,1 | -0,3 | -0,2 | 1,6 |

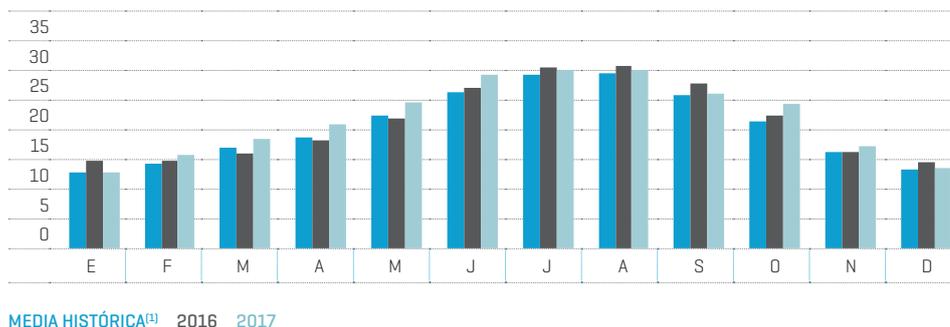
La demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular mantiene la senda de crecimiento iniciada en 2015, al finalizar este año con un crecimiento ligeramente superior al 1 %.

La demanda mensual corregida del sistema peninsular se ha caracterizado por elevadas oscilaciones en su variación, con crecimientos superiores al 4 % en los meses de enero, junio y diciembre y a descensos superiores al 1 % en los meses de marzo, abril y septiembre.

Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en 2017 [%]



Evolución mensual de las temperaturas Media mensual de las temperaturas máximas [°C]



[1] Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.
Fuente: AEMET y elaboración propia.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA



43,4 %

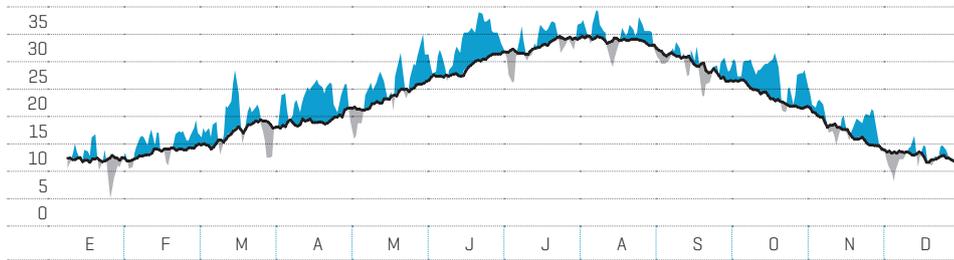
de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica

Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, al igual que ocurrió en los tres años anteriores, en el conjunto del año 2017 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 12,9 % a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 44,0 % a los valores medios del período considerado.

De esta manera, a lo largo del año 2017 en un 43,4 % de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica^[2]. Estos días se concentran más en los meses de junio, julio y octubre. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan sólo el 8,5 % de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, en el mes de enero, marzo y, principios de diciembre.

[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.
[3] Días con temperaturas mayores a la media más una vez su dispersión, medida a través de la desviación típica.

Evolución de las temperaturas máximas diarias 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.

Fuente: AEMET y elaboración propia

La comparación con el año anterior muestra que el año 2017 ha sido más caluroso que el 2016, con un 4,3 % de grados día de frío menos y un 11,8 % de grados día de calor más. Del impacto combinado de estos efectos, con mayor influencia sobre el consumo de los grados días de frío, resulta una aportación negativa de las temperaturas de 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

El año 2017 ha sido más caluroso que el 2016, con un 4,3 % de grados día de frío menos y un 11,8 % de grados día de calor más.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA



-0,2 P.P.

aportación negativa de las temperaturas al crecimiento de la demanda

Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2017 [%]



LABORALIDAD **TEMPERATURA** **DEMANDA CORREGIDA** **INCREMENTO DE DEMANDA**

Retorno a variaciones positivas del consumo de grandes consumidores.

ÍNDICE RED ELÉCTRICA IRE

106,4



+6,4 %
RESPECTO A 2010

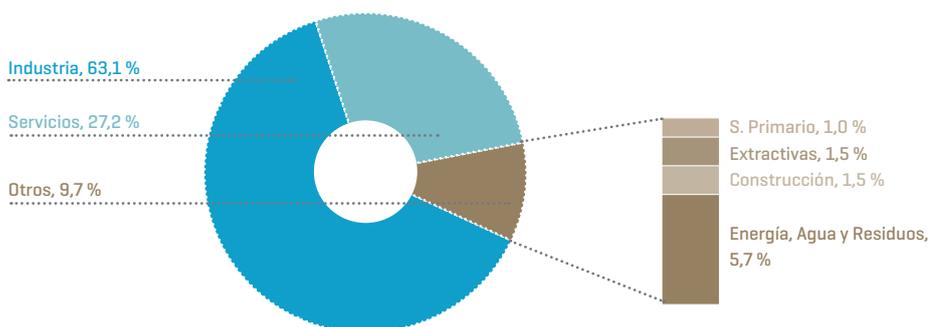


+1,9 %
RESPECTO A 2016

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 2017 el conjunto del IRE fue superior en un 1,9 % respecto al año anterior, con lo que el índice se sitúa en 106,4, valor superior en un 6,4 % al año de referencia (2010=100). El crecimiento de este año supone, tras el dato prácticamente nulo del año anterior, un retorno a tasas de crecimiento cercanas al 2 % aunque inferiores a los crecimientos registrados en los años 2014 y 2015.

Composición del IRE General [%]



Por grandes ramas de actividad, todas ellas han presentado una tasa de variación positiva respecto al año anterior aunque con una dispersión elevada:



— Las **actividades industriales crecen un 2,0 %** tras el estancamiento experimentado el año anterior.



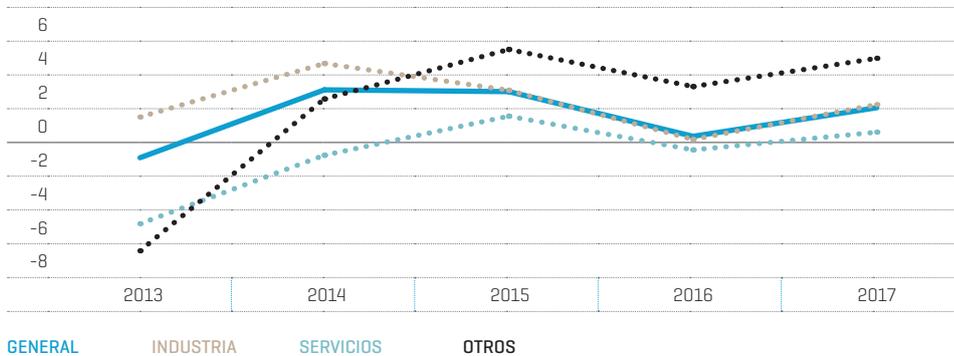
— El **sector servicios ha tenido una ligera variación positiva (0,4 %)** tras el dato negativo de 2016 (-0,6 %) aunque sin llegar al elevado crecimiento registrado en 2015 (1,4 %).



— La agrupación de **otros sectores de actividad⁽⁴⁾** ha tenido una evolución más dinámica con un **crecimiento del 4,7 %** respecto al año anterior (1,6 puntos porcentuales más de crecimiento que en 2016).

[4] Sector primario, extractivas, energía-agua-residuos, construcción.

Variación anual del IRE [% año anterior]



En 2017 la composición del calendario tuvo un impacto negativo de 0,3 puntos porcentuales (p.p.) sobre la evolución del IRE debido, fundamentalmente, a que el año anterior fue bisiesto. Las temperaturas, por el contrario, más cálidas que las del año anterior, aportaron 0,4 p.p. en su evolución. Una vez descontados ambos efectos, el índice general creció un 1,8 % respecto al año anterior, lo que contrasta con el crecimiento prácticamente nulo registrado 2016.

El efecto de las temperaturas sobre la evolución del consumo fue dispar a lo largo del año. En los meses de influencia del frío se concentraron los efectos negativos de las temperaturas, mientras que en los meses de influencia del calor se registraron los efectos positivos, con una mayor influencia en el conjunto del año de estos últimos.

IRE: Descomposición de la variación en 2017 [%]

| | Bruto | Laboralidad | Temperatura | Corregido |
|----------------|------------|-------------|-------------|------------|
| General | 1,9 | -0,3 | 0,4 | 1,8 |
| Industria | 2,0 | -0,3 | 0,1 | 2,2 |
| Servicios | 0,4 | -0,4 | 1,0 | -0,2 |
| Otros | 4,7 | -0,2 | 0,6 | 4,3 |

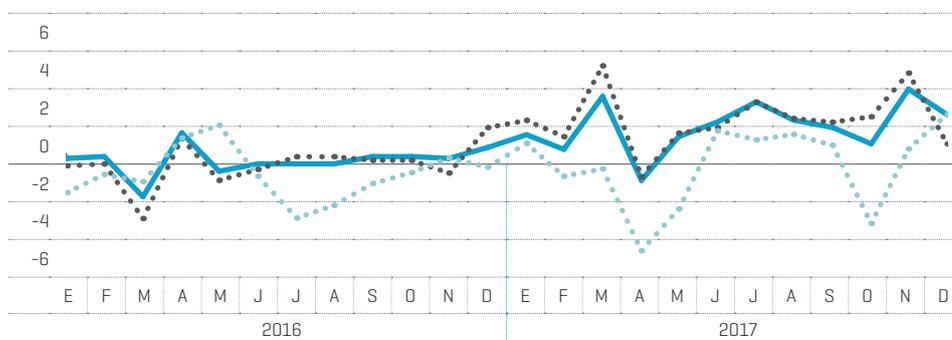
Las temperaturas han tenido un ligero impacto positivo sobre la evolución del consumo de 0,4 p.p. aunque con un comportamiento dispar a lo largo del año como consecuencia de que este año ha sido más caluroso que el 2016.

Las dos grandes agrupaciones sectoriales (industria y servicios) han presentado una elevada dispersión en su evolución aunque marcando ambas una cierta recuperación del consumo con diferente intensidad.

La industria, tras el leve descenso del año anterior, ha vuelto a retomar impulso para finalizar el año con un crecimiento corregido del 2,2 %, aunque con una evolución mensual poco clara con picos de crecimiento del 5,0 % y 4,6 % en los meses de marzo y noviembre, un descenso del 0,8 % en abril y apuntando en el mes de diciembre a una posible ralentización de los ritmos de crecimiento.

Los servicios continúan con su evolución negativa aunque con una variación corregida de menor intensidad que la registrada el año anterior [-0,2 % en 2017 frente al -0,7 % de 2016]. La evolución de esta agrupación continúa presentando una elevada volatilidad en sus variaciones mensuales, con fuertes descensos en los meses de abril, mayo y octubre que han contrarrestado la evolución positiva de los meses de verano y de los dos últimos meses del año.

Evolución mensual del IRE corregido [% año anterior]



GENERAL INDUSTRIA SERVICIOS

ÍNDICE
GENERAL CORREGIDO
INDUSTRIA



+2,2 %



ÍNDICE
GENERAL CORREGIDO
SERVICIOS



-0,2 %

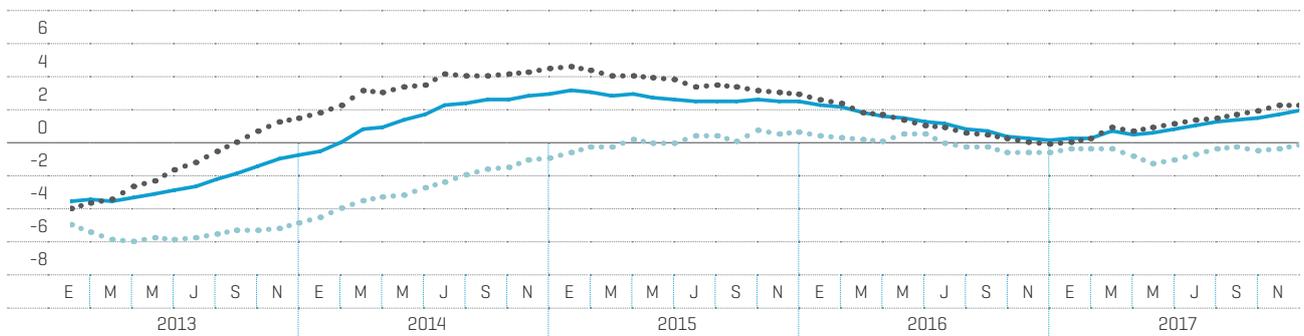


En cuanto a la tendencia, el agotamiento que mostró la evolución del IRE durante el año 2016 se ha visto truncado a comienzos del año 2017, tomando a lo largo de este año una tendencia claramente creciente.

Los sectores industriales ya en 2015 venían mostrando un descenso en sus ritmos de crecimiento que se vieron confirmados durante el año 2016. En 2017, por el contrario, se ha producido un relanzamiento del consumo de este grupo de actividad que ha condicionado la evolución general del índice.

Los sectores de servicios han continuado con su tónica de descenso aunque con un comportamiento cambiante a lo largo del 2017. El año comienza con una estabilización de los ritmos de descenso ya iniciada a finales del año anterior. En los meses de primavera presenta una brusca caída que se frena a comienzos del verano cuando el consumo toma una tendencia de recuperación hasta finalizar el año con una variación negativa pero próxima a cero.

Variación mensual del IRE corregido [% año móvil]

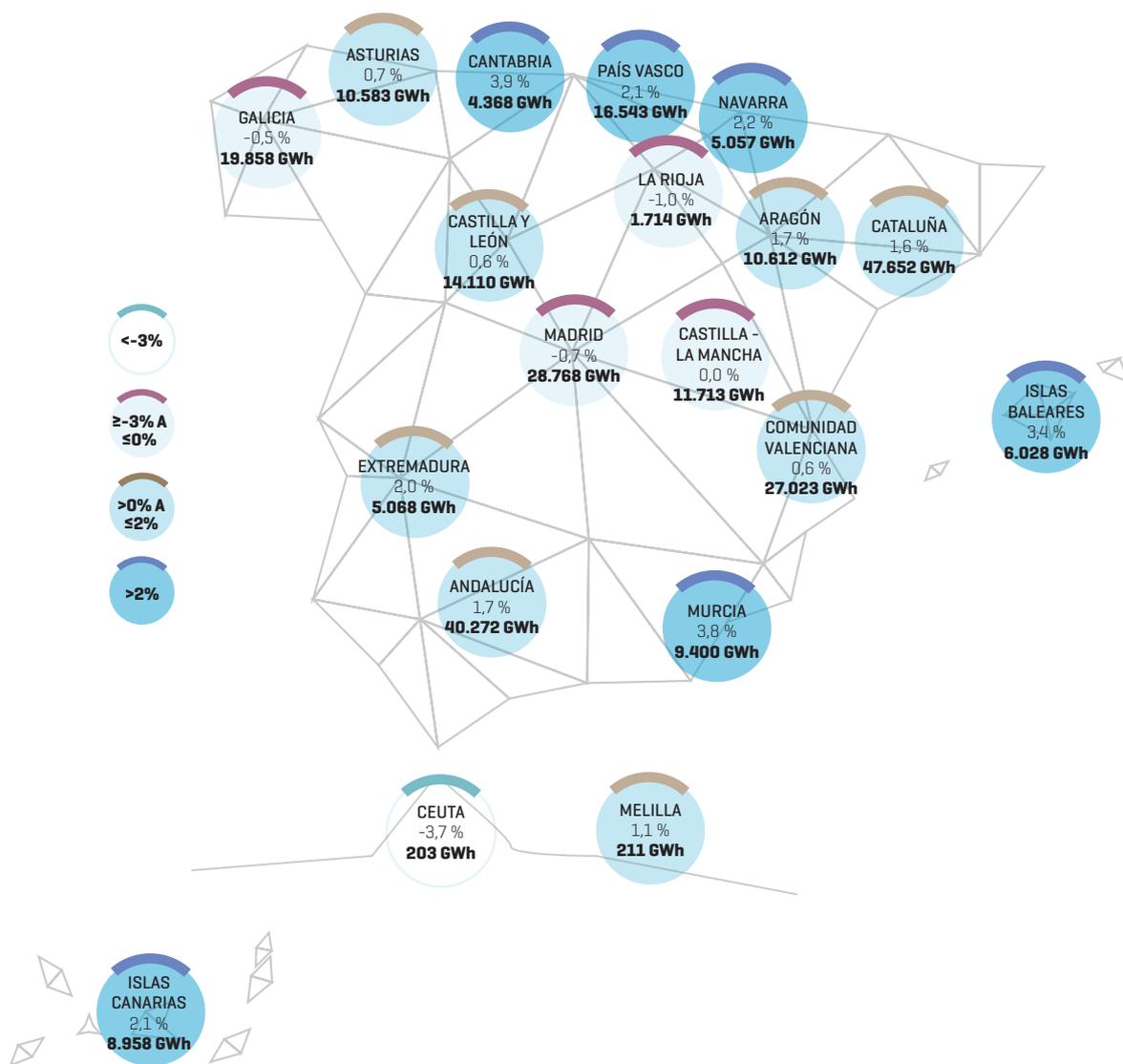


GENERAL INDUSTRIA SERVICIOS

Crecimientos más elevados en el norte y en el este.

La **evolución de la demanda por zonas geográficas** osciló entre un crecimiento máximo en Cantabria del 3,9 % y un descenso del 3,7 % en Ceuta. Además se han producido descensos de demanda en comunidades dispersas geográficamente como Galicia, La Rioja y Madrid a las que se uniría, Castilla-La Mancha que tuvo una variación nula respecto al año anterior. El resto de las comunidades autónomas han experimentado una variación positiva de la demanda, destacando los crecimientos más elevados en el norte (Cantabria, País Vasco y Navarra) y en el este (Islas Baleares y Murcia).

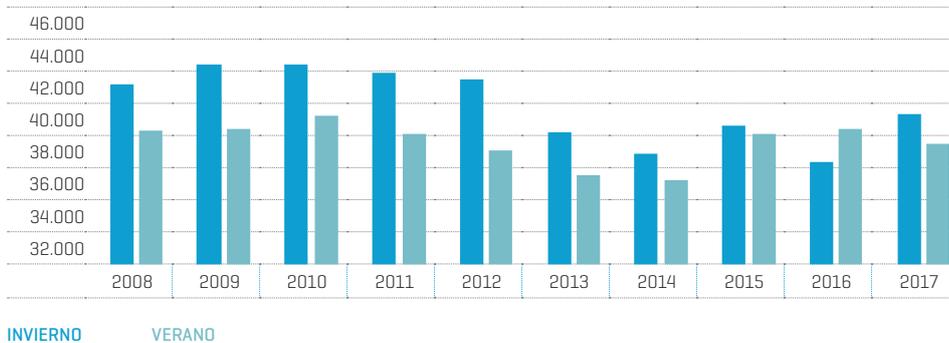
Demanda eléctrica por comunidades autónomas y variación respecto al año anterior [GWh y %]



El **máximo anual de demanda instantánea peninsular** ha retornado a la situación habitual, al registrarse durante los meses de frío, a diferencia de lo que ocurrió en 2016 cuando este máximo se registró en el mes de septiembre. En 2017, el máximo anual se alcanzó el día 18 de enero a las 19.50 horas con 41.381 MW, un 2,2 % superior al máximo anterior registrado el 6 de septiembre del año 2016. Por lo que respecta al máximo estival, éste se produjo el 13 de julio con 39.536 MW, valor inferior en un 2,4 % al máximo estival del año anterior.

En cualquier caso, el valor máximo anual queda muy alejado del récord histórico de demanda registrado en 2007, con 4.069 MW demandados menos. La diferencia respecto a los máximos históricos en los meses de verano es mucho menor, siendo el máximo de 2017 inferior en 1.782 MW a su valor máximo correspondiente.

Máximos instantáneos de demanda eléctrica peninsular⁽¹⁾ [MW]



⁽¹⁾ Máximo histórico 45.450 MW, 17 de diciembre 2007 [10.53h].

DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA PENINSULAR AÑO 2017

18 DE ENERO DE 2017

41.381

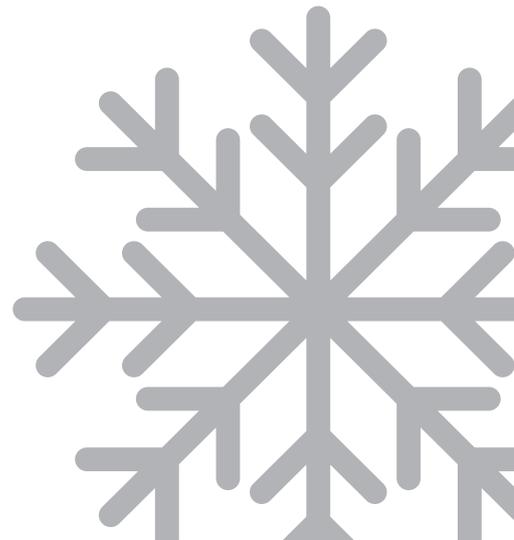
MW

+2,2 % 

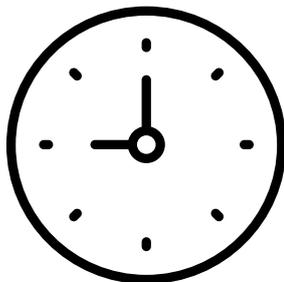
SUPERIOR AL MÁXIMO ANTERIOR REGISTRADO
EL 6 DE SEPTIEMBRE DEL AÑO 2016

-9,0 % 

INFERIOR AL MÁXIMO HISTÓRICO REGISTRADO
EL 17 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2007



La demanda máxima horaria se registró también el 18 de enero de 20 a 21 horas con 41.015 MWh, valor superior en un 7,3 % respecto a la máxima horaria de invierno del año anterior. Por su parte, la demanda horaria de verano se produjo el 13 de julio de 13 a 14 horas con 39.286 MWh, un 2,1 % inferior al máximo de verano de 2016.



**DEMANDA MÁXIMA HORARIA
INVIERNO**



41.015
MWh



+7,3 %
RESPECTO A 2016



39.286
MWh



-2,1 %
RESPECTO A 2016

**MAYOR CONSUMIDOR EN LA HORA PUNTA
DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA
SECTOR RESIDENCIAL**



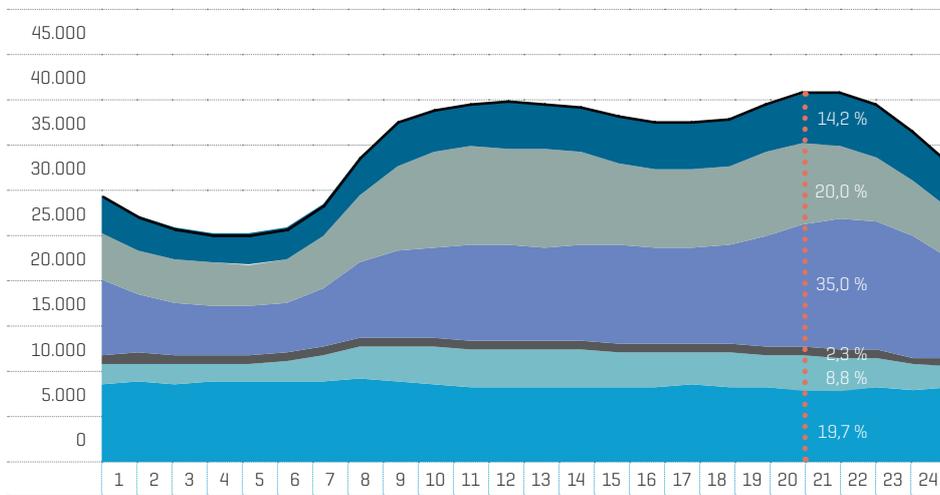
35 %



20h - 21h

En la hora de máxima demanda horaria del año, el sector residencial^[5] representó el 35,0 % del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 19,7 %, los grandes servicios (IRE) el 8,8 % y el pequeño comercio y servicios el 20 %. A lo largo del día punta el mayor peso de los sectores industriales se produjo durante la madrugada, entre las 4 y las 5 de la mañana, cuando alcanza un peso total sobre la demanda en b.c. del 34,8 %, mientras que para los grandes servicios, el período horario con mayor peso es entre las 10 de la mañana y las 7 de la tarde con participaciones sobre el consumo comprendidas entre el 9,6 % y 10,5 %.

Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017- 18 de enero [MWh]

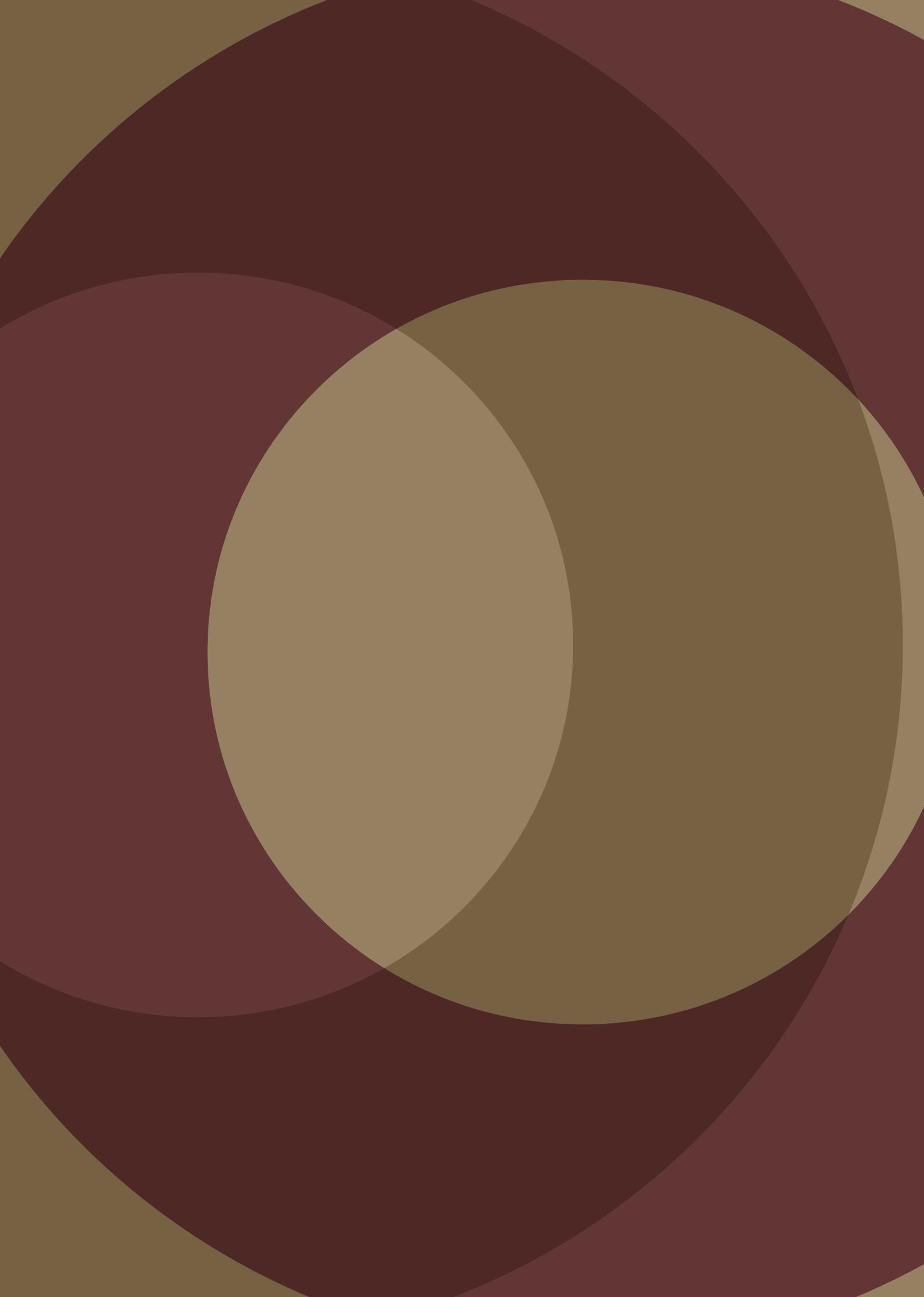


IRE INDUSTRIA IRE SERVICIOS IRE OTROS SECTOR RESIDENCIAL^[5]
RESTO (PEQUEÑO COMERCIO Y SERVICIOS) PÉRDIDAS TOTALES DEMANDA TOTAL BC

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

Respecto a la cobertura de la demanda, el 96,4 % de la demanda del sistema eléctrico peninsular se cubrió con producción interna, mientras que el resto de generación necesaria para abastecer la demanda se importó de otros países, principalmente de Francia. Cabe destacar que esta situación de saldo importador se ha producido por segundo año consecutivo, mientras que durante el período 2003 a 2015 el saldo neto fue durante todos los años exportador.

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



02

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de energía renovable desciende notablemente debido a la escasa aportación hidráulica, mientras que aumenta la generación con carbón y ciclo combinado.

Nota aclaratoria: se ha modificado la estructura de balance de energía y potencia, extrayendo de la "Hidráulica" el concepto de "Turbinación bombeo". Asimismo se desagrega el concepto de Residuos en "Residuos renovables" y "Residuos No renovables". Para homogeneizar la información se han recalculado los datos de años anteriores.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA PENINSULAR

248.424

GWh

-49,1 %

GENERACIÓN HIDRÁULICA

+31,8 %

CICLOS COMBINADOS

+21,0 %

CARBÓN

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa casi el 95 % de la generación total nacional, se ha estabilizado en 2017 en 248.424 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica que se redujo en un 49,1 %, mientras que los ciclos combinados y el carbón aumentaron su producción un 31,8 % y un 21,0 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares (14.221 GWh) aumentó un 3,2 % respecto al año anterior, destacando en este caso el incremento del 13,0 % de la generación con carbón. Cabe señalar igualmente el aumento de la producción de la central hidroeléctrica ubicada en la isla de El Hierro que fue un 12,7 % superior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, al contrario que en 2016, las energías renovables redujeron su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular al 33,7 % (40,3 % en 2016), como consecuencia del impacto de la sequía sobre la producción hidráulica que ha registrado el valor más bajo desde el año 2005. Como contrapartida, las energías no renovables aumentaron su participación al 66,3 % (59,7 % en 2016).

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

14.221

GWh



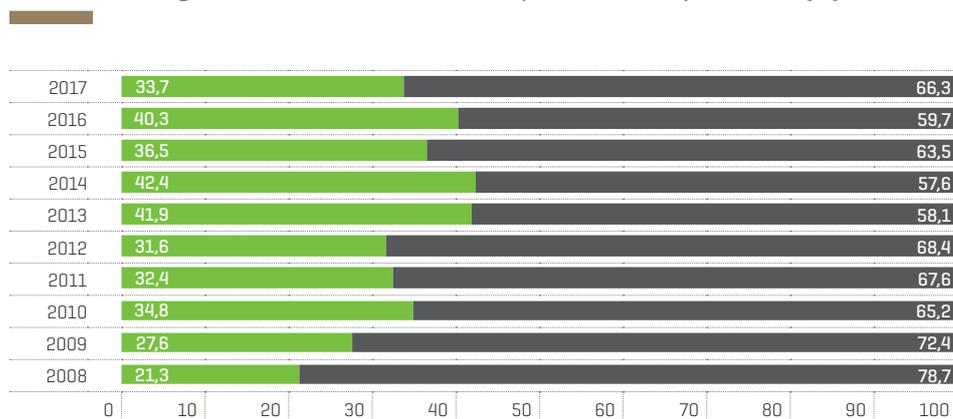
+3,2 %

RESPECTO A 2016

+13,0 %

CARBÓN

Evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular [%]



RENOVABLES: HIDRÁULICA, EÓLICA, SOLAR FOTOVOLTAICA, SOLAR TÉRMICA, RESIDUOS RENOVABLES Y OTRAS RENOVABLES
NO RENOVABLES: NUCLEAR, CARBÓN, FUEL/GAS, CICLO COMBINADO, COGENERACIÓN, TURBINACIÓN BOMBEO Y RESIDUOS NO RENOVABLES

ENERGÍAS RENOVABLES CUOTA EN LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN PENINSULAR

33,7 %
[40,3 % EN 2016]



COMO CONSECUENCIA DEL IMPACTO DE LA SEQUÍA SOBRE LA PRODUCCIÓN HIDRÁULICA

Balance de energía eléctrica nacional ^[1]

| | Sistema peninsular | | Sistemas no peninsulares | | Total nacional | |
|---|--------------------|------------|--------------------------|------------|----------------|------------|
| | GWh | %17/16 | GWh | %17/16 | GWh | %17/16 |
| Hidráulica | 18.361 | -49,1 | 3 | -5,5 | 18.364 | -49,0 |
| Turbinación bombeo ^[2] | 2.249 | -28,2 | - | - | 2.249 | -28,2 |
| Nuclear | 55.609 | -0,9 | - | - | 55.609 | -0,9 |
| Carbón | 42.593 | 21,0 | 2.603 | 13,0 | 45.196 | 20,6 |
| Fuel/gas ^[3] | - | - | 7.011 | 3,6 | 7.011 | 3,6 |
| Ciclo combinado ^[4] | 33.855 | 31,8 | 3.442 | -3,7 | 37.296 | 27,5 |
| Hidroeléctrica | - | - | 20 | 12,7 | 20 | 12,7 |
| Eólica | 47.498 | 0,4 | 399 | 0,1 | 47.897 | 0,4 |
| Solar fotovoltaica | 7.988 | 5,4 | 397 | -0,4 | 8.385 | 5,1 |
| Solar térmica | 5.348 | 5,5 | - | - | 5.348 | 5,5 |
| Otras renovables ^[5] | 3.603 | 5,5 | 11 | 5,1 | 3.614 | 5,5 |
| Cogeneración | 28.134 | 8,7 | 36 | 4,2 | 28.170 | 8,7 |
| Residuos no renovables | 2.459 | -0,5 | 149 | 9,7 | 2.608 | 0,0 |
| Residuos renovables | 728 | 12,1 | 149 | 9,7 | 877 | 11,7 |
| Generación | 248.424 | 0,0 | 14.221 | 3,2 | 262.645 | 0,1 |
| Consumos en bombeo | -3.675 | -23,7 | - | - | -3.675 | -23,7 |
| Enlace Península-Baleares ^[6] | -1.179 | -5,7 | 1.179 | -5,7 | 0 | - |
| Saldo intercambios internacionales físicos ^[7] | 9.171 | 19,6 | - | - | 9.171 | 19,6 |
| Demanda (b.c.) | 252.740 | 1,1 | 15.400 | 2,5 | 268.140 | 1,1 |

[1] Asignación de unidades de producción según combustible principal.

[2] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

[3] En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

[4] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.

[5] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

[6] Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

[7] Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Los valores de incrementos no se calculan cuando los saldos de intercambios tienen distinto signo.

Balance de potencia eléctrica instalada a 31.12.2017. Sistema eléctrico nacional

| | Sistema peninsular | | Sistemas no peninsulares | | Total nacional | |
|---------------------------------|--------------------|-------------|--------------------------|------------|----------------|-------------|
| | MW | %17/16 | MW | %17/16 | MW | %17/16 |
| Hidráulica | 17.030 | 0,0 | 2 | 0,0 | 17.032 | 0,0 |
| Bombeo puro | 3.329 | 0,0 | - | - | 3.329 | 0,0 |
| Nuclear | 7.117 | -6,0 | - | - | 7.117 | -6,0 |
| Carbón | 9.536 | 0,0 | 468 | 0,0 | 10.004 | 0,0 |
| Fuel/gas | 0 | - | 2.490 | 0,0 | 2.490 | 0,0 |
| Ciclo combinado | 24.948 | 0,0 | 1.722 | 0,0 | 26.670 | 0,0 |
| Hidroeléctrica | - | - | 11 | 0,0 | 11 | 0,0 |
| Eólica | 22.922 | 0,1 | 211 | 35,2 | 23.132 | 0,3 |
| Solar fotovoltaica | 4.439 | 0,0 | 247 | 0,2 | 4.687 | 0,0 |
| Solar térmica | 2.304 | 0,0 | - | - | 2.304 | 0,0 |
| Otras renovables ^[1] | 852 | 0,1 | 6 | 0,0 | 858 | 0,1 |
| Cogeneración | 5.818 | -2,8 | 10 | 0,0 | 5.828 | -2,8 |
| Residuos no renovables | 459 | 0,0 | 38 | 0,0 | 497 | 0,0 |
| Residuos renovables | 123 | 0,0 | 38 | 0,0 | 162 | 0,0 |
| Total | 98.877 | -0,6 | 5.245 | 1,1 | 104.122 | -0,5 |

[1] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica en España desciende en 2017 por segundo año consecutivo.

POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

98.877

MW



-0,6 %

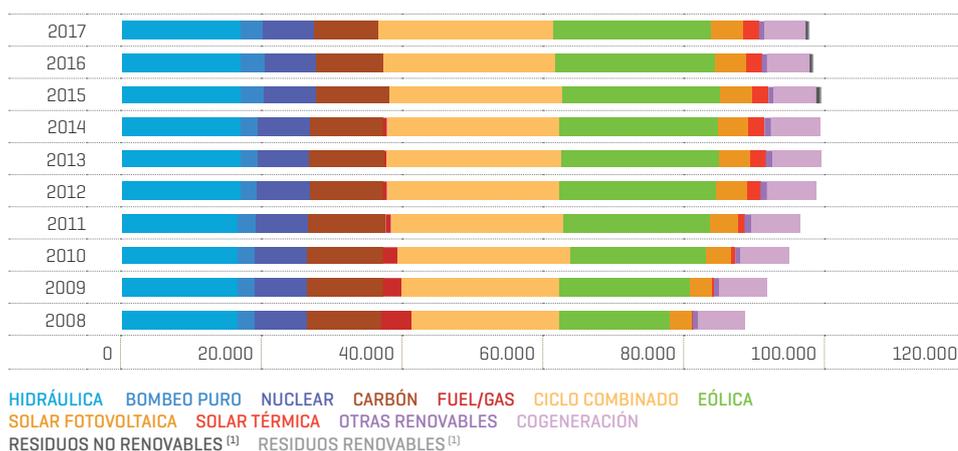
RESPECTO A 2016

A 31 de diciembre de 2017 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha descendido ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 98.877 MW, un 0,6 % menos que a finales de 2016. Este descenso se debió mayoritariamente al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW, una instalación que permanecía inactiva desde finales de 2012.

Por el contrario, en los sistemas no peninsulares se ha producido un aumento del 1,1 % de la potencia instalada a final de 2017. Este incremento se explica sobre todo por la mayor cantidad de potencia eólica instalada en las Islas Canarias.

En el conjunto del territorio nacional que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada descendió por segundo año consecutivo, finalizando el año 2017 en 104.122 MW, un 0,5 % menos que en 2016. Del total de la potencia instalada, el 46,3 % corresponde a instalaciones de energía renovable y 53,7 % a tecnologías no renovables.

Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW)



[1] Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

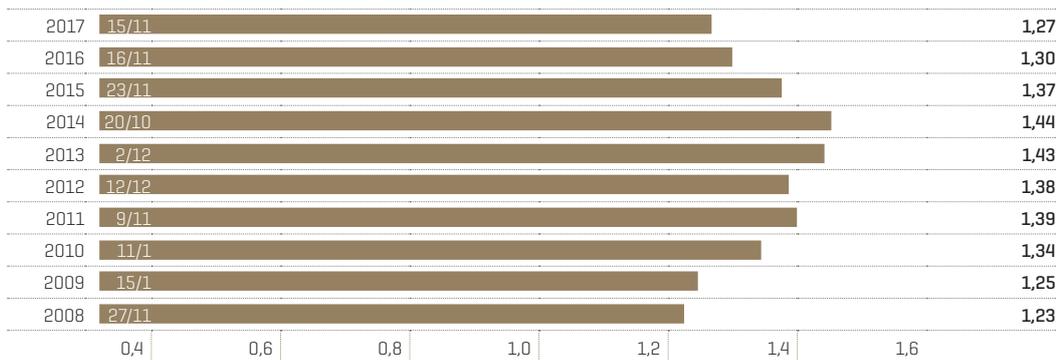
Fuente: Datos Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] hasta el 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

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 2017 en 1,27, valor inferior al de los siete años anteriores.

ÍNDICE DE COBERTURA MÍNIMO PENINSULAR

1,27  EL VALOR MÁS
BAJO DESDE EL
AÑO 2009

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.

Menor generación renovable peninsular debido a la escasa aportación hidráulica.

GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA PENINSULAR

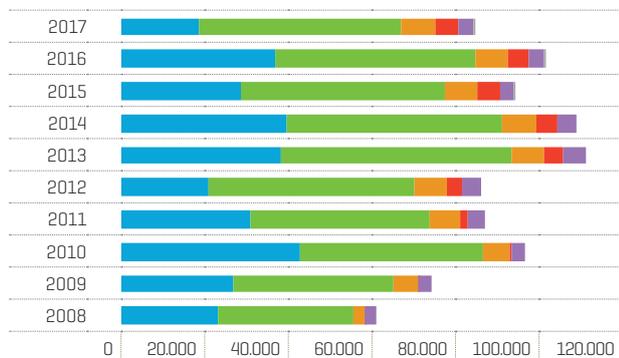
33,7 %

La contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular ha registrado el dato más bajo de los últimos cinco años, reduciendo su cuota en la generación eléctrica de 2017 al 33,7 %, frente al 40,3 % en 2016. Este notable descenso es consecuencia del impacto de la extrema sequía sobre la producción hidráulica que ha registrado una caída del 49,1 % respecto al año anterior.

La baja producción de energía hidráulica ha tenido un impacto directo en el mix de generación peninsular, provocando un aumento del uso de plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria. Estas instalaciones no renovables han cubierto la disminución de la producción de energía hidráulica, impulsadas sobre todo por el aumento de producción de las centrales de ciclo combinado y de carbón.

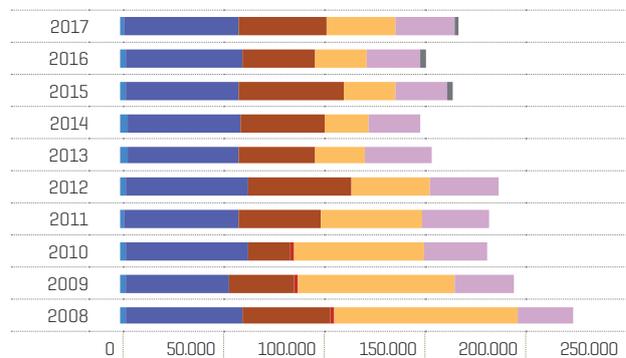
Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular [GWh]

RENOVABLES



HIDRÁULICA EÓLICA SOLAR FOTOVOLTAICA SOLAR TÉRMICA
OTRAS RENOVABLES RESIDUOS RENOVABLES ⁽²⁾

NO RENOVABLES



TURBINACIÓN BOMBEO ⁽¹⁾ NUCLEAR CARBÓN FUEL/GAS CICLO COMBINADO
COGENERACIÓN RESIDUOS NO RENOVABLES ⁽²⁾

[1] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.
[2] Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

La eólica vuelve a ser la segunda fuente de generación eléctrica.

La producción renovable peninsular en 2017 descendió un 16,5 % respecto al año anterior, situándose en 83.526 GWh, valor similar al registrado hace cinco años.

Estas variaciones se explican principalmente por la elevada variabilidad que caracteriza a las energías de origen renovable. La menor generación renovable en 2017 está relacionada, como se ha indicado anteriormente, por el importante descenso de producción hidráulica que se ha reducido prácticamente a la mitad de la registrada el año anterior debido a la fuerte sequía por las bajas precipitaciones producidas en el conjunto de España.

La producción eólica peninsular de 2017 se situó en 47.498 GWh, un 0,4 % superior a la registrada el año anterior. Este incremento se produce principalmente en el último trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 44,2 % más que en el mismo trimestre del 2016. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, representando el 56,9 % de las renovables en 2017, un peso muy superior al 47,3 % que tuvo en 2016.

En línea con los años anteriores, cabe destacar la importante contribución de la generación eólica en el mix de generación que, con un peso del 19,1 % de la producción, se sitúa en segundo lugar dentro de las tecnologías del parque generador peninsular, únicamente por detrás de la energía nuclear.

Además, la eólica fue la tecnología que más contribuyó a la producción peninsular en los meses de febrero [24,5 %] y diciembre [24,8 %]. Asimismo, cabe señalar, que la eólica llegó a cubrir el 60,7 % de la demanda en un momento puntual [28 de febrero a las 3.45 h].

PRODUCCIÓN RENOVABLE PENINSULAR

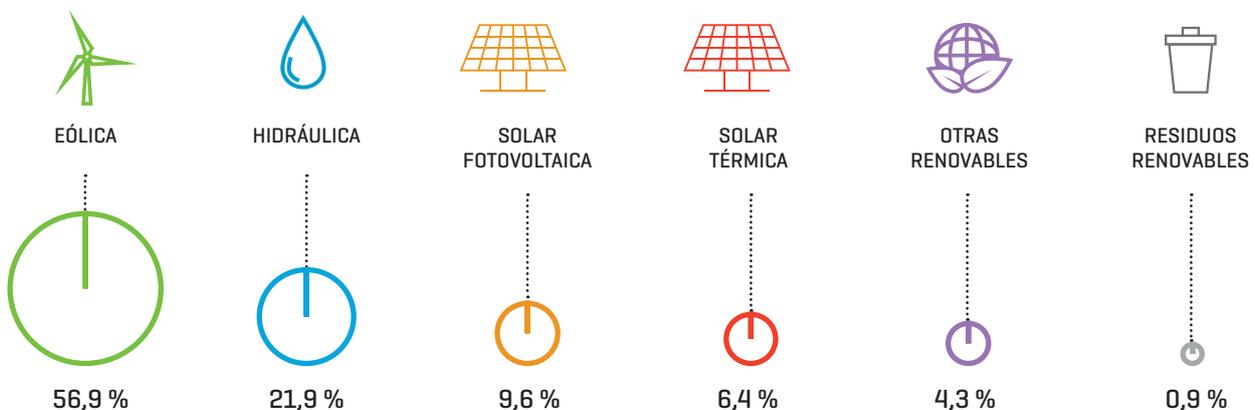
83.526
GWh



-16,5 %

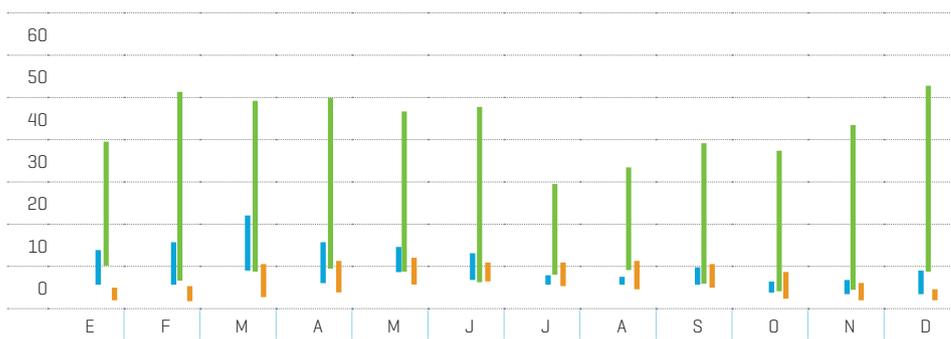
RESPECTO A 2016

Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 [%]



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 2017 la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 3,3 % el 10 de octubre hasta un máximo de 44,7 % el 27 de diciembre.

Cobertura diaria máxima y mínima con hidráulica, eólica y solar en 2017 [%]



HIDRÁULICA EÓLICA SOLAR

MÁXIMOS Y MÍNIMOS DIARIOS DE EÓLICA EN LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN PENINSULAR

MÁXIMO

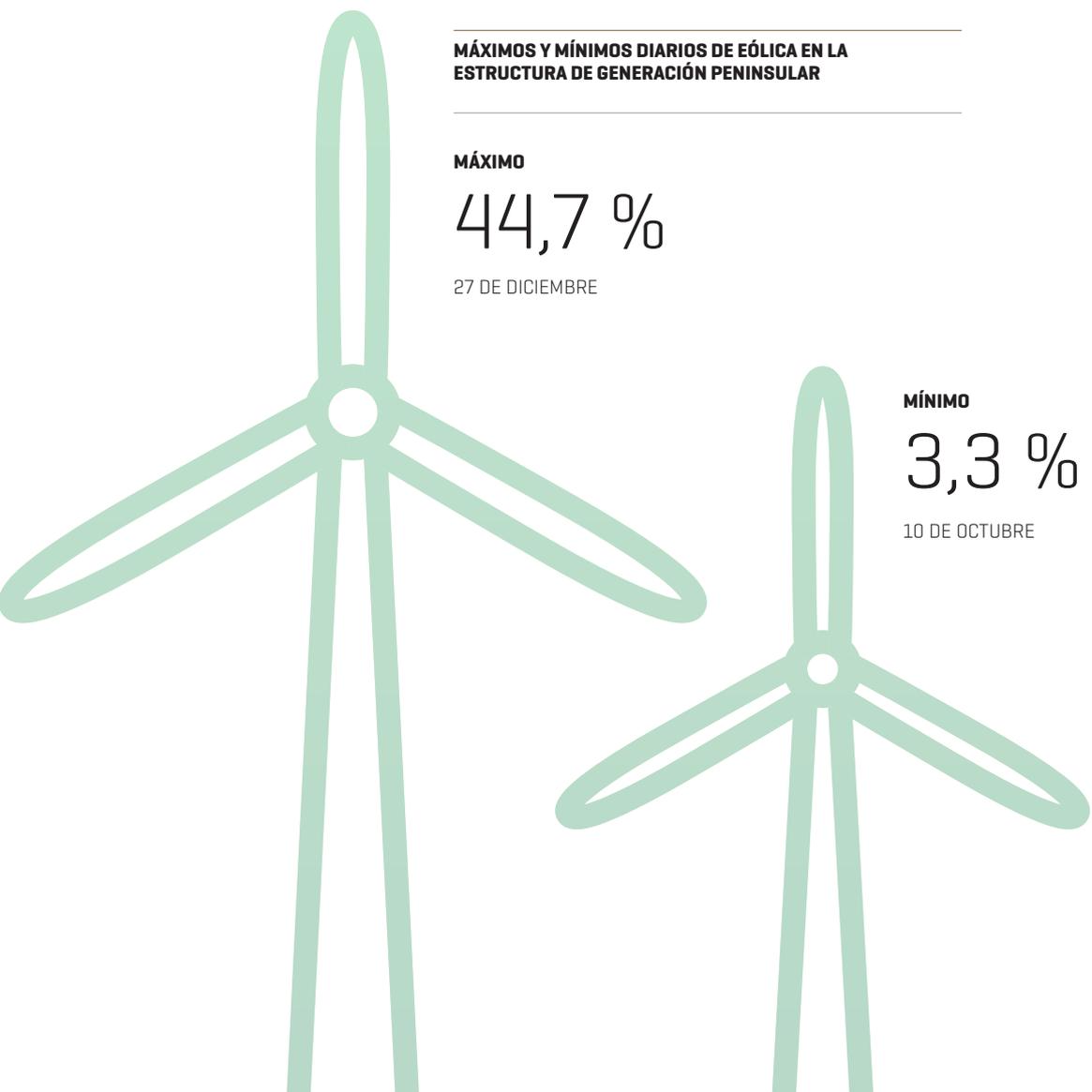
44,7 %

27 DE DICIEMBRE

MÍNIMO

3,3 %

10 DE OCTUBRE



La producción hidráulica peninsular registra valores mínimos.

La producción hidráulica peninsular en 2017 alcanzó los 18.361 GWh, lo que supone un descenso del 49,1 % respecto al año anterior y una aportación a la estructura de la generación peninsular del 7,4 %, la contribución más baja desde 2005 cuando la hidráulica tuvo un peso en el mix eléctrico del 7,2 %. En 2017 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la sexta fuente de generación, mientras que el año anterior fue la tercera con un peso del 14,5 % en el total peninsular.

En el gráfico comparativo de generación hidráulica peninsular 2016-2017 se aprecia cómo durante todos los meses del 2017 la producción hidráulica ha sido inferior tanto a la generación del 2016 como a la media histórica, calculada con las producciones de los últimos veinte años. En los meses de febrero, abril y mayo la generación hidráulica peninsular llegó incluso a reducirse a más de la mitad de la registrada en los mismos meses del año anterior. Además, en los meses de mayo, julio, octubre y noviembre la contribución hidráulica en el balance eléctrico ha marcado mínimos históricos de esos meses desde que existen registros mensuales (enero de 1990), con aportaciones del 10,1 %, 5,6 %, 4,1 % y 3,9 %, respectivamente. Esta situación contrasta con lo sucedido el año anterior, cuando en los meses de abril y mayo la generación hidráulica fue la tecnología con mayor peso en la estructura de producción con porcentajes de participación del 25,3 % y 26,0 %, respectivamente.

Generación hidráulica peninsular 2016-2017 comparada con la generación media [GWh]



GENERACIÓN HIDRÁULICA EN 2016 GENERACIÓN HIDRÁULICA EN 2017 MEDIA HISTÓRICA^[1]

[1] Media de la generación hidráulica mensual de los últimos 20 años..



PRODUCCIÓN HIDRÁULICA PENINSULAR

18.361
GWh

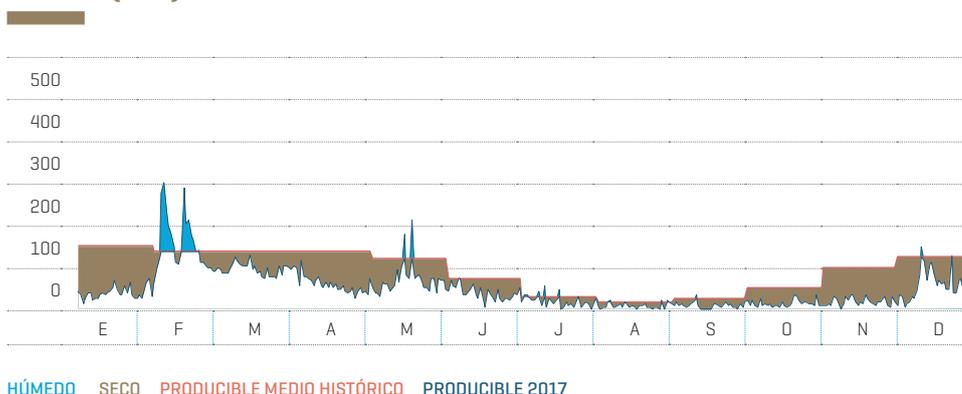


-49,1 %
RESPECTO A 2016

7,4 %
APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE LA
GENERACIÓN PENINSULAR

El descenso de la generación hidráulica está en consonancia con el producible hidráulico (cantidad máxima de energía eléctrica que se hubiera podido producir con las aportaciones hidráulicas registradas) que en 2017 alcanzó los 15.972 GWh, un 53,9 % inferior al registrado en 2016 y un 47,3 % menor que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2017 en su conjunto ha sido un año seco 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 0,5.

Energía producible hidráulica diaria durante 2017 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Las reservas hidroeléctricas finalizaron el año 2017 por debajo de valor mínimo estadístico.

A lo largo del año 2017, se ha producido una escasez de precipitaciones en el conjunto de la geografía española que ha provocado una disminución del volumen de agua almacenada en los embalses. Como consecuencia, las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron a 31 de diciembre de 2017 en el 26,3 % de su capacidad total, 12,9 puntos por debajo del año anterior e inferiores al valor mínimo estadístico (calculado como la media de los valores mínimos de los últimos veinte años). El nivel de las reservas de 2017 es el más bajo registrado a finales de todos los años de la serie histórica con datos desde 1990.

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS DEL CONJUNTO DE EMBALSES

26,3 %

DE SU CAPACIDAD TOTAL A
31/12/2017

Las instalaciones solares fotovoltaicas del sistema peninsular produjeron 7.988 GWh, lo que supone un incremento del 5,4 % respecto a 2016 y una aportación del 3,2 % a la estructura de generación peninsular.

Por lo que respecta a la **solar térmica peninsular**, en 2017 se generaron 5.348 GWh con esta tecnología, lo que representa un aumento del 5,5 % respecto al año anterior y una contribución del 2,2 % en la producción total peninsular.

Ambas tecnologías solares, han batido registros históricos de producción anual, superando los valores máximos anteriores de 7.918 GWh y 5.085 GWh alcanzados en 2013 y 2015, respectivamente.

También la producción de **otras renovables** (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica) ha crecido un 5,5 % en 2017 respecto al año anterior y su peso en el mix de generación peninsular ha sido del 1,5 %.

Aumenta la generación no renovable debido a la mayor producción con carbón y ciclos combinados.

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en 2017 una generación de 164.898 GWh, un 11,1 % superior a la de 2016. Este aumento contrasta con el descenso del 8,1 % experimentado el año pasado y ha tenido como consecuencia un aumento de su aportación a la generación total peninsular en 6,6 puntos porcentuales, alcanzando en 2017 un peso del 66,3 %, frente al 59,7 % de 2016.

Dentro de las energías no renovables, la **nuclear** generó en 2017 un total de 55.609 GWh, un 0,9 % menos que el año anterior. A pesar de este descenso, las centrales nucleares han sido por séptimo año consecutivo la primera fuente de generación peninsular (en 2013 compartió el liderazgo con la eólica). En 2017, alcanzaron una cuota en la generación peninsular del 22,4 % (un 22,6 % en 2016).

En 2017 la nuclear ha visto reducida su potencia instalada un 6,0 %, debido al cierre definitivo en noviembre de la central de Santa María de Garoña de 455 MW localizada en la provincia de Burgos. De esta forma, la nuclear representaba a finales de año el 7,2 % de toda la potencia instalada peninsular, frente al 7,6 % de 2016. Hacía once años que no se producía un descenso de potencia instalada nuclear, cuando tuvo lugar el cese de la actividad de la central de José Cabrera de 142 MW situada en la provincia de Guadalajara.

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 98,5 %.



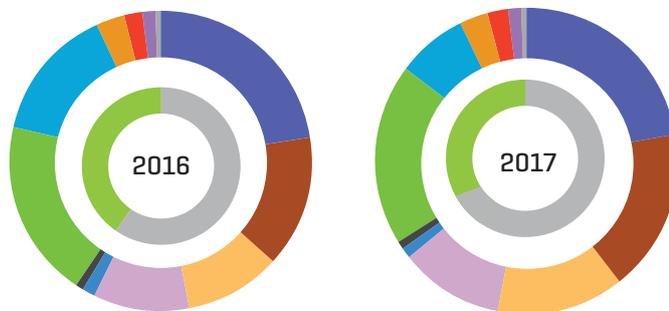
**INSTALACIONES SOLARES
FOTOVOLTAICAS**

7.988
GWh

3,2 %
APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE LA
GENERACIÓN PENINSULAR

Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2016 y 2017 [%]

| | 2016 | 2017 |
|------------------------|------|------|
| NUCLEAR | 22,6 | 22,4 |
| CARBÓN | 14,2 | 17,1 |
| CICLO COMBINADO | 10,3 | 13,6 |
| COGENERACIÓN | 10,3 | 11,3 |
| TURBINACIÓN BOMBEO | 1,3 | 0,9 |
| RESIDUOS NO RENOVABLES | 1,0 | 1,0 |
| EÓLICA | 19,0 | 19,1 |
| HIDRÁULICA | 14,5 | 7,4 |
| SOLAR FOTOVOLTAICA | 3,1 | 3,2 |
| SOLAR TÉRMICA | 2,0 | 2,2 |
| OTRAS RENOVABLES | 1,4 | 1,5 |
| RESIDUOS RENOVABLES | 0,3 | 0,3 |



| | 2016 | 2017 |
|---------------|------|------|
| RENOVABLES | 40,3 | 33,7 |
| NO RENOVABLES | 59,7 | 66,3 |

**CENTRALES DE CARBÓN
PENINSULARES**

42.593

GWh



+21 %

RESPECTO A 2016

17,1 %

APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE LA
GENERACIÓN PENINSULAR

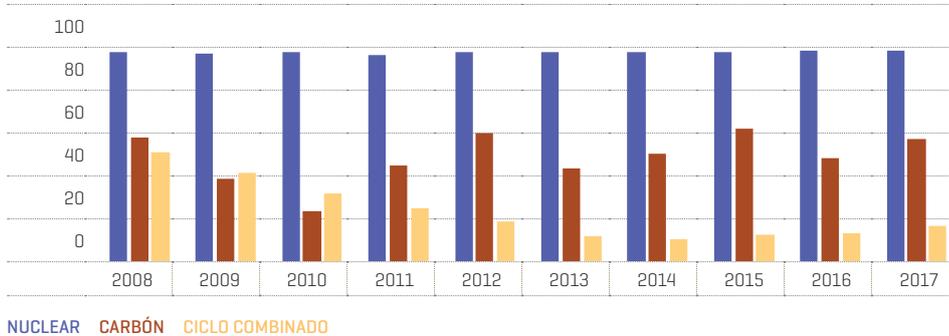
Por lo que respecta a las **centrales de carbón peninsulares**, en 2017 generaron 42.593 GWh, un 21,0 % más que el año anterior. Este aumento tuvo lugar sobre todo en la primera mitad del año, principalmente en los meses de abril y mayo coincidiendo con los mayores descensos de producción hidráulica. En los meses de enero, abril y junio se duplicó la producción y en el mes de mayo se triplicó, en todos los casos respecto al mismo mes del año anterior.

Cabe destacar que en junio y noviembre el carbón fue la tecnología con mayor peso en la estructura de generación mensual, con el 20,5 % y el 21,6 %, respectivamente. En el cómputo anual las centrales de carbón han sido la tercera fuente de producción en 2017, con un incremento de 2,9 puntos en su participación en la estructura de generación peninsular, pasando de un 14,2 % en 2016 al 17,1 % del 2017.

El coeficiente de utilización del carbón durante el 2017 se situó en el 56,9 %, frente al 48,5 % del año anterior.

Las centrales de carbón han sido la tercera fuente de producción en 2017, con un incremento de 2,9 puntos en su participación en la estructura de generación peninsular.

Coefficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares⁽¹⁾ [%]



(1) El coeficiente de utilización 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.

CICLOS COMBINADOS
PENINSULARES

33.855
GWh



+31,8 %

RESPECTO A 2016

13,6 %

APORTACIÓN A LA
ESTRUCTURA DE LA
GENERACIÓN PENINSULAR

La producción peninsular de los **ciclos combinados** creció por tercer año consecutivo, alcanzando los 33.855 GWh, lo que ha significado un incremento del 31,8 %, siendo la tecnología con mayor crecimiento anual registrado en el sistema peninsular. En enero y en los meses desde junio a septiembre de 2017 las centrales de ciclo combinado generaron más del 50 % que en los mismos meses del año anterior.

El aumento de generación experimentado por los ciclos combinados ha permitido que su participación en la estructura de generación haya ascendido 3,3 puntos, representando el 13,6 % del total peninsular en 2017 (un 10,3 % en 2016). Sin embargo, esta participación sigue estando alejada de la que tuvo esta tecnología en los años 2008, 2009 y 2010, período en el que lideró el balance de generación anual con porcentajes del 31,8 %, 28,9 % y 23,0 %, respectivamente. El coeficiente de utilización de 2017 alcanzó el 16,7 % (13 % en 2016).

En enero y en los meses de junio a septiembre de 2017 las centrales de ciclo combinado generaron más del 50 % que en los mismos meses del año anterior.

Aumenta la generación eléctrica de los sistemas no peninsulares por tercer año consecutivo.

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en 2017 alcanzó los 14.221 GWh, un 3,2 % superior a la del año anterior. Este crecimiento se produce por tercer año consecutivo y es el incremento más elevado desde que están disponibles las series de datos no peninsulares. Por sistemas, en Baleares, Canarias y Melilla creció respectivamente 5,8 %, 2,1 % y un 1,1 %, mientras en Ceuta descendió un 3,7 %.

La energía eléctrica producida en el sistema de Baleares también lleva tres años registrando crecimientos, alcanzando en 2017 los 4.849 GWh, un 5,8 % más que el año anterior. Las centrales de carbón, que han aumentado su producción un 13,0 %, son la tecnología con mayor peso en el mix energético de este sistema. En 2017 estas centrales produjeron más de la mitad de la generación en Baleares, un 53,7 % del total (50,3 % en 2016).

Por el contrario, las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares redujeron por segundo año consecutivo su producción, con descensos del 33,0 % en 2016 y del 21,4 % en 2017. Estas centrales a pesar de ser la tecnología con mayor cantidad de potencia instalada, un 37,5 % del total, ocuparon en 2017 el cuarto lugar en la estructura de generación con un peso del 8,8 %.

PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

14.221

GWh



+3,2 %

RESPECTO A 2016



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

En cuanto al enlace Península-Baleares, durante 2017 se redujo un 5,7 % la cantidad de energía procedente de la Península. Esta disminución de entrada de energía se produjo sobre todo durante el primer semestre del año.

En todo caso, la energía transferida desde la Península tiene un peso muy importante en la cobertura de la demanda de Baleares, ya que ha supuesto el 19,6 % en 2017, llegando a alcanzar picos que superan el 35 % del consumo horario. Esto ha supuesto un ahorro del 29 % en los costes de cobertura del sistema balear y ha evitado la emisión a la atmósfera del orden de 350.000 toneladas de CO₂ en el territorio de las islas Baleares.

INTERCAMBIO DE ENERGÍA ENTRE LA PENÍNSULA Y BALEARES

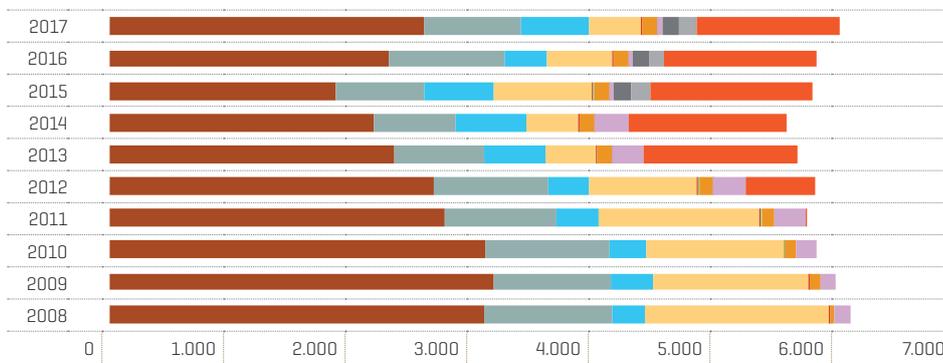
-5,7 % 

RESPECTO A 2016

19,6 %

COBERTURA DE LA DEMANDA
DE BALEARES CON ENERGÍA
TRANSFERIDA DE LA PENÍNSULA

Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica de las Islas Baleares [GWh]



CARBÓN MOTORES DIÉSEL TURBINA DE GAS CICLO COMBINADO⁽¹⁾ GENERACIÓN AUXILIAR⁽²⁾ EÓLICA
SOLAR FOTOVOLTAICA OTRAS RENOVABLES COGENERACIÓN RESIDUOS NO RENOVABLES⁽³⁾
RESIDUOS RENOVABLES⁽³⁾ ENLACE PENÍNSULA-BALEARES⁽⁴⁾

[1] Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

[2] Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir el 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.

La potencia eólica instalada en Canarias se ha incrementado un 36,1 % en 2017.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CANARIAS

8.958

GWh



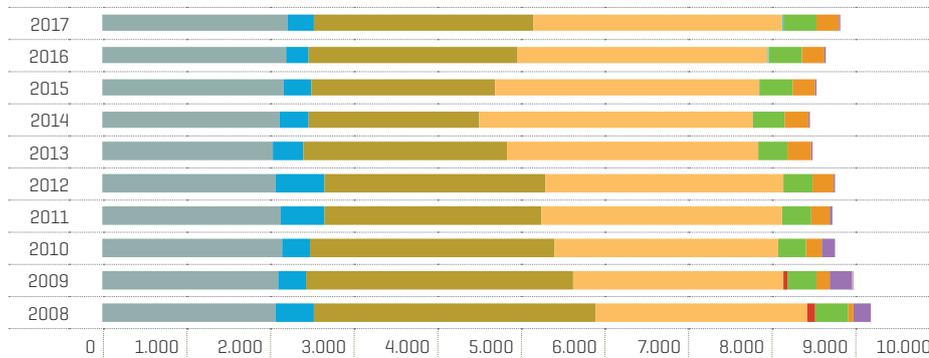
+2,1 %

RESPECTO A 2016

La producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Canarias ha continuado la senda de crecimiento de los tres años anteriores alcanzando en 2017 los 8.958 GWh, un 2,1 % más que el año anterior. El incremento de generación del 2017 se concentró principalmente en las turbinas de gas y de vapor, cuya generación creció respecto al año anterior un 13,6 % y un 5,5 %, respectivamente.

El ciclo combinado es la tecnología con más potencia instalada en el sistema eléctrico de Canarias, un 31,0 % del total a finales de 2017. Así mismo, durante siete años consecutivos ha sido la fuente principal en el mix de generación de las islas Canarias, con un peso en 2017 del 33,7 %. Le siguen la generación con turbina de vapor y motores diésel cuya cuota en la generación de 2017 de estas islas ha sido del 29,9 % y 25,1 %, respectivamente.

Evolución de la estructura de generación eléctrica de las Islas Canarias (GWh)



MOTORES DIÉSEL TURBINA DE GAS TURBINA DE VAPOR CICLO COMBINADO^[1] GENERACIÓN AUXILIAR^[2]
HIDROEÓLICA EÓLICA SOLAR FOTOVOLTAICA OTRAS RENOVABLES

[1] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. Utiliza fuel y gasoil como combustible principal.

[2] Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

Nuevo récord de integración renovable en la isla de El Hierro.

En el sistema eléctrico canario, la generación de origen renovable ha representado el 7,8 % del total de la generación de 2017, llegando a alcanzar registros puntuales del 34 % en Gran Canaria y del 35 % en La Palma, valores especialmente retadores en pequeños sistemas eléctricos aislados.

Asimismo, Red Eléctrica ha seguido trabajando en la isla de El Hierro para aumentar la cobertura renovable en su sistema eléctrico en un proceso de mejora continua junto a Gorona del Viento. Además de garantizar la seguridad del sistema, estos avances han permitido que la central hidroeólica haya funcionado de modo regular a lo largo de todo 2017, produciendo un 12,7 % más que el año anterior y alcanzando nuevos récords de integración de energía renovable. De este modo, en el mes de julio la integración renovable mensual en este sistema alcanzó casi el 80 %, consiguiendo el 46,5 % para el conjunto del año. Igualmente, cabe destacar que la cobertura de la demanda en esta isla fue 100 % renovable durante ocho días consecutivos del mes de junio y durante casi 900 horas a lo largo del año.

MÁXIMOS INSTANTÁNEOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN CANARIAS 2017

34 %

GRAN CANARIA

35 %

LA PALMA

ISLA DE HIERRO GORONA DEL VIENTO

+12,7 %

PRODUCCIÓN RESPECTO A 2016

La demanda de energía eléctrica de la isla de El Hierro se cubrió durante ocho días consecutivos con energía 100 % renovable.

La central hidroeléctrica reversible Soria-Chira hará posible un mayor desarrollo y aprovechamiento de las energías renovables en Gran Canaria.

La filial Red Eléctrica Infraestructuras en Canarias (REINCAN), creada en 2015, mantiene el objetivo de impulsar proyectos de almacenamiento energético en el archipiélago canario, que sirvan de herramientas al operador del sistema para garantizar el suministro, mejorar la seguridad del sistema y optimizar la integración de energías renovables en las islas.

En este sentido, la construcción de la central hidroeléctrica reversible entre los embalses de Soria y Chira, que cuenta con una inversión de 320 millones de euros, 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.

Asimismo, esta instalación será un elemento clave 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 el de la isla de Gran Canaria.

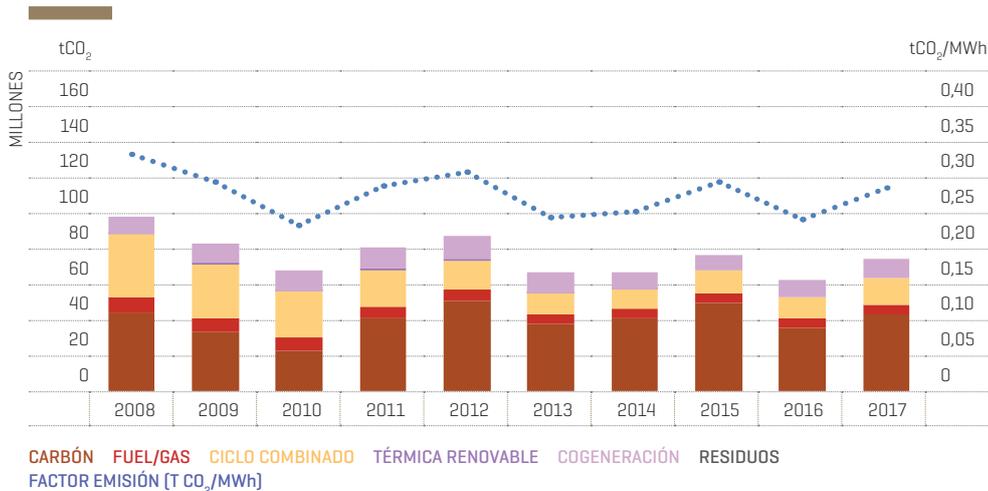
Los primeros avances en esta actividad se produjeron en 2016 con el inicio del proceso de tramitación y el periodo de información pública del proyecto de construcción de la central hidroeléctrica reversible entre los embalses de Soria y Chira en Gran Canaria, tras la declaración de interés estratégico del proyecto por parte del Consejo de Gobierno de Canarias.

En 2017, se han llevado a cabo los trámites para el comienzo de la campaña de sondeos y catas de exploración, de diferentes profundidades, con el fin de conocer en detalle las características geológicas y geotécnicas del terreno donde se implantará el proyecto; y se realizarán pruebas específicas para el diseño optimizado de las cavernas donde se alojarán la central y la subestación. Por otra parte, en relación con la planta desalinizadora que lleva asociada al proyecto, se realizará un ensayo de bombeo de agua de mar para estudiar la permeabilidad del terreno.

Aumentan las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica nacional por la menor aportación de las energías renovables.

La composición del mix de producción condiciona las variaciones de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de energía eléctrica. Así, la menor generación renovable en 2017 se ha visto compensada por una mayor producción de las centrales de carbón y ciclos combinados lo que ha tenido como consecuencia un incremento de las emisiones de CO₂ del 17,9 % respecto al año anterior. De esta forma, las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico español en 2017 alcanzaron los 74,9 millones de toneladas, de las cuales el 57,3 % están asociadas a la producción con carbón y el 20,1 % se relacionan con los ciclos combinados.

Emisiones y factor de emisión de CO₂ asociado a la generación de energía eléctrica nacional^[1]



[1] Incluye Península, Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

Castilla y León sigue siendo la comunidad autónoma con más generación de energía eléctrica renovable.

Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante 2017 cabe destacar los siguientes:

MAYOR CUOTA EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

17,1 %

CATALUÑA

— Cataluña es la comunidad que más energía ha generado durante el año 2017, un total de 44.852 GWh, valor que representa el 17,1 % de la producción nacional. La mayor parte de esta generación es de origen no renovable, el 83,6 % [54,0 % de instalaciones nucleares y 17,6 % ciclos combinados].

MAYOR INCREMENTO DE GENERACIÓN

+64,3 %

MURCIA

— Murcia es la comunidad autónoma que mayor incremento de generación ha tenido en 2017, un 64,3 % superior a la del 2016. Este crecimiento se ha debido al aumento del 209,2 % de la generación de los ciclos combinados, que son las centrales con más peso en la estructura de generación ubicada en esta comunidad, un 52,9 % de total.

— En sentido contrario, el mayor descenso de producción ha tenido lugar en Castilla y León, con una caída del 20,7 % respecto al año anterior. Este descenso se explica sobre todo por la reducción del 63,1 % de su producción hidráulica, que representa el 16,3 % de la generación de esta comunidad.

MAYOR CUOTA EN LA GENERACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE

19,3 %

CASTILLA
Y LEÓN

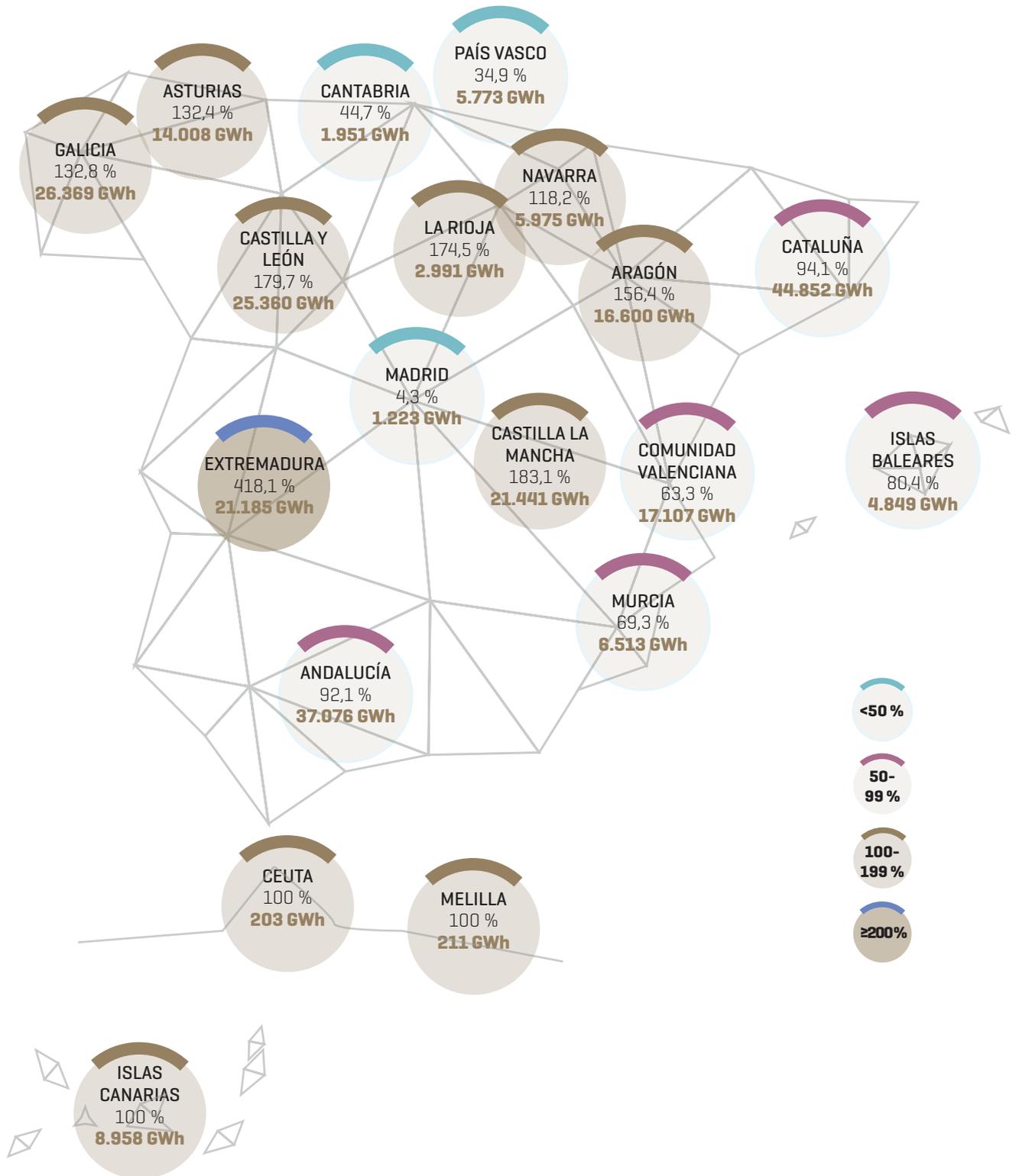
— A pesar del descenso de generación, Castilla y León sigue registrando la mayor producción de energía hidráulica y eólica, lo que la sitúa un año más como la comunidad autónoma con mayor generación renovable, el 19,3 % del total renovable nacional. Así mismo, es la comunidad con mayor cuota de renovables en su mix de generación, un 64,1 % en 2017.

— Durante el 2017, 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-La Mancha, Castilla y León y La Rioja que producen casi el doble de la cantidad que necesitan para satisfacer su demanda.

— Entre las comunidades con mayor dependencia energética, se sitúa en primer lugar la Comunidad de Madrid al generar solo el 4,3 % de su demanda. Con bastante menor dependencia le siguen País Vasco y Cantabria, que generan respectivamente el 34,9 % y 44,7 %, de su demanda.

— En relación con la potencia instalada, las variaciones más significativas en 2017 se han producido en: Castilla y León con una reducción del 3,3 % debido al cierre definitivo de la central de Santa María de Garoña de 455 MW, y en Canarias donde se ha producido un incremento del 2,0 % con motivo del aumento de 55 MW de potencia eólica.

Ratio generación eléctrica/demanda [%] y generación eléctrica [GWh] en 2017 por comunidad autónoma





03

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el año 2017 con saldo importador por segundo año consecutivo.

**INTERCAMBIOS
INTERNACIONALES DE ENERGÍA
ELÉCTRICA 2017
SALDO IMPORTADOR**

9.175

GWh



+19,8 %

RESPECTO A 2016

22.824

GWh EN PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN



+12,2 %

RESPECTO A 2016

13.649

GWh EN PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN



+7,6 %

RESPECTO A 2016

El volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 36.473 GWh, valor un 10,4 % superior a 2016. Se programaron 13.649 GWh de exportación (un 7,6 % más que el año anterior) y 22.824 GWh de importación (un 12,2 % superiores a 2016). Al igual que en el año anterior, el saldo neto vuelve a ser importador con un valor de 9.175 GWh, un 19,8 % superior al del año 2016.

Evolución anual de los intercambios internacionales programados (GWh)

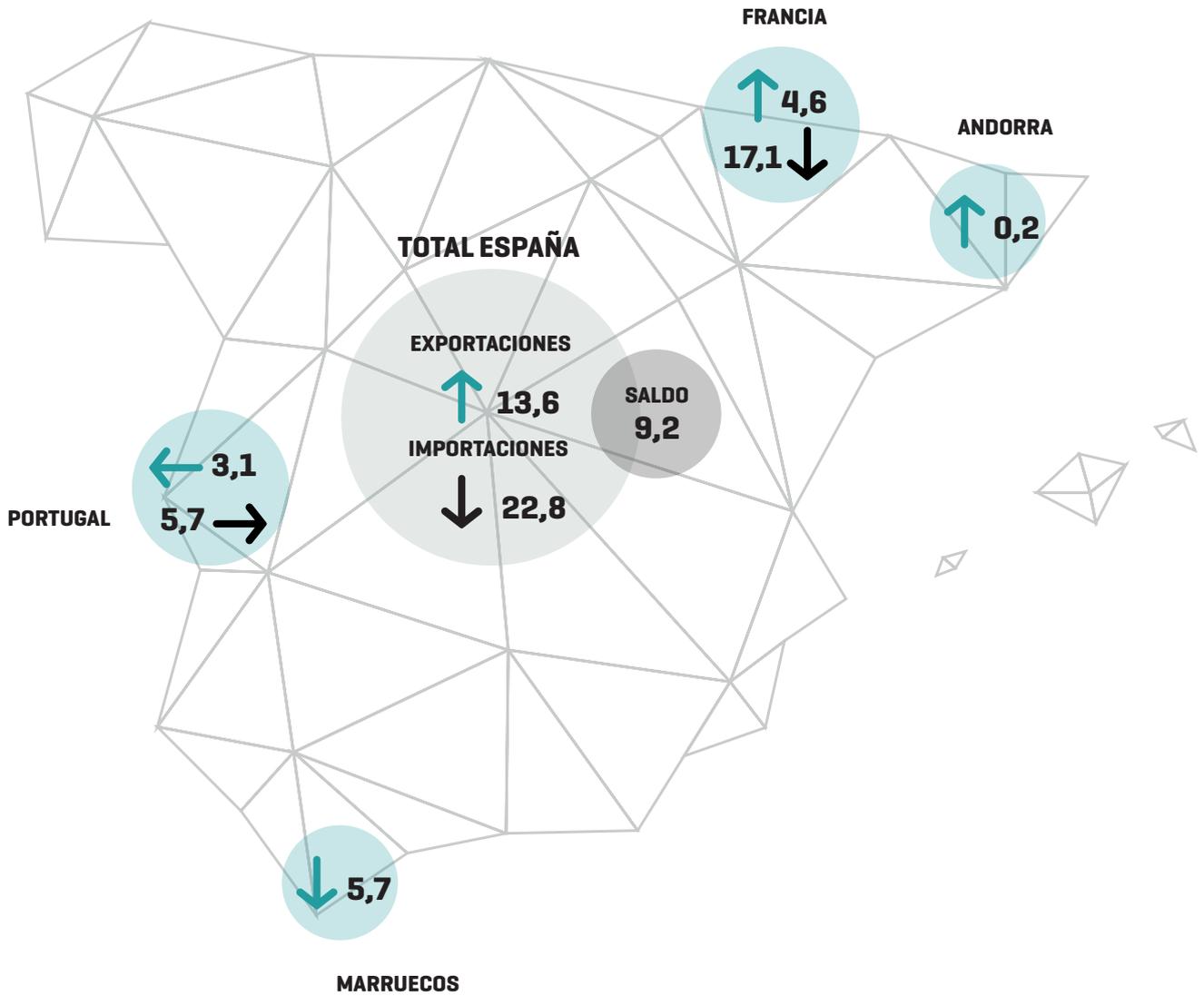


En 2017 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador, salvo los meses de enero, noviembre y diciembre. El máximo saldo neto importador se dio en el mes de agosto [1.826 GWh].

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2017 (GWh)



Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2017 [TWh]



FRANCIA

INTERCAMBIOS CON FRANCIA SALDO IMPORTADOR

12.465

GWh



+59,7 %

RESPECTO A 2016

17.066

GWh EN PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN



+28,4 %

RESPECTO A 2016

4.601

GWh EN PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN

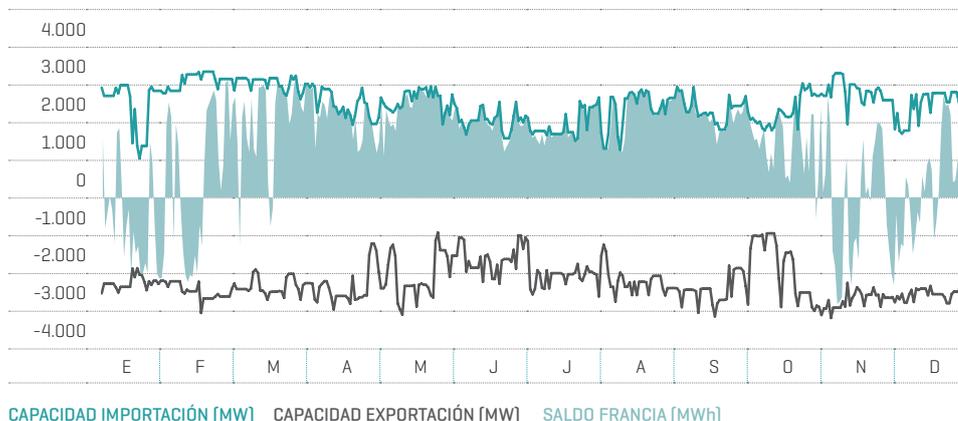


-16,1 %

RESPECTO A 2016

El saldo de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 12.465 GWh, un 59,7 % superior al del año 2016. Los programas de importación alcanzaron los 17.066 GWh, un 28,4 % superiores a los del año anterior, mientras que los de exportación disminuyeron a 4.601 GWh, valor inferior en un 16,1 % al del pasado año. Salvo en enero y noviembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia 2017 [MW/MWh]



Durante el 2017 se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión, congestionándose la mayor parte del tiempo en el sentido Francia hacia España [53 % de las horas].

Respecto al uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia, desde marzo hasta septiembre, la interconexión se ha congestionado mayoritariamente en sentido importador, estando el 67 % de los días con un uso de la capacidad de intercambio por encima del 95 %. En enero predominó el uso en sentido exportador debido fundamentalmente a la situación de cobertura más ajustada que se identificó en el sistema eléctrico francés motivada, entre otras causas, por las indisponibilidades que afectaron a las centrales nucleares francesas.

También se aprecia como de noviembre a mediados de diciembre el saldo de la interconexión resulta más veces exportador [54 %] que importador.

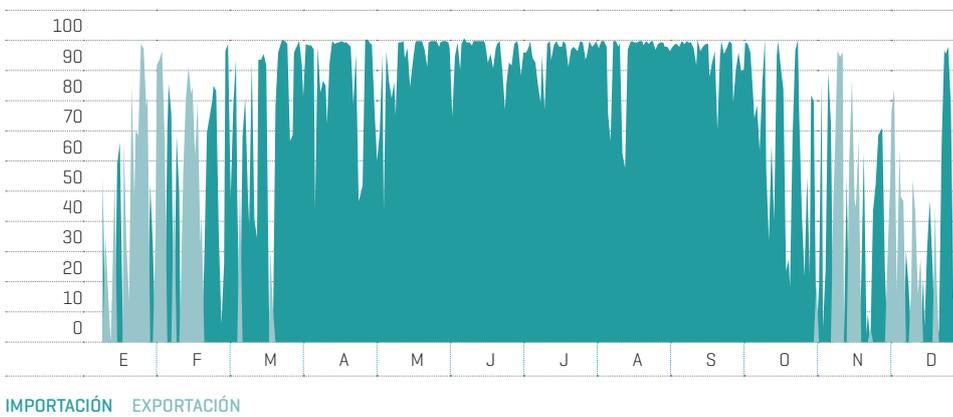
CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA EN SENTIDO IMPORTADOR DURANTE SIETE MESES

67 %

DE LOS DÍAS CON UN USO POR ENCIMA DEL

95 %

Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia 2017 (%)



En enero hubo una alta indisponibilidad de nucleares francesas que originó que el saldo de intercambios en la interconexión con Francia fuera exportador casi todos los días, salvo los fines de semana.

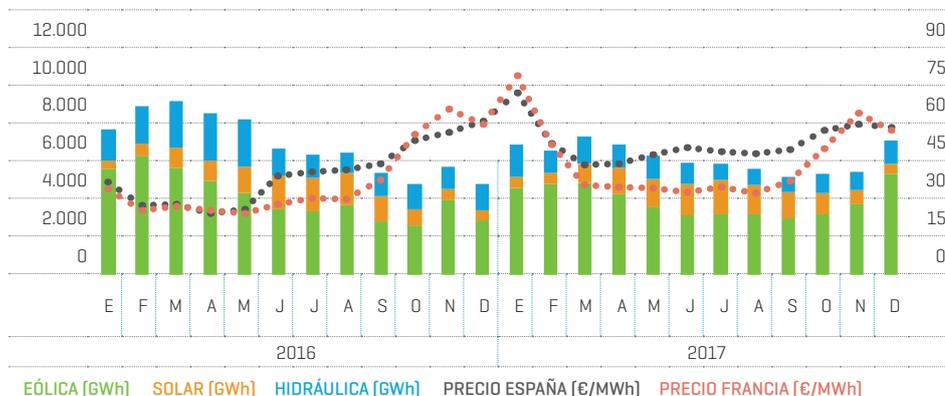
Efecto de las indisponibilidades nucleares francesas en la interconexión con Francia Enero 2017 (GWh)



Comparando la evolución de los precios del mercado diario en Francia y España con la generación renovable en España en los dos últimos años, se observa cómo cuando la generación de origen renovable es elevada en España, los diferenciales de precio con el país vecino resultan más bajos.

Por otro lado, en los últimos meses del 2016 y enero de 2017, en el sistema eléctrico francés se registraron precios del mercado diario elevados debido a las indisponibilidades que afectaron a las centrales nucleares francesas, lo que dio lugar a un incremento de los programas de exportación de energía desde el sistema español y a una mayor cuota de utilización de generación no renovable en España.

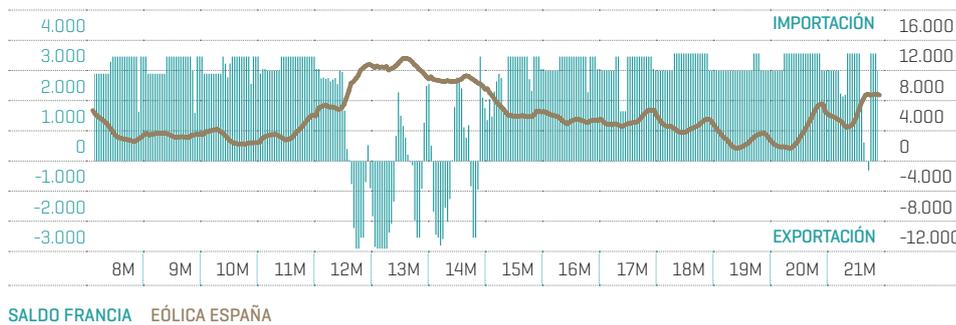
Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€/MWh)



En el año 2017, la escasa hidraulicidad y una menor eolicidad provocaron una menor participación de las energías renovables en la estructura de la generación del mercado diario y, se observaron por ello, mayores diferenciales de precios entre los sistemas eléctricos de Francia y de España.

La producción eólica influye en los precios y condiciona el sentido del intercambio. Así, en el mes de marzo, el saldo de los programas de intercambio con Francia es importador cuando se registran bajos niveles de producción eólica en España, mientras que el saldo pasa a ser mayoritariamente exportador con niveles elevados de producción eólica.

Saldo neto programado en la interconexión y generación eólica en España [8 al 21 de marzo 2017] (MWh)



En cuanto al uso de la capacidad en el horizonte diario se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión. Así, en dos de cada tres horas estuvo congestionada en el sentido Francia a España, con una diferencia de precios media de 13,3 €/MWh; en un 9,4 % de las horas presentó congestión en el sentido España a Francia, con una diferencia de precios media de 15,8 €/MWh, y en el restante 24,7 % de horas no se observó congestión en esta interconexión.

Los días 12 y 20 de febrero y el 9 de diciembre son los únicos días del año en los que la interconexión con Francia no ha estado congestionada. El 76 % de los días ha habido congestión en más de 12 horas.

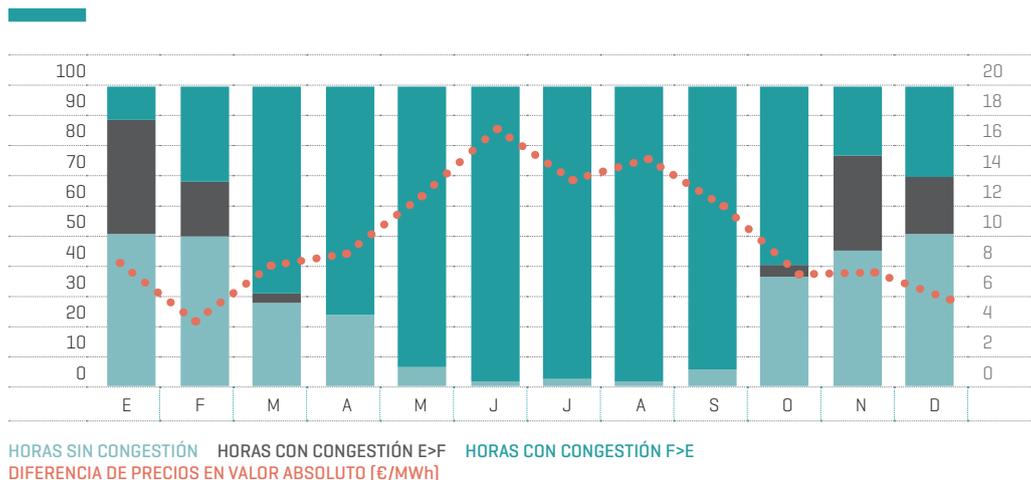
Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Francia en 2017 [%]



Los niveles de congestión para el uso de la capacidad de intercambio en horizonte diario fueron mayores en el sentido Francia a España todos los meses, salvo en enero y en noviembre, en estos meses los precios de España fueron inferiores a los franceses.

El diferencial medio de precios en valor absoluto fue igual en 2017 a 10,2 €/MWh.

Horas con y sin congestión en la interconexión con Francia y diferencia de precios del mercado diario en 2017 [% y €/MWh]



RENTAS DE CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA - FRANCIA

220

MILLONES DE EUROS



182

MILLONES DE EUROS EN SENTIDO IMPORTADOR



38

MILLONES DE EUROS EN SENTIDO EXPORTADOR

Las rentas de congestión generadas en el año 2017 en esta interconexión ascendieron a 220 millones de euros (182 millones en sentido importador y 38 millones en sentido exportador), correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español. Este valor supera en un 6,5 % a las rentas generadas en el año 2016. Las rentas generadas se destinan a reducir los costes del sistema eléctrico.

Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2017 en el sentido España > Francia fue igual a 2,46 €/MW, valor un 211 % superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2016 (0,79 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 8,10 €/MW, lo que representa un descenso de casi un 37 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2016 (12,78 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en julio, en el sentido Francia > España con un valor de 16,92 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 5,66 €/MW.

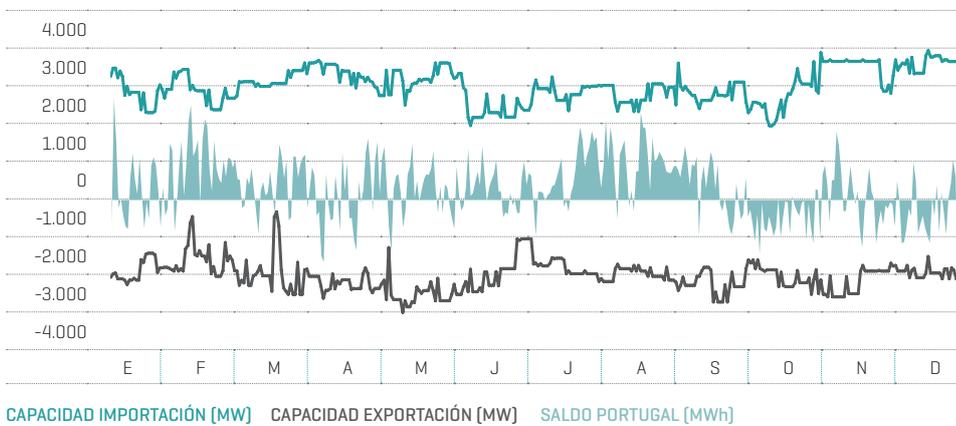
Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance a través de la plataforma BALIT se han programado importaciones de energías de balance por valor de 38 GWh en esta frontera y exportaciones por valor de 302 GWh.

En el año 2017 fue precisa, de forma más acusada que el año anterior, 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 valor total de 406 GWh, cifra muy superior a los 28 GWh programados el año anterior.

PORTUGAL

El saldo anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal ha sido de nuevo importador, por valor de 2.685 GWh, frente a un valor de 5.084 GWh en 2016. Los programas de importación han alcanzado una cifra de 5.756 GWh, con una reducción de un 18,4 % respecto al año anterior, mientras los de exportación alcanzaron los 3.071 GWh, valor superior en un 55,7 % al del pasado año.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal en 2017 (MW/MWh)

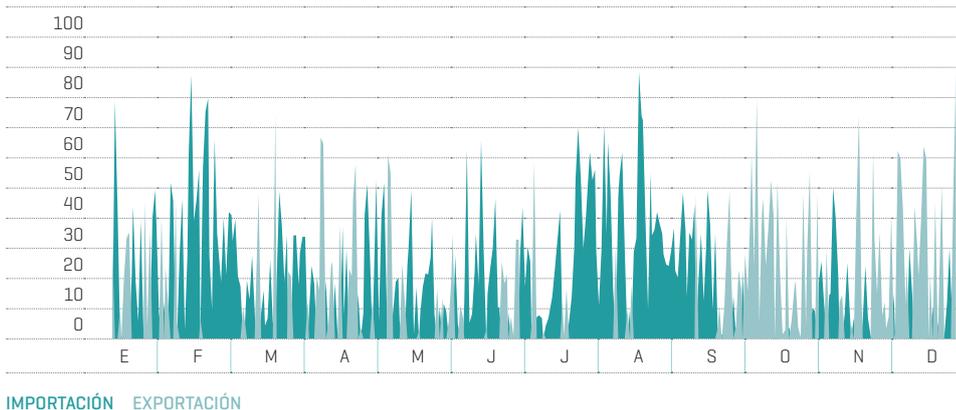


CAPACIDAD IMPORTACIÓN (MW) CAPACIDAD EXPORTACIÓN (MW) SALDO PORTUGAL (MWh)

El saldo neto de programas ha sido importador todos los meses, salvo en octubre y diciembre. En el total del año, se han registrado 3.653 h con saldo exportador, siendo octubre el mes con más horas de saldo exportador, 551 h. Portugal ha reducido un número importante de horas la capacidad de exportación de energía desde España (E > P) para integrar el máximo de producción de eólica en su sistema.

Respecto al uso diario final de la capacidad de intercambio, en esta interconexión no se han registrado días con congestión durante las 24 horas. El máximo uso de la capacidad de intercambio, tanto en sentido importador como exportador, ha sido del 87 %.

Uso diario final de la capacidad de intercambio en la interconexión con Portugal en 2017 (%)



IMPORTACIÓN EXPORTACIÓN

INTERCAMBIOS CON PORTUGAL SALDO IMPORTADOR

2.685
GWh



-47,2 %

RESPECTO A 2016

5.756

GWh EN PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN



-18,4 %

RESPECTO A 2016

3.071

GWh EN PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN



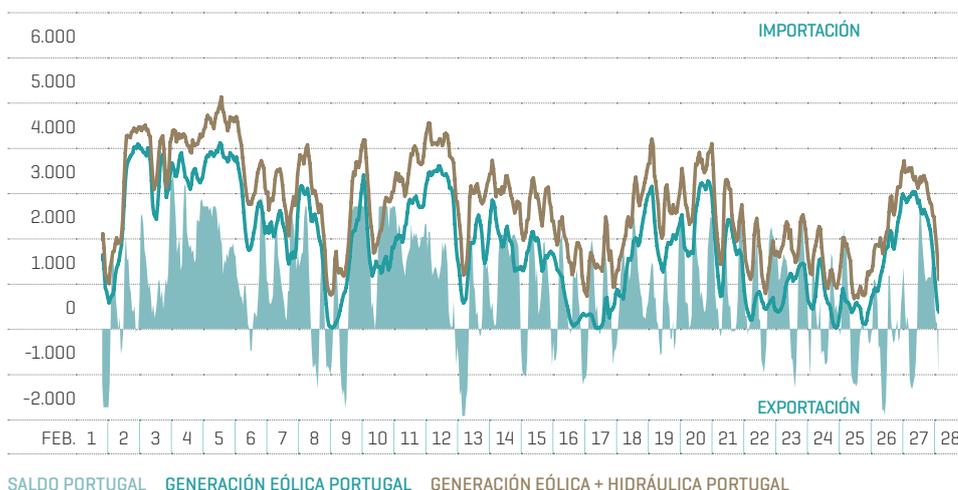
+55,7 %

RESPECTO A 2016

Los saldos importadores se deben, en gran medida, a la alta producción eólica en Portugal, que terminó el año con un índice de eolicidad de 0,97^[1]. Febrero y agosto, meses en los que se registraron los mayores saldos importadores, son también los meses en los que se observaron los mayores índices de producible hidráulico [1,07 y 0,99, respectivamente] en el sistema portugués. Sin embargo, el producible hidráulico anual se corresponde con un año seco [0,47], registrando los valores mínimos en octubre y noviembre.

Tanto la producción hidráulica como la eólica influyen de manera muy importante en los saldos de los intercambios programados en la interconexión con Portugal. A modo de ejemplo, se puede ver como en un mes con una elevada producción eólica e hidráulica en Portugal, el saldo es importador, mientras que con bajas producciones es exportador o bien un saldo bajo de sentido importador.

Saldo programado en la interconexión y producción eólica e hidráulica en Portugal en Febrero de 2017 [MWh]

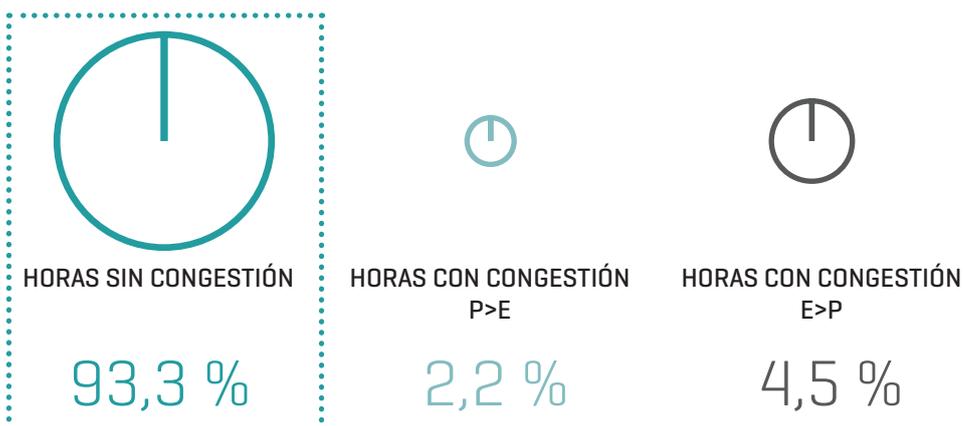


PORCENTAJE DE HORAS CON CONGESTIÓN

INFERIOR
AL
10 %

En el horizonte diario los niveles de acoplamiento registrados en la interconexión con Portugal en 2017 han sido elevados, resultando un porcentaje de horas con congestión en el mercado diario inferior al 10 %. Por consiguiente, los precios en uno y otro sistema han sido muy similares siendo el diferencial horario de precios en términos absolutos inferior a 0,4 €/MWh.

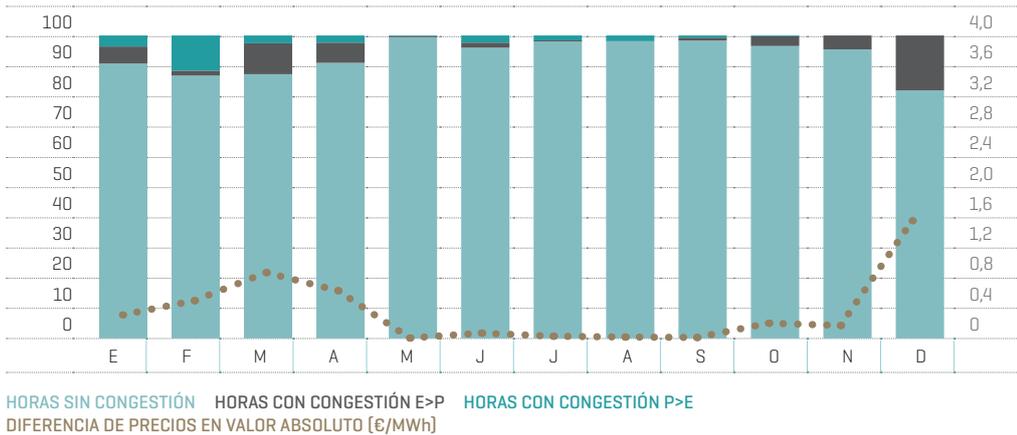
Horas con congestión y sin congestión en la interconexión con Portugal [%]



[1] Fuente: REN [<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>]

En la evolución mensual se observa cómo mayo ha sido el mes con un mayor índice de acoplamiento, mientras que en diciembre se ha registrado el mayor porcentaje de horas con congestión, casi un 18 % de las horas del mes.

Niveles mensuales de congestión y diferencia de precios en la interconexión con Portugal en 2017 [% y €/MWh]



Las rentas de congestión han alcanzado los cinco millones de euros, proviniendo el 97 % del mercado diario y el 3 % restante del mercado intradiario. Un 50 % de esta cantidad corresponde al sistema eléctrico español.

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance se han programado en esta interconexión energías de balance por un valor de 39 GWh de importación y 156 GWh de exportación.

En el año 2017 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance por un valor total de 2.139 MWh, que fueron programados únicamente en el sentido importador.

RENTAS DE CONGESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA - PORTUGAL

5
MILLONES DE EUROS

97 %
MERCADO DIARIO

La producción hidráulica y la eólica influyen de manera muy importante en los saldos programados en la interconexión con Portugal.

MARRUECOS

INTERCAMBIOS CON MARRUECOS SALDO EXPORTADOR

5.741

GWh



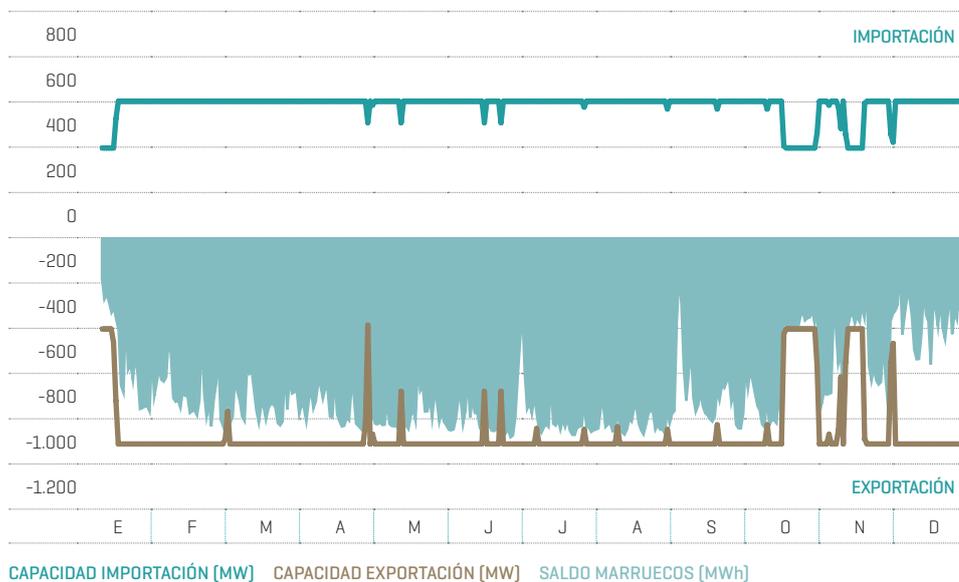
+15,9 %

RESPECTO A 2016

El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido exportador, con un valor de 5.741 GWh, que representa un incremento del 15,9 % respecto al pasado año. El uso promedio de la capacidad de esta interconexión en sentido exportador ha sido del 77 %, valor que supera en 3 puntos porcentuales el nivel de utilización del año anterior.

Las reducciones de la capacidad de intercambio con esta interconexión se debieron a indisponibilidades de uno de los dos enlaces que constituyen esta interconexión.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Marruecos en 2017 (MW/MWh)



ANDORRA

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 233 GWh, que supone una reducción de un 16,4 % respecto al año 2016. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 22 %.

INTERCAMBIOS CON ANDORRA SALDO EXPORTADOR

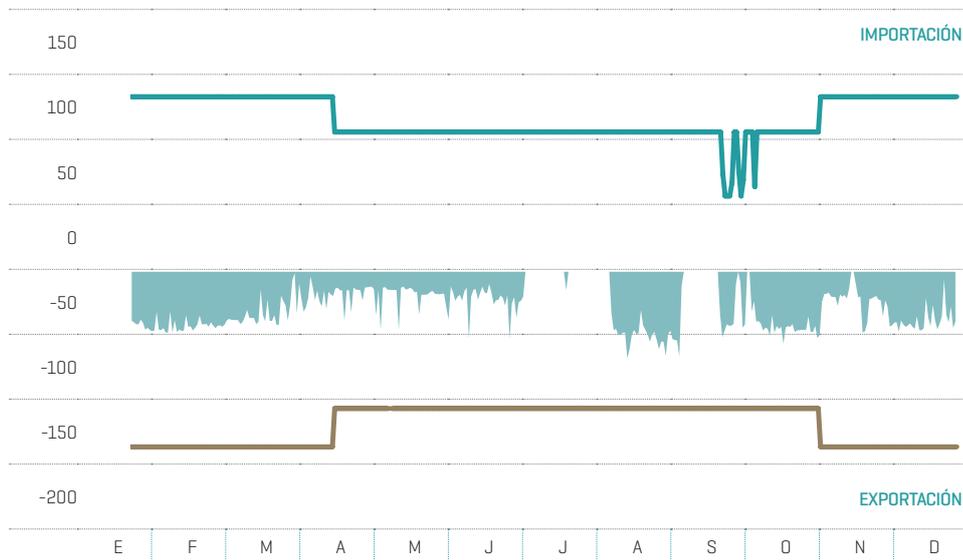
233
GWh



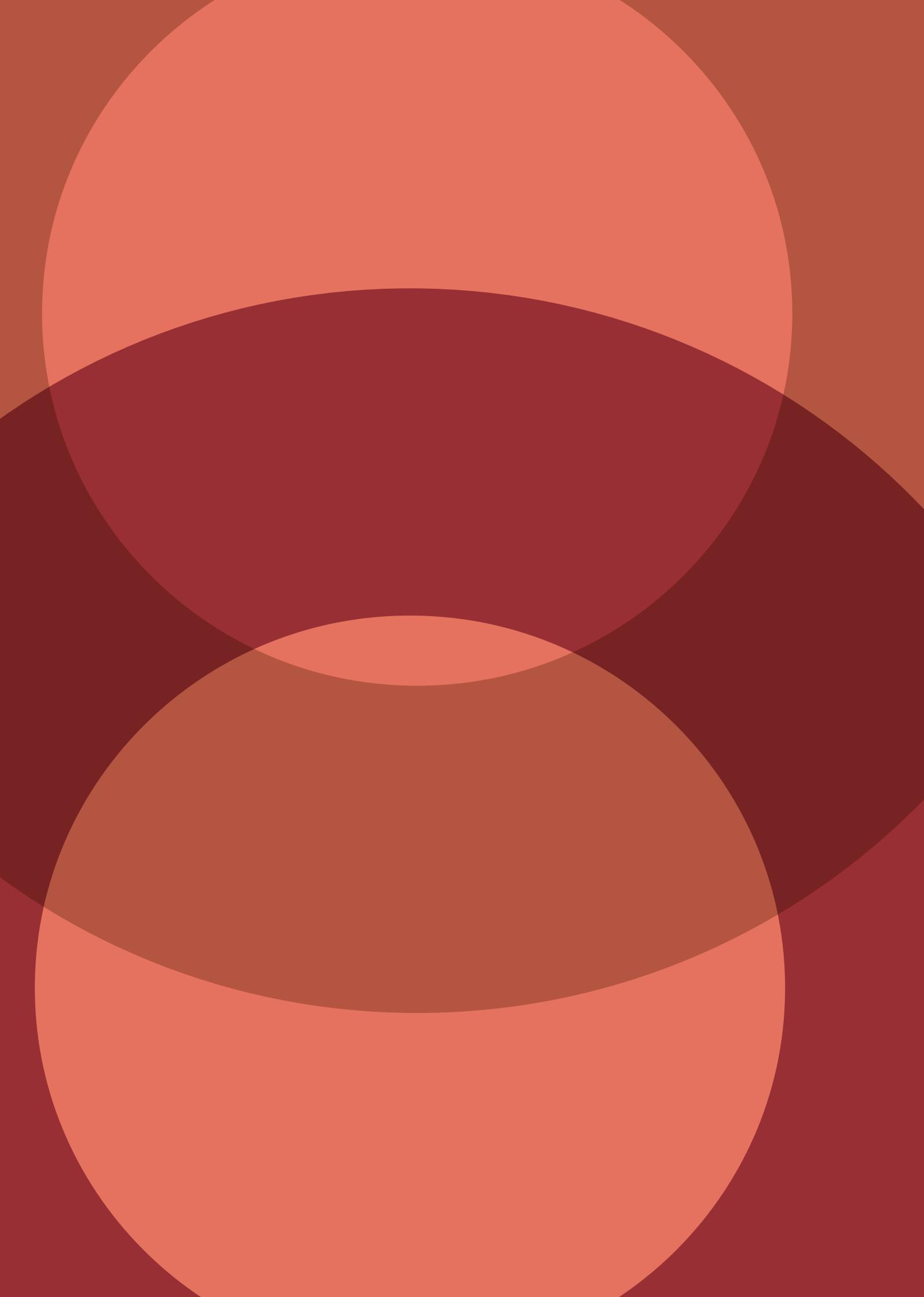
-16,4 %

RESPECTO A 2016

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Andorra en 2017 [MW/MWh]



CAPACIDAD IMPORTACIÓN [MW] CAPACIDAD EXPORTACIÓN [MW] SALDO ANDORRA [MWh]



04

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

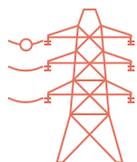
La red de transporte de energía eléctrica mantiene una senda de crecimiento sostenible para garantizar la calidad de servicio y seguridad de suministro eléctrico.

**RED DE TRANSPORTE
NUEVAS LÍNEAS PUESTAS
EN SERVICIO EN 2017**

147

KILÓMETROS DE CIRCUITO

**RED DE TRANSPORTE
LONGITUD TOTAL DE LA
RED NACIONAL**



43.930

KILÓMETROS DE CIRCUITO

5.719

POSICIONES DE SUBESTACIÓN

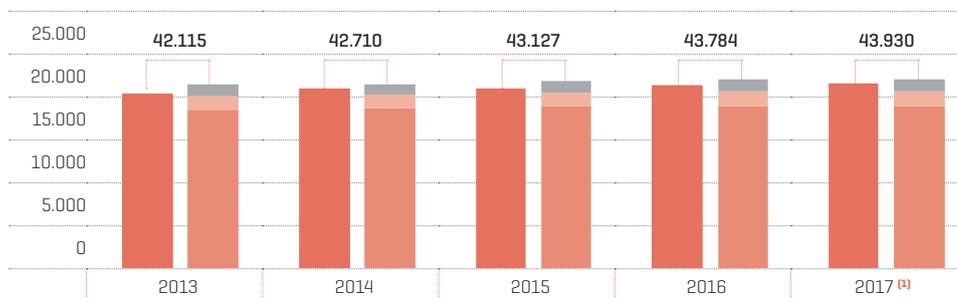
La red de transporte de energía eléctrica en España ha continuado su desarrollo con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad de la red, favorecen la evacuación de energía renovable y desarrollan las interconexiones entre sistemas eléctricos, con el objetivo fundamental de garantizar la seguridad del suministro. Durante 2017, se pusieron en servicio 147 kilómetros de circuito y 108 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de la red nacional al finalizar el año en 43.930 kilómetros de circuito y 5.719 posiciones. Asimismo, la capacidad de transformación aumentó en 1.210 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 86.654 MVA.

Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España

| | 400 kV | ≤220 kV | | | Total |
|-----------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| | Península | Península | Baleares | Canarias | |
| Total líneas [km] | 21.728 | 19.039 | 1.808 | 1.355 | 43.930 |
| Líneas aéreas [km] | 21.611 | 18.264 | 1.089 | 1.080 | 42.045 |
| Cable submarino [km] | 29 | 236 | 540 | 30 | 835 |
| Cable subterráneo [km] | 88 | 539 | 179 | 245 | 1.051 |
| Transformación [MVA] | 80.208 | 613 | 3.273 | 2.560 | 86.654 |

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2017.

Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km de circuito)



PENÍNSULA 400kV PENINSULA ≤ 220kV BALEARES ≤ 220kV CANARIAS ≤ 220kV

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2017 destacan los siguientes según su zona geográfica de desarrollo:

Andalucía: han continuado los trabajos para aumentar la capacidad de una buena parte de la red de 220 kV de esta comunidad, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de generación necesarios para eliminarlas. Las líneas afectadas han sido: Don Rodrigo-Quintos 220 kV, Rocío-Torrearenillas 220 kV y Alcores-Gazules 220 kV.

Aragón: se ha puesto en servicio la repotenciación de la línea Mequinenza-Ribarroja 220 kV. El objetivo de este desarrollo es incrementar las posibilidades de evacuación de generación de origen renovable al tiempo que se aumenta la calidad, fiabilidad y seguridad de suministro. Por otra parte, el apoyo de la red de 400 kV a la 220 kV en Escatrón se ha reforzado con la puesta en operación de una unidad de transformación 400/220 kV. Por último, para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio una reactancia en Magallón 400 kV.

Baleares: se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En este ejercicio se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación Lluçmajor 66 kV para la instalación de un interruptor de acoplamiento, con el objetivo de adaptar la subestación a los procedimientos de operación.

Canarias: prosiguieron los trabajos del plan de mejora de las infraestructuras canarias, con objeto de aumentar la fiabilidad de las instalaciones ya existentes. Asimismo, se han puesto en servicio las subestaciones blindadas de La Oliva 132/66 kV, Puerto del Rosario 132/66 kV y Matas Blancas 132 kV, actuaciones clave para la mejora de la seguridad del suministro en la isla de Fuerteventura.

Castilla y León: continuaron 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. Se han puesto en servicio las subestaciones de Tábara 400 kV y Buniel 400 kV para dar suministro eléctrico al tren de alta velocidad Olmedo-Zamora-Lubián-Orense y Burgos-Vitoria, respectivamente.

Cataluña: se continuó reforzando la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la repotenciación del doble circuito de 220 kV entre Can Jardí y Rubí. Por otra parte, con la misma finalidad, se incrementó la capacidad de transformación en Sentmenat mediante la sustitución de una unidad de 500 MVA por otra de 600 MVA. Para mejorar el comportamiento dinámico de la red de transporte entre Ascó y Vandellós se ha puesto en servicio una reactancia en la subestación de Ascó 400 kV.

Castilla La Mancha: se completó el mallado de la subestación Campanario 400 kV mediante la puesta en servicio del primer circuito de la línea Ayora-Campanario 400 kV. Con esta instalación se ha reforzado la conexión entre el centro de la península y Levante.

Extremadura: han continuado los trabajos en el eje de 220 kV J.M. Oriol-Los Arenales-Trujillo, y siguen avanzando las tramitaciones sobre dos nuevas subestaciones: Cañaveral y Carmonita para la alimentación del tren de alta velocidad y evacuación de generación renovable.



**RED DE TRANSPORTE
MEJORAS EN LA ZONA DE
LEVANTE**

220
kV

PUESTA EN SERVICIO
DEL PARQUE DE AQUA

132
kV

EJE VALLE
DEL CARCER-
VALLDIGNA-
GANDÍA

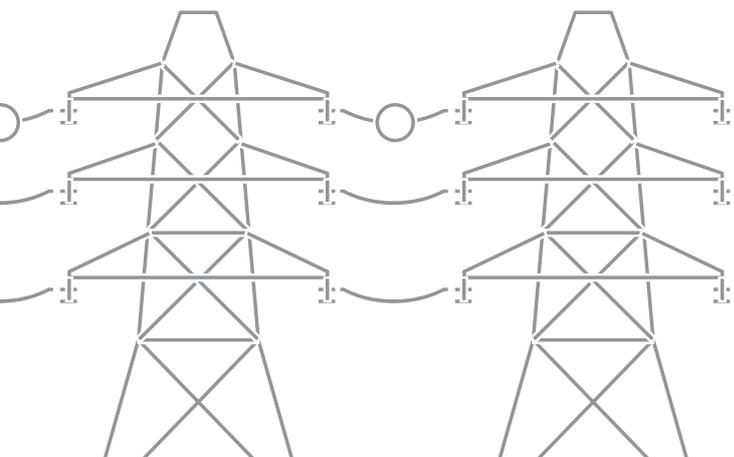
220
kV

Levante: en la zona valenciana destaca la puesta en operación del parque de Godolleta 220 kV, conectado mediante una entrada/salida con el circuito Torrente-Catadau 220 kV y la puesta en servicio del parque de Aqua 220 kV, conectado mediante una entrada/salida con el circuito Parque Central-Fuente San Luis 220 kV. Ambos mejorarán la seguridad de suministro de la ciudad de Valencia. Asimismo, continúa el desarrollo de la red de transporte con el cambio de tensión de 132 a 220 kV en el eje Valle del Carcer-Valldigna-Gandía con objeto de mejorar la alimentación de la zona. Por último, para mejorar el control de los niveles de tensión se han puesto en operación tres reactancias: en Catadau, Benejama y Rocamora 400 kV. Por otro lado, cabe reseñar la puesta en operación del doble circuito El Palmar-Murcia 220 kV para mejorar la seguridad de suministro de la ciudad de Murcia.

Zona centro: prosiguió el ambicioso plan previsto de instalación de nuevas reactancias con la puesta en servicio de una unidad en La Cereal 400 kV para facilitar el control de la tensión eléctrica, así como la tramitación de aquellas actuaciones (apoyo a distribución, binudos, bypass) que permiten una mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito.

Zona norte: en el País Vasco se ha puesto en servicio el transformador desfasador de Arkale, que permitirá un mayor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre España y Francia. Se han completado en Navarra los trabajos de repotenciación del eje de 220 kV La Serna-Olite-Tafalla. Por otra parte, continúan las actuaciones de la 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). Este refuerzo permitirá aumentar la capacidad de evacuación de energía y una mayor integración de energías renovables.

La puesta en servicio del transformador desfasador de Arkale permitirá un mayor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre España y Francia.



INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Se ha continuado trabajando en proyectos de interconexión con Europa, por su gran influencia en la mejora de la calidad y seguridad de suministro del sistema eléctrico español y la integración de las energías renovables. Estos proyectos van dirigidos a que en el 2030 el sistema eléctrico español disponga de un 15 % de capacidad de interconexión respecto a la potencia instalada en nuestro país, un hito prioritario en el ámbito comunitario, ya que constituye un aspecto esencial para la integración del mercado único europeo.

Durante 2017, se ha producido un importante avance en las interconexiones con Francia tras el acuerdo, entre los reguladores de ambos países, sobre el reparto de costes de la nueva interconexión del Golfo de Vizcaya y el inicio de su tramitación, tras el lanzamiento del proceso de participación pública del proyecto. La subvención de 578 Millones de euros otorgada por la Comisión Europea, la más elevada concedida hasta ahora por el Mecanismo Conectar Europa, pone de manifiesto además el compromiso de la Unión Europea con este proyecto.

Asimismo, este año se ha puesto en servicio un desfaseador de 550 MVA en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV. Se trata de un elemento que actúa como un controlador del flujo de potencia posibilitando un mejor reparto de la energía y con ello un mayor uso de la interconexión. Este proyecto ha sido clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa y la seguridad de suministro.

Por último, con la publicación de la tercera lista de Proyectos de Interés Común, donde los dos proyectos pirenaicos pasan a tener entidad propia: Navarra-Landes y Aragón-Pirineos Atlánticos, se están dando los pasos necesarios para cumplir con lo establecido en la Declaración de Madrid.

**COMPROMISO DE LA
UNIÓN EUROPEA
SUBVENCIONES**



578
MILLONES DE EUROS

15 % **AÑO 2030**
DE CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN

Los proyectos van dirigidos a que en el 2030 el sistema eléctrico español disponga de un 15 % de capacidad de interconexión, un aspecto esencial para la integración del mercado único europeo.

LA CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de calidad de servicio mostraron un año más el elevado 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. Los indicadores básicos de calidad global según el Real Decreto 1955/2000 son la Energía No Suministrada (ENS), el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y el Índice de Disponibilidad de la red de transporte (ID).

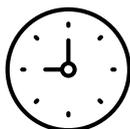
En el sistema eléctrico peninsular se registraron trece interrupciones de suministro en 2017, un 13,3 % menos que en 2016. Este descenso se ha reflejado en la ENS que ha disminuido respecto al año anterior (60 MWh en 2017 frente a 78 MWh en 2016). El principal incidente se produjo en Mesón-Dumbría 400 kV con una ENS de 23 MWh. Por su parte, el TIM con un valor de 0,13 minutos (0,16 minutos en 2016), se situó muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000.

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR SUMINISTRO

13,3 %



DESCENSO DE LAS
INTERRUPCIONES DE
SUMINISTRO



0,13

VALOR TIM EN 2017
(0,16 EN 2016)

Energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la red de transporte de energía eléctrica

| | ENS (MWh) | | | TIM (minutos) | | |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|---------------|-------------|-------------|
| | Península | Baleares | Canarias | Península | Baleares | Canarias |
| 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 | 78 | 0,3 | 457 | 0,16 | 0,03 | 27,45 |
| 2017⁽¹⁾ | 60 | 33 | 47 | 0,13 | 2,88 | 2,75 |

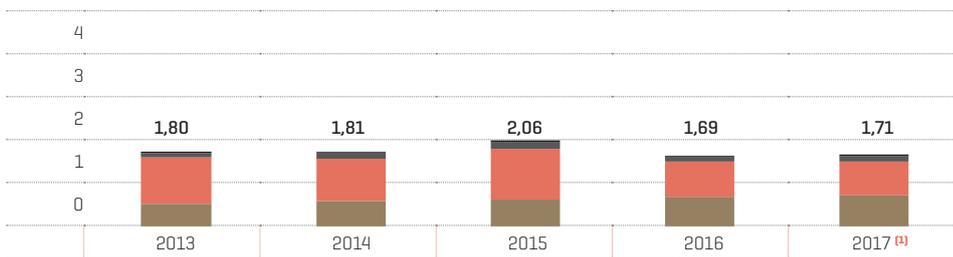
ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.
Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada (ENS) / Potencia media del sistema
[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro de 2017 mostraron un cierto empeoramiento respecto al año anterior. Se registraron cinco interrupciones de suministro con una ENS de 33 MWh (0,3 MWh en 2016) y un TIM de 2,88 minutos (0,03 minutos en 2016). Sin embargo, en el sistema eléctrico canario se registraron unos indicadores de calidad mucho más favorables que los del año anterior. Así, con doce interrupciones de suministro, la ENS se situó en 47 MWh (457 MWh en 2016) y el TIM de 2,75 minutos (27,45 minutos en 2016), lo que pone de manifiesto que el esfuerzo inversor llevado a cabo en Canarias está mejorando los indicadores de años anteriores. Este esfuerzo inversor debe continuar para seguir corrigiendo las debilidades de la red en este sistema eléctrico.

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 éstos los circuitos de las líneas eléctricas, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva (reactancias y condensadores). 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 indisponibilidad se muestra la evolución de este indicador en los últimos cinco años. El índice de disponibilidad de la red de transporte peninsular en 2017 alcanzó un valor del 98,29 % [valor ligeramente inferior al 98,31 % del año 2016]. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 97,85 % [96,94 % en 2016] y 98,12 % [98,06 % en 2016]. La causa fundamental de la mejoría del índice de disponibilidad en los sistemas no peninsulares ha sido resultado del constante del esfuerzo inversor en los ámbitos de construcción, renovación y mejora de activos de red.

Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica peninsular [%]

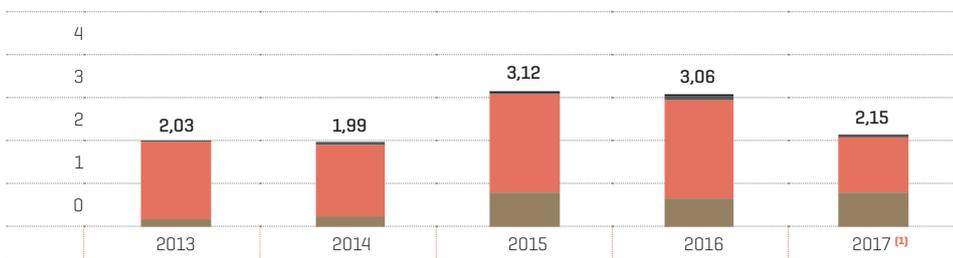


ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE 2017

98,29 %

PENINSULAR

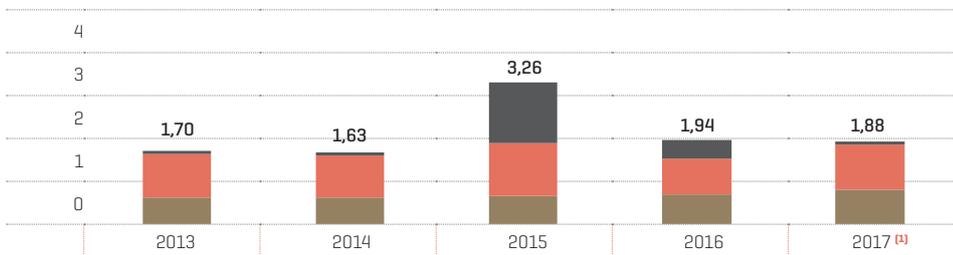
Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica de Baleares [%]



97,85 %

BALEARES

Evolución anual de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica de Canarias [%]



98,12 %

CANARIAS

PROGRAMADA POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO
PROGRAMADA POR CAUSAS AJENAS AL MANTENIMIENTO
NO PROGRAMADA POR 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.

INNOVACIÓN APLICADA A LA RED DE TRANSPORTE

En 2017 se ha continuado destinando recursos a diferentes proyectos de innovación aplicados a la red de transporte. Entre los proyectos finalizados destacan los siguientes:

Investigación en materiales VHTSC [Very High Critical Temperature SuperConductors]:

se ha financiado un proyecto de investigación básica de la Facultad de Química de la Universidad Complutense de Madrid sobre materiales superconductores de muy alta temperatura crítica. El objetivo es asegurar la continuidad del equipo de investigación y de sus trabajos, dirigidos a encontrar materiales que alcancen la condición de superconductividad a temperaturas más próximas a la ambiental, lo que resultaría de una gran utilidad para el transporte de energía eléctrica.

Evaluación de la vida útil de los cables aislados de potencia:

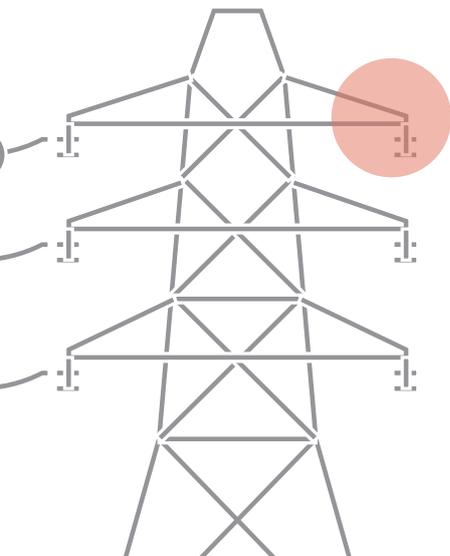
se han llevado a cabo ensayos de laboratorio para evaluar la vida útil de los cables aislados de potencia, así como de terminales, empalmes, etc., ante diferentes tipos de sollicitaciones habituales en la operación diaria, en otras situaciones dieléctricas o con diferentes grados de humedad, etc. Los resultados permiten valorar los criterios de cálculo de la capacidad de líneas de transporte que se usan actualmente en operación y planificación.

Modelo para la estimación de la vida útil de las estructuras metálicas:

se ha elaborado un modelo que analiza y evalúa el momento idóneo para aplicar tratamientos anticorrosivos en los apoyos en función de las condiciones ambientales de su entorno. Especialmente, se ha hecho énfasis en aquellos apoyos sometidos a alta corrosión, de forma que se optimice la planificación de los recursos aplicados a estos trabajos.

Inspección de líneas eléctricas con multicópteros:

se ha desarrollado y probado, en la zona centro una metodología para utilizar vehículos aéreos pilotados por control remoto [RPAS, por sus siglas en inglés] basados en plataformas multirrotor para inspecciones de líneas y subestaciones eléctricas.



Hemos elaborado un modelo que analiza y evalúa el momento idóneo para aplicar tratamientos anticorrosivos en los apoyos en función de las condiciones ambientales de su entorno.

Vegeta: se ha desarrollado y probado en Galicia, una metodología para optimizar globalmente todo el ciclo de tratamiento de la vegetación presente en las infraestructuras eléctricas de alta tensión, con el objetivo de conseguir una gestión eficiente y socialmente responsable.

Actualmente está en curso una segunda fase para diseñar un algoritmo complementario de optimización económica, así como para probar esta metodología en Extremadura con diferente climatología y vegetación. En esta segunda fase se han incluido también, los caminos de acceso a los apoyos como parte de las necesidades técnicas para el funcionamiento del optimizador.

Climatización con geotermia en edificios de mantenimiento: se ha puesto en marcha en la subestación de San Sebastián de los Reyes, una instalación piloto para la climatización de edificios de mantenimiento mediante el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja entalpía.

Geoventilación para instalaciones blindadas y galerías de cables: se ha llevado a cabo una experiencia de geoventilación en la subestación de Fuencarral, que consiste en aprovechar la energía geotérmica del terreno para climatización, intercambiando calor con una corriente de aire forzada.



La metodología Vegeta busca optimizar el ciclo de tratamiento de la vegetación en las infraestructuras eléctricas de alta tensión.



05

MERCADOS DE ELECTRICIDAD

El precio medio de la energía en el mercado eléctrico aumentó en 2017 un 25,1 % respecto al año anterior, siendo el segundo valor más elevado desde el máximo histórico alcanzado en 2008.

Durante el año 2017 la energía final en el mercado eléctrico [suministro de referencia más contratación libre] creció un 1,1 % respecto al año anterior.

ENERGÍA FINAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO

+1,1 %



RESPECTO A 2016

PRECIO MEDIO FINAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO

60,6

€/MWh

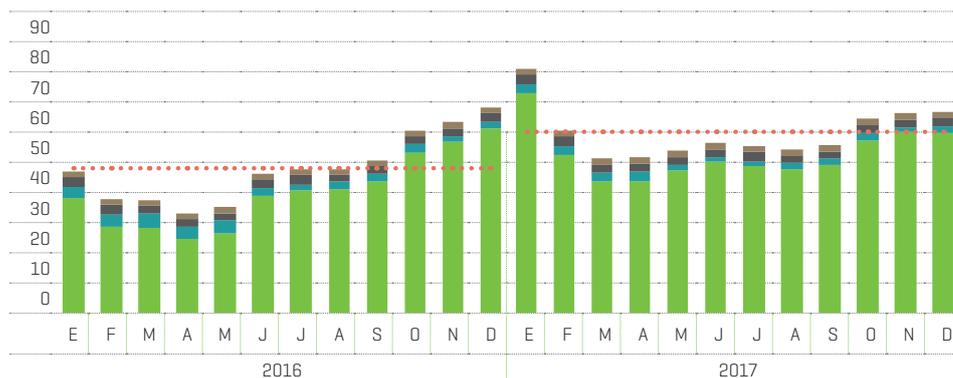


25,1 %

RESPECTO A 2016

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2017 en 60,6 €/MWh, un 25,1 % superior al precio del 2016 y el segundo más alto desde 2008, año en el que se registró el precio máximo. Comparando mes a mes se observa como todos los precios finales han sido más elevados que en 2016, salvo en diciembre (un 2 % inferior al precio del mismo mes de 2016). De enero a junio la variación media mensual respecto al año anterior fue superior en un 50 %, mientras que de julio a noviembre el incremento medio mensual fue de un 10 %. El máximo precio se registró en enero, coincidiendo con una baja producción hidráulica y eólica, una alta indisponibilidad de las nucleares francesas, elevada demanda de gas y bajas temperaturas. Cabe recordar que en los primeros meses del 2016, hubo una gran participación de la hidráulica y la eólica en la cobertura, que dio lugar a una significativa reducción de precios en ese periodo.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico (€/MWh)



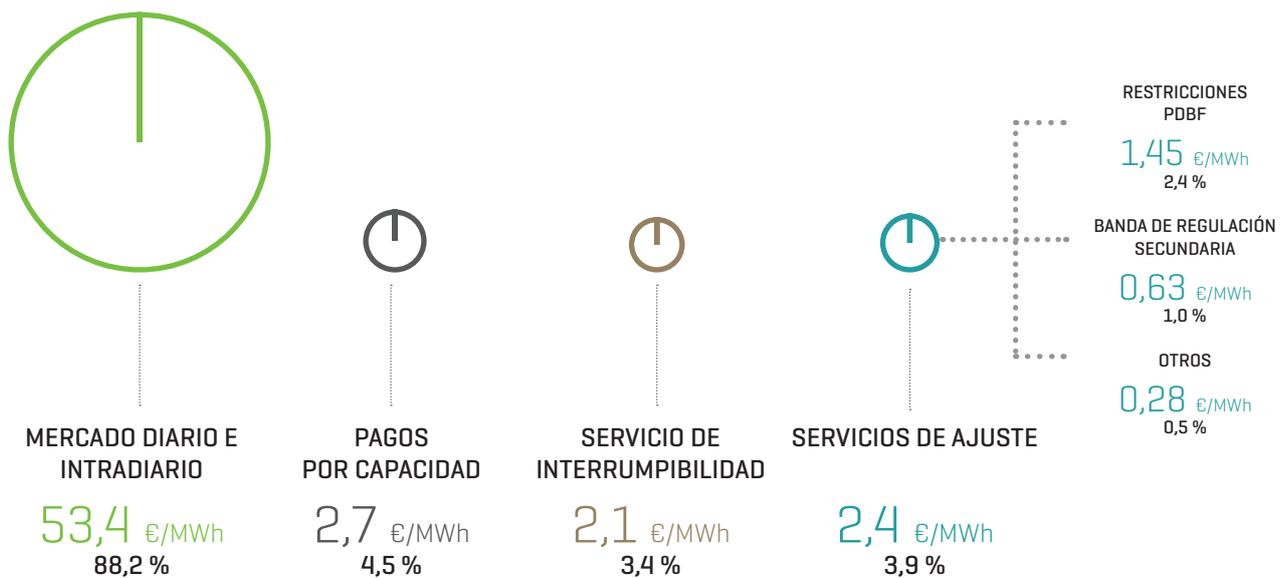
MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
SERVICIOS DE AJUSTE
PAGOS POR CAPACIDAD
SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD
PRECIO MEDIO FINAL

El precio máximo anual se registró en enero, coincidiendo con baja producción renovable, alta indisponibilidad de nucleares francesas, escasez de gas y bajas temperaturas que incrementan la demanda.

Durante 2017 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 88,2 %, los servicios de ajuste del sistema un 3,9 %, los pagos por capacidad el 4,5 % y el 3,4 % restante el servicio de interrumpibilidad.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa incrementos del 31,5 % en la del mercado diario e intradiario y del 6,7 % en la del servicio de interrumpibilidad y descensos del 23,9 % en la de los servicios de ajuste y del 1,4 % en la de pagos por capacidad.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2017



Durante 2017 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 88,2 %, frente al 83,9 % del año pasado.

MERCADO DIARIO

ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO

253

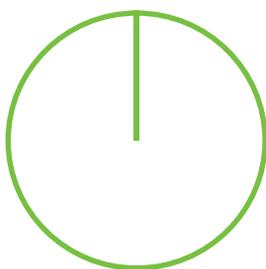
TWh



1,1 %

RESPECTO A 2016

PORCENTAJE DE ENERGÍA ADQUIRIDA EN EL MERCADO DIARIO Y MEDIANTE CONTRATOS BILATERALES



MERCADO SPOT

76 %



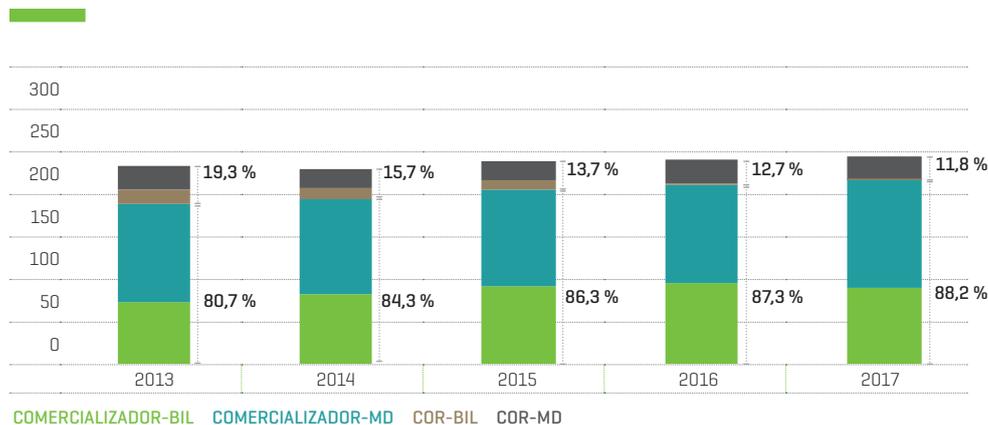
BILATERALES

24 %

La energía en el mercado diario se situó en 253 TWh en 2017 (192 TWh en el mercado spot sin bilaterales), lo que supone un aumento del 1,1 % respecto a 2016. El 76,0 % de la energía se negoció en el mercado spot (73,6 % en 2016) y el 24,0 % restante a través de bilaterales, frente al 26,4 % del año anterior. Estos porcentajes tienen valores bastante similares desde el año 2010, con un valor promedio de 73,0 % para el mercado spot y del 27,0 % para los bilaterales, aunque en los dos últimos años se observa una reducción del porcentaje de contratación bilateral.

La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 88,2 % en 2017, frente al 87,3 % del año anterior.

Evolución de las compras en PDBF de los comercializadores de referencia (COR) y resto de comercializadores (TWh)



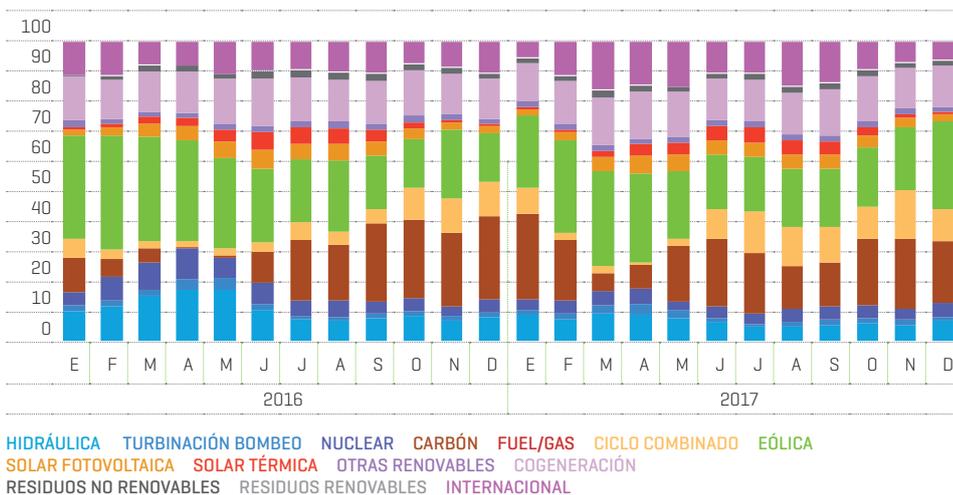
El precio medio aritmético del mercado diario en España se situó en los 52,24 €/MWh, valor superior en un 31,7 % al del año anterior y ligeramente inferior al de Portugal (52,48 €/MWh).

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se aprecia cómo enero y noviembre fueron meses en los que el carbón y el ciclo combinado tuvieron un mayor porcentaje de ventas en el mercado diario, mientras que en el conjunto del año la hidráulica y la eólica redujeron su participación respecto a 2016. En términos anuales el carbón aumentó su participación en casi cuatro puntos porcentuales y el ciclo combinado en tres puntos porcentuales, mientras que la hidráulica redujo su participación en casi cuatro puntos porcentuales y la eólica en algo menos de tres puntos porcentuales. Las importaciones internacionales se incrementaron en algo más de un punto, debido a las entradas por la interconexión con Francia, al ser, en general, los precios de Francia inferiores a los de España.

**ENERGÍA RENOVABLE
EN EL MERCADO DIARIO**



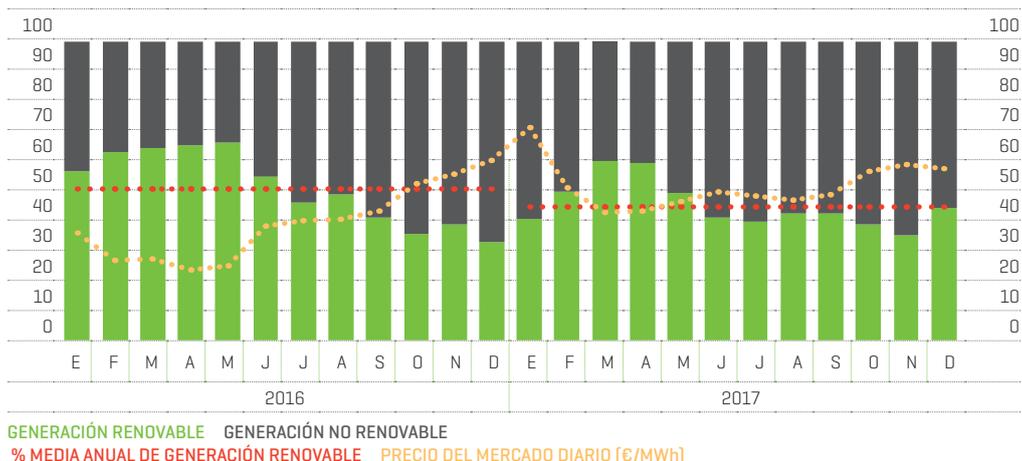
Porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot



La energía renovable casada en el mercado diario durante el año 2017 ha sido inferior en media a la del pasado año en un 11 %.

Se aprecia cómo, generalmente, existe una correlación inversa entre el precio del mercado diario y la participación de las energías renovables, de modo que una menor participación de las energías renovables, muestra un incremento del precio del mercado diario.

Generación en España y precios [% y €/MWh]



PRECIO MÍNIMO DEL MERCADO DIARIO

70 %
GENERACIÓN RENOVABLE

PRECIO MÁXIMO DEL MERCADO DIARIO

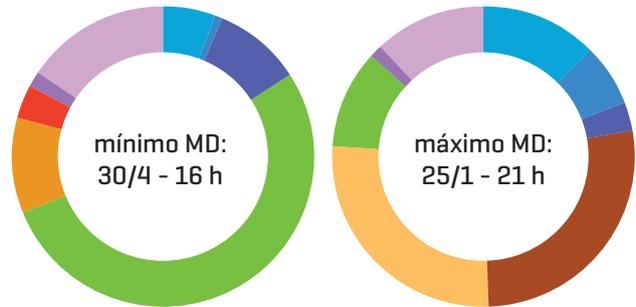
70 %
GENERACIÓN NO RENOVABLE

Si se representan las estructuras de la generación casada en las horas en las que el precio del mercado diario marcó el mínimo y el máximo anual, se aprecia cómo estas son muy diferentes. En la hora en que se registró el precio mínimo se advierte como la eólica fue la que marcó 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 alcanzó el precio máximo, se aprecia cómo fue el ciclo combinado el que determinó el marginal. La energía no renovable casada en esa hora fue superior al 70 %, aunque se observa que también la hidráulica participó con más de un 10 %. La escasa hidraulicidad en el año 2017, sólo fue húmedo el mes de febrero, y las bajas reservas existentes hacen que la generación hidráulica se convierta en un recurso escaso, condicionando el precio marginal del mercado diario.

En 2017 los meses de mayor hidraulicidad y eolicidad fueron los únicos que registraron precios inferiores a 6 €/MWh. Siguen sin registrarse durante el año horas con precio nulo.

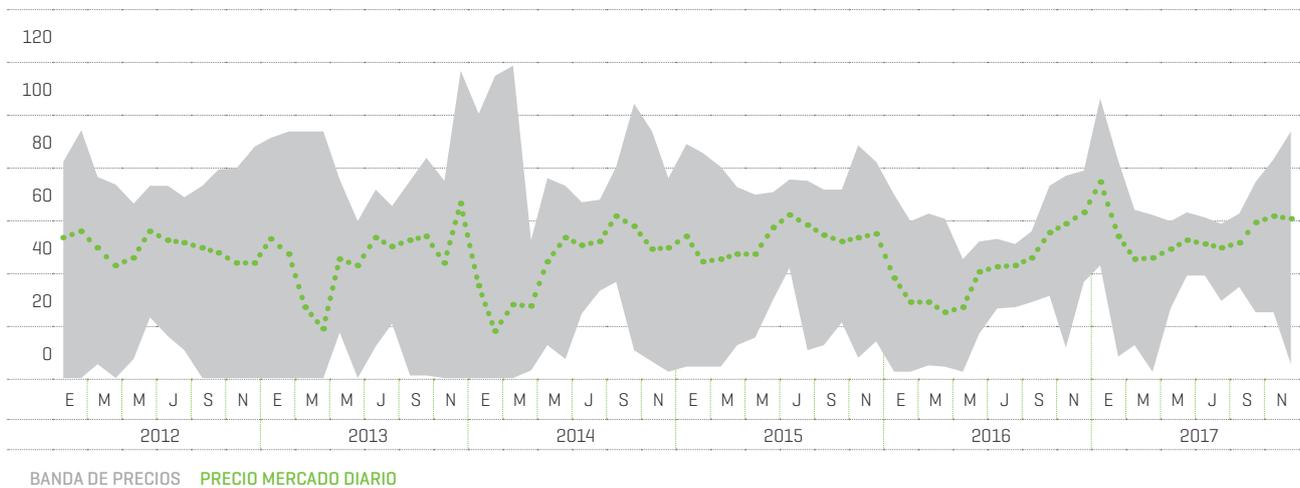
Estructura de la generación en las horas de precio mínimo y máximo del mercado diario 2017 [%]

| | Precio mínimo | Precio máximo |
|-------------------------|-------------------|-------------------|
| | 30 de abril | 25 de enero |
| HIDRÁULICA | 5,8 % | 12,6 % |
| TURBINACIÓN BOMBEO | 0,8 % | 6,7 % |
| NUCLEAR | 9,4 % | 2,9 % |
| CARBÓN | 0 % | 27,2 % |
| CICLO COMBINADO | 0 % | 26,9 % [1] |
| EÓLICA | 52,9 % [1] | 10,4 % |
| SOLAR FOTOVOLTAICA | 10,4 % | 0 % |
| SOLAR TÉRMICA | 3,6 % | 0 % |
| OTRAS RENOVABLES | 1,7 % | 1,4 % |
| COGENERACIÓN Y RESIDUOS | 15,4 % | 11,9 % |



[1] Tecnología que marca el marginal

Precio máximo, mínimo y medio del mercado diario [€/MWh]



En 2017 los meses de mayor hidraulicidad y eolicidad fueron los únicos que registraron precios inferiores a 6 €/MWh.

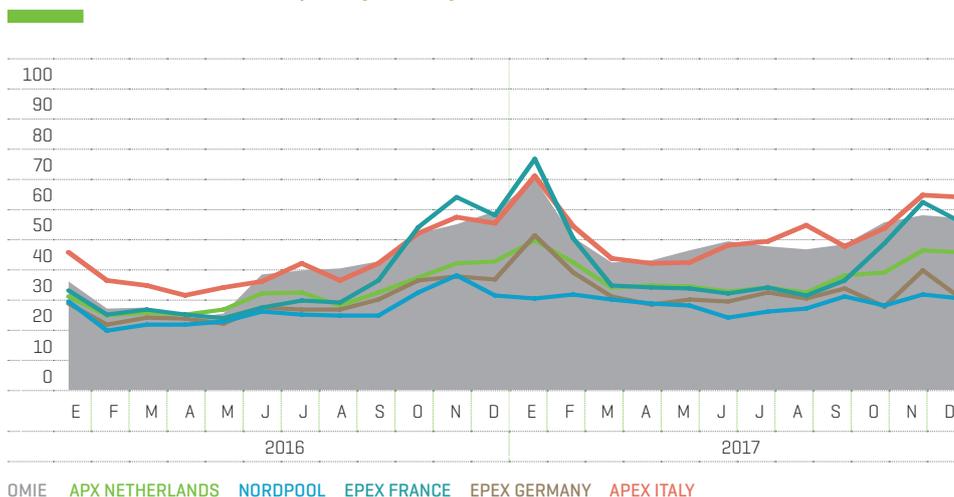
Cuanto más alta es la hidraulicidad y eolicidad, los precios de España son inferiores y cercanos a los precios más bajos de Europa.

Si se compara los precios del mercado diario español con los precios de los mercados europeos, se observa como los precios de España ocupan una posición elevada, aunque superados en siete meses por los de Italia (Precio Único Nacional) y también por los de Francia en dos meses (enero y noviembre).

Observando la evolución de los dos últimos años, se aprecia cómo en los primeros meses del año 2016, en los que hubo una alta hidraulicidad y eolicidad, los precios de España fueron inferiores y cercanos a los precios más bajos de Europa.

La débil interconexión del sistema ibérico, y por tanto, España, con el sistema eléctrico centroeuropeo, se hace evidente en los elevados niveles de congestión y en la menor convergencia con los precios de los países más interconectados.

Precios de mercados europeos (€/MWh)



MERCADO INTRADIARIO

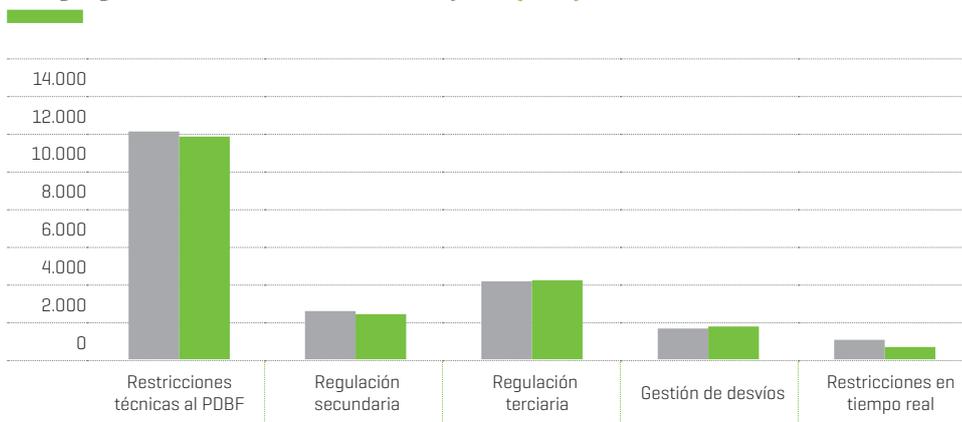
Las ventas de energía en el mercado intradiario se situaron en 31,6 TWh, un 14,2 % superiores a las del año 2016, correspondiendo un 36,7 % de las ventas a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2017 se situó en 53,12 €/MWh, superior a los 52,24 €/MWh del mercado diario.

SERVICIOS DE AJUSTE

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste^[1] del sistema en el año 2017 fue de 20.751 GWh, inferior en un 2,8 % al del año anterior, resultado de un descenso de la energía programada por restricciones técnicas tanto de PDBF como en tiempo real y de la energía de regulación secundaria. La energía de regulación terciaria y la gestión de desvíos se vieron por el contrario ligeramente incrementadas. La energía de restricciones del PDBF bajó un 2 %, representando el volumen de energía en este mercado casi un 57 % del total.

Energía gestionada en los servicios de ajuste [GWh]



2016 2017

Coste de los servicios de ajuste [M€]

| | 2016 | 2017 |
|---------------------------------------|------------|------------|
| Restricciones PDBF | 516 | 366 |
| Restricciones tiempo real | 30 | 23 |
| Restricciones técnicas | 546 | 388 |
| Banda de regulación secundaria | 177 | 159 |
| Reserva de potencia adicional a subir | 37 | 28 |
| Desvíos | 47 | 60 |
| Otros* | -20 | -25 |
| Control de factor de potencia | -15 | -15 |
| Total servicios de ajuste | 773 | 595 |
| % 2017/2016 | | -23,0 |

[*] Incluye incumplimiento de energía de balance, saldo de desvíos y desvíos entre sistemas.

ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE

20.751
GWh



-2,8 %

RESPECTO A 2016

COSTE DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE

595
MILLONES DE EUROS



-23 %

RESPECTO A 2016

[1] No incluye reserva de potencia adicional a subir, banda de regulación secundaria, ni energías asociadas a los servicios transfronterizos de balance.

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE EN EL PRECIO MEDIO

2,4
€/MWh

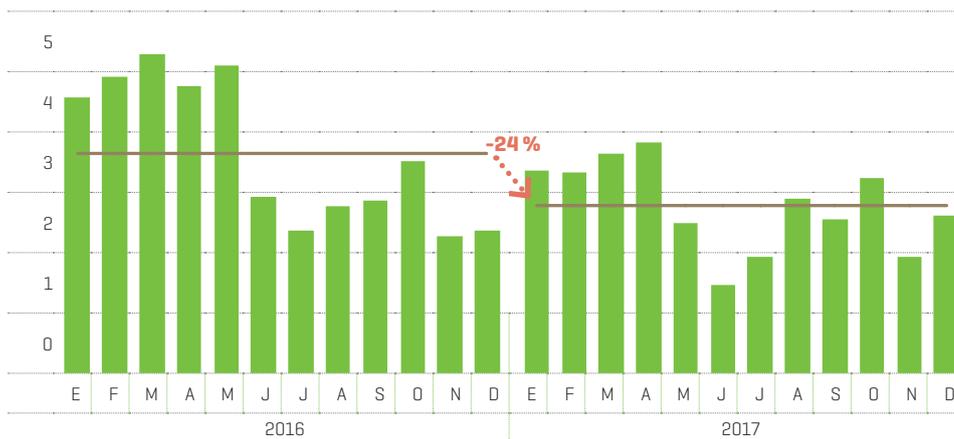


-24 %

RESPECTO A 2016

Los servicios de ajuste en 2017 representaron solamente el 3,9 % del precio medio final del mercado eléctrico, al tener una repercusión sobre dicho precio de 2,4 €/MWh, valor un 24 % inferior al de 2016 y el más bajo desde el año 2007. Si se compara mes a mes, el coste de los servicios de ajuste ha sido todos los meses más bajo que el correspondiente al mismo mes del año anterior, con la excepción de agosto y diciembre.

Repercusión de los servicios de ajustes en el precio final (€/MWh)

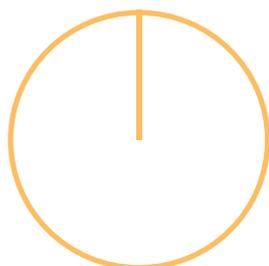


SERVICIOS DE AJUSTE PRECIO MEDIO SERVICIOS DE AJUSTE

Restricciones del programa base de funcionamiento

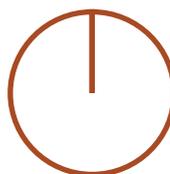
La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 11.035 GWh a subir (7 % inferior a la del año anterior) y 739 GWh a bajar (cuatro veces el valor de la del año anterior). El valor medio del precio de la energía a subir se situó en 81,5 €/MWh, un 3,3 % superior al del año pasado, y el de la de bajar fue de 48,2 €/MWh, un 37,0 % superior al del año 2016. La repercusión en el precio medio final fue de 1,45 €/MWh frente a los 2,07 €/MWh del año anterior.

Energía a subir en fase I



CICLO COMBINADO

68,4 %



CARBÓN

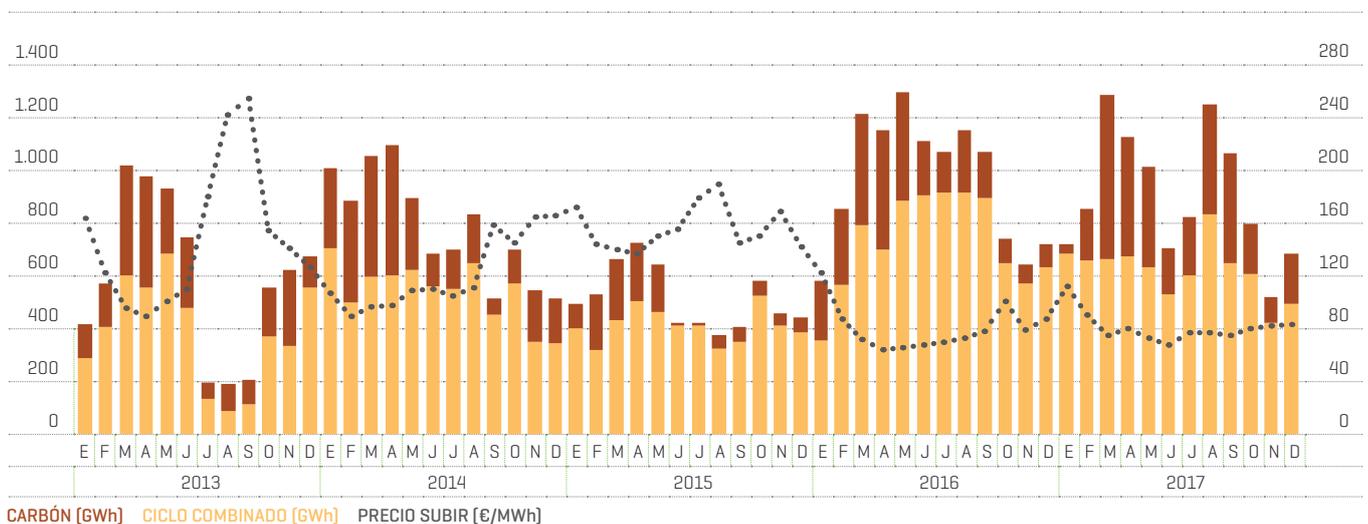
31,2 %

| | |
|----------------|-------|
| HIDRÁULICA | 0,1 % |
| CONUSMO BOMBEO | 0,2 % |
| NUCLEAR | 0,1 % |

La energía programada en fase I de restricciones técnicas del PDBF correspondió mayoritariamente a las tecnologías de ciclo combinado y carbón. La energía a bajar en fase I fue prácticamente despreciable.

En el gráfico “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 programada a subir de estas tecnologías en la fase I de restricciones técnicas del PDBF.

Energía programada en fase I de carbón y ciclo combinado a subir y precio a subir [GWh y €/MWh]



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 2.415 GWh, 4.155 GWh, 1.766 GWh y 642 GWh, respectivamente. De este total, el 53,1 % correspondió a energía gestionada a subir y el 46,9 % restante a la gestión de energía a bajar.

En cuanto a potencias, el volumen de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 1.559 GW, inferior en un 22 % a la asignada el año anterior; con una repercusión de 0,11 €/MWh de demanda servida.

La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.195 MW, con una repercusión del 0,63 €/MWh de demanda servida, un 11,3 % inferior a la del año anterior.

Los precios ponderados de energía a subir de regulación secundaria y terciaria se han mantenido bastante constantes, mientras que los precios de energía a subir de redespachos por seguridad en tiempo real han tenido valores altos de 2012 y 2013, bajando posteriormente hasta 2015 y manteniéndose bastante constantes los dos últimos años.

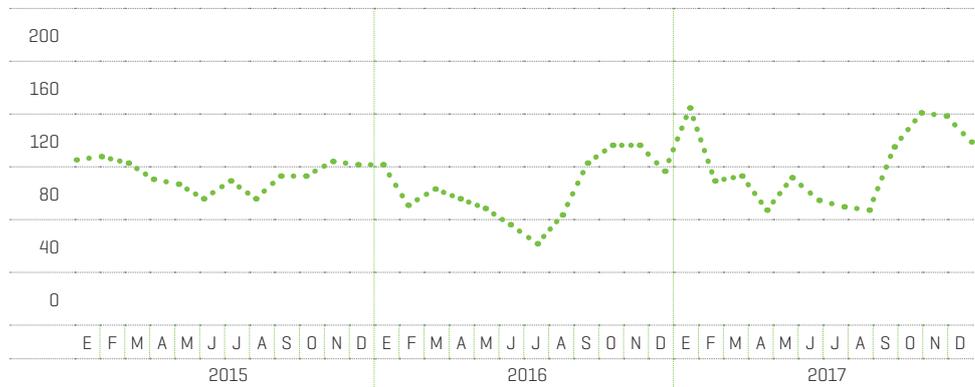
Evolución anual del precio medio ponderado de servicios de ajuste [€/MWh]



DESVIOS SECUNDARIA TERCIARIA T. REAL

En la gráfica "Evolución del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real" se puede observar la evolución de los precios medios ponderados de la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real, a nivel mensual, por volumen de energía redespachada.

Evolución del precio medio ponderado a subir de restricciones técnicas en tiempo real [€/MWh]

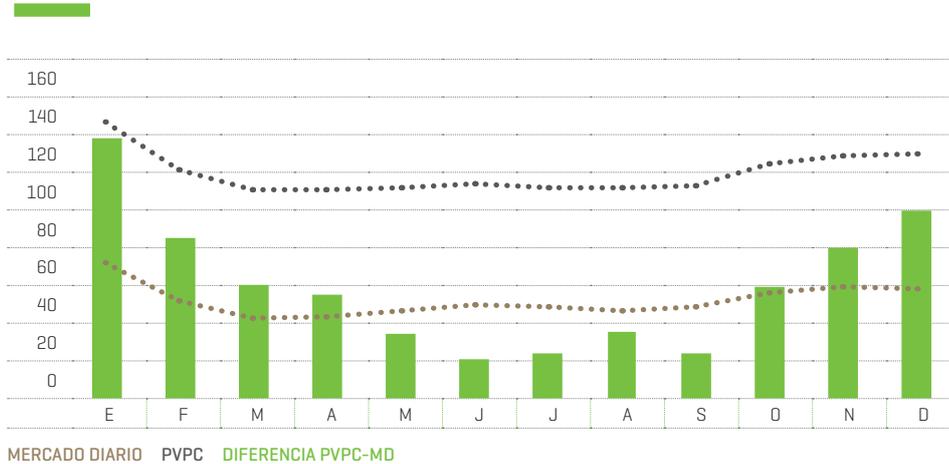


Precio voluntario al pequeño consumidor

El precio voluntario al pequeño consumidor superó en un 15,9 % al del año anterior. En los cinco primeros meses del año el precio se situó muy por encima del precio de 2016 (incrementos superiores al 20 %), de junio a noviembre los incrementos no sobrepasaron el 13 %, mientras que en diciembre el precio fue ligeramente inferior.

No hay que olvidar que el PVPC está ligado al precio del mercado diario, como se observa en el gráfico siguiente. Por este motivo el precio más elevado del PVPC se registró en enero, 147,4 €/MWh, mientras que el más bajo se produjo en marzo, 111,2 €/MWh.

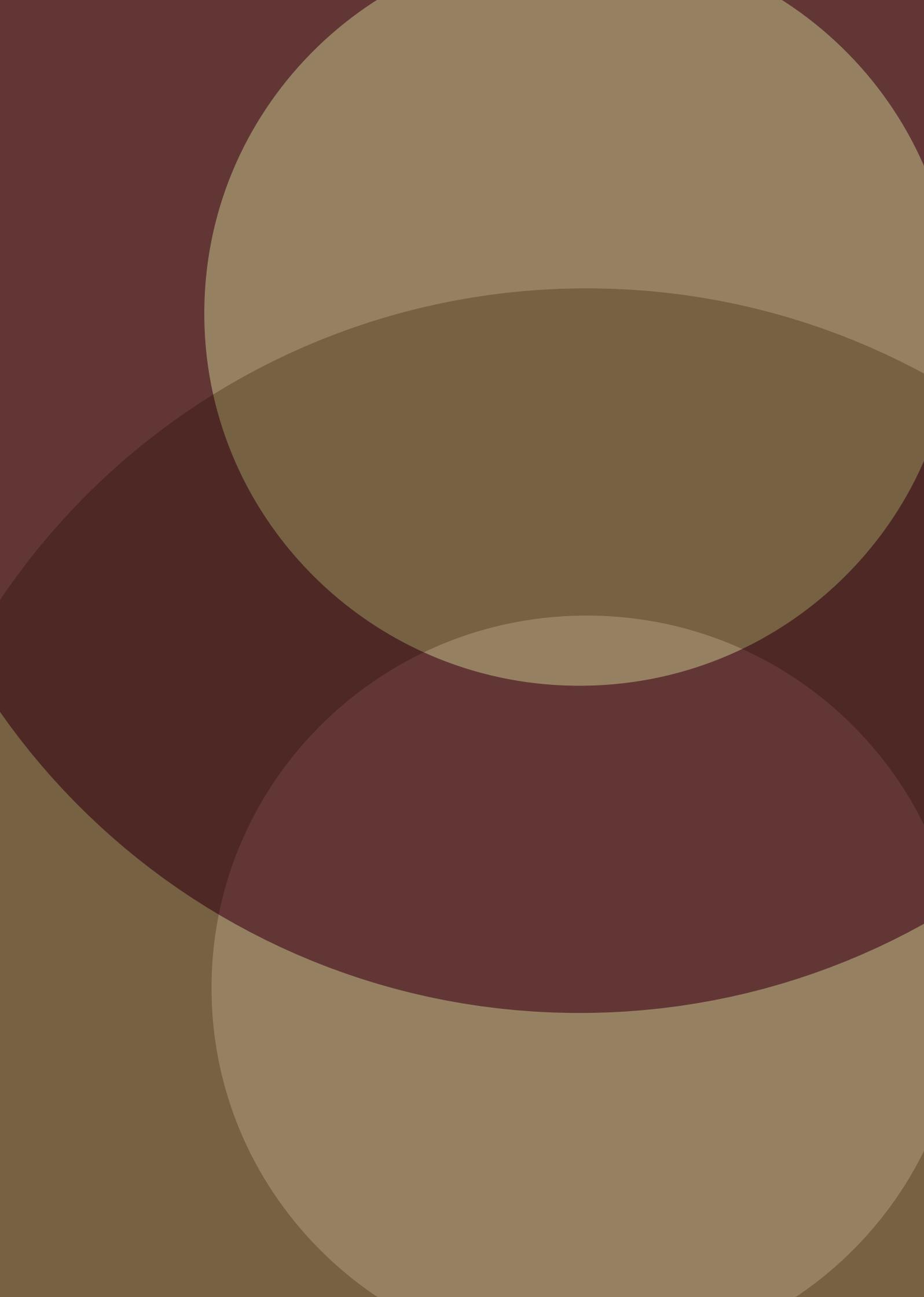
Evolución del PVPC [Tarifa General 2.0 A] frente al precio del mercado diario [€/MWh]



ENERO
147,4 PVPC €/MWh
PRECIO MÁS ELEVADO

MARZO
111,2 PVPC €/MWh
PRECIO MÁS BAJO

El precio voluntario al pequeño consumidor superó en un 15,9 % al del año anterior.



06

PANORAMA EUROPEO

La demanda de energía eléctrica en Europa continúa su recuperación por tercer año consecutivo, pero registra una tasa de crecimiento inferior a la del año anterior.

VARIACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E



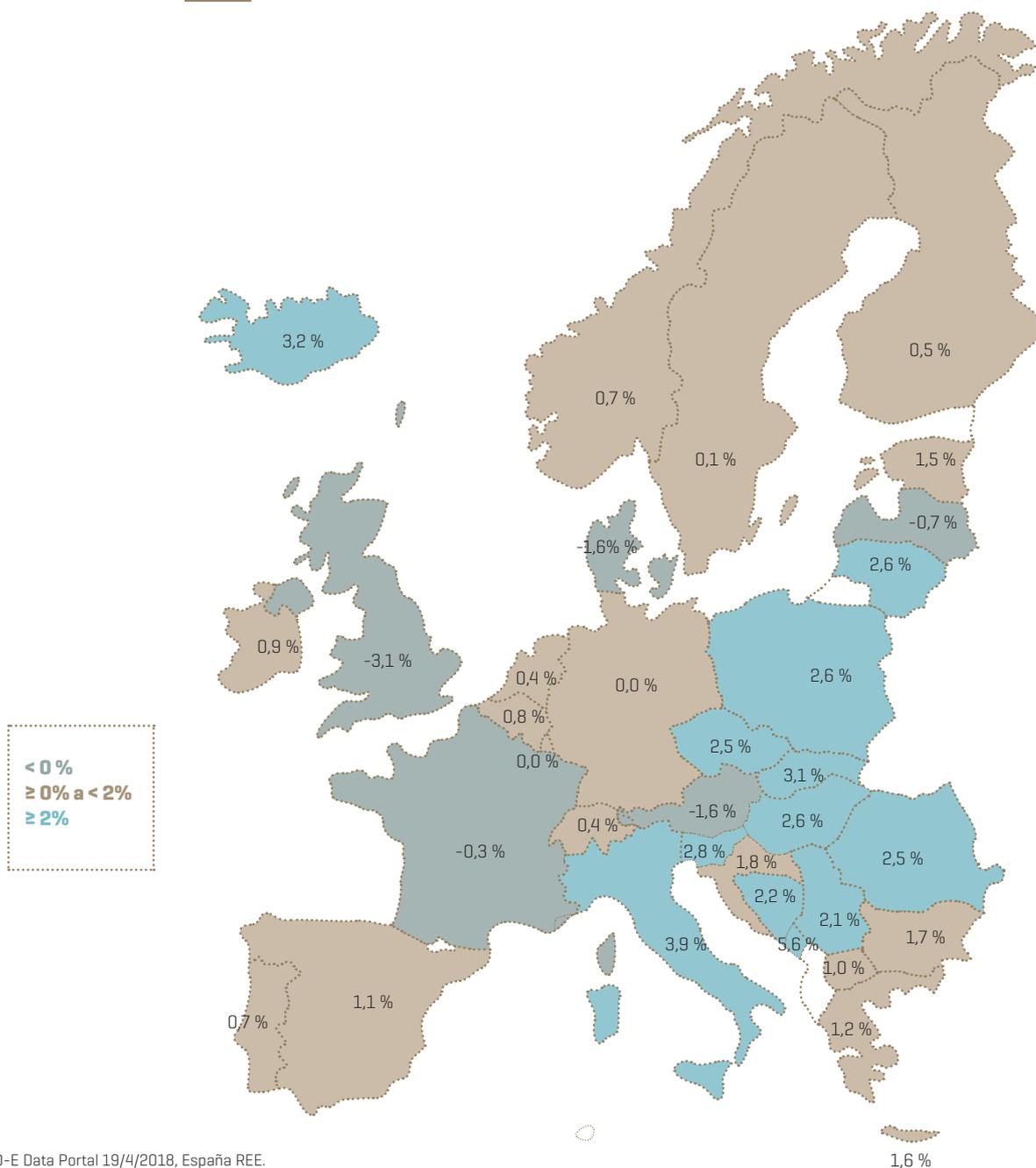
+0,8 %

RESPECTO A 2016

En el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E, la demanda de energía eléctrica continúa la senda de crecimiento iniciada en 2015 pero con una tasa de incremento inferior a la del año anterior. Concretamente registró un crecimiento de un 0,8 % respecto a 2016, incremento inferior al 1,3 % obtenido el año anterior.

En el mapa se observa la evolución de la demanda eléctrica en cada uno de los países respecto al año 2016. Por su importancia a la contribución a la demanda en su conjunto, destacan por un lado, los incrementos registrados en Italia y España con variaciones del 3,9 % y 1,1 %, respectivamente, mientras que por otro lado, en Gran Bretaña y Francia, se registraron descensos del -3,1 % y -0,3 % respectivamente.

Variación de la demanda de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E 2017/2016 [%]



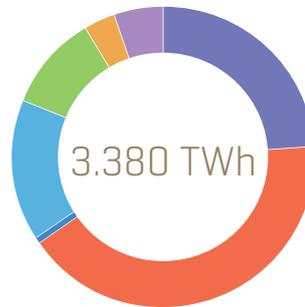
Fuente: ENTSO-E Data Portal 19/4/2018, España REE.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES MANTIENEN SU CRECIMIENTO

La generación eléctrica procedente de fuentes renovables [se excluye la generación hidráulica de bombeo], ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 33,7 % de la energía producida, lo que supone una variación del 2,4 % respecto al año anterior. En 2017, España ha ocupado el decimosexto lugar en cuota de generación renovable sobre la producción total. Sin embargo, en cuota de eólica y solar eleva sus posiciones al quinto y cuarto lugar respectivamente, calculadas ambas sobre el total de la producción de energía eléctrica.

Generación neta 2017 [%]

| | |
|--------------------|--------|
| NUCLEAR | 23,9 % |
| TÉRMICA CLÁSICA | 41,5 % |
| TURBINACIÓN BOMBEO | 0,8 % |
| HIDRÁULICA | 14,9 % |
| EÓLICA | 10,4 % |
| SOLAR | 3,3 % |
| OTRAS RENOVABLES | 5,1 % |



Fuente: ENTSO-E Data Portal 19/4/2018, España REE.

Generación eléctrica procedente
de fuentes renovables

33,7 %

en el conjunto de países de ENTSO-E

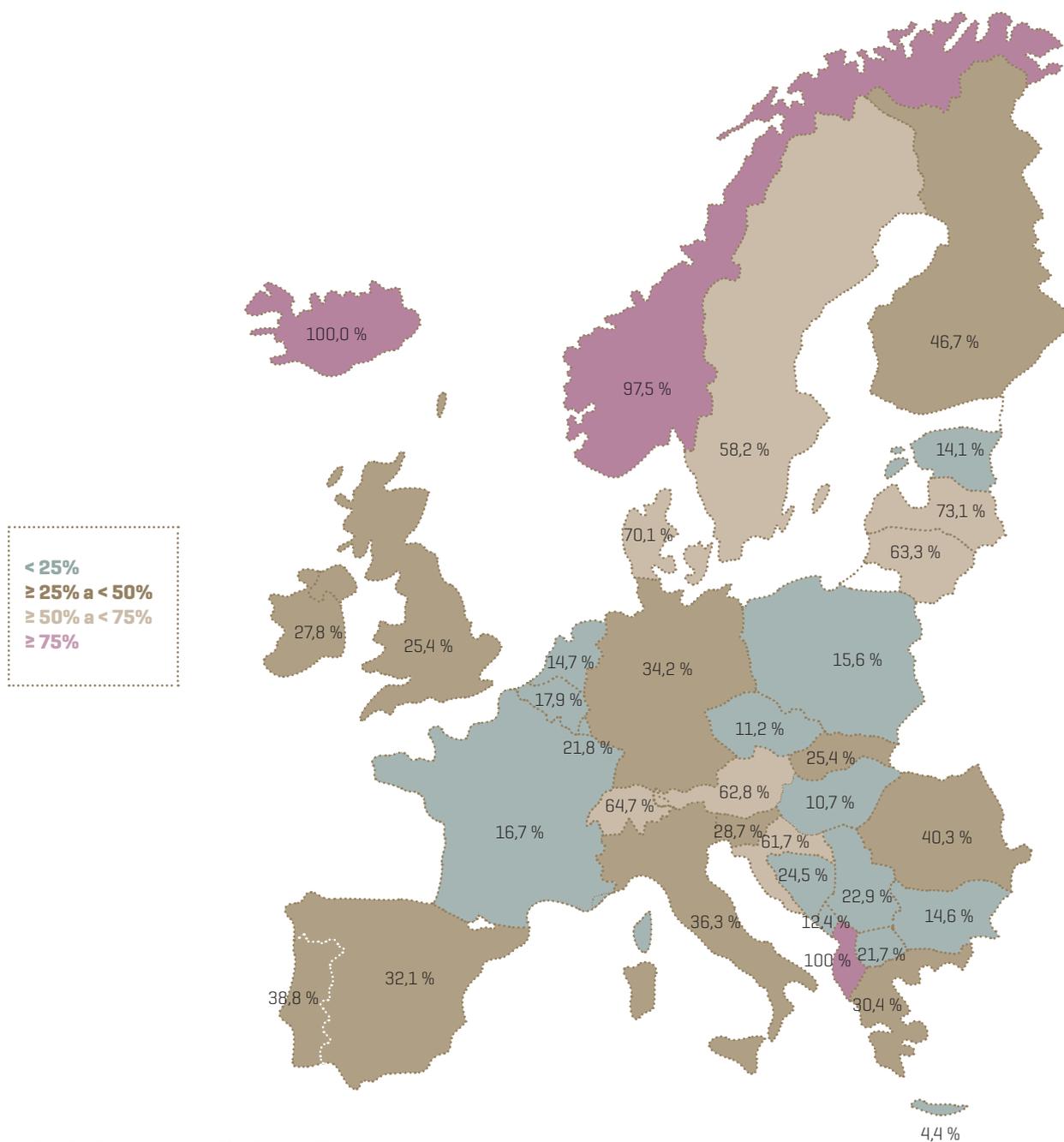


+2,4 %

RESPECTO A 2016

En cuanto a la contribución de las renovables a la producción total en cada uno de los países. España se encuentra en la parte intermedia en cuanto a tasa de cobertura con renovables, con el 32,1 % sobre el total de la generación en 2017, porcentaje ligeramente inferior a la media europea que se situó en el 38,3 % en este ejercicio.

Energía renovable sobre la producción total en los países miembros de ENTSO-E (%)

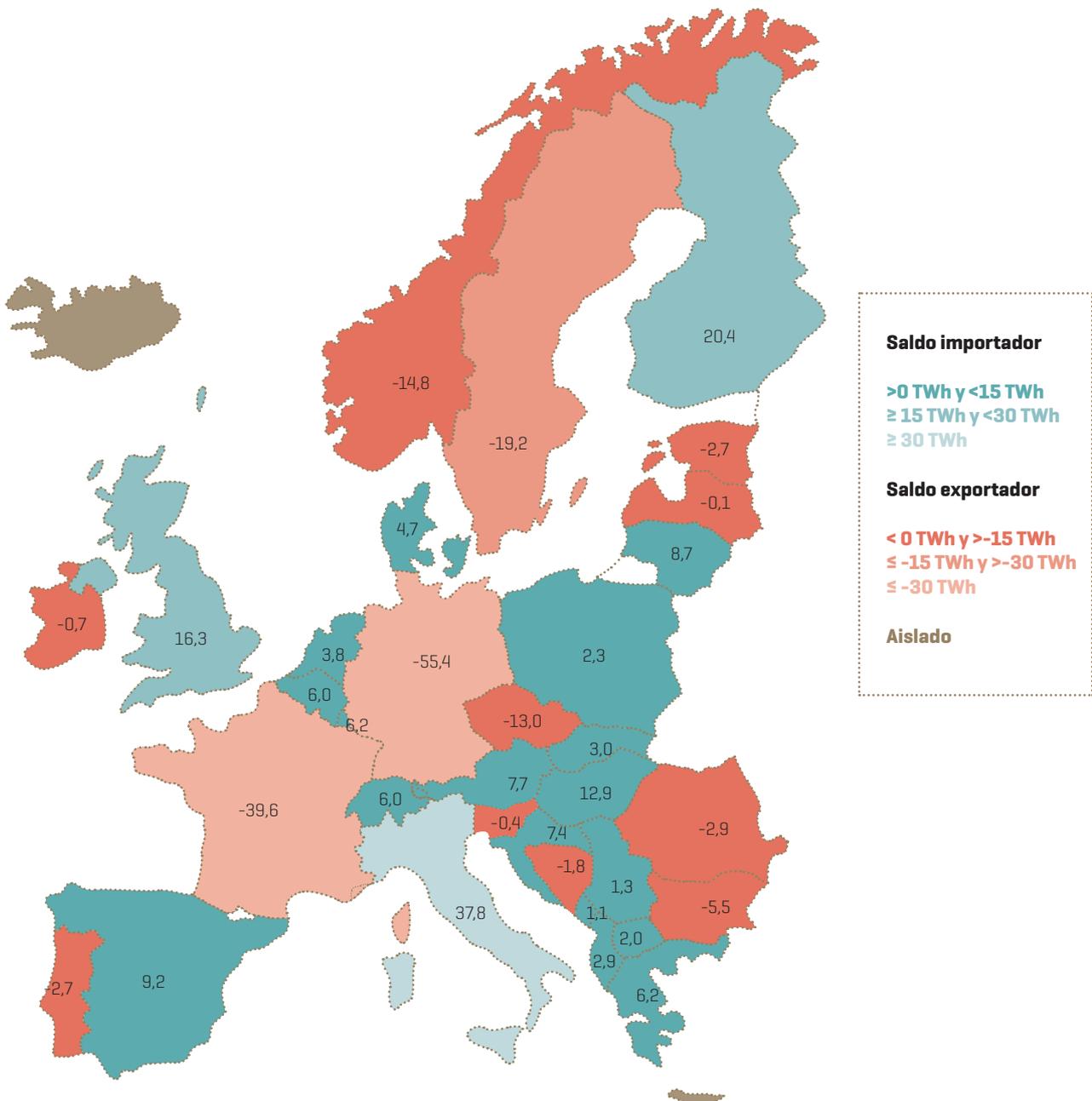


Fuente: ENTSO-E Data Portal 19/4/2018, España REE.

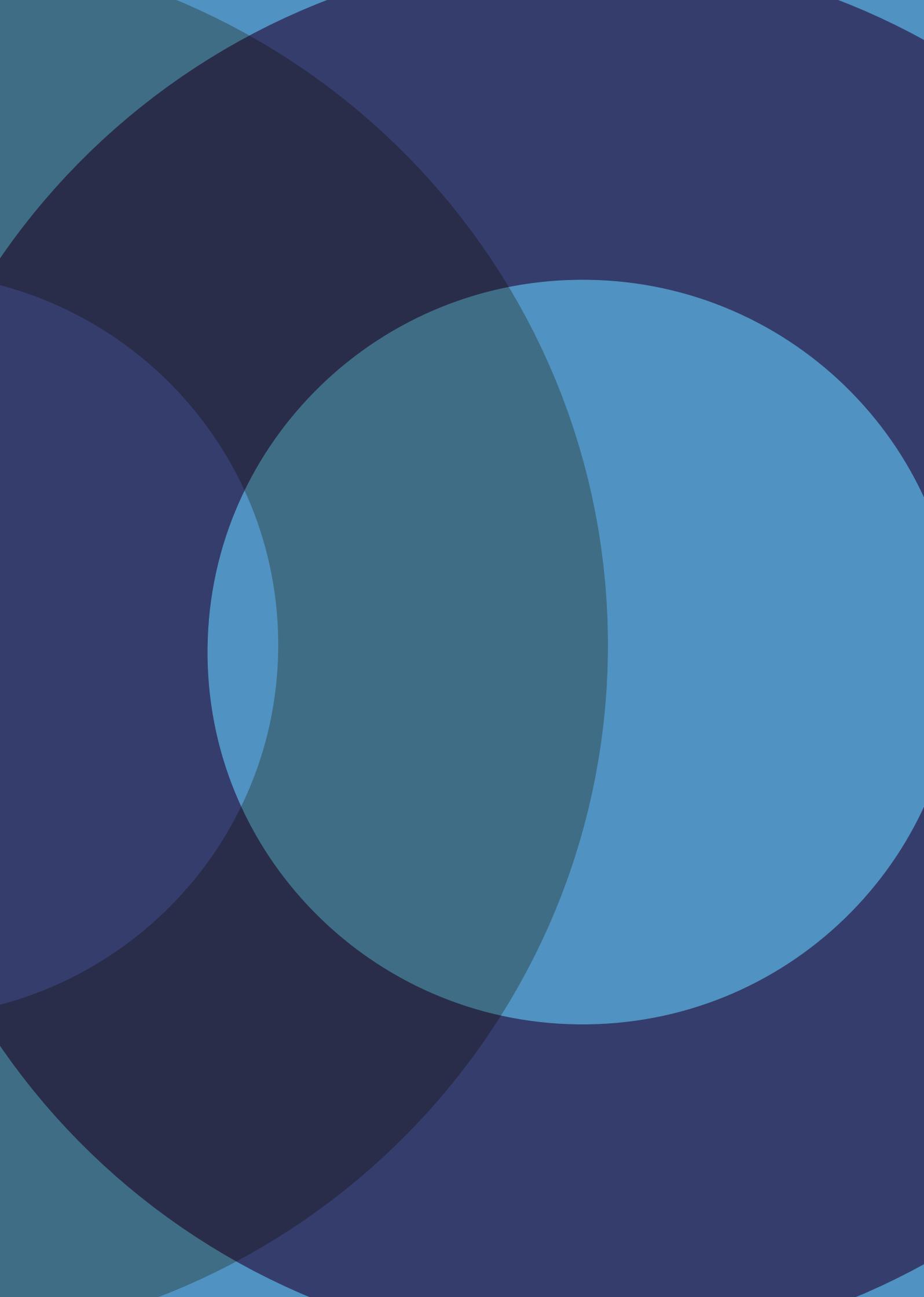
INTERCAMBIOS DE ENERGÍA

El saldo neto de intercambios de energía eléctrica entre países ENTSO-E y con países limítrofes ha resultado ser de carácter importador por un valor de 7,2 TWh. Entre los países más importadores figuran Italia, Finlandia y Gran Bretaña con saldos importadores en 2017 de 38 TWh, 20 TWh y 16 TWh, mientras que Alemania, Francia, Suecia y Noruega, registran los mayores saldos exportadores de 55 TWh, 40 TWh, 19 TWh y 15 TWh respectivamente.

Saldo de intercambios físicos de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E y limítrofes [TWh]



Fuente: ENTSO-E Data Portal 19/4/2018, España REE.



07

MARCO REGULATORIO

En 2017, la regulación eléctrica, tanto en el ámbito nacional como en el comunitario, continuó su desarrollo, en consonancia con los objetivos de la política energética de la Unión Europea.

**FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLE
SUBASTAS**

8.000
MW

NUEVA CAPACIDAD DE
GENERACIÓN RENOVABLE,
CON LA VISTA PUESTA
EN EL CUMPLIMIENTO
DE LOS OBJETIVOS
COMUNITARIOS, TANTO
PARA EL AÑO 2020 COMO
EN EL HORIZONTE 2030.

En 2017 la regulación energética ha recuperado su actividad habitual, tras el parón legislativo registrado en 2016 como consecuencia del bloqueo institucional que tras las elecciones de diciembre de 2015 impidió disponer de nuevo Gobierno hasta finales de 2016. En este nuevo escenario de estabilidad, en 2017 la regulación eléctrica en el ámbito nacional ha continuado desarrollando reglamentariamente la Ley 24/2013, destacando entre las nuevas disposiciones publicadas las relativas a las dos convocatorias de subastas para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. En estas subastas se han adjudicado 8.000 MW de nueva capacidad de generación renovable, con la vista puesta en el cumplimiento de los objetivos comunitarios de participación de estas energías en el consumo de energía final, tanto para el año 2020 como en el horizonte 2030.

Transcurridos ya cuatro años desde la entrada en vigor de la nueva Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, que da inicio al nuevo marco normativo del sector establecido tras el proceso de reforma del sector eléctrico iniciado en 2012, los superávits de ingresos regulados registrados durante el período, así como la previsión de equilibrio entre ingresos y costes del sector para los próximos cuatro o cinco años, son un buen indicador de que se avanza en la dirección correcta para alcanzar el principal objetivo de la reforma, la sostenibilidad económica y financiera a medio y largo plazo del sistema eléctrico.

Aunque su objetivo fundamental está bien encauzado, la reforma del sector eléctrico no se puede dar por concluida, ya que, además de numerosos desarrollos reglamentarios aún pendientes, aún no han sido abordados diversos aspectos del tratamiento operativo y económico de la capacidad de generación con tecnologías convencionales en el actual contexto de fuerte penetración de las tecnologías renovables, tales como la revisión de los mecanismos de retribución de la capacidad y la fijación de un procedimiento para el cierre temporal o permanente de centrales.

En lo que se refiere a la actividad legislativa en el ámbito comunitario, en 2017 se aprobaron 3 nuevos códigos de red europeos: Reglamento por el que se establece la directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad ("*System Operation*"), Reglamento sobre emergencia y reposición del servicio ("*Emergency and Restoration*") y Reglamento por el que se aprueba la directriz sobre el balance eléctrico ("*Balancing*"). Con ellos se completa el primer bloque de 8 códigos de red europeos acordados por la Comisión Europea, la asociación de gestores de la red de transporte (ENTSO-E) y la agencia de cooperación de los reguladores de energía (ACER). Una vez aprobado este primer paquete, de cara a los próximos años la Comisión Europea ha propuesto priorizar su correcta implantación, que representaría un avance clave hacia el mercado interior de la electricidad de la Unión Europea, sobre el desarrollo de nuevos códigos de red.

Los superávits registrados en los cuatro últimos años son un buen indicador del avance hacia el objetivo de alcanzar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

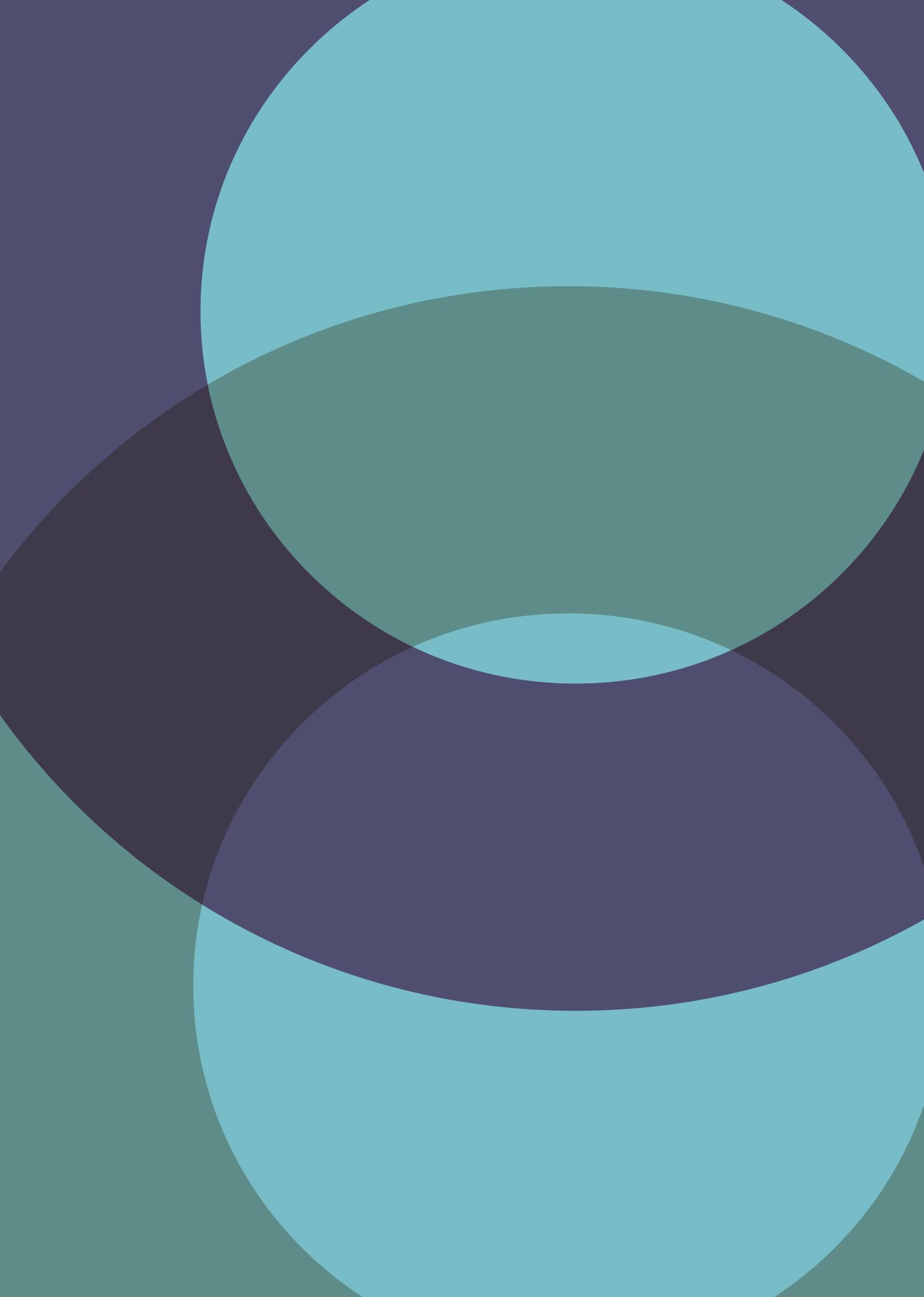
La última revisión de la lista de Proyectos de Interés Común (PIC) comunitarios incluye todas las propuestas de España de nuevas interconexiones, entre ellas la nueva interconexión submarina conocida como “Golfo de Vizcaya”.

También en el ámbito comunitario, durante el año 2017 ha continuado el debate y tramitación del borrador del paquete legislativo publicado por la Comisión Europea a finales de 2016 bajo el título genérico de “Energía limpia para todos los europeos”, denominado informalmente como “*Winter Package*”, compuesto por diversas propuestas legislativas relativas a la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento eléctrico y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía. Se espera que durante el año 2018 se desarrolle el procedimiento legislativo habitual entre las tres instituciones comunitarias, Consejo, Parlamento y Comisión, que debe conducir a consensuar y posteriormente aprobar los textos definitivos de las nuevas normas.

En el año 2017, las instituciones comunitarias han continuado avanzando hacia la consecución de los objetivos específicos de la política energética europea para el año 2030, en el marco del paquete estratégico denominado “La Unión de la Energía”, lanzado por la Comisión Europea a finales del año 2015. El último de los informes de seguimiento detallado sobre el progreso del proceso de transición energética objetivo de este paquete estratégico pone de manifiesto la existencia de cuellos de botella en las interconexiones eléctricas, destacando que España será uno de los únicos cuatro países que no cumplirá el objetivo del 10 % de interconexión en 2020, y especificándose las actuaciones concretas a adoptar para integrar completamente la Península Ibérica en el mercado interior de la electricidad.

A este respecto, en 2017 se ha revisado el anexo VII del Reglamento UE nº 347/2013, que contiene la relación de Proyectos de Interés Común [PCI en sus siglas en inglés] comunitarios, incluyéndose en la nueva lista todas las propuestas de España, entre ellas la nueva interconexión submarina con Francia conocida como “Golfo de Vizcaya” y la nueva interconexión con el norte de Portugal, así como otros dos proyectos de interconexión con Francia a través de los Pirineos Centrales, que en la lista anterior estaban referidos sólo de forma genérica.

El último informe sobre el estado de la “Unión de la Energía” valora asimismo otros elementos de la estrategia de transición energética de la UE, entre los que destaca el requerimiento de elaborar planes nacionales de energía y clima. En este sentido, se informa de la creación en España, en el mes de julio de 2017, de un Grupo de Expertos al que se asignó la tarea de definir alternativas de escenarios para la transición energética coherentes con la estrategia de la “Unión de la Energía”, así como del objetivo del Gobierno de aprobar una Ley de Cambio Climático y Transición Energética durante la presente legislatura.





08

GLOSARIO

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].

BOMBEO PURO

Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que esta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

BOMBEO MIXTO

Producción de energía eléctrica realizada por centrales capaces de generar energía eléctrica con o sin bombeo previo desde su vaso inferior. Cuando hay excedentes de agua la central funcionará como una central convencional, teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

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.

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.

COGENERACIÓN

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

COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA (COR)

Sustituyen a las Comercializadores de Último Recurso [CUR] y son las designadas para ofrecer el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor [PVPC].

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 NO SUMINISTRADA (ENS)

Energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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 residuos renovables.

ENERGÍAS NO RENOVABLES

Incluyen turbinación bombeo, nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos no renovables.

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.

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.

HIDROEÓLICA

Producción de energía eléctrica a través de la integración de un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. El funcionamiento permite al parque eólico suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a un grupo de bombeo que embalse agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

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 período y a un mismo equipo hidroeléctrico. Un índice de producible hidráulico menor que 1 indica que el período 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, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

MERCADO DIARIO

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

MERCADO INTRADIARIO

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

MERCADO SECUNDARIO DE CAPACIDAD

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

OPERADOR DEL MERCADO

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

OPERADOR DEL SISTEMA

Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, 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 INSTALADA

Capacidad de energía que puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones ideales.

POTENCIA INSTANTÁNEA

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

PRECIO MARGINAL

Precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los productores y el que pagan todos los consumidores que participan en dicha convocatoria.

PRECIO VOLUNTARIO AL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)

Es un sistema de fijación del precio de la energía eléctrica implantado por la Administración que se aplica en la factura de aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW. El PVPC sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR).

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.

RESIDUOS

Materiales combustibles resultantes de un producto o subproducto de desechos que, al ser procesados, producen energía para propósitos tales como calefacción y generación de energía eléctrica.

RESIDUOS RENOVABLES

Material orgánico no fósil de origen biológico resultante de los desechos sólidos urbanos y algunos desechos comerciales, e industriales no peligrosos. Se consideran renovables el 50% de los residuos sólidos urbanos (RSU).

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 trans 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.

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO (TIM)

Tiempo, en minutos, que resulta de dividir la energía no suministrada [ENS] 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
27 de febrero de 2018

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
Externa

Coordinación técnica

Departamento de Acceso
a la Información del Sistema Eléctrico

Diseño y maquetación

gosban | reporting

Otros datos de la edición

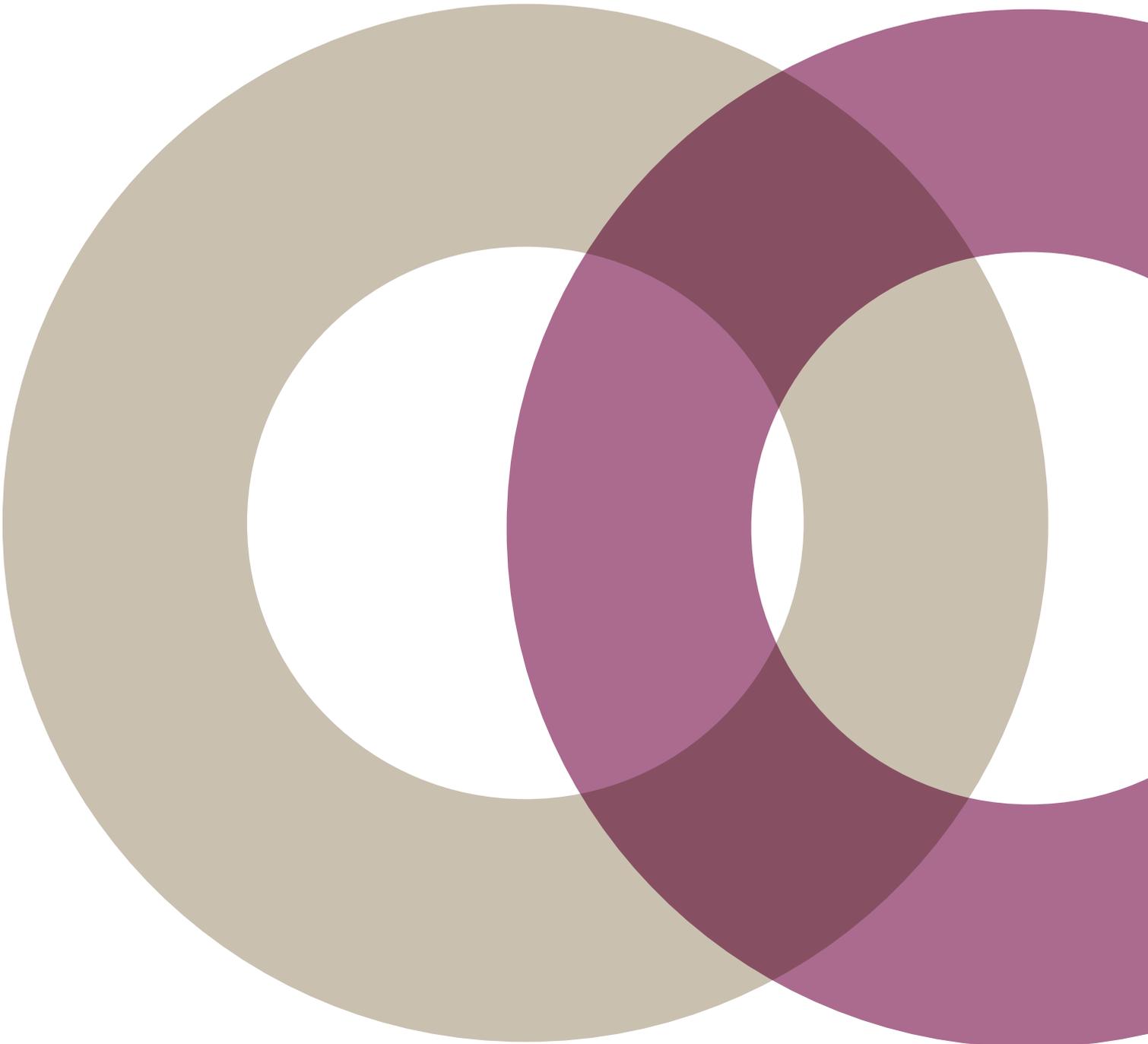
Fecha de edición: junio 2018

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.

www.ree.es



Paseo del Conde
de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
www.ree.es



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



FTSE4Good