

EL SISTEMA
ELÉCTRICO
ESPAÑOL

2019

Comprometidos con la energía inteligente

2
0
1
9



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

ÍNDICE

1 2 3 4 5 6 7



Presentación

Resumen Ejecutivo

Demanda de energía eléctrica

Producción de energía eléctrica

Intercambios Internacionales de energía eléctrica programados

Transporte de energía eléctrica

Mercados eléctricos

Innovación aplicada al sistema eléctrico

Marco Regulatorio

4

6

12

24

46

60

68

82

88



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 el 1985. La presente publicación ofrece una visión general de las principales magnitudes y ratios estadísticos del funcionamiento del sistema eléctrico en el 2019, así como una evolución de los últimos años.

La información que contiene el presente informe pretende ser una herramienta de gestión y referencia en el actual contexto de transición energética, en el que el sistema eléctrico es un actor fundamental y REE se convierte en un agente facilitador de dicha transición.

En este sentido, cabe destacar que los esfuerzos en innovación del Grupo Red Eléctrica (GRE) se centran en dar respuesta a los retos de la transición energética. Por ello, se ha querido destacar la innovación aplicada al sistema eléctrico dedicando un capítulo de este informe este año.

El informe se complementa con ficheros Excel que amplían la información y permiten la visualización y descarga de datos, así como con la publicación “Las energías renovables en el Sistema Eléctrico Español”, que profundiza en la generación y consumo de las energías renovables. Esta información y la versión digital de ambos informes están disponibles en la sección de información estadística REData 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.

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 redelctrica@ree.es a la que pueden hacernos llegar sus sugerencias y observaciones.





RESUMEN EJECUTIVO

RESUMEN

EJECUTIVO

En el 2019 la demanda de energía eléctrica en España sufre su primer descenso desde el año 2014.

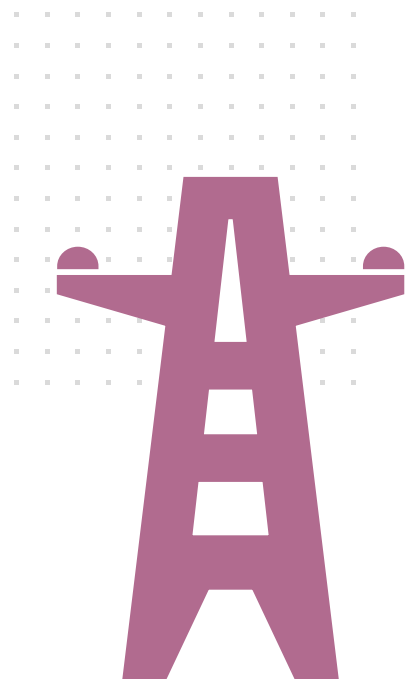
Del total de la potencia instalada nacional, el 50,1 % corresponde a instalaciones de energía renovable, que han superado por primera vez desde que existen registros estadísticos a las tecnologías no renovables.

264.635
GWh

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA

-1,6 %

COMPARATIVA 2018



249.228

GWh

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PENINSULAR

- 1,7 %

COMPARATIVA 2018

La **demanda de energía eléctrica** en España durante el año 2019 presentó un descenso del 1,6 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 264.635 GWh demandados, siendo este el primer descenso de la demanda que se produce desde el año 2014.

Por lo que respecta a la evolución del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española, fue inferior en un 1,7 % respecto al año anterior, con un total de 249.228 GWh demandados, valor inferior en un 6 % a la demanda máxima alcanzada en el 2008, y situándose en niveles de demanda algo superiores a los que se registraron hace 15 años. Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, resulta una variación negativa respecto al año anterior del 2,7 %.

Por **grandes sectores de actividad**, según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, tan solo la industria ha tenido una variación negativa [-3,9 %], pero dado su peso ha condicionado la evolución del conjunto del

IRE. El sector servicios tiene un pequeño crecimiento del 0,3 %, aunque algo superior al experimentado en el 2018 y la agrupación de otros sectores de actividad crece un 2,5 %, frente al descenso del 2018.

La composición del calendario ha tenido un impacto muy reducido sobre la evolución del IRE, tanto en el índice general, como en sus grandes agrupaciones sectoriales, y las temperaturas, más frías, han tenido impacto positivo sobre la evolución del índice aportando 0,4 puntos porcentuales. Como resultado, el descenso del IRE general ha sido del -2,2 % [-2,7 % corregido de efectos de laboralidad y temperatura]

Por **áreas geográficas**, siete han sido las comunidades autónomas que han experimentado variaciones positivas, destacando Castilla-La Mancha con un 1,4 %. En el caso contrario se encuentra Asturias con una variación negativa del 11,5 %.

DEMANDA MÁXIMA HORARIA PENINSULAR

10 DE ENERO DEL 2019

40.136

MWh

-1,2 %

INFERIOR AL MÁXIMO DEL AÑO ANTERIOR
REGISTRADO EN FEBRERO.

El **máximo de demanda horaria peninsular** se registró el día 10 de enero entre las 20-21h. con un total de 40.136 MWh demandados, con un descenso del 1,2 % respecto al máximo registrado el año anterior.

La **capacidad instalada** del parque generador en España ha incrementado un 6,0 %, finalizando el año 2019 con 110.376 MW. Del total de la potencia instalada, el 50,1 % corresponde a instalaciones de energía renovable, que han superado por primera vez desde que existen registros estadísticos a las tecnologías no renovables.

En cuanto a la **generación eléctrica**, desciende la participación de la generación renovable peninsular sobre la generación total peninsular [38,9 % frente al 40,2 % en el 2018] debido a la menor producción de las centrales hidráulicas [27,6 % inferior a la del año anterior].

La generación no renovable ha alcanzado el 61,1 % del total peninsular favorecida por el incremento de producción de los ciclos combinados que casi han duplicado su peso en la estructura de generación, pasando de un 10,7 % en el 2018 al 20,7 % en el 2019. Como contrapartida, destaca el descenso de la generación con carbón que ha significado tan sólo el 4,3 % del mix, el valor más bajo desde que existen registros estadísticos.

El impulso a la descarbonización ha favorecido el descenso de las **emisiones de CO₂eq** derivadas de la generación eléctrica, que han marcado un mínimo histórico desde que se tienen registros (1990): 50 millones de toneladas de CO₂, un 23 % menos que en el 2018.

El **volumen de energía eléctrica** programada de España con otros países registró un descenso del 10,4 % respecto al ejercicio anterior. Las exportaciones

crecieron un 4,3 % hasta situarse en 10.946 GWh, y las importaciones disminuyeron a 17.821 GWh [-17,5 %]. Por lo tanto, por cuarto año consecutivo el saldo neto de los intercambios programados fue importador, con un valor de 6.875 GWh, un 38,0 % inferior al del año 2018.

Por interconexiones, España fue importador neto con Francia un año más y por primera vez desde el 2015, exportador con Portugal. La interconexión con Francia registró un saldo importador de 9.705 GWh [12.042 GWh en el 2018] y en la interconexión con Portugal el saldo es exportador por valor de 3.395 GWh, frente al saldo importador de 2.654 GWh en el 2018. Con Andorra el saldo fue una vez más exportador con 208 GWh y con Marruecos ha sido importador por primera vez en la historia de esta interconexión, con un valor de 774 GWh, frente a los 3.395 GWh exportadores del pasado año.

La **red de transporte de energía eléctrica** se continuó potenciando en el 2019 con la puesta en servicio de 198 kilómetros de circuito y 168 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red nacional en 44.453 kilómetros y 6.086 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.335 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.735 MVA.

En el 2019 cabe destacar la puesta en servicio del circuito Ibiza-Torrent [132 kV] en Baleares, el circuito Moncayo-Magaña [220 kV] en Soria y el doble circuito La Oliva-Puerto del Rosario [132 kV] en el subsistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura.

Los **indicadores de calidad de servicio** del año 2019 han mejorado respecto al año anterior, a excepción del sistema canario en el que se produjo un incidente puntual en la isla de Tenerife.

110.376

MW

POTENCIA ELÉCTRICA
INSTALADA EN ESPAÑA

50,1 %

CORRESPONDE A
INSTALACIONES DE
ENERGÍA RENOVABLE

38,9 %

GENERACIÓN DE ENERGÍA
RENOVABLE EN EL
SISTEMA PENINSULAR

-27,6 %

PRODUCCIÓN HIDRAÚLICA
RESPECTO AL 2018

53,4

€/MWh

PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA

- 17,0 %

COMPARATIVA 2018

La Energía No Suministrada (ENS) del 2019 correspondiente al sistema peninsular fue de 47 MWh [250 MWh en el 2018] y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de 0,10 minutos [0,52 minutos en el 2018].

En el sistema eléctrico de Baleares estos indicadores mostraron mejoría respecto al año anterior. Se registró una única interrupción de suministro que supuso una ENS de 1 MWh [38 MWh en el 2018] y un TIM de 0,09 minutos [3,27 minutos en el 2018].

En el sistema eléctrico canario la ENS se situó en 2.626 MWh [correspondiente también a 3 interrupciones de suministro] y el TIM en 155,52 minutos, en gran medida a causa del incidente acaecido el 29 de septiembre en el que se produjo un cero de tensión en la isla de Tenerife y que tuvo origen en la subestación de Granadilla 66 kV.

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 98,02 %, valor ligeramente inferior al 98,14 % del año 2018 y en los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, fue respectivamente del 96,91 % [96,82 % en el 2018] y 98,90 % [98,79 % en el 2018].

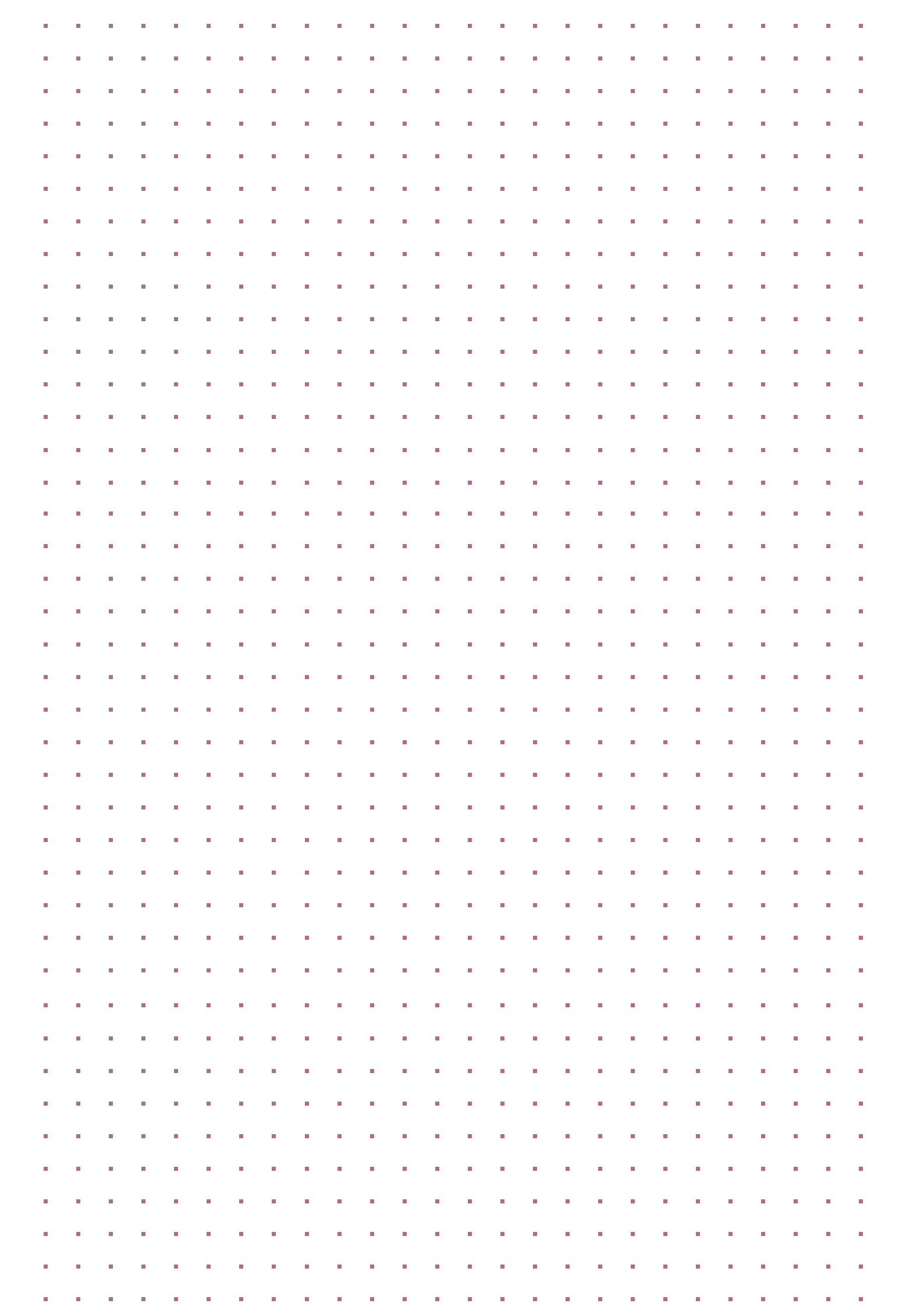
El **precio medio final de la energía** en el mercado eléctrico fue de 53,4 €/MWh, un 17,0 % inferior al precio del 2018.

El precio conjunto del mercado diario e intradiario representó el 90,9 %, los servicios de ajuste del sistema un 2,7 %, los pagos por capacidad el 5,0 % y el 1,4 % restante el servicio de interrumpibilidad.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa una reducción del 16,4 % en la del mercado diario e intradiario, del 39,8 % en la del servicio de interrumpibilidad^[1], del 37,9 % en la de los servicios de ajuste y del 1,9 % en la del pago por capacidad. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad ha sido debida a las reducciones de precio obtenidas en las dos subastas celebradas para el 2019.

En el **ámbito de la innovación y la tecnología**, la actividad de Red Eléctrica de España en el año 2019 se ha focalizado de manera estratégica en torno a las áreas de impacto y verticales tecnológicas impulsadas desde Red Eléctrica de España y de Telecomunicaciones, Innovación y Tecnología (RETIT), la nueva empresa del Grupo Red Eléctrica (GRE) cuyo objetivo, en línea con lo establecido en el nuevo Plan Estratégico 2018-2022, es acelerar la innovación tecnológica, generar ventajas competitivas y originar oportunidades de negocio para convertir al GRE en un referente tecnológico. En total, se han abordado 88 proyectos de innovación.

[1] Herramienta de gestión de la demanda para asegurar en todo momento un suministro eléctrico de calidad. Con este servicio, los grandes consumidores de electricidad (industrias), se comprometen a reducir su consumo eléctrico cuando el sistema lo requiere, siendo retribuidos por ello. La activación del servicio la realiza REE de acuerdo con criterios técnicos (de seguridad del sistema) o económicos (de menor coste para el sistema).





DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda en el sistema eléctrico peninsular fue inferior en un 1,7 % respecto al año anterior, con un total de 249.228 GWh demandados, valor inferior en un 6 % a la demanda máxima alcanzada en el 2008, y situándose en niveles de demanda algo superiores a los que se registraron hace 15 años.

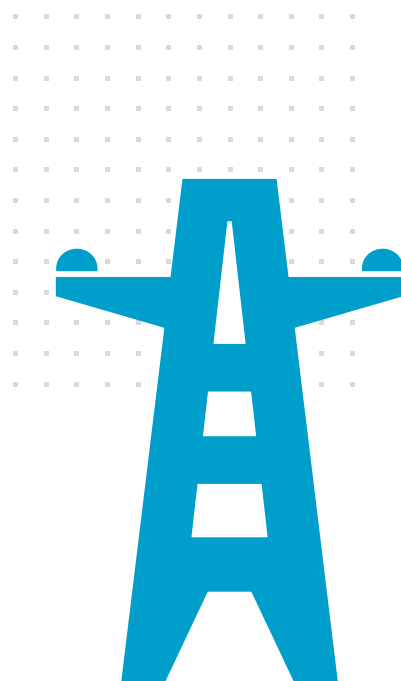
La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2019 presentó un descenso del 1,6 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 264.635 GWh demandados, siendo este el primer descenso de la demanda que se produce desde el año 2014.

264.635
GWh

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA

-1,6 %

COMPARATIVA 2018



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

249.228
GWh

-1,7 %
COMPARATIVA 2018

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2019 presentó un descenso del 1,6 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 249.228 GWh demandados, siendo este el primer descenso de la demanda que se produce desde el año 2014.

Por lo que respecta a la evolución del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94 % de la demanda total española fue inferior en un 1,7 % respecto al año anterior, con un total de 249.228 GWh demandados, valor inferior en un 6 % a la demanda máxima alcanzada en el 2008, y situándose en niveles de demanda algo superiores a los que se registraron hace 15 años.

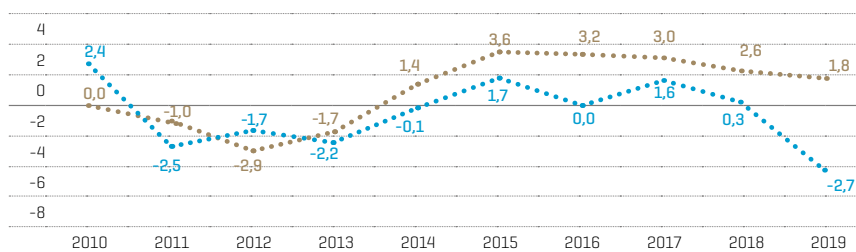
Evolución de la demanda eléctrica peninsular en los últimos 10 años (TWh)

2019		249
2018		254
2017		253
2016		250
2015		248
2014		243
2013		246
2012		252
2011		255
2010		260

Desde el punto de vista de la actividad económica, se ha registrado una variación del Producto Interior Bruto (PIB) del 1,8 %

respecto al año anterior, continuando con la progresiva de ralentización en los ritmos de crecimiento de la actividad de los últimos años.

Variación anual de la demanda eléctrica peninsular y PIB (%)



PIB⁽¹⁾ DEMANDA CORREGIDA PENINSULAR

[1] Fuente: INE

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, este menor crecimiento de la actividad, y teniendo en cuenta las bajas elasticidades que se vienen registrando desde el inicio de la recuperación económica, ha dado lugar a una elasticidad negativa en la evolución entre ambas magnitudes.

Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, resulta una variación negativa respecto al año anterior del 2,7 %, descenso algo superior al que se registró en el año 2011.

VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR

-2,7 %

CORREGIDA LA INFLUENCIA DE LABORALIDAD Y TEMPERATURA

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

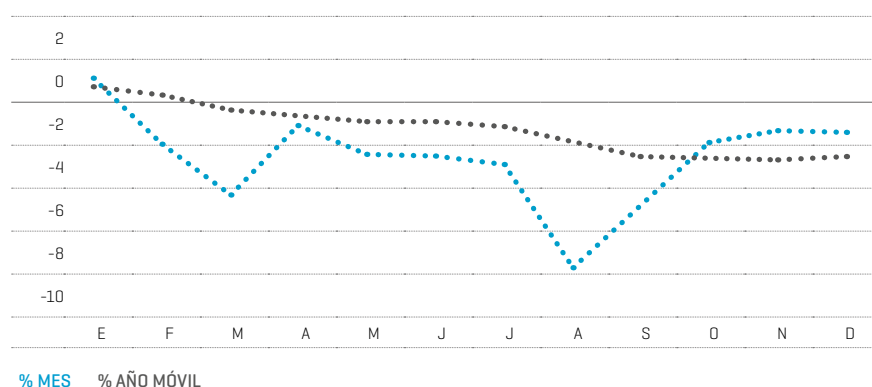
	Δ Demanda en b.c.	Laboralidad	Temperatura	Corregida
2010	3,0	0,2	0,4	2,4
2011	-2,0	1,4	-0,9	-2,5
2012	-1,3	-0,3	0,7	-1,7
2013	-2,3	0,2	-0,3	-2,2
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	2,0	-0,1	0,4	1,7
2016	0,7	0,6	0,1	0,0
2017	1,1	-0,3	-0,2	1,6
2018	0,4	-0,3	0,2	0,5
2019	-1,7	0,7	0,2	-2,7

La demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular rompe en el 2019 la senda de crecimiento iniciada en el 2015.

La tendencia de la demanda corregida ha tenido una evolución decreciente a lo largo de todo el año. De esta manera, partiendo del crecimiento con que se finalizó el año 2018, su valor ha ido descendiendo hasta presentar variaciones negativas, en

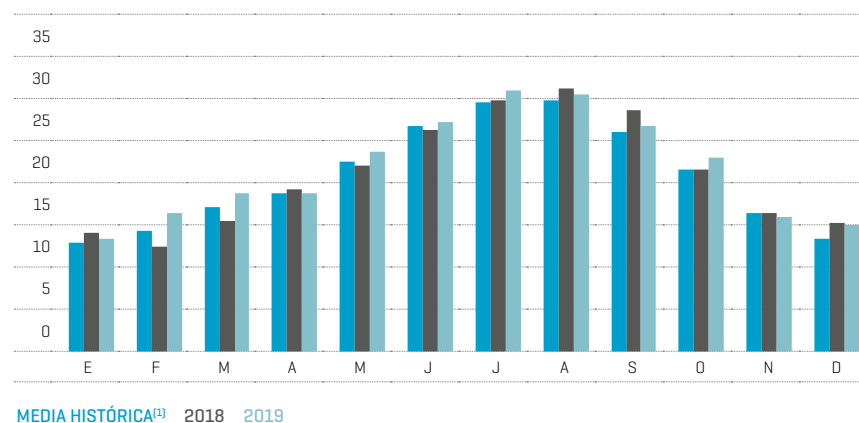
su comparación con el año anterior, a partir del mes de marzo. El resto del año ha continuado con tasas de variación negativas para estabilizar su caída en los dos últimos meses del 2019 y finalizar el año con el mencionado descenso del 2,7 %.

Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en el 2019 [%]



Las temperaturas más frías tuvieron una incidencia positiva sobre la demanda.

Evolución mensual de las temperaturas máximas [°C]



MEDIA HISTÓRICA⁽¹⁾ 2018 2019

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

Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, el conjunto del año 2019 comparado con la media histórica ^[1], muestra temperaturas más calurosas en verano y más suaves en invierno. Los grados día ^[2] con efecto frío han sido inferiores en un 16,2 % a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 27,3 % a los valores medios del período considerado. Es decir, en el conjunto del año, el número de días con temperaturas más cálidas que la media ha sido superior.

De esta manera, a lo largo del año 2019 en un 27,9 % de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica. Estos días se concentran más en los meses de junio y julio de los meses de verano, y en febrero, marzo y diciembre de los de invierno. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan sólo el 9,3 % de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, enero, octubre y noviembre.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA

27,9 %

DE LOS DÍAS SE REGISTRARON TEMPERATURAS MUY SUPERIORES A LA MEDIA

Evolución de las temperaturas máximas diarias comparado con la media histórica (°C)



INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA

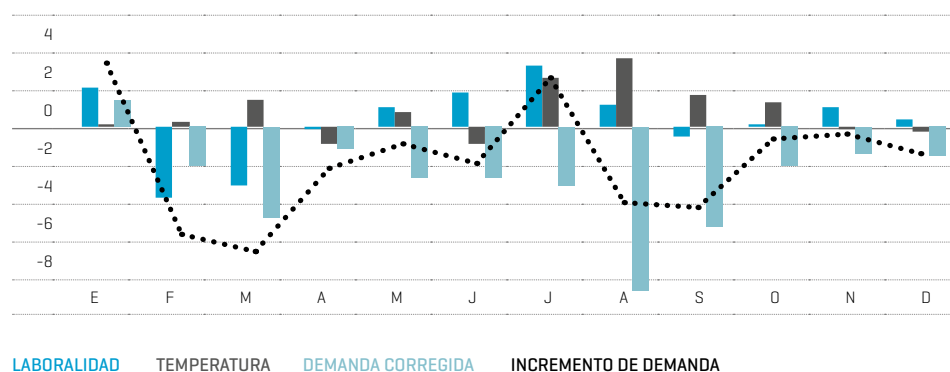
+0,2 p.p.

Nota: p.p. es puntos porcentuales

Al comparar con el año anterior, el año 2019 ha sido más suave que el año 2018, con un 22,7 % de grados día de frío menos y un 2,8 % de grados día de calor más. Del impacto combinado de estos efectos, con mayor influencia

sobre el consumo de los grados días de calor, resulta una aportación positiva de las temperaturas de 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2019 [%]



[1] Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.

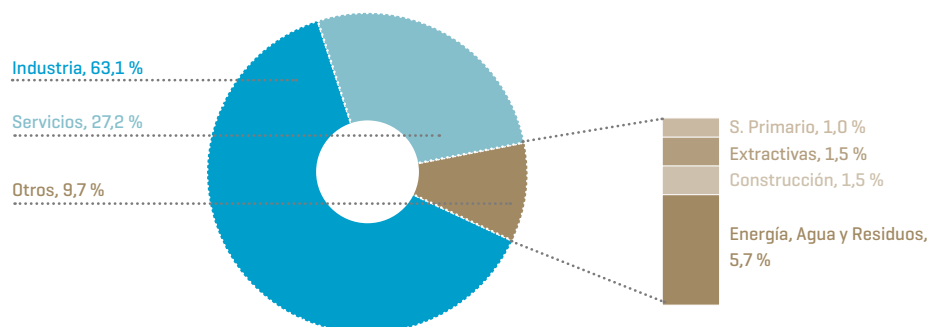
[2] Se define grado día con efecto frío como los grados centígrados inferiores a 19°C, y los grados día con efecto calor, los superiores a 23°C.

Descenso del consumo de los grandes consumidores

ÍNDICE RED ELÉCTRICA

— **2,2 %**
COMPARATIVA 2018

Composición del IRE General (%)



En el 2019 el conjunto del IRE fue inferior en un 2,2 % al año anterior, siendo este el segundo año consecutivo en que se produce esta situación. El índice se sitúa en un valor equivalente al existente en el año 2015, cuando se estaba recuperando la actividad tras la crisis.

De las principales ramas de actividad que conforman el IRE, la industria, los servicios y la agrupación de otras actividades, tan solo la industria ha tenido una variación negativa, pero dado su peso ha condicionado la evolución del conjunto del IRE:



- Las actividades industriales caen un 3,9 % mostrando un descenso acelerado del consumo en los últimos dos años.

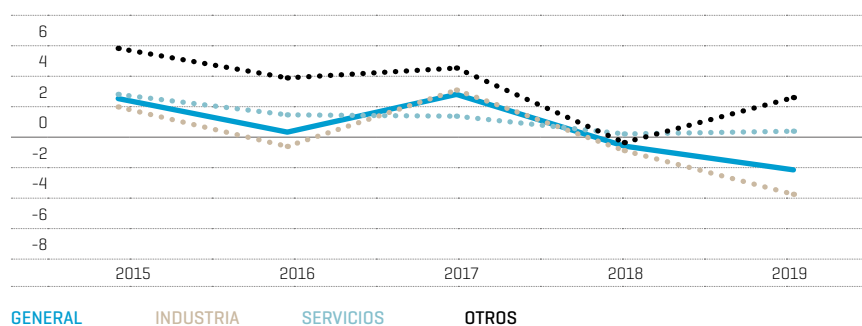


- El sector servicios tiene un pequeño crecimiento del 0,3 %, aunque algo superior al experimentado en el 2018.



- La agrupación de otros sectores de actividad crece un 2,5 %, frente al descenso del 2018.

Variación anual del IRE [% año anterior]



Este año, la composición del calendario ha tenido un impacto muy reducido sobre la evolución del IRE, tanto en el índice general, como en sus grandes agrupaciones sectoriales.

Las temperaturas también han tenido impacto positivo sobre la evolución del índice aportando 0,4 puntos porcentuales, siendo este más importante en la segunda mitad de

la primavera y comienzos del verano, así como en el último trimestre del año. Por grandes agrupaciones, el impacto más significativo ha sido en "Otras agrupaciones", en donde las temperaturas aportaron a la evolución del índice 0,8 puntos. Mientras que en la industria y los servicios, la aportación positiva de las temperaturas fue de 0,2 puntos en cada uno.

IRE: Descomposición de la variación en el 2019 [%]

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

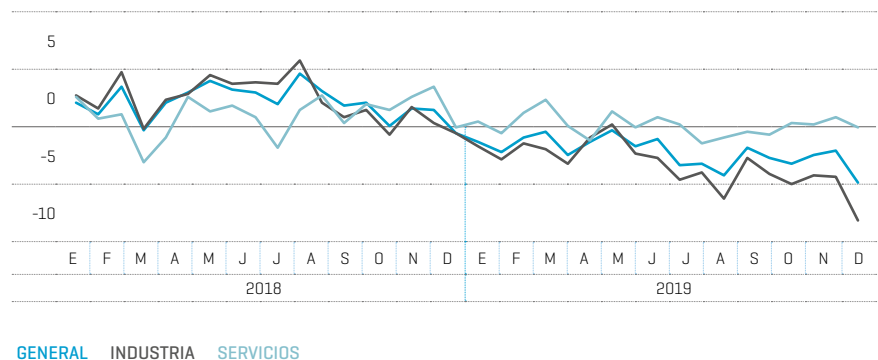
Las temperaturas han tenido un impacto positivo sobre la evolución del índice aportando 0,4 puntos porcentuales.

Respecto a la evolución mensual del índice corregido correspondiente a las dos grandes agrupaciones sectoriales (industria y servicios), la industria, con variaciones negativas durante todo el año ha condicionado la evolución del índice general. La evolución de los servicios, por el contrario, ha presentado fuertes oscilaciones alternándose periodos de variaciones negativas con positivas que han conducido a que, en determinados meses, el índice general no haya descendido tanto como consecuencia de las elevadas caídas de la industria.

A lo largo del 2018, la evolución de la industria presentó un progresivo deterioro. Esta situación, lejos de corregirse, se ha acentuado en el 2019, llegando a producirse un descenso del índice industrial del 8,5 % en el mes de diciembre.

La evolución de los servicios ha presentado una cierta volatilidad a lo largo del año, alternándose periodos con ligeras variaciones positivas, con otros con variaciones negativas, aunque predominando los primeros, y siendo el periodo comprendido entre mayo y agosto el que ha condicionado la evolución del índice en el conjunto del año.

Evolución mensual del IRE corregido [% año anterior]



GENERAL INDUSTRIA SERVICIOS



ÍNDICE ANUAL
CORREGIDO INDUSTRIA

-4,2 %



ÍNDICE ANUAL
CORREGIDO SERVICIOS

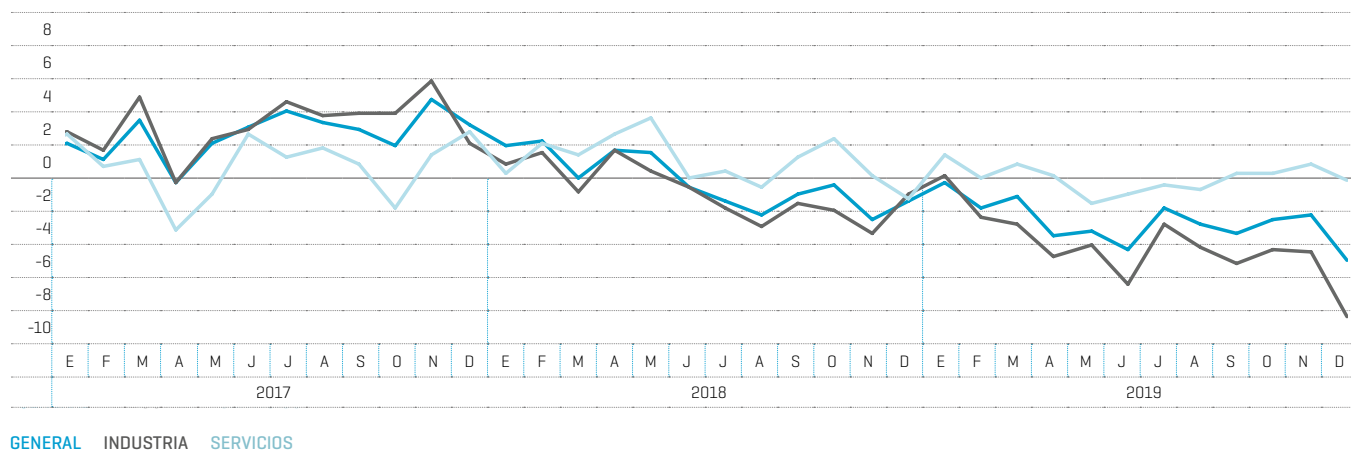
+0,0 %

En cuanto a la tendencia, en el 2018 se inició un proceso de progresiva reducción de los ritmos de crecimiento que pasó a presentar tasas de variación negativas a partir del mes de diciembre. Esta tendencia de descenso del índice ha continuado de forma acelerada durante los primeros cinco meses del año para, a partir del mes de junio, seguir cayendo aunque a un menor ritmo que en los meses precedentes, lo que podría estar anunciando una estabilización de las tasas de descenso del índice.

La tendencia negativa que ha mostrado el índice general durante el período 2018-2019 ha sido consecuencia de la evolución aún más negativa de los sectores industriales, cuya variación ha definido los dos períodos de evolución de la tendencia que han marcado el año.

Al contrario que la industria, la tendencia de los sectores de servicios, si bien en los primeros cinco meses del año se produce una reducción paulatina de los ritmos de crecimiento, a partir de junio la evolución de la tendencia se estabiliza con valores cercanos a cero.

Variación mensual del IRE corregido (% año móvil)



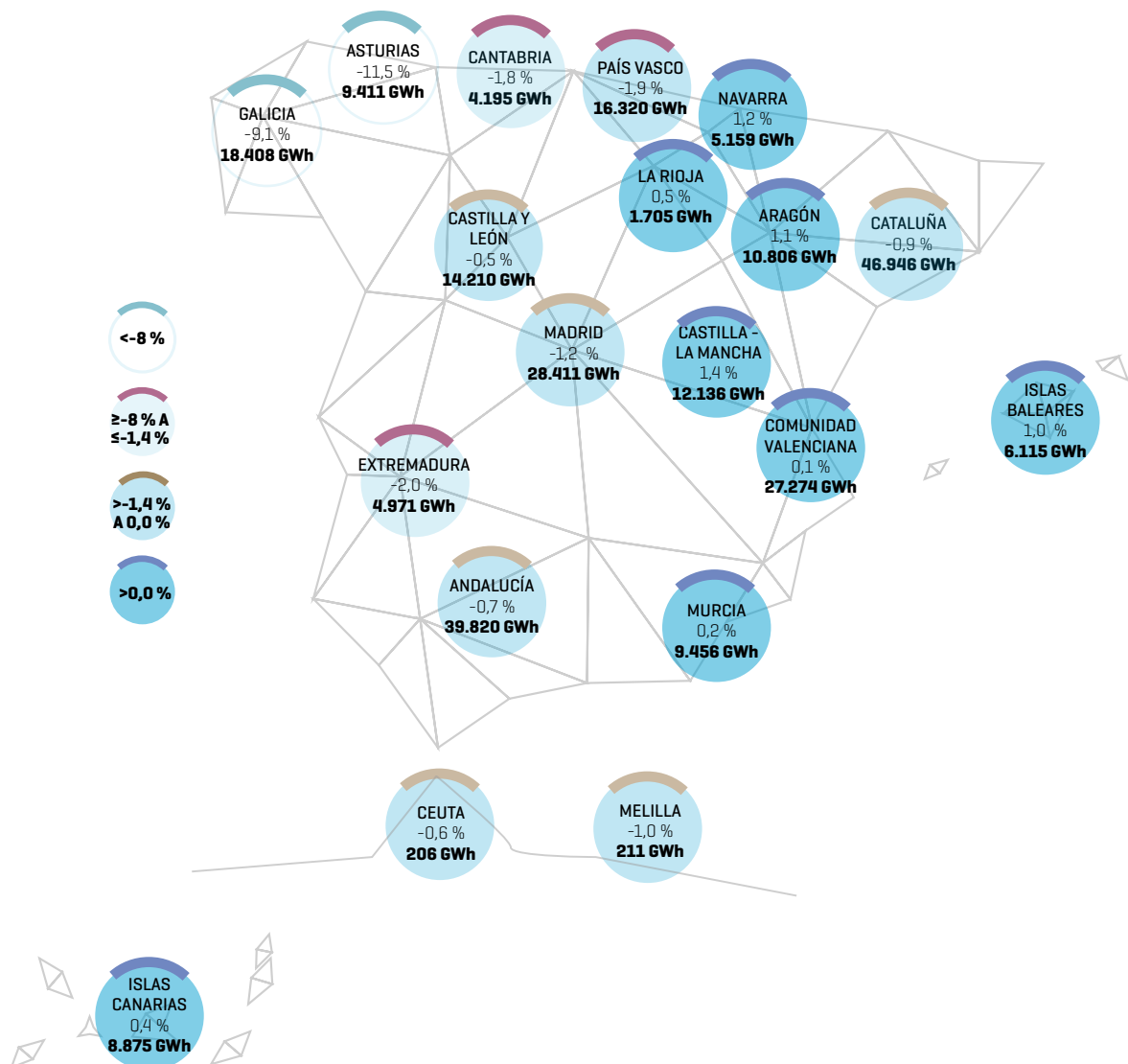
La tendencia negativa que ha mostrado el índice general durante el período 2018-2019 ha sido consecuencia de la evolución aún más negativa de los sectores industriales.

Siete comunidades autónomas experimentan variaciones positivas

Aunque la demanda de España en su conjunto ha descendido en el 2019 un 1,6 %, el desglose geográfico de la evolución de la demanda habría sido muy desigual, oscilando entre un crecimiento máximo en Castilla-La Mancha del 1,4 % y un descenso del 11,5 % en Asturias. Hasta siete comunidades autónomas experimentan variaciones positivas en

comparación con el año anterior. Estas son: Aragón, Islas Baleares, Comunidad Valenciana, Islas Canarias, Castilla-La Mancha, Murcia y Navarra. En el lado negativo, los mayores descensos se han registrado en comunidades del norte peninsular en donde el consumo industrial tiene un elevado peso sobre la demanda.

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

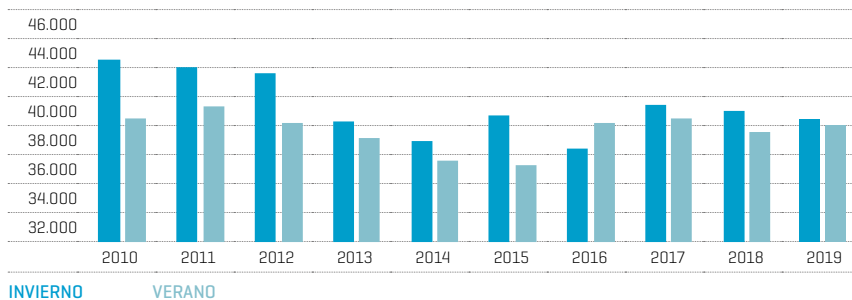


Máximo anual inferior al del 2018

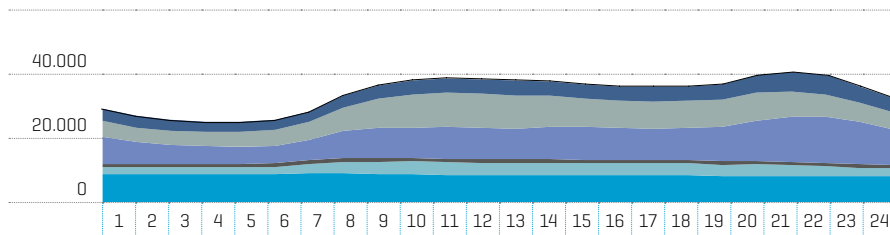
En el 2019, tanto los máximos de demanda horaria de invierno (que se corresponde con el máximo anual), como los de verano, han registrado valores inferiores a los del año anterior. El máximo del año se registró el día 10 de enero entre las 20-21h. con un total de 40.136 MWh demandados, con un descenso del 1,2 % respecto al máximo registrado el año anterior.

En cualquier caso, estos valores máximos quedan muy alejados del máximo histórico de demanda horaria registrado en el año 2007, siendo el máximo de invierno inferior en 4.740 MWh y el de verano inferior en 1.557 MWh a sus correspondientes máximos históricos.

Máximos instantáneos de demanda eléctrica peninsular (MW)



Descomposición de la demanda del 10/01/2019



IRE INDUSTRIA IRE SERVICIOS IRE OTROS BAJA TENSION P≤10kW
RESTO (PEQUEÑO COMERCIO Y SERVICIOS) PÉRDIDAS DEMANDA TOTAL BC

En la hora punta del día de máxima demanda¹ horaria del año, el sector residencial² representó el 34,5 % del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 20,9 %, los grandes servicios (IRE) el 8,7 % y el pequeño comercio y servicios el 19,3 %. 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 35,7 %, mientras que para los grandes servicios, el período horario con mayor peso es entre las 7 de la mañana y las 6 de la tarde con una participación algo superior al 10 %.

[1] Incluidas pérdidas.

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

DEMANDA MÁXIMA HORARIA INVIERNO



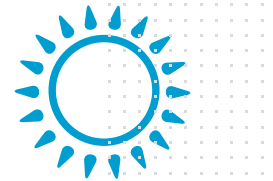
40.136

MWh

-1,2 %

RESPECTO AL 2018

DEMANDA MÁXIMA HORARIA VERANO



39.377

MWh

-0,8 %

RESPECTO AL 2018



2

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las energías no renovables aumentaron su participación al 61,1 % (59,8 % en el 2018).

En el balance de generación por tipo de energía las energías renovables han reducido su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular alcanzando un 38,9 % frente al 40,2 % en el 2018, como consecuencia de la menor producción hidráulica.

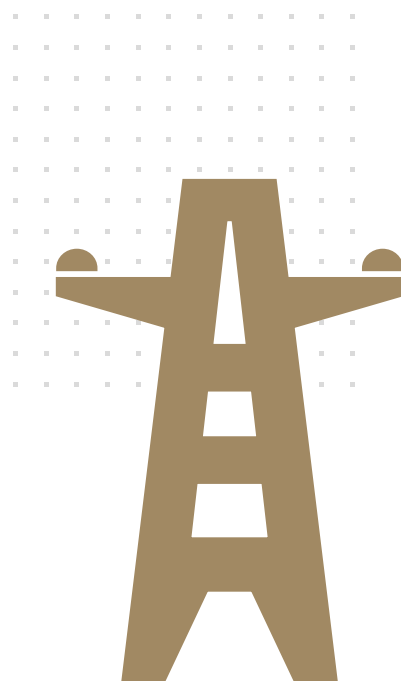
247.086

GWh

GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL SISTEMA
PENINSULAR

+0,1 %

COMPARATIVA 2018



La generación renovable desciende debido a la menor producción de las centrales hidráulicas.

+93,7 %

CICLOS COMBINADOS

-27,6 %

GENERACIÓN HIDRÁULICA

-69,4 %

CARBÓN

La generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa en torno al 95 % de la generación total nacional, se ha incrementado un 0,1 % en el 2019, situándose en 247.086 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación de los ciclos combinados que ha aumentado un 93,7 %, mientras que el carbón y la hidráulica disminuyeron su producción un 69,4 % y un 27,6 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares [13.712 GWh] descendió un 2,7 % respecto al año anterior, destacando

la disminución del 16,5 % del carbón y del 14,8 % del fuel/gas. En sentido contrario, cabe señalar el aumento de la producción eólica que fue un 82,9 % superior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, las energías renovables han reducido su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular alcanzado un 38,9 % frente al 40,2 % en el 2018, como consecuencia de la menor producción hidráulica. Como contrapartida, las energías no renovables aumentaron su participación al 61,1 % [59,8 % en el 2018].

GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
LOS SISTEMAS
NO PENINSULARES

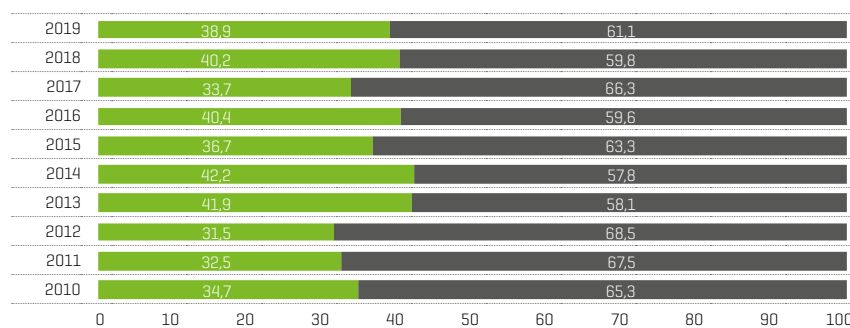
13.712

GWh

-2,7 %

COMPARATIVA 2018

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



Balance de energía eléctrica nacional ⁽¹⁾

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%19/18	GWh	%19/18	GWh	%19/18
Hidráulica	24.709	-27,6	4	7,1	24.712	-27,6
Hidroeléctrica	-	-	23	-1,7	23	-1,7
Eólica	53.094	8,5	1.144	82,9	54.238	9,4
Solar fotovoltaica	8.841	19,8	400	3,7	9.240	19,0
Solar térmica	5.166	16,8	-	-	5.166	16,8
Otras renovables ⁽²⁾	3.607	1,7	11	6,3	3.617	1,7
Residuos renovables	739	0,8	151	6,9	890	1,8
Generación renovable	96.155	-3,0	1.733	45,6	97.888	-2,4
Turbinación bombeo ⁽³⁾	1.642	-17,6	-	-	1.642	-17,6
Nuclear	55.824	4,9	-	-	55.824	4,9
Carbón	10.672	-69,4	2.000	-16,5	12.672	-66,0
Fuel/gas ⁽⁴⁾	-	-	5.696	-14,8	5.696	-14,8
Ciclo combinado ⁽⁵⁾	51.140	93,7	4.099	12,6	55.239	83,9
Cogeneración	29.580	2,1	34	-1,6	29.614	2,1
Residuos no renovables	2.072	-9,7	151	6,9	2.222	-8,7
Generación no renovable	150.931	2,2	11.979	-7,1	162.910	1,4
Consumos en bombeo	-3.025	-5,4	-	-	-3.025	-5,4
Enlace Península-Baleares ⁽⁶⁾	-1.695	37,4	1.695	37,4	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ⁽⁷⁾	6.862	-38,2	-	-	6.862	-38,2
Demanda (b.c.)	249.228	-1,7	15.407	0,6	264.635	-1,6

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descontados sus consumos propios. En dichos tipos de producción una generación negativa indica que la electricidad consumida para los usos de la planta excede su producción bruta.

(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. (3) Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto. (4) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (5) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal. (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 31.12.2019. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%19/18	MW	%19/18	MW	%19/18
Hidráulica	17.083	0,2	2	0,0	17.085	0,2
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	25.365	9,7	434	3,0	25.799	9,6
Solar fotovoltaica	8.665	94,1	248	0,1	8.913	89,2
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables ⁽¹⁾	1.071	22,9	6	0,0	1.076	22,8
Residuos renovables	122	0,0	38	0,0	160	0,0
Renovables	54.609	13,9	740	1,8	55.349	13,8
Bombeo puro	3.329	0,0	-	-	3.329	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	9.215	-3,6	468	0,0	9.683	-3,5
Fuel/gas	0	-	2.447	-1,7	2.447	-1,7
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.722	0,0	26.284	0,0
Cogeneración	5.666	-0,9	10	0,0	5.677	-0,9
Residuos no renovables	451	0,0	38	0,0	490	0,0
No renovables	50.341	-0,8	4.687	-0,9	55.028	-0,8
Total	104.950	6,4	5.427	-0,5	110.376	6,0

(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

La potencia instalada renovable nacional supera a la no renovable.

POTENCIA INSTALADA EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL

110.376

MW

50,1 %

POTENCIA RENOVABLE
NACIONAL

A 31 de diciembre del 2019 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha aumentado respecto al año anterior, después de cinco años consecutivos de descensos; y ha alcanzado el record histórico con una potencia instalada de 104.950 MW, un 6,4 % más que a finales del 2018.

Este parque generador de energía eléctrica es cada vez más renovable y menos dependiente de tecnologías contaminantes, puesto que la potencia renovable peninsular ha experimentado un aumento del 13,9 %, mientras que las no renovables disminuyen un 0,8 %. En el 2019, el carbón se ha reducido un 3,6 % respecto al año anterior, debido al cierre definitivo de la central térmica de Anllares, con la que se restan 347 MW de potencia instalada de generación no renovable. También ha descendido la potencia de cogeneración en un 0,9 %.

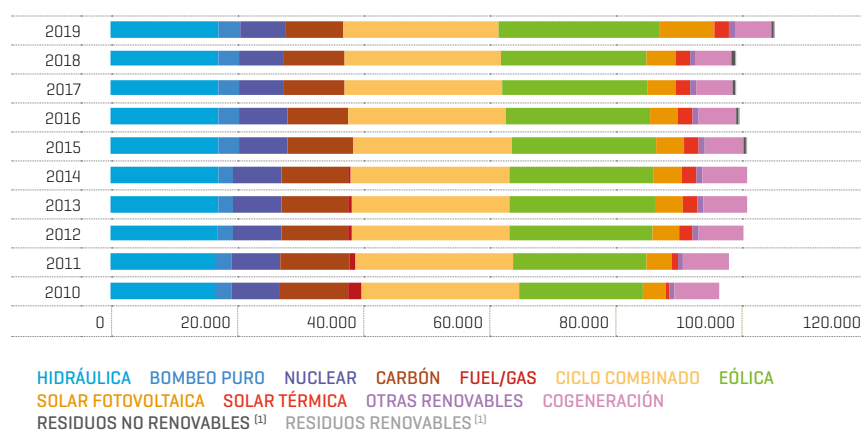
Por el contrario, han entrado en servicio más parques de generación eólica,

solar fotovoltaica y de otras renovables, que incrementan su potencia instalada en un 9,7 %, 94,1 % y 22,9%, respectivamente. Las variaciones en el resto de tecnologías han sido nulas o poco significativas.

En los sistemas no peninsulares se ha producido una reducción del 0,5 % de la potencia instalada a final del 2019. Este descenso se explica sobre todo por la baja de tres grupos de la central térmica de Ibiza en las Islas Baleares por un total de 43 MW.

En el conjunto del territorio nacional que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada se ha incrementado un 6,0 %, finalizando el año 2019 en 110.376 MW. Del total de la potencia instalada, el 50,1 % corresponde a instalaciones de energía renovable, que han superado por primera vez desde que existen registros estadísticos a las tecnologías no renovables.

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

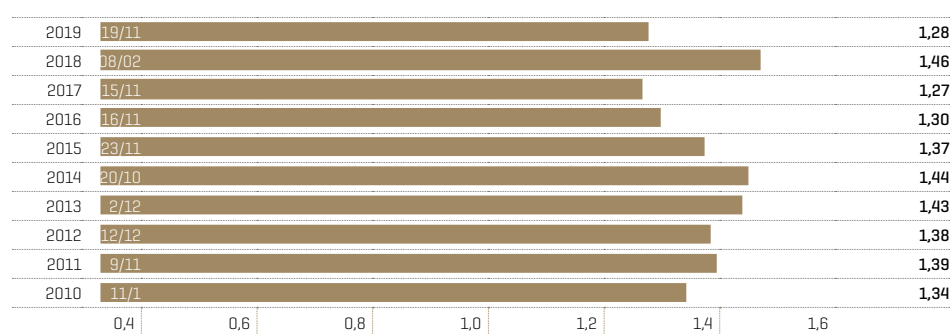


[1] Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

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 el 2019 en 1,28.

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 al descenso de la aportación hidráulica [-27,6 %].

GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA PENINSULAR

38,9 %

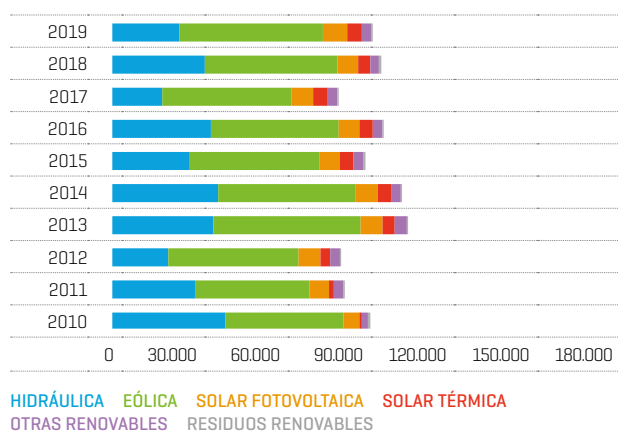
La contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular en el 2019 ha reducido su cuota en la generación eléctrica al 38,9 %, frente al 40,2 % en el 2018. A pesar de este descenso, el peso de la generación renovable ha registrado el quinto valor más alto en toda la serie histórica. La menor generación renovable se debe a la disminución de producción hidráulica, un 27,6 % inferior a la del año anterior, como consecuencia de un año con menos precipitaciones.

Sin embargo, el cambio más significativo en el mix de generación

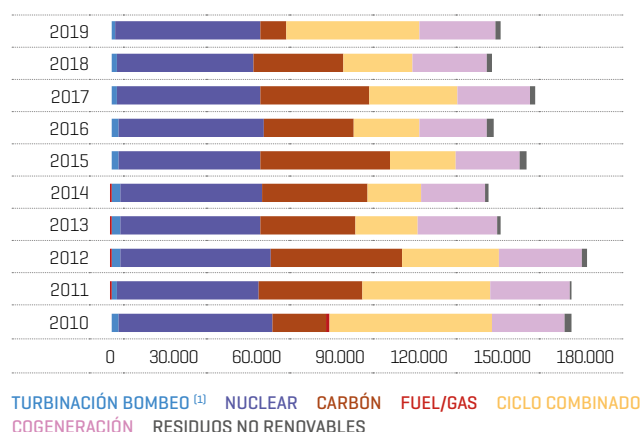
peninsular ha tenido lugar en la participación de las distintas tecnologías que utilizan combustibles fósiles como energía primaria. La generación no renovable ha alcanzado el 61,1 % del total peninsular favorecida por el incremento de producción de los ciclos combinados que casi han duplicado su peso en la estructura de generación, pasando de un 10,7 % en el 2018 al 20,7 % en el 2019. Como contrapartida, destaca el descenso de la generación con carbón que ha significado tan sólo el 4,3 % del mix, el valor más bajo desde que existen registros estadísticos.

Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular (GWh)

RENOVABLES



NO RENOVABLES



La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descontados sus consumos propios. En dichos tipos de producción una generación negativa indica que la electricidad consumida para los usos de la planta excede su producción bruta.

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

Descenso de la generación con carbón que ha significado tan sólo el 4,3 % del mix, el valor más bajo desde que existen registros estadísticos.

La eólica se mantiene como la segunda fuente de generación eléctrica por cuarto año consecutivo.

La producción renovable peninsular en el 2019 descendió un 3,0 % respecto al año anterior, situándose en 96.155 GWh, valor similar al registrado en el año 2015. Esta menor generación renovable en el año 2019 se produjo sobre todo durante los primeros meses, coincidiendo con la disminución en la producción hidráulica y eólica. Sin embargo, a final de año la energía renovable se incrementó en noviembre un 46,2 % y en diciembre un 42,6 %, respecto a los mismos meses del año anterior, registrándose los valores más altos hasta la fecha de generación renovable para un mes de noviembre y diciembre.

No obstante, sin tener en cuenta la producción hidráulica, el resto de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico peninsular ha aumentado en el 2019 un 9,8 %, ya que todas ellas han registrado incrementos respecto al año anterior.

La producción eólica peninsular del 2019 se situó en 53.094 GWh, un 8,5 % superior a la registrada el año

anterior. Este incremento se produce principalmente en los dos últimos trimestres del año, cuando esta tecnología generó un 23,3 % y un 25,2 % más que en los mismos periodos del 2018. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, ya que en el 2019 ha supuesto más de la mitad [el 55,2 %] del conjunto de renovables.

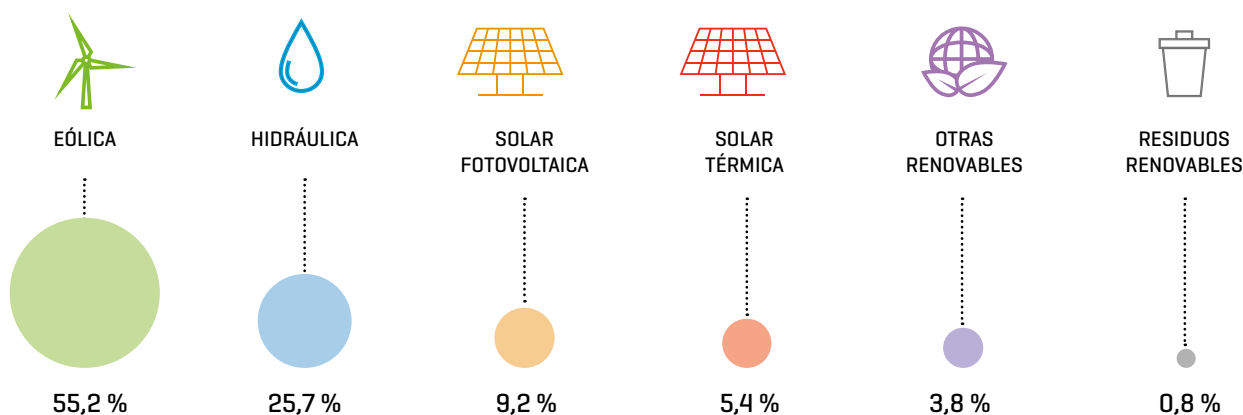
El incremento de potencia instalada eólica del 9,7 % durante el 2019 ha favorecido que se hayan batido varios máximos históricos. El domingo 3 de noviembre del 2019 a las 5:20 horas se alcanzó un nuevo récord histórico de cobertura de demanda instantánea con generación eólica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose un valor de 75,97 %. El jueves 12 de diciembre del 2019 a las 16:21 horas se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 18.879 MW. Ese mismo día entre las 16 y las 17 horas la energía horaria eólica se batió el record con un valor de 17.935 MWh.

El viernes 13 de diciembre se superó el máximo de energía eólica diaria alcanzándose los 397.541 MWh.

En línea con los años anteriores, cabe destacar la importante contribución de la generación eólica en el mix de generación anual que, con un peso del 21,5 % de la producción, se sitúa por cuarto año consecutivo en segundo lugar dentro de las tecnologías del parque generador peninsular, tan sólo por detrás de la energía nuclear. Además, la participación anual de la eólica en la estructura de generación peninsular en el 2019 ha sido la más alta registrada hasta la fecha.

La producción eólica fue la tecnología protagonista en la estructura de producción peninsular en los meses de enero [25,5 %], mayo [23,5 %], noviembre [34,0 %] y diciembre [25,4 %]. La participación de la eólica en el mix de noviembre 2019 también alcanzó un máximo histórico, representando el 34,0 % del total de generación peninsular.

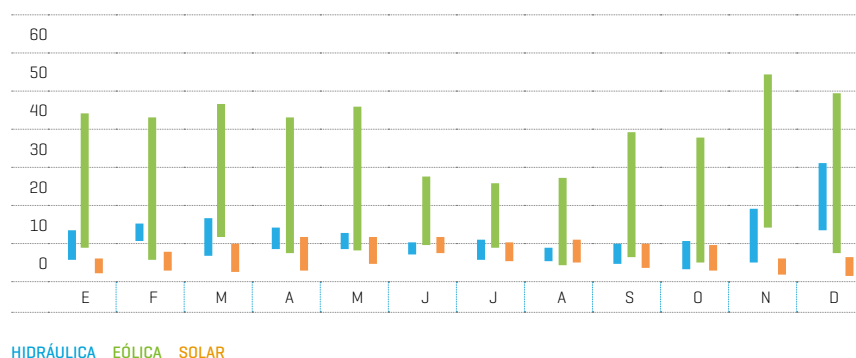
Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2019 [%]



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 2019 la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo

de 2,7 % el día 28 de agosto hasta un máximo de 53,5 % el 3 de noviembre, que ha sido el valor más alto registrado hasta la fecha.

Cobertura diaria máxima y mínima con hidráulica, eólica y solar en el 2019 (%)



MÁXIMOS Y MÍNIMOS

DIARIOS DE EÓLICA EN LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN PENINSULAR

MÁXIMO

53,5 %

3 DE NOVIEMBRE

MÍNIMO

2,7 %

28 DE AGOSTO

En el 2019 las centrales hidráulicas peninsulares reducen su producción respecto al año anterior.

La producción hidráulica peninsular en el 2019 alcanzó los 24.709 GWh, lo que supone un descenso del 27,6 % respecto al año anterior, como consecuencia de un año con menos precipitaciones. Su aportación a la estructura de generación peninsular ha sido del 10,0 %, el mismo peso que tuvo esta tecnología en el mix del año 2002. En el 2019 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la quinta fuente de generación, mientras que el año anterior fue la cuarta con un peso del 13,8 % en el total peninsular.

En el gráfico comparativo de generación hidráulica peninsular 2018-2019 se aprecia cómo durante todos los meses del 2019, excepto noviembre y diciembre, la producción hidráulica

ha sido inferior tanto a la generación del 2018 como a la media histórica, calculada con las producciones de los últimos veinte años. En los meses de mayo, abril y junio la generación hidráulica peninsular llegó incluso a reducirse a más de la mitad de la cantidad producida en los mismos meses del año anterior y se registró un mínimo histórico de contribución hidráulica para un mes de mayo con una aportación del 9,9 %. Esta situación contrasta con el incremento del 86,5 % de la producción hidráulica del mes de diciembre del 2019 y con lo sucedido el año anterior, cuando en los meses de abril y junio la hidráulica fue la principal fuente de producción del mix energético peninsular, con aportaciones del 24,0 % y 19,9 %, respectivamente.

PRODUCCIÓN HIDRÁULICA PENINSULAR

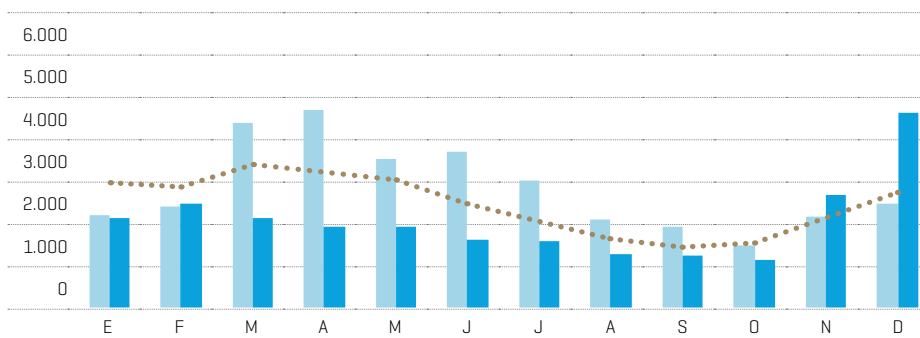
24.709
GWh

-27,6 %
RESPECTO AL 2018

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

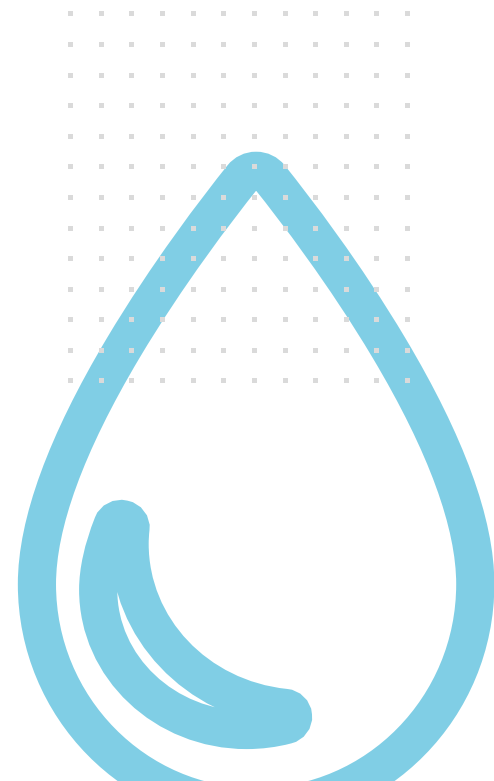
10,0 %

Generación hidráulica peninsular 2018-2019 comparada con la generación media (GWh)



GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL 2018 GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL 2019 MEDIA HISTÓRICA⁽¹⁾

⁽¹⁾ Media de la generación hidráulica mensual de los últimos 20 años.



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 el 2019 alcanzó los 25.989 GWh, un 30,5 % inferior al registrado en el 2018 y un 12,0 % menor

que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2019 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 0,9.

Energía producible hidráulica diaria durante el 2019 comparada con el producible medio histórico (GWh)



RESERVAS
HIDROELÉCTRICAS
DEL CONJUNTO DE
EMBALSES

51,0 %

DE SU CAPACIDAD TOTAL A
31/12/2019

Las reservas hidroeléctricas se recuperan en diciembre y terminan el 2019 por encima de la media estadística

El año 2019 en cuanto a cantidad de precipitaciones ha sido un año normal en su conjunto. Tras un primer periodo del año de enero a octubre muy seco, se produjo un mes de noviembre muy húmedo y un diciembre húmedo. Como consecuencia, las reservas hidroeléctricas se han situado durante

casi todo el año por debajo de la media estadística [calculada con los valores de los últimos veinte años]. Sin embargo, el aumento de precipitaciones de los dos últimos meses permitió un incremento de las reservas hidroeléctricas hasta situar el volumen de agua de los embalses hidroeléctricos en España a 31 de diciembre del 2019 en el 51,0 % de su capacidad de llenado, es decir, 6,9 puntos porcentuales por encima del año anterior.

La producción solar fotovoltaica registra valores máximos de producción.

En el año 2019 las instalaciones solares fotovoltaicas del sistema peninsular casi han duplicado la potencia instalada y han incrementado su producción un 19,8 %, alcanzando los 8.841 GWh lo que supone un nuevo récord de generación anual y de participación en el mix peninsular con un 3,6 %.

Durante todos los meses del 2019 la producción solar fotovoltaica ha sido superior a la del mismo periodo del año anterior. Además, la producción mensual de agosto fue la más elevada registrada hasta la fecha con 973 GWh, y durante los meses de mayo, junio y agosto el peso de esta tecnología alcanzó el valor máximo con un peso del 4,6 % del mix.

A nivel diario se batió el máximo de producción solar fotovoltaica el viernes 23 de agosto del 2019 con un valor de 34.786 MWh. Ese mismo día se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia instantánea de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose 4.698 MW a las 14:25 horas.

El sábado 26 de octubre entre las 13 y las 14 horas la energía horaria solar fotovoltaica se produjo el récord con un valor de 4.227 MWh.

Por último, el miércoles 25 de diciembre del 2019 a las 13:36 horas se alcanzó un nuevo máximo histórico de cobertura de demanda con generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 17,9 %.

Por lo que respecta a la solar térmica peninsular, en el 2019 se generaron 5.166 GWh con esta tecnología, un 16,8 % más que el año anterior, y ha tenido una contribución del 2,1 % en la producción total peninsular.

De la misma forma, el resto de renovables (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica) han tenido mayor producción en un 1,7 % respecto al año anterior y su peso en el mix de generación peninsular ha sido del 1,5 %.

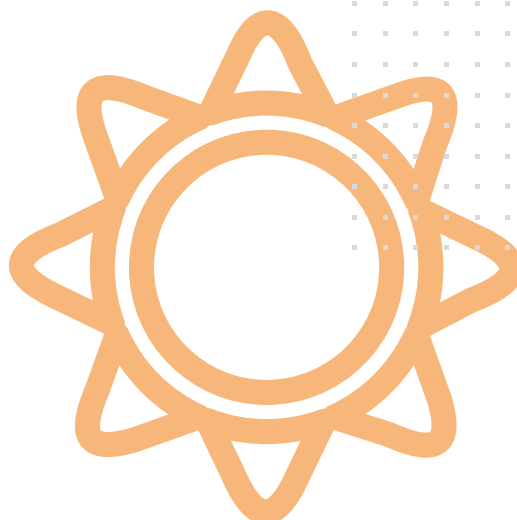
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

8.841
GWh

+19,8 %
RESPECTO AL 2018

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

3,6 %



Aumenta la generación no renovable debido a la mayor producción de los ciclos combinados.

GENERACIÓN CENTRALES NUCLEARES

55.824
GWh

+4,9 %
RESPECTO AL 2018

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

22,6 %

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en el 2019 una generación de 150.931 GWh, un 2,2 % superior a la del 2018. Este aumento contrasta con el descenso del 10,2 % experimentado el año pasado y ha tenido como consecuencia un aumento de su aportación a la generación total peninsular en 1,2 puntos porcentuales, alcanzando en el 2019 un peso del 61,1 %, frente al 59,8 % del 2018.

Dentro de las energías no renovables, la nuclear generó en el 2019 un total de 55.824 GWh, un 4,9 % más que el año anterior. Este incremento se produjo sobre todo durante el segundo trimestre del año 2019, cuando la producción nuclear aumentó un 19,0 %, produciendo en abril un 21,2 % más y en junio un 29,4 %.

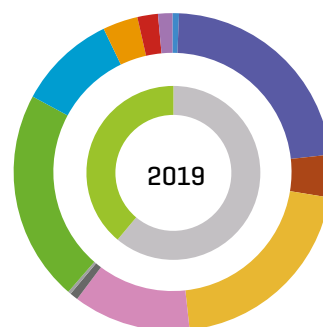
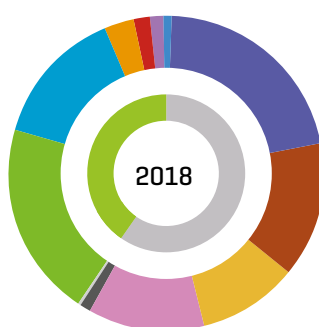
Las centrales nucleares han sido por noveno año consecutivo la primera fuente de generación peninsular (en el 2013 compartió el liderazgo con la eólica). En el 2019, alcanzaron una cuota en la generación peninsular del 22,6 % (un 21,5 % en el 2018).

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 97,9 %.

Son la fuente que más horas funciona, 8.040 horas de las 8.760 que tiene el año. Y el 36,3 % de la electricidad libre de emisiones contaminantes generada en el 2019, se consiguió gracias a la energía nuclear.

Estructura de la generación peninsular en el 2018 y 2019 [%]

	2018	2019
TURBINACIÓN BOMBEO	0,8	0,7
NUCLEAR	21,5	22,6
CARBÓN	14,1	4,3
CICLO COMBINADO	10,7	20,7
COGENERACIÓN	11,7	12,0
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,9	0,8
RESIDUOS RENOVABLES	0,3	0,3
EÓLICA	19,8	21,5
HIDRÁULICA	13,8	10,0
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,0	3,6
SOLAR TÉRMICA	1,8	2,1
OTRAS RENOVABLES	1,4	1,5



	2018	2019
RENOVABLES	40,2	38,9
NO RENOVABLES	59,8	61,1

La producción de las centrales de carbón ha registrado valores mínimos históricos.

Por lo que respecta a las centrales de carbón peninsulares, en el 2019 han visto reducida su potencia instalada un 3,6 %, debido al cierre definitivo en marzo de la central de Anllares de 347 MW localizada en León. De esta forma, el carbón representaba a finales del año el 8,8 % de la potencia instalada peninsular, frente al 9,7 % del 2018.

Las centrales de carbón peninsulares en el 2019 generaron 10.672 GWh, el valor más bajo en toda la serie histórica, lo que significa un 69,4 % menos que el año anterior. Este descenso ha sido especialmente significativo en el segundo semestre del año, cuando la producción con carbón fue un 85,6 % inferior al mismo semestre del 2018. Por meses, destacan agosto y septiembre que tuvieron una generación inferior respecto al año anterior de un 90,2 % y 89,2 %, respectivamente.

Este año 2019 el mix energético ha demostrado que España apuesta con fuerza por las renovables, pero también avanza en el proceso de descarbonización. En el 2019 el carbón sólo representó el 4,3 % del total de la generación, frente al 14,1 % del 2018, y ha sido la sexta fuente de generación del mix. Además, el año se cerró con un evento inédito en la historia del sistema eléctrico peninsular: el llamado 'cero' en carbón o, lo que es lo mismo, un día entero sin generar ni un solo MWh con este combustible fósil. Sucedió el 14 de diciembre y se repitió cuatro días más durante ese mes (21, 22, 24 y 25 de diciembre).

El coeficiente de utilización del carbón también ha disminuido ya que en el 2019 se situó en el 14,8 %, frente al 45,3 % del año anterior.

GENERACIÓN CENTRALES DE CARBÓN

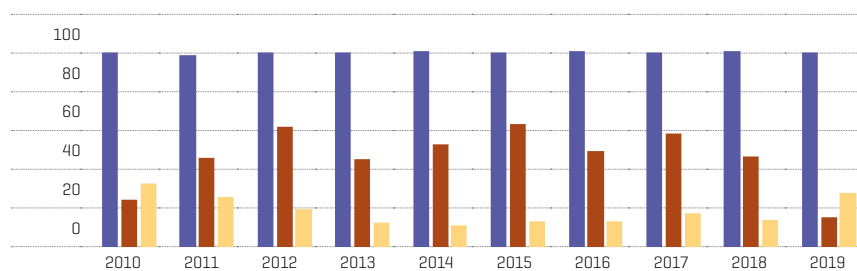
10.672
GWh

- 69,4 %
RESPECTO AL 2018

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

4,3 %

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



NUCLEAR CARBÓN CICLO COMBINADO

(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.

PRODUCCIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS

51.140

GWh

+93,7 %
RESPECTO AL 2018

APORTACIÓN A LA ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN PENINSULAR

20,7 %

PRODUCCIÓN EN EL CONJUNTO DE LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

13.712

GWh

-2,7 %
RESPECTO AL 2018

En el 2019 las centrales de ciclo combinado han producido cerca del doble del año anterior.

La producción de los ciclos combinados casi se ha duplicado en el 2019 ya que han generado un 93,7 % más que en el año anterior. Su producción anual ha sido de 51.140 GWh, valor similar a la cantidad producida durante el año 2011. Los mayores incrementos tuvieron lugar en el período de abril a octubre, entre los que destaca la producción de julio que triplicó la del mismo mes del año 2018.

Como consecuencia de esta mayor producción, los ciclos combinados han aumentado 10 puntos su representación en el mix energético, alcanzando un peso del 20,7 % en la estructura peninsular del 2019 (un 10,7 % en el 2018), y han sido la tercera fuente de generación.

El coeficiente de utilización del 2019 se situó en el 27,1 % (13,2 % en el 2018).

Desciende la generación eléctrica de los sistemas no peninsulares.

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en el 2019 alcanzó los 13.712 GWh, un 2,7 % inferior a la del año anterior. Por sistemas, en Canarias creció un 0,4 %, mientras en Baleares, Ceuta y Melilla descendió un 8,4 %, un 0,6 % y un 1 %, respectivamente.

La energía eléctrica producida en el sistema de Baleares se ha vuelto a reducir por segundo año consecutivo, alcanzando en el 2019 los 4.420 GWh, un 8,4 % menos que el año anterior. Las centrales de carbón han reducido su producción un 16,5 %, pero siguen siendo la tecnología con mayor peso en el mix energético balear ya que han representado el 45,2 % del total generado en el 2019 (un 49,7 % en el 2018).

Los motores diésel ha reducido su potencia instalada un 23,4 % debido

al cierre de tres grupos de la central térmica de Ibiza por un total de 43 MW. Esta tecnología ha producido un 27,0 % menos que el año anterior.

Sin embargo, debido a la entrada en operación comercial del doble enlace entre Mallorca e Ibiza desde el 1 de diciembre de 2018, las centrales que más han reducido su producción han sido las turbinas de gas ya que en el 2019 han generado un 42,3 % menos que en el 2018, pasando a ser la cuarta fuente de producción en el mix con un peso del 10,0 % frente al 15,9 % que tuvieron en el 2018.

Por el contrario, las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares han generado en el 2019 un 77,0 % más que en el 2018. Esta tecnología ha sido la segunda fuente de generación en el mix balear ya que han alcanzado un peso en la estructura de producción del 23,6 %, lo que significan 11,4 puntos más que el año anterior.

La energía transferida desde la Península en el 2019 se ha incrementado un 37,4 %.

En aplicación de la Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las islas Baleares y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares. Desde el día 1 de diciembre del 2018, los dos sistemas eléctricos de Baleares, Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, pasaron a constituir un sistema único.

Este hecho ha permitido que en el 2019 la energía transferida desde la península hacia el archipiélago Balear se haya

incrementado un 37,4 %, el mayor aumento de los últimos cinco años.

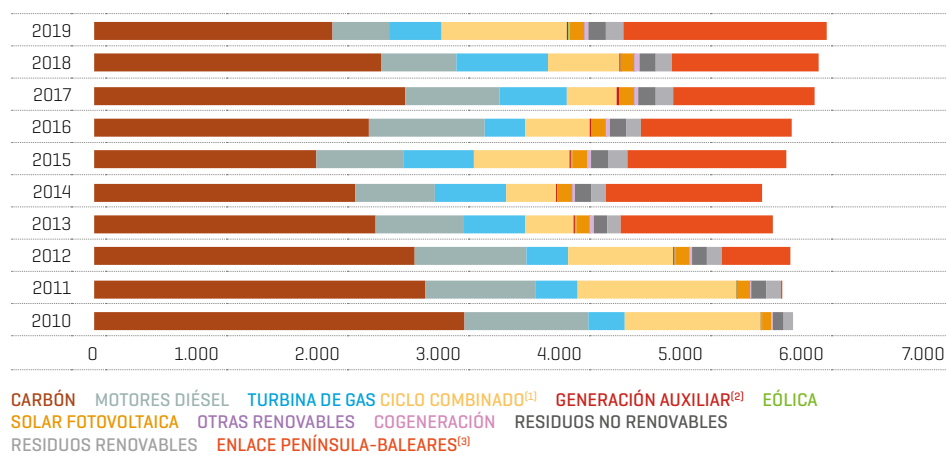
Este aumento de entrada de energía se produjo sobre todo durante el segundo trimestre del año, llegando a registrar en abril un incremento del 87,2 %, respecto al mismo mes del año 2018.

La energía transferida desde la península ha cubierto el 27,7 % de la demanda de las islas Baleares en el año 2019 y ha alcanzado picos del 40 % del consumo horario, lo que ha supuesto un ahorro del orden del 18 % en los costes de cobertura del sistema eléctrico balear.

INTERCAMBIO DE ENERGÍA
ENTRE LA PENÍNSULA Y
BALEARES

+ 37,4 %
RESPECTO AL 2018

Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica de las Islas Baleares (GWh)



La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descontados sus consumos propios. En dichos tipos de producción una generación negativa indica que la electricidad consumida para los usos de la planta excede su producción bruta.

[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] Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 31/08/2012.

En el 2019 la generación renovable en Canarias ha crecido un 56,3 %.

La producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Canarias en el 2019 ha crecido un 0,4 % respecto al año anterior, alcanzando los 8.875 GWh. La generación de las centrales que utilizan combustibles fósiles se ha reducido un 6,2 %, ya que todas las tecnologías no renovables, excepto los ciclos combinados, han producido menos durante el 2019. Por el contrario, la energía renovable producida en las Islas Canarias durante el año 2019 ha sido un 56,3 % superior a la cantidad generada en el 2018, alcanzando el máximo histórico de producción renovable anual. Como consecuencia, en el 2019 el peso de las renovables en el mix energético de las Islas Canarias se ha situado en un 16,4 % frente al 10,5 % que representó el año anterior.

Esta generación de origen renovable consiguió en julio del 2019 la mayor

producción mensual registrada hasta la fecha con 192.735 MWh y representó la cuarta parte de la energía generada ese mes en las Islas Canarias. A nivel diario el sábado 5 de octubre la energía renovable llegó a significar el 43 % del mix en las Islas Canarias.

La potencia de generación eólica instalada en las islas Canarias se ha incrementado en el último año un 3,0 %, de forma que a 31 de diciembre del 2019 representaba el 70 % de la potencia renovable instalada en las islas. La eólica ha producido en el 2019 un 83 % más que el año anterior, alcanzando un valor máximo en la estructura de generación del 12,8 %, frente al peso que tuvo en el 2018 del 7 %. También se han registrado participaciones máximas de esta tecnología en el mes de julio del 2019 con un 20,7 % del total generado en las

Islas Canarias y el sábado 5 de octubre la generación eólica representó el 37,9 % del mix.

El desarrollo de las infraestructuras de transporte y generación eólica han supuesto durante el año 2019 nuevos máximos históricos, alcanzando en Tenerife el domingo 9 de junio a las 11:42 horas el récord de porcentaje de cobertura con renovable con un valor del 60,6 %. El jueves 31 de octubre se registró el máximo de punta de potencia eólica en Tenerife con un valor de 182,95 MW.

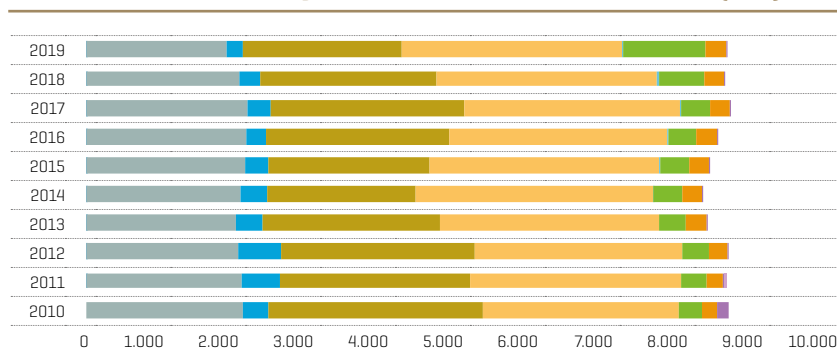
En Gran Canaria se ha registrado el 9 de junio un máximo histórico de renovable instantánea con un valor de 167,79 MW y el miércoles 17 de julio un máximo de punta de potencia eólica con 142,41 MW.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CANARIAS

8.875
GWh

+0,4 %
RESPECTO AL 2018

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

La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descontados sus consumos propios. En dichos tipos de producción una generación negativa indica que la electricidad consumida para los usos de la planta excede su producción bruta.

[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 mensual de integración renovable en la isla de El Hierro.

Para la isla de El Hierro, sistema eléctrico, especialmente relevante por contar con la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, la revisión continua de sus criterios de operación ha posibilitado que se alcancen niveles aún

más altos de integración renovable. De este modo, en el mes de julio, la integración renovable mensual en este sistema alcanzó el 97 %, consiguiendo el 54 % para el conjunto del año.

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA
RENOVABLE EN LA ISLA DE
EL HIERRO

54 %

La demanda de energía eléctrica de la isla de El Hierro se cubrió durante más de 24 días consecutivos con energía 100 % renovable.

El viento ha permitido a la isla canaria de El Hierro cubrir la totalidad de su demanda eléctrica con renovables desde el 13 de julio hasta el 7 de agosto y ha alcanzado así el hito de abastecer sus necesidades eléctricas durante más de 24 días con generación 100% limpia, superando el máximo anterior que se produjo entre el 15 de julio y el 2 de agosto del 2018.

Durante este periodo ininterrumpido de 596,3 horas, la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, con una potencia eólica instalada de 11,5 MW, ha sido la principal fuente de generación eléctrica de la isla.

Red Eléctrica de España, operador del sistema eléctrico de la isla, y Gorona del Viento colaboran estrechamente

para incluir mejoras operativas que permitan el máximo aprovechamiento de los recursos renovables, como el viento y el agua y optimizar así su gestión.

Las centrales hidroeléctricas combinan la generación eólica con la hidráulica de bombeo, ya que emplea parte de la energía producida con viento para bombear agua que posteriormente moverá turbinas hidráulicas, a fin de aprovechar al máximo las fuentes renovables de generación eléctrica. La de Gorona del Viento es la única central de estas características instalada en España y es una clara oportunidad para reducir la dependencia de combustibles fósiles en sistemas eléctricos pequeños como el de El Hierro.

El diseño de la central hidroeléctrica reversible Soria-Chira tiene como objetivos: integración de renovables, seguridad del sistema y garantía del suministro.

Red Eléctrica de España es la compañía responsable de desarrollar los proyectos de almacenamiento energético mediante centrales hidroeléctricas de bombeo que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados.

El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria, diseñado por Red Eléctrica de España en la isla de Gran Canaria, supone el desarrollo de una central capaz de almacenar los excedentes de generación renovable no gestionables en el sistema eléctrico que se darán cuando la producción de este tipo de energía sea elevada, evitando así su vertido. De esta forma será posible su aprovechamiento posterior en momentos de menor producción renovable. El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria de Red Eléctrica va más allá. La central, además de almacenar una gran cantidad de energía, mediante su flexibilidad y capacidad de regulación, será capaz de atender los objetivos que impulsaron su diseño: la integración de renovables, la seguridad del sistema y la garantía del suministro.

Con una inversión que superará los 370 millones de euros, la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria contará con 200 megavatios de potencia en turbinación, lo

que representa alrededor del 36% de la punta de demanda actual de Gran Canaria. El proyecto incluye la construcción de una planta desalinizadora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte para poder evacuar dicha energía al sistema eléctrico de la isla. Durante el total de la duración del desarrollo de esta infraestructura se estima la generación de algo más de 4.300 empleos de los cuales casi 1.650 son empleos directos y el resto indirectos e inducidos. De este total de empleos el 80% será generado en el archipiélago Canario.

Respecto a los avances alcanzados en el 2019 en el desarrollo del proyecto, cabe destacar que en el mes de febrero se procedió a la tramitación del proyecto Modificado I, surgido de la necesidad de adaptación del proyecto original a las condiciones geotécnicas obtenidas de la campaña realizada durante el año 2018. Asimismo, la redacción del proyecto Modificado I ha permitido incorporar cambios con el fin optimizar el funcionamiento y la operación de la central e incorporar necesidades y expectativas de grupos de interés del proyecto. En agosto se finalizó el proceso de información pública y consulta a organismos en el que se han atendido las alegaciones y condicionados presentados por los grupos de interés del proyecto. Y en el mes de septiembre se dio traslado al expediente a la Dirección General

de Lucha contra el Cambio Climático y Medio Ambiente del Gobierno de Canarias para el comienzo del trámite de Evaluación de Impacto Ambiental.

El diseño de la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria se lleva a cabo mediante tecnología VDC (Virtual Design & Construction), que aporta un salto evolutivo en el desarrollo de la ingeniería y control de la construcción. Por un lado, con el ajuste del diseño a la realidad constructiva, la compañía es capaz de evitar la fabricación y

suministro de elementos excedentarios no ajustados a las necesidades reales de la instalación y, por otro, se reduce al mínimo el volumen de papel utilizado como soporte físico de la información. Adicionalmente, el diseño mediante realidad virtual permite la optimización de los emplazamientos y el ajuste de las geometrías dentro del entorno, integrándolos en el paisaje y minimizando los impactos visuales de la central y las afecciones al medio ambiente y al patrimonio arqueológico y etnográfico de la isla de Gran Canaria.

El impulso a la descarbonización ha favorecido el descenso de las emisiones de CO₂eq.

Una de las principales consecuencias del impulso a la descarbonización ha sido el descenso de las emisiones de CO₂eq asociadas a la generación eléctrica nacional, que han marcado un mínimo histórico desde que se tienen registros (1990): 50 millones de

toneladas de CO₂eq, un 23% menos que en el 2018. El mayor descenso se observa en las emisiones de CO₂eq asociadas a la producción de las centrales de carbón que en el 2019 han sido un 65,6 % inferiores a las del año anterior.

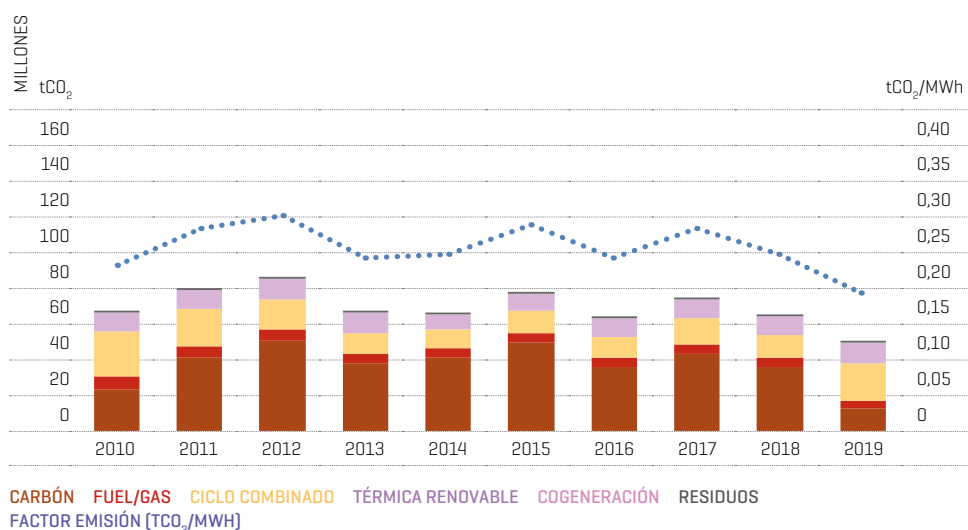
MÍNIMO HISTÓRICO
DE LAS EMISIONES DE
CO₂EQ ASOCIADAS A LA
GENERACIÓN ELÉCTRICA

50

MILLONES DE TONELADAS

- 23 %
RESPECTO AL 2018

Emisiones y factor de emisión de CO₂eq asociado a la generación de energía eléctrica nacional^[1]



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

MAYOR CUOTA EN LA
PRODUCCIÓN NACIONAL
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

45.205

GWh
CATALUÑA

MAYOR INCREMENTO
DE GENERACIÓN

+71,9 %

RESPECTO AL 2018
MURCIA

MAYOR CUOTA EN LA
GENERACIÓN NACIONAL
DE ENERGÍA RENOVABLE

19,5 %

DEL TOTAL NACIONAL
**CASTILLA Y
LEÓN**

MIX ENERGÉTICO CON
MAYOR PORCENTAJE DE
GENERACIÓN LIBRE DE
CO₂

99,7 %

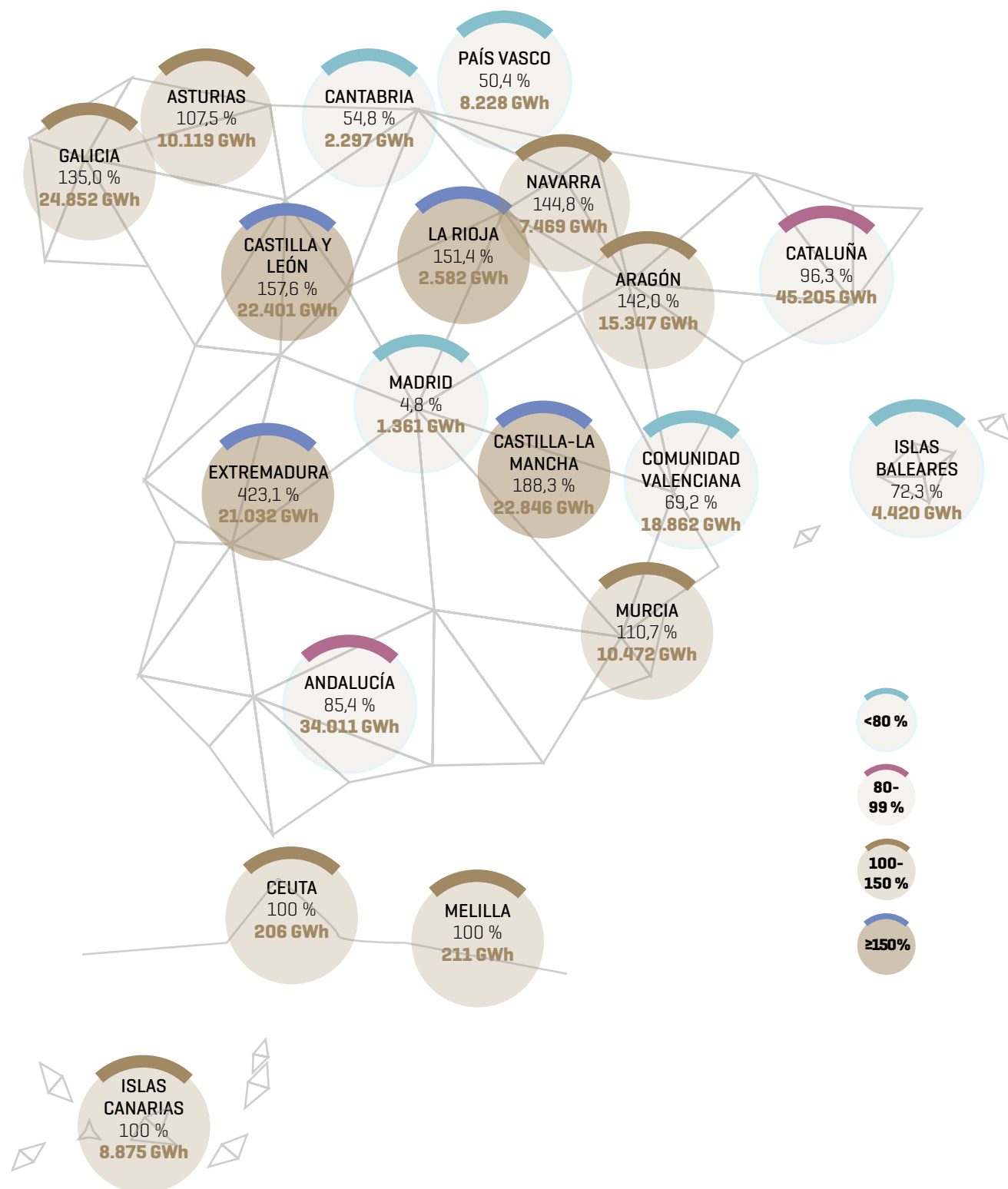
EXTREMADURA

Aragón registra el mayor incremento de potencia instalada eólica y solar fotovoltaica.

Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante 2019 cabe destacar los siguientes:

- Cataluña es la comunidad que más energía ha generado durante el año 2019, un total de 45.205 GWh y ha registrado un aumento del 6,4 % respecto al 2018. La mayor parte de esta generación es sin emisiones de CO₂eq, el 68,4 %.
- Murcia es la comunidad autónoma que mayor incremento de generación ha tenido en el 2019, un 71,9 % superior a la del 2018. Este crecimiento se ha debido sobre todo al aumento de generación de los ciclos combinados que han producido un 132,3 % más que el año pasado y representan el 65,1 % de su mix energético.
- Castilla y León sigue registrando la mayor producción de energía renovable alcanzando en el 2019 los 19.086 GWh, lo que representa el 19,5 % del total renovable nacional. Así mismo, es la comunidad con mayor cuota de renovables en su mix de generación, un 85,2 % en el 2019. El 65 % de esta generación renovable ha sido de procedencia eólica. La estructura de generación ha sido también mayoritariamente renovable en Galicia con un peso del 65,2 %, en Aragón con un 54,0 % y en Castilla-La Mancha con 53,0 %.
- Extremadura tiene el mix energético con mayor porcentaje de generación sin emisiones de CO₂eq, ya que el 99,7 % de su producción procede de tecnologías libres de emisiones de CO₂.
- Durante el 2019, nueve 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 sigue Castilla-La Mancha, que producen casi el doble de la cantidad que necesitan para satisfacer su demanda.
- En relación con la potencia instalada, las variaciones más significativas en el 2019 se han producido en Castilla y León con un descenso de potencia de las centrales de carbón debido al debido al cierre definitivo de Anllares con 347 MW, y en Baleares donde se reduce la potencia por el cierre de tres grupos de la central térmica de Ibiza con un total de 43 MW. En sentido contrario, en Aragón se ha producido los mayores incrementos tanto en potencia instalada eólica con un aumento del 53,3 %, como en las instalaciones solares fotovoltaicas que han multiplicado más de cinco veces su potencia instalada durante 2019.

Ratio generación eléctrica/demanda [%] y generación eléctrica [GWh] en el 2019 por comunidad autónoma





INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROGRAMADOS

El saldo importador de energía en España ha resultado inferior al del año anterior en un 38 %.

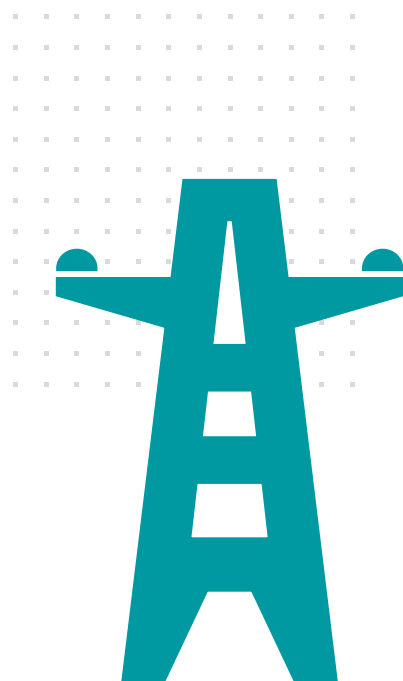
Por cuarto año consecutivo, los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el año 2019 con saldo importador.

6.875
GWh

SALDO IMPORTADOR 2019

-38 %

COMPARATIVA 2018



10.946

GWh

EN PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN

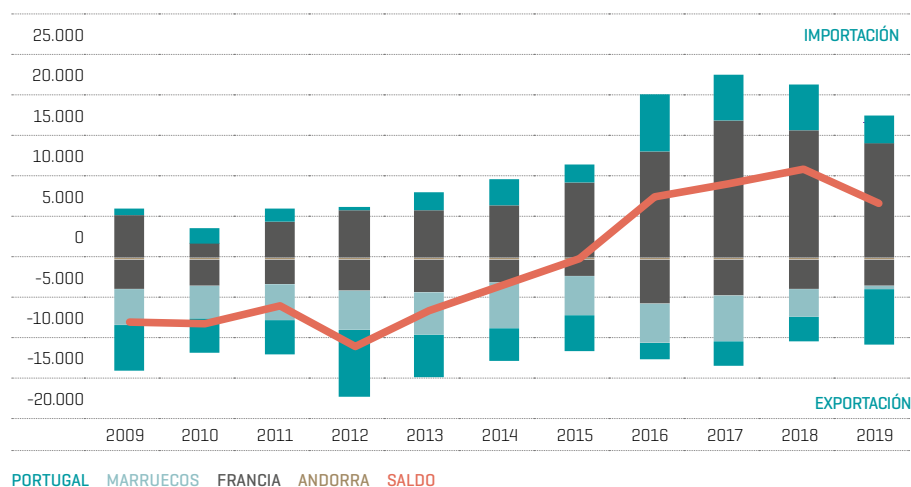
+4,3 %

COMPARATIVA 2018

El volumen de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 28.767 GWh, valor un 10,4 % inferior a 2018. Se programaron 10.946 GWh de exportación, un 4,3 % más que el año anterior y 17.821 GWh de importación,

valor inferior en un 17,5 % al del 2018. Al igual que el año anterior el saldo neto vuelve a ser importador, con un valor de 6.875 GWh, un 38,0 % inferior al del año 2018.

Evolución anual de los intercambios internacionales programados [GWh]



En el 2019 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador, salvo en el mes de noviembre, debido a la alta

hidraulicidad y eolicidad que originó que el saldo con Francia fuese exportador. El máximo saldo neto importador se registró en el mes de marzo [1.413 GWh].

17.821

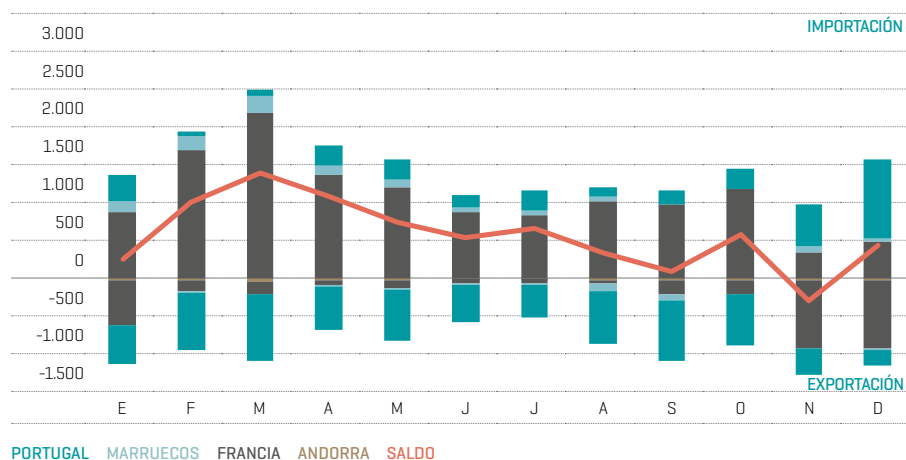
GWh

EN PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN

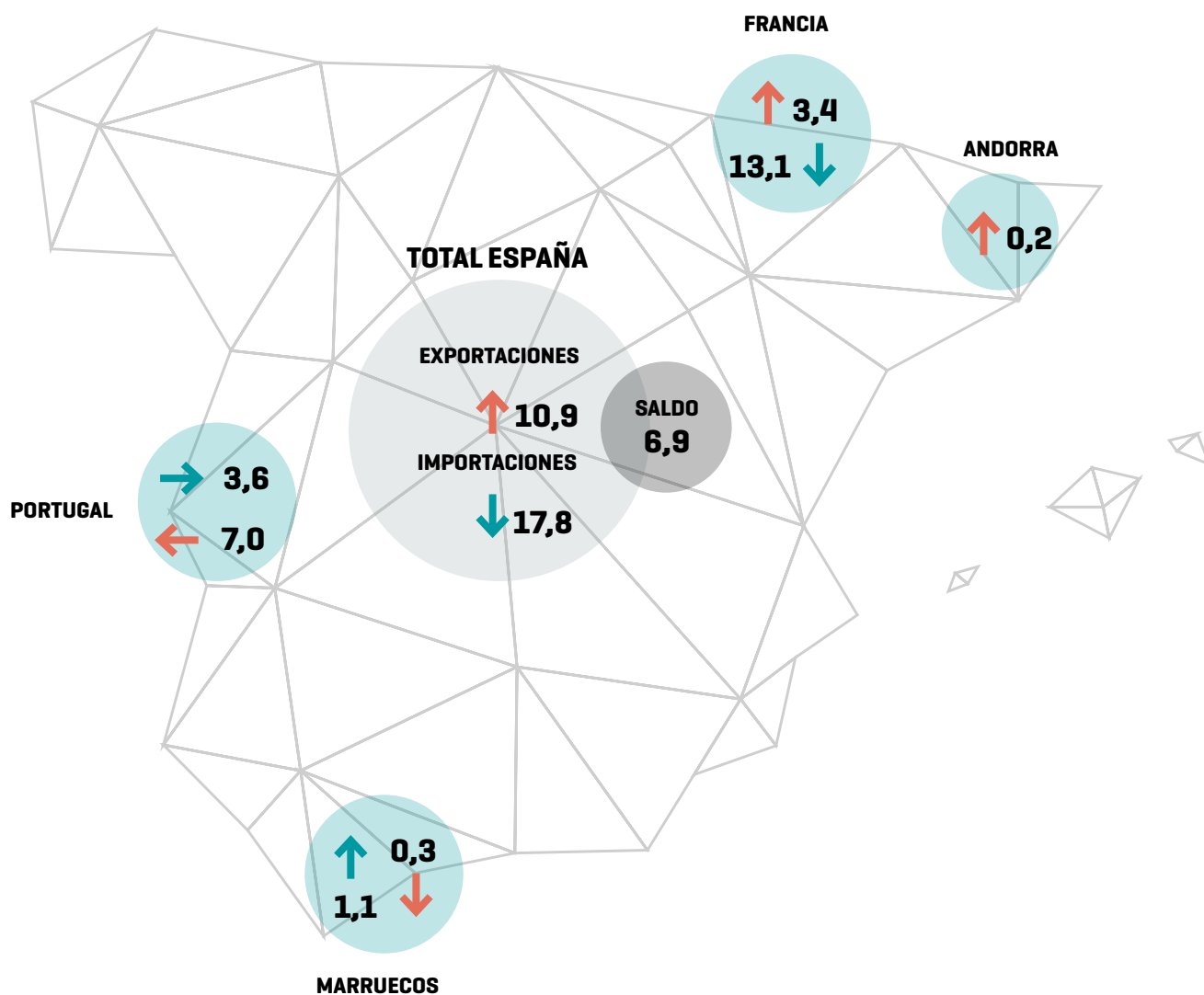
-17,5 %

COMPARATIVA 2018

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2019 [GWh]



Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2019 (TWh)



El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido importador por primera vez en la historia de esta interconexión.

9.705

GWh

INTERCAMBIOS CON
FRANCIA SALDO
IMPORTADOR

-19,4 %

COMPARATIVA 2018

13.119

GWh

PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN

-17,1 %

COMPARATIVA 2018

3.414

GWh

PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN

-9,6 %

COMPARATIVA 2018

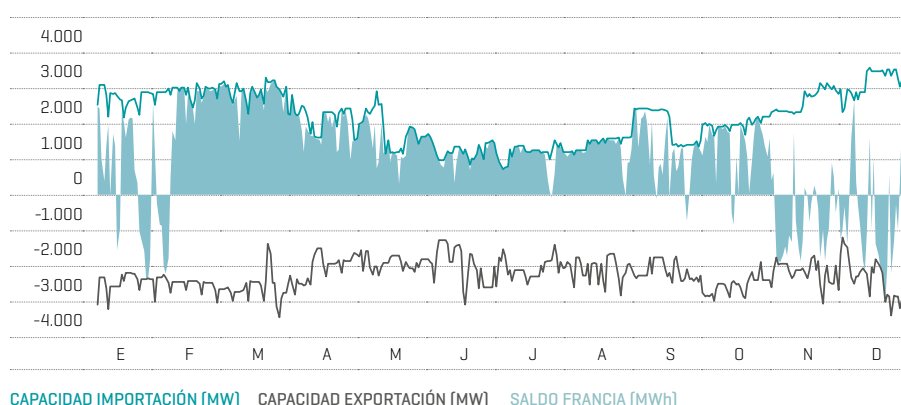
FRANCIA

El saldo de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 9.705 GWh, un 19,4 % inferior al del año 2018. Los programas de importación alcanzaron los 13.119 GWh, un 17,1 % inferiores a los del año anterior y los de exportación fueron de 3.414 GWh, valor inferior en un 9,6 % al del pasado año. Salvo en noviembre y diciembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Durante el 2019 se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión, la mayor parte del tiempo en el sentido de Francia hacia España [80 % de las horas].

La capacidad estuvo bastante limitada desde abril hasta octubre por trabajos en Francia.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia 2019 [MW/MWh]

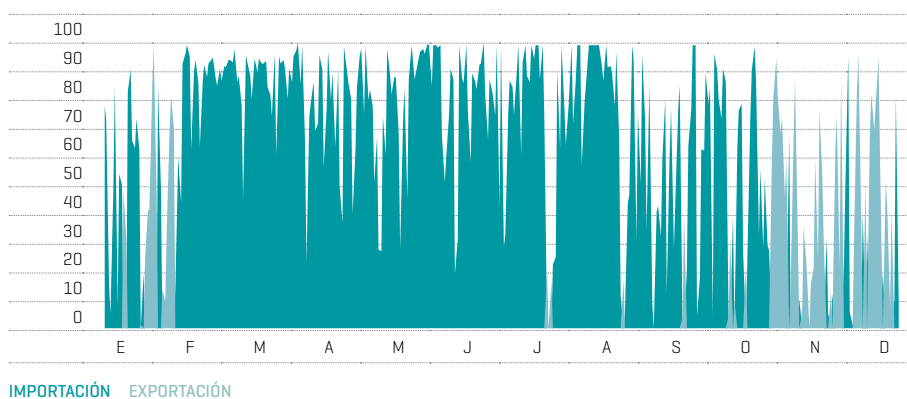


Durante el 2019 se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión, siendo la mayor parte del tiempo en el sentido Francia hacia España [80 % de las horas].

Respecto al uso diario de la capacidad de intercambio diario en la interconexión con Francia, de febrero a agosto se ha utilizado mayoritariamente en sentido importador, registrando el 85 % de las horas un uso por encima del 90 %. En

noviembre y diciembre predominó el uso en sentido exportador [70 % de las horas] debido fundamentalmente a la elevada eolicidad e hidrolicidad registrada en España.

Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia 2019 [%]



UTILIZACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA EN SENTIDO IMPORTADOR DURANTE 7 MESES

85 %

DE LAS HORAS POR ENCIMA DEL

90 %

La alta generación renovable en España, la ola de frío y la indisponibilidad de las centrales nucleares francesas fueron determinantes para que el saldo en la interconexión con Francia resultara exportador a mediados de noviembre.

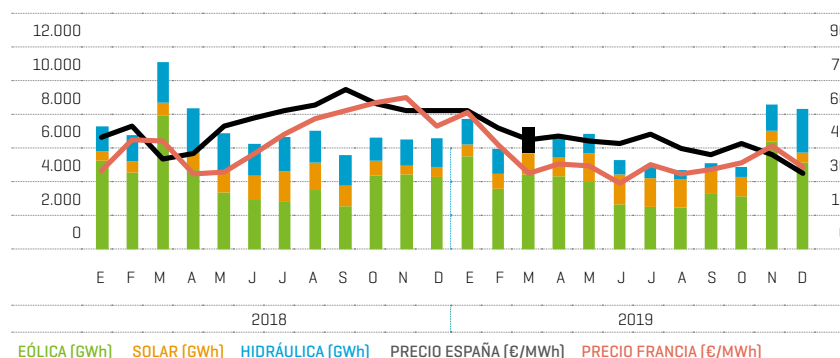
Comparando la evolución de los precios del mercado diario en Francia y España con la generación de origen renovable en España en los dos últimos años, se observa que cuando ésta es elevada, los diferenciales de precio entre ambos países se reducen.

En noviembre y diciembre del 2019, la alta hidráulicidad y eolicidad contribuyeron a una mayor participación

de las energías renovables en la estructura de la generación en España dando como resultado que los precios del mercado diario de España fuesen inferiores a los de Francia. A mediados de noviembre una ola de frío en Francia unido a la alta indisponibilidad de las nucleares francesas, ayudó también a que el intercambio resultase exportador en esos días.

En noviembre y diciembre del 2019, la alta hidráulicidad y eolicidad provocaron una mayor participación de las energías renovables en la estructura de la generación del mercado diario español resultando, los precios de España inferiores a los de Francia.

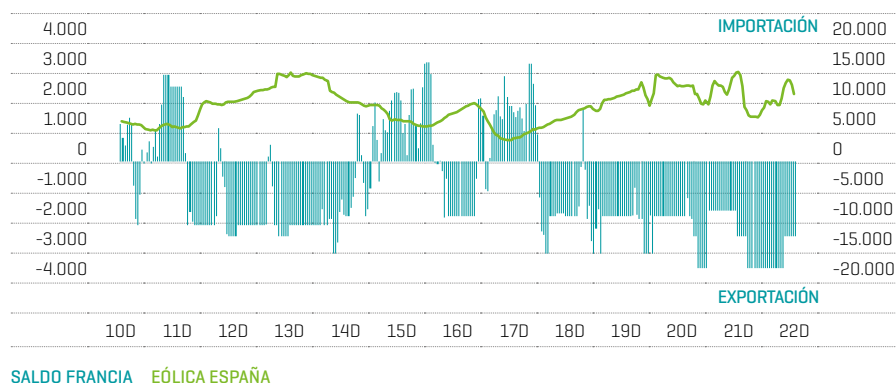
Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€/MWh)



La producción eólica influye en los precios del mercado diario y puede condicionar el sentido de los intercambios. De esta forma, en el mes de diciembre, 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.

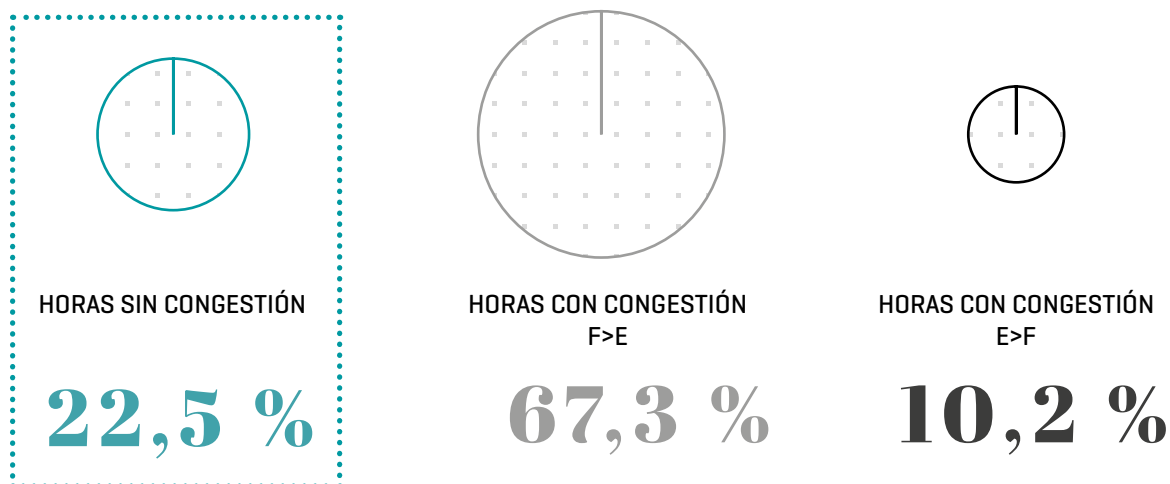
Saldo neto programado en la interconexión y generación eólica en el sistema peninsular español (10 al 22 de diciembre del 2019) (MWh)



En cuanto al uso de la capacidad de intercambio en el horizonte diario se registró un elevado nivel de utilización de esta interconexión. Así, en 4 de cada 6 horas estuvo congestionada en el sentido Francia a España, con una diferencia de precios media de 13,6 €/MWh; en un

10 % de las horas presentó congestión en el sentido España a Francia, con una diferencia de precios media de 9,3 €/MWh, y en el restante 22,5 % de horas no se observó congestión en esta interconexión.

Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Francia en el 2019 [%]



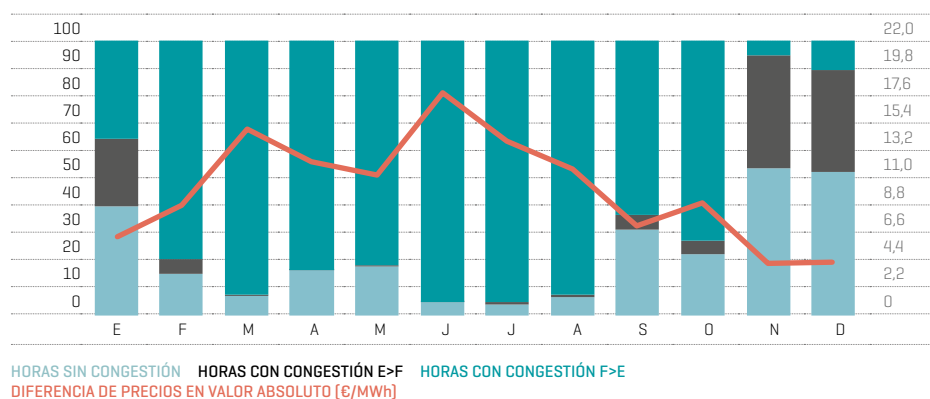
En el año 2019 en la interconexión con Francia sólo se han anotado dos días completos sin congestión en el horizonte diario. En el 81 % de los días se ha registrado congestión en más de 12 horas.

Los niveles de congestión de la capacidad de intercambio en horizonte diario fueron mayores en el sentido de Francia a España todos los meses, salvo en noviembre y diciembre en los que

los precios de España fueron inferiores a los franceses. En enero el precio de España fue ligeramente superior al de Francia, pero en la segunda mitad del mes hubo un número significativo de días en los que los precios de España fueron inferiores a los de Francia (alta producción con renovables).

El diferencial medio de precios en valor absoluto en el 2019 fue igual a 10,1 €/MWh.

Horas con y sin congestión en la interconexión con Francia y diferencia media de precios del mercado diario en el 2019 [% y €/MWh]



178,3**MILLONES DE EUROS**RENTAS DE CONGESTIÓN
EN LA INTERCONEXIÓN
ESPAÑA-FRANCIA

Las rentas de congestión generadas en el año 2019 en esta interconexión ascendieron a 178,3 millones de euros [133,6 millones en sentido importador y 44,7 millones en sentido exportador], correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español. Este valor es inferior en un 20,6 % a las rentas generadas en el año 2018.

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en mayo, en el sentido Francia → España con un valor de 14,05 €/MW. En el sentido España → Francia el precio máximo se alcanzó en enero con 12,49 €/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 27 GWh en esta interconexión y exportaciones por valor de 136 GWh.

En el año 2019 fue precisa, de forma mucho 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) por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un valor total de 551 GWh, cifra muy superior a los 195 GWh programados el año anterior. Es el valor máximo registrado hasta la fecha.

133,6MILLONES DE EUROS EN
SENTIDO IMPORTADOR

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 2019 en el sentido España → Francia fue igual a 4,36 €/MW, valor que casi dobla el precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2018 [2,25 €/MW]. En el sentido Francia → España, el precio marginal resultante fue igual a 7,51 €/MW, lo que representa un descenso de casi un 27 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2018 [10,25 €/MW].

44,7MILLONES DE EUROS EN
SENTIDO EXPORTADOR

En el año 2019 fue precisa, de forma mucho más acusada que el año anterior, la aplicación de acciones coordinadas de balance por los operadores de los sistemas eléctricos de España y de Francia, por un valor total programado de 551 GWh, cifra muy superior a los 195 GWh del año anterior. Se trata del valor más alto registrado hasta la fecha.

PORTUGAL

El saldo anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal ha sido exportador, por valor de 3.395 GWh, frente al saldo importador de 2.654 GWh en el 2018. El saldo no había sido exportador desde el año 2015. Los

programas de importación han alcanzado una cifra de 3.640 GWh, con una reducción de un 35,6 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 7.035 GWh, más del doble del año 2018 (+134,7 %).

3.395

GWh

INTERCAMBIOS CON
PORTUGAL SALDO
EXPORTADOR

3.640

GWh

PROGRAMAS DE
IMPORTACIÓN

7.035

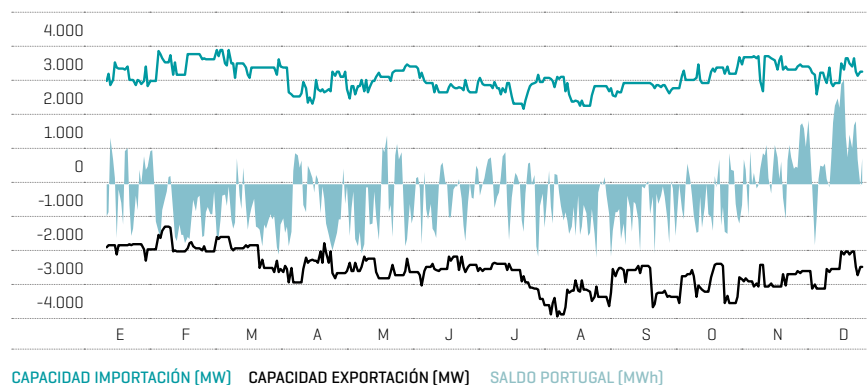
GWh

PROGRAMAS DE
EXPORTACIÓN

+134,7 %

COMPARATIVA 2018

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal en el 2019 (MW/MWh)

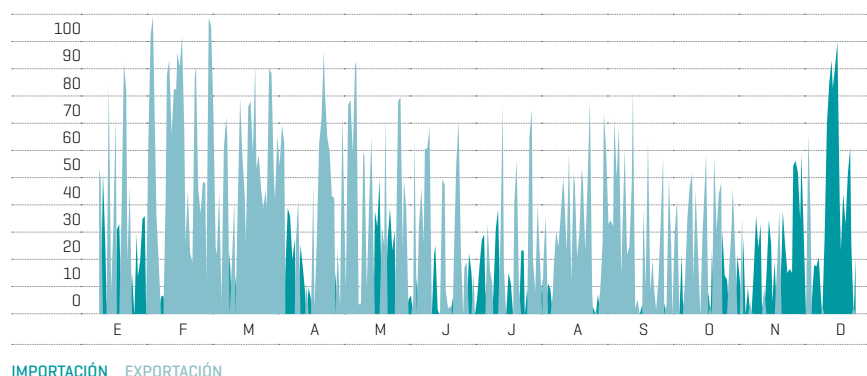


El saldo neto de programas ha sido exportador todos los meses, salvo en noviembre y diciembre. En el total del año el 64 % de las horas han registrado saldo exportador, siendo marzo el mes que anota un mayor número de horas [644 horas]. Portugal ha reducido en un número importante de horas la capacidad de exportación de energía desde España [E → P] para integrar el

máximo de producción de eólica en su sistema. Diciembre ha sido el mes con más horas de saldo importador [578 horas].

Respecto al uso diario de la capacidad de intercambio, en esta interconexión no se ha registrado ningún día con congestión durante las 24 horas.

Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Portugal en el 2019 (%)



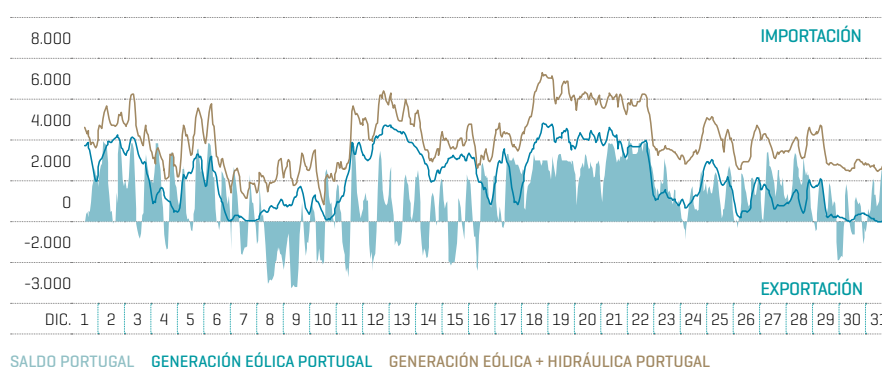
La producción hidráulica y la eólica influyen de manera muy importante en los saldos programados en la interconexión con Portugal.

Los saldos importadores se deben, en gran medida, a la alta producción hidráulica y eólica en Portugal. Este año el índice de producible hidráulico fue de 0,81 y el de eolicidad de 1,07^[1]. Diciembre es el mes que registra el mayor saldo importador y también es el de mayor índice de producible hidráulico en el sistema portugués (1,77). Noviembre, el otro mes con saldo importador, cuenta con el mayor índice de eolicidad del año (1,54) y con un alto índice de hidraulicidad (1,15) en el sistema portugués. Marzo es el mes con mayor saldo exportador y

coincide con índices bajos de eolicidad e hidraulicidad.

Tanto la producción hidráulica como la eólica en el sistema portugués influyen de manera muy importante en los saldos 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 (como diciembre), 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 Diciembre del 2019 (MWh)



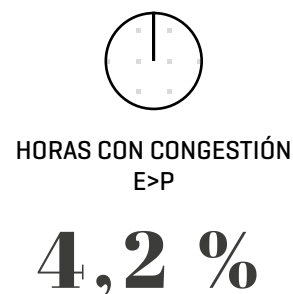
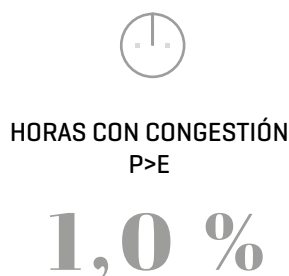
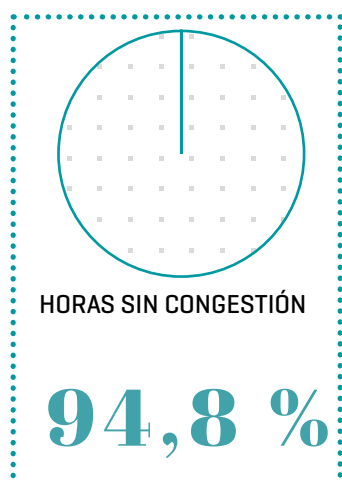
En el horizonte diario los niveles de acoplamiento (o sin congestión) registrados en la interconexión con Portugal en el 2019 han sido elevados, resultando un porcentaje de horas con

congestión en el mercado diario inferior al 6 %. Por consiguiente, los precios en uno y otro sistema han sido muy similares siendo el diferencial medio de precios en términos absolutos de 0,23 €/MWh.

MENOS DEL 6 % DE HORAS CON CONGESTIÓN

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

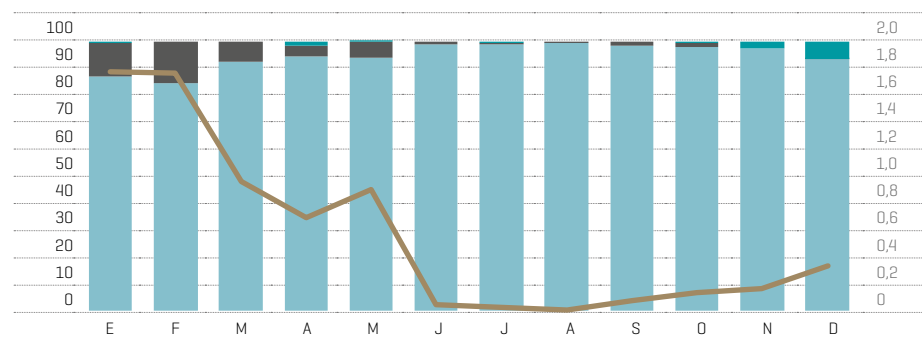
Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Portugal en el 2019 [%]



En la evolución mensual se puede ver cómo agosto ha sido el mes con un mayor índice de acoplamiento, mientras que en febrero se ha registrado el mayor

porcentaje de horas con congestión, con casi un 16 % de las horas y una diferencia media de precios en términos absolutos de 0,7 €/MWh.

Niveles mensuales de congestión y diferencia media de precios en la interconexión con Portugal en el 2019 [% y €/MWh]



HORAS SIN CONGESTIÓN HORAS CON CONGESTIÓN E>P HORAS CON CONGESTIÓN P>E
DIFERENCIA DE PRECIOS EN VALOR ABSOLUTO (€/MWh)

Las rentas de congestión casi alcanzan los 4,4 millones de euros, proviniendo el 61 % del mercado diario, el 3 % del mercado intradiario y un 12 % de cada una de las subastas (anual, trimestral y mensual). Un 50 % de esta cantidad corresponde al sistema eléctrico español.

El año 2019 ha sido el primero en el que se han asignado derechos financieros de capacidad en los tres horizontes de largo plazo (anual, trimestral y mensual). Además, se han realizado las subastas de capacidad por medio de la

plataforma europea, en cumplimiento de la Directriz "Forward Capacity Allocation".

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance se han programado en esta interconexión energías de balance por un valor de 66 GWh de importación y 70 GWh de exportación.

En el año 2019 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance por un valor total de 4.838 MWh, el 65 % se programaron en sentido importador y el 35 % restante en sentido exportador.

4,4
MILLONES DE EUROS
RENTAS DE CONGESTIÓN
DE LA INTERCONEXIÓN
ESPAÑA - PORTUGAL

61 %
MERCADO DIARIO

MARRUECOS

774
GWh

INTERCAMBIOS CON
MARRUECOS
SALDO IMPORTADOR

1.351
GWh

VOLUMEN DE ENERGÍA

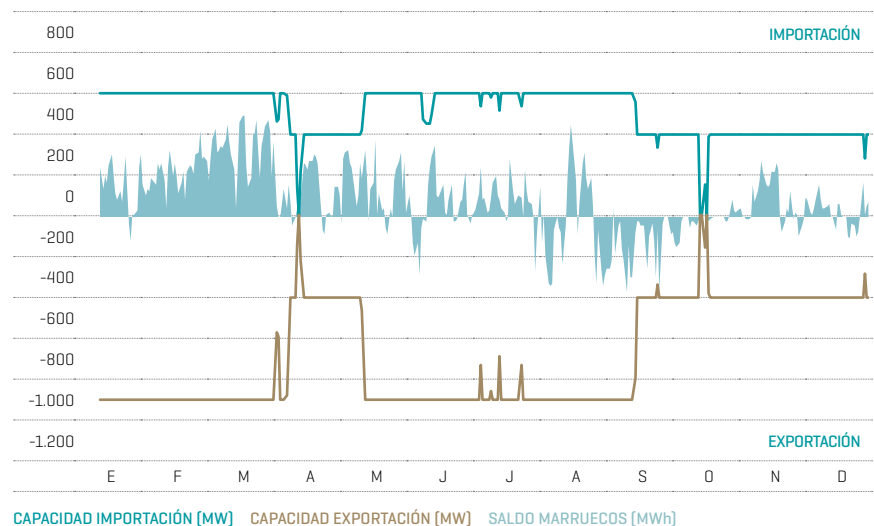
El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido por primera vez en la historia de esta interconexión importador, con un valor de 774 GWh, frente a los 3.395 GWh exportadores del pasado año. Los meses de agosto a octubre son los únicos que tienen saldo neto exportador, mientras que el resto de los meses el saldo neto es importador. El volumen de energía ha sido de 1.351 GWh, un 62,9 % inferior al del pasado año y el más bajo desde que están en servicio los dos circuitos.

El uso promedio de la capacidad de esta interconexión ha cambiado respecto a otros años, siendo en sentido exportador del 5 %, muy inferior al 45 % del año anterior, mientras que en

sentido importador ha sido del 22 % de utilización, muy superior al 2 % del año 2018.

Las reducciones de la capacidad de intercambio en esta interconexión se debieron a indisponibilidades de uno de los dos enlaces que constituyen esta interconexión o de una línea de influencia directa. Desde mediados de septiembre la capacidad en esta interconexión estuvo limitada a 400 MW en ambos sentidos, por quedar inoperativo el circuito 2. En abril y primeros días de mayo la capacidad también se redujo por trabajos a 400 MW. El 5 de abril y los días 12, 13 y 15 de octubre la capacidad fue nula por la indisponibilidad de los dos circuitos.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Marruecos en el 2019 (MW/MWh)



ANDORRA

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 208 GWh, que supone una reducción de un 1,0 % respecto al año 2018. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 20 %.

208

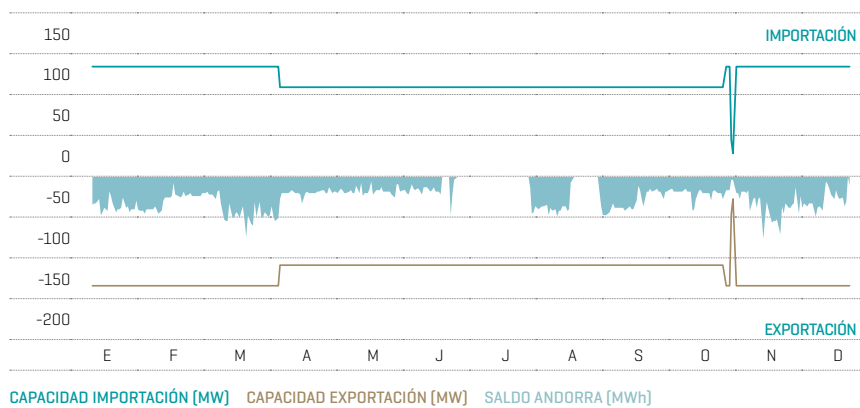
GWh

INTERCAMBIOS CON
ANDORRA
SALDO EXPORTADOR

-1 %

COMPARATIVA 2018

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Andorra en el 2019 (MW/MWh)





TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El desarrollo de redes más robustas, inteligentes e interconectadas contribuye a integrar la mayor generación renovable posible, garantizar la seguridad del suministro y asegurar la calidad del servicio.

Durante el 2019 se ha impulsado la red de transporte mediante la puesta en servicio de instalaciones que contribuyen de forma eficiente a la descarbonización de la economía y la transición energética.

44.453

KM

LONGITUD DE CIRCUITOS
TOTAL DE LA RED NACIONAL

93.735

MVA

CAPACIDAD INSTALADA
DE TRANSFORMACIÓN
NACIONAL



IMPULSANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

RED DE
TRANSPORTE

198

KM

NUEVOS EN SERVICIO
2019

Durante el 2019 se ha impulsado la red de transporte mediante la puesta en servicio de instalaciones que contribuyen de forma eficiente a la descarbonización de la economía y la transición energética, cuyo fin es integrar la mayor generación renovable posible, garantizar la seguridad del suministro y asegurar la calidad del servicio, mediante el desarrollo de redes más robustas, inteligentes e interconectadas.

Se pusieron en servicio 198 kilómetros de circuito y 168 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.453 kilómetros y 6.086 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.335 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.735 MVA.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD
DE TRANSFORMACIÓN

1.335

MVA

2019

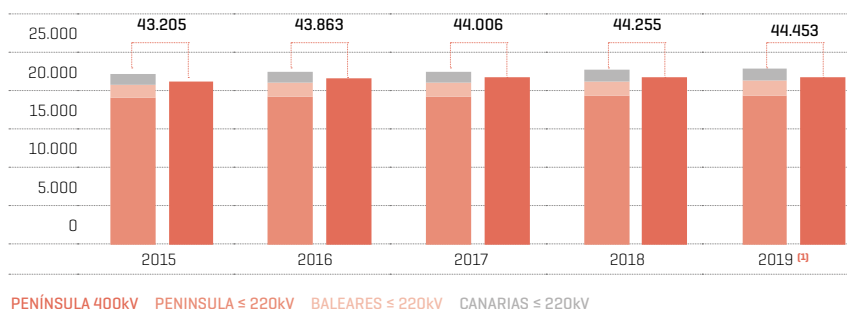
Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España

	400 kV	≤220 kV			Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.736	19.295	1.873	1.549	44.453
Líneas aéreas (km)	21.619	18.545	1.141	1.235	42.541
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	513	192	283	1.077
Transformación (MVA)	84.864	1.563	3.838	3.470	93.735

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre del 2019.

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



[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Entre los proyectos llevados a cabo en el 2019 destacan los siguientes según su zona geográfica de desarrollo:

Andalucía: se ha realizado la ampliación de la subestación Don Rodrigo 220 kV para conexión y evacuación de generación de origen renovable. Adicionalmente, se ha puesto en servicio la subestación Santa Elvira 220 kV y el doble circuito Santa Elvira-Alcores 220 kV para apoyar a la red de distribución de la zona. Destaca también la incorporación a la red de transporte de la línea aérea Gazules-Parralejo 220 kV que mejorará la seguridad del suministro, ayudará a la evacuación de energía renovable y favorecerá el apoyo a la red de distribución de la zona. Finalmente se ha puesto en servicio una nueva unidad de transformación 400/220 kV en la subestación Palos 400 kV para resolver restricciones técnicas de la zona.

Aragón: se ha llevado a cabo la ampliación de las subestaciones de Mezquita 220 kV y Muniesa 220 kV. El objetivo de estas ampliaciones es incrementar las posibilidades de evacuación de generación de origen renovable.

Baleares: para mejorar la seguridad de suministro de la zona Palma de Mallorca, se ha puesto en servicio la subestación Son Moix 220/66 kV y su conexión mediante entrada-salida al circuito Son Reus-Vallldurgent 220 kV y mediante doble circuito subterráneo a la subestación Rafal 66 kV. Asimismo, también se han trasladado los circuitos Rafal-Coliseo 66 kV y Falca a Son Moix 66 kV. Por último, en Ibiza se ha puesto en servicio el circuito Ibiza-Torrent 132 kV para mejorar la seguridad de suministro de esta isla.

Canarias: destaca el refuerzo en la interconexión del subsistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con la puesta en servicio del doble circuito La Oliva-Puerto del Rosario 132 kV, así como la incorporación de dos transformadores 132/66 kV y una reactancia 132 kV en la subestación de Playa Blanca.

Castilla-La Mancha: se ha puesto en servicio una posición para apoyo a distribución en Villares del Saz 220 kV. Asimismo, se ha avanzado en cuanto a tramitaciones y trabajos, en el cambio de configuración de la subestación de Talavera 220 kV, así como en el resto de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.

Castilla y León: han continuado los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid. Se han puesto en servicio las ampliaciones de las subestaciones Tordesillas 220 kV y Mudarra 400 kV para conexión y evacuación de generación de origen renovable. Se ha mejorado la seguridad de suministro de la zona de Soria con la puesta en servicio la subestación de Magaña 220 kV [E/S en Oncala-Trévago 220 kV] y la nueva línea Magaña-Moncayo 220 kV. Finalmente, para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio la segunda reactancia en Aldeadávila 400 kV.

Cataluña: ha continuado el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, al ir completando el desarrollo previsto en el binudo de Gramanet 220 kV y sus conexiones con Rubí 220 kV y Sant Just 220 kV. Por otra parte, se ha avanzado en los refuerzos de la red de transporte de Girona con la adecuación de la subestación de Mas Figueres 220 kV.

Extremadura: se ha puesto en servicio una posición para evacuación de energía renovable en Trujillo 220 kV. Al mismo tiempo ha proseguido el avance, en cuanto a tramitaciones y trabajos, en dos nuevas subestaciones: Cañaveral 400 kV y Carmonita 400 kV, para la alimentación del tren de alta velocidad.

Levante: se ha puesto en servicio el binudo de La Eliana B 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema, así como la puesta en servicio del circuito La Eliana B-Feria de Muestras 220 kV, una reactancia en La Eliana 400 kV y otra en Torrente 400 kV. También se ha puesto en servicio la línea El Palmeral-Torrellano 220 kV [cambio de topología] y el doble circuito Saladas-Torrellano 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema y dar apoyo a ejes ferroviarios.

Zona centro: han puesto en servicio las reactancias de Morata 400 kV, San Sebastián de los Reyes 400 kV y Arroyo de la Vega 220 kV, dentro del plan de instalación de nuevas reactancias para el control de la tensión eléctrica en la Comunidad de Madrid. También se ha proseguido el traslado de posiciones de línea de la subestación de Villaverde 220 kV a Villaverde Bajo 220 kV. Asimismo, han continuado los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes [SUMA] a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid. Asimismo, continúa la tramitación de aquellas actuaciones [apoyo a distribución, binudos, bypasses], que permiten mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito. Finalmente, se ha proseguido avanzando, en cuanto a tramitaciones y trabajos, en el resto de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.

Zona norte: se prosigue en el País Vasco con la construcción el doble circuito Güeñes-Ichaso 400 kV. Dicha actuación forma parte del eje 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, así como asegurar los valores comprometidos de capacidad de intercambio entre España y Francia. En Galicia para incrementar la conexión y evacuación de generación de origen renovable se han puesto en servicio las ampliaciones de las subestaciones de Regoelle 220 kV, Mesón Do Vento 220 kV y Ludrio 400 kV.

ACTA DE PUESTA EN SERVICIO DEL CIRCUITO

IBIZA-TORRENT

132 kV

NUEVO CIRCUITO

MONCAYO-MAGAÑA

220 kV

ACTA DE PUESTA EN SERVICIO DEL DOBLE CIRCUITO

LA OLIVA-PUERTO DEL ROSARIO

132 kV

EN EL SUBSISTEMA ELÉCTRICO LANZAROTE-FUERTEVENTURA

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Las interconexiones son protagonistas de la transición energética. Su papel es clave para lograr una mayor integración de energías renovables y avanzar en la descarbonización, por lo que el fortalecimiento de las interconexiones ha sido y es una prioridad para los próximos años en el desarrollo de la red de transporte.

La última interconexión puesta en servicio entre España y Francia [Baixas-Santa Llogaia] ha duplicado la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Francia [pasando de 1.400 MW a 2.800 MW], lo que ha contribuido a reforzar la seguridad de los dos sistemas eléctricos y a favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente la tecnología eólica del sistema ibérico. Sin embargo,

y a pesar de esta ampliación, el grado de interconexión de nuestro país queda aún muy por debajo de los objetivos marcados por la Unión Europea del 10 % y del 15 %, para 2020 y 2030 respectivamente.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español así lo pone de manifiesto y plantea aumentar la capacidad de intercambio superando los 3.000 MW con Portugal y llegando hasta 8.000 MW con Francia, mediante tres nuevas interconexiones eléctricas. La interconexión eléctrica entre Gatika [España] y Cubnezais [Francia] será la primera interconexión fundamentalmente submarina entre España y Francia [proyecto "Golfo de Bizkaia"]; y otros dos proyectos a través de los Pirineos¹.



[1] Los tres proyectos fueron respaldados por los Jefes de Estado y de Gobierno de Portugal, España y Francia, así como por los representantes de la Comisión Europea (CE) y del Banco Europeo de inversiones (BEI) en el marco de las dos Cumbres sobre interconexiones celebradas en el 2015 (Declaraciones de Madrid) y en Lisboa en el 2018 (Declaración de Lisboa). Los tres proyectos han sido calificados como Proyectos de Interés Común (PCI) aprobados mediante Reglamento Delegado (UE) 2020/389 de la Comisión de 31 de octubre del 2019 por el que se modifica el Reglamento (UE) n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Publicado en el BOE el 11 de marzo del 2020.

OBJETIVOS UNIÓN EUROPEA

15 %

DE CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN EN EL 2030

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español plantea aumentar la capacidad de intercambio superando los 3.000 MW con Portugal y llegando hasta 8.000 MW con Francia, mediante tres nuevas interconexiones eléctricas.

LA CALIDAD DEL SERVICIO

SISTEMA ELÉCTRICO
PENINSULAR

-50 %

INTERRUPCIONES EN EL
SUMINISTRO RESPECTO
AL 2018

0,10
MINUTOS

VALOR TIM EN EL 2019



Los indicadores de calidad de servicio del año 2019 han mejorado respecto al año anterior, a excepción del sistema canario en el que se produjo un incidente puntual en la isla de Tenerife, que elevó particularmente los correspondientes indicadores.

Los indicadores básicos de calidad global según el Real Decreto 1955/2000 son el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y la Energía No Suministrada (ENS).

En el sistema eléctrico peninsular se registraron 7 interrupciones de suministro en el 2019, un 50 % menos que en el 2018. Este incremento se ha reflejado en la ENS que ha descendido respecto al año anterior (47 MWh en el 2019 frente a 250 MWh en el 2018). Así mismo, el TIM con un valor de 0,10 minutos (0,52 minutos en el 2018), se sitúa muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000. El principal incidente se produjo en La Canonja 220 kV con una ENS de 19 MWh.

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

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Península	Baleares	Canarias	Península	Baleares	Canarias
2015	53	29	150	0,11	2,66	9,08
2016	78	0,3	457	0,16	0,03	27,45
2017	60	33	47	0,13	2,88	2,75
2018	250	38	63	0,52	3,27	3,77
2019⁽¹⁾	47	1	2.626	0,10	0,09	155,52

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 del 2019 mostraron también una clara mejoría respecto al año anterior. Se registró una única interrupción de suministro que supuso una ENS de 1 MWh (38 MWh en el 2018) y un TIM de 0,09 minutos (3,27 minutos en el 2018). En el sistema eléctrico canario sucedió todo lo contrario, situándose la ENS en 2.626 MWh (correspondiente también a 3 interrupciones de suministro) y el TIM en 155,52 minutos, en gran medida a causa del incidente acaecido el 29 de septiembre en el que se produjo un cero de tensión en la isla de Tenerife

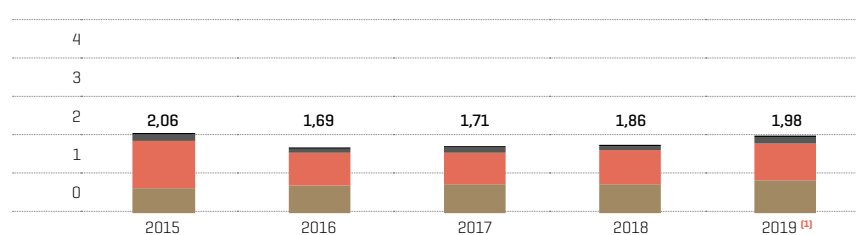
y que tuvo origen en la subestación de Granadilla 66 kV.

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.

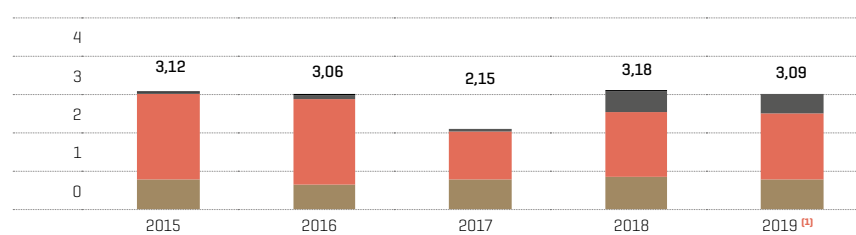
Se muestra en los gráficos la evolución del indicador indisponibilidad en los últimos cinco años. El índice de disponibilidad de la red de transporte peninsular en el 2019 alcanzó un valor del 98,02 %, valor ligeramente inferior al 98,14 % del año 2018. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 96,91 % [96,82 % en el 2018] y 98,90 %

[98,79 % en el 2018]. Aunque el índice de disponibilidad acumulado del sistema balear ha mejorado respecto al año anterior, ha finalizado el año por debajo del 97 %, debido fundamentalmente a la indisponibilidad del enlace Mallorca-Menorca y a otras indisponibilidades programadas como consecuencia de las actuaciones de mejora en los activos de red.

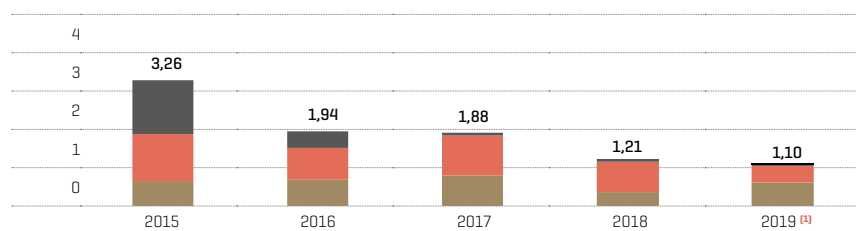
Evolución anual del índice de indisponibilidad de la red de transporte peninsular [%]



Evolución anual del índice de indisponibilidad de la red de transporte de Balear [%]



Evolución anual del índice de indisponibilidad de la red de transporte de Canarias [%]



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

ÍNDICE DE
DISPONIBILIDAD
DE LA RED EN EL 2019

PENINSULAR

98,02 %

BALEARES

96,91 %

CANARIAS

98,90 %



MERCADOS ELÉCTRICOS

La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía ha sido de 1,46 €/MWh, valor un 37,9 % inferior al del 2018 y el segundo más bajo desde el inicio del mercado (tras el registrado en 1999).

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico fue en el 2019 un 17,0 % inferior al precio del 2018, situándose como el cuarto más bajo de los últimos doce años.

ENERGÍA FINAL EN EL
MERCADO ELÉCTRICO

-1,8 %

RESPECTO AL 2018

COMPONENTE DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
EN LA COMPOSICIÓN DEL PRECIO FINAL DE LA
ENERGÍA RESPECTO AL 2018

- 16,4 %

PRECIO MEDIO FINAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO

53,4
€/MWh

-17,0 %

RESPECTO AL 2018

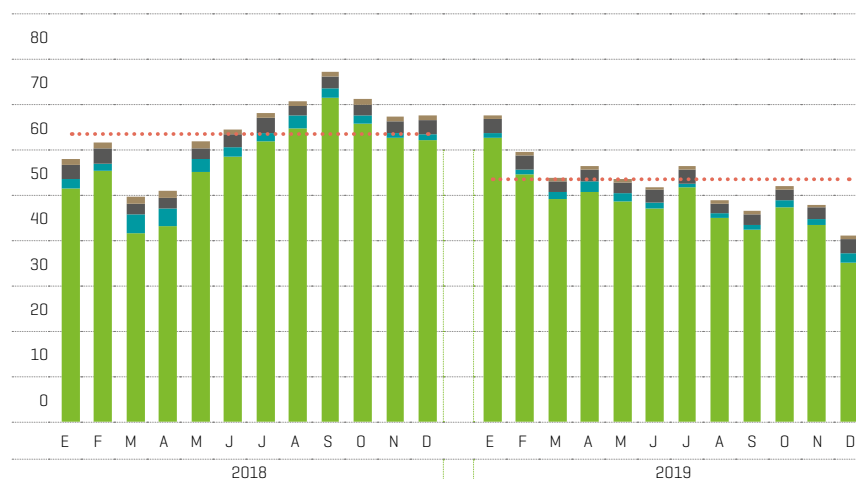
Durante el año 2019 la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 1,8 % inferior al del año anterior.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en el 2019 en 53,4 €/MWh, un 17,0 % inferior al precio del 2018. Es más bajo que el de los dos años anteriores y el cuarto más bajo de los últimos doce años, pero queda lejos

de los mínimos registrados los primeros años del mercado (1998 y 1999) y el 2004 (en torno a 35 €/MWh).

Comparando mes a mes se observa cómo, en febrero y desde mayo a diciembre, los precios finales han sido más bajos que en los mismos meses del año anterior. Hay que destacar la caída de los últimos cinco meses, con una reducción media del 33 %.

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

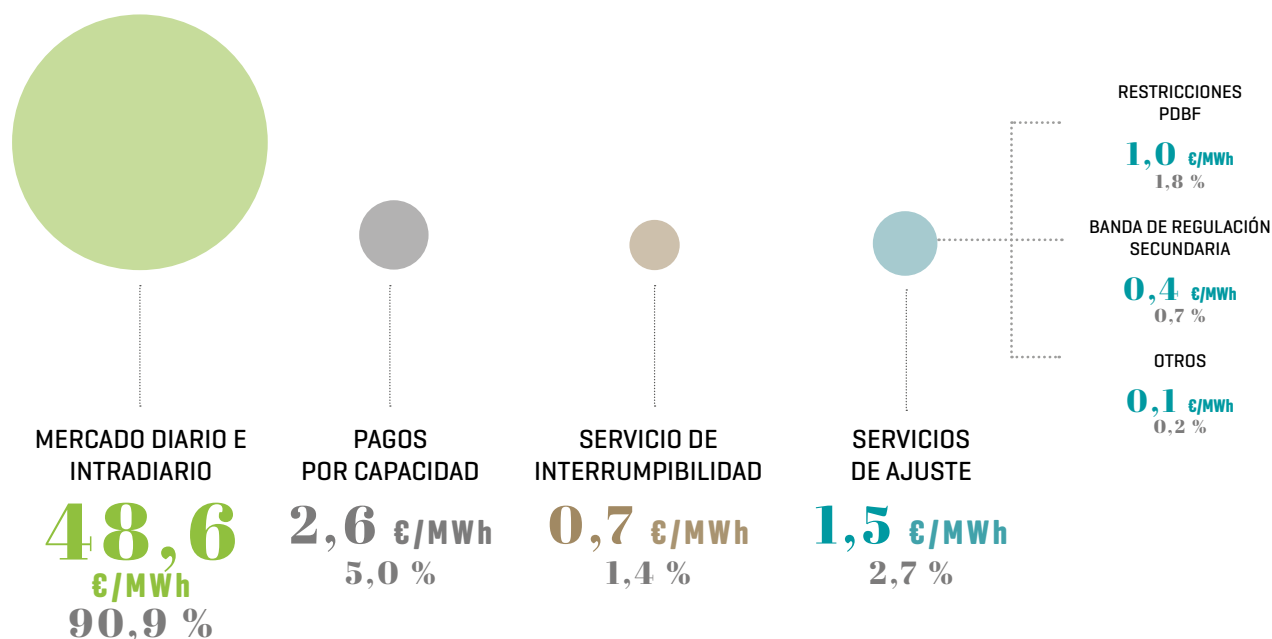
En febrero y desde mayo a diciembre, los precios finales han sido más bajos que en los mismos meses del año anterior. Hay que destacar la caída de los últimos cinco meses, con una reducción media del 33 %.

Durante el 2019 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 90,9 %, los servicios de ajuste del sistema un 2,7 %, los pagos por capacidad el 5,0 % y el 1,4 % restante el servicio de interrumpibilidad.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa una reducción

del 16,4 % en la del mercado diario e intradiario, del 39,8 % en la del servicio de interrumpibilidad^[1], del 37,9 % en la de los servicios de ajuste y del 1,9 % en la del pago por capacidad. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad se ha debido a las reducciones de precio obtenidas en las dos subastas anuales de 2019.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2019



Durante el 2019 la componente del precio de los mercados diario e intradiario representó el 90,9 %, los servicios de ajuste del sistema un 2,7 %, los pagos por capacidad el 5,0 % y el 1,4 % restante el servicio de interrumpibilidad.

[1] Herramienta de gestión de la demanda para asegurar en todo momento un suministro eléctrico de calidad. Con este servicio, los grandes consumidores de electricidad (industrias), se comprometen a reducir su consumo eléctrico cuando el sistema lo requiere, siendo retribuidos por ello. La activación del servicio la realiza REE de acuerdo con criterios técnicos (de seguridad del sistema) o económicos (de menor coste para el sistema).

MERCADO DIARIO

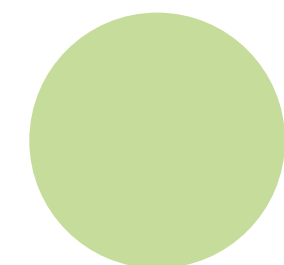
ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO

244
TWh

-1,6 %

RESPECTO A 2018

Porcentaje de energía adquirida en el mercado diario y mediante contratación de bilaterales



MERCADO SPOT

71,8 %



BILATERALES

28,2 %

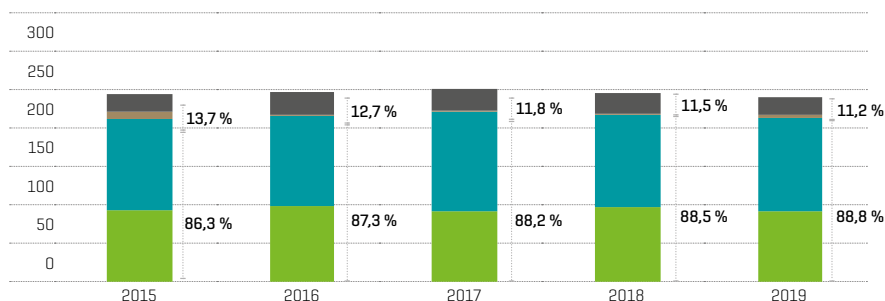
La energía en el mercado diario se situó en 244 TWh en el 2019 [175 TWh en el mercado spot sin bilaterales], lo que supone un descenso del 1,6 % respecto al 2018. El 71,8 % de la energía se negoció en el mercado spot [73,6 % en el 2018] y el 28,2 % restante a través de bilaterales, frente al 26,4 % del año anterior. Estos porcentajes tienen valores bastante similares desde el año 2010, con un promedio de 73 % para el mercado spot y del 27 % para los

bilaterales, incrementando el porcentaje de contratación bilateral este año, y situándose en los valores registrados antes del 2016.

La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 88,8 % en el 2019, frente al 88,5 % del año anterior.

La energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 88,8 % en el 2019, frente al 88,5 % del año anterior.

Evolución de las compras en PDBF de los comercializadores de referencia [COR] y resto de comercializadores [TWh]



COMERCIALIZADOR-BIL COMERCIALIZADOR-MD COR-BIL COR-MD

El precio medio aritmético del mercado diario en España se situó en los 47,68 €/MWh, valor inferior en un 16,8 % al del año anterior (57,29 €/MWh) y ligeramente inferior al de Portugal (47,87 €/MWh). Es más bajo que el de los dos últimos años, aunque es el octavo más alto desde el inicio del mercado en 1998.

Si se compara con los del año anterior, los primeros meses del año los precios medios fueron iguales o superiores a los del pasado año, mientras que desde mayo han sido inferiores. El precio de diciembre ha sido el más bajo del año, además del más bajo en este mes desde el año 2009 y el séptimo más bajo desde el inicio del mercado (1998). Los precios de enero a marzo han sido los terceros más altos para dichos meses. El de abril es el segundo más alto y los de mayo y julio han sido los quintos más altos para esos meses.

El precio del mercado diario en el 2019 ha tenido una tendencia a la baja, salvo abril, julio y octubre. El año se ha caracterizado por una menor producción con renovable y un ligero incremento de los precios de las emisiones de CO₂. Esto haría pensar en un incremento de los precios respecto al año anterior, lo que no ha sido así por la bajada del precio de los combustibles fósiles.

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se aprecia cómo los meses de enero y febrero, con mayor participación de carbón, son los que registran los precios más elevados, a pesar de que las renovables representan aproximadamente la mitad de la generación.

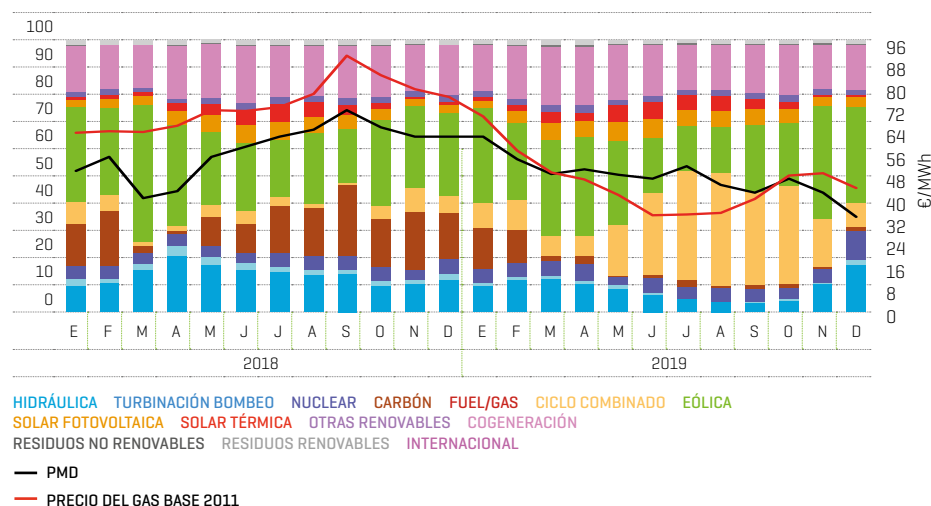
PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO DIARIO

47,68
€/MWh

-16,8 %

RESPECTO AL 2018

Porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot



La bajada del precio de los combustibles, sobre todo del gas, ha provocado una mayor participación de la tecnología de ciclos combinados en la estructura de generación, en detrimento del carbón, que tiene también un mayor factor de emisión de CO₂, por lo que la influencia en el precio es menor.

Otro factor que influye en el precio son las reservas hidráulicas. Estas han estado hasta octubre por debajo de las medias históricas, para en noviembre alcanzar la media y en diciembre colocarse en el máximo histórico de los últimos 20 años. Estos dos meses se registra una bajada del precio del mercado diario.

La bajada del precio de los combustibles, sobre todo del gas, ha provocado una mayor participación de la tecnología de ciclos combinados en la estructura de generación, en detrimento del carbón, que tiene además un mayor factor de emisión de CO₂, por lo que la influencia en el precio es menor.

Desde junio hasta octubre del 2019 se observa cómo el ciclo combinado está casando en un porcentaje mayor que el resto de las tecnologías. Se puede apreciar una correlación entre el precio del gas y el precio del mercado diario.

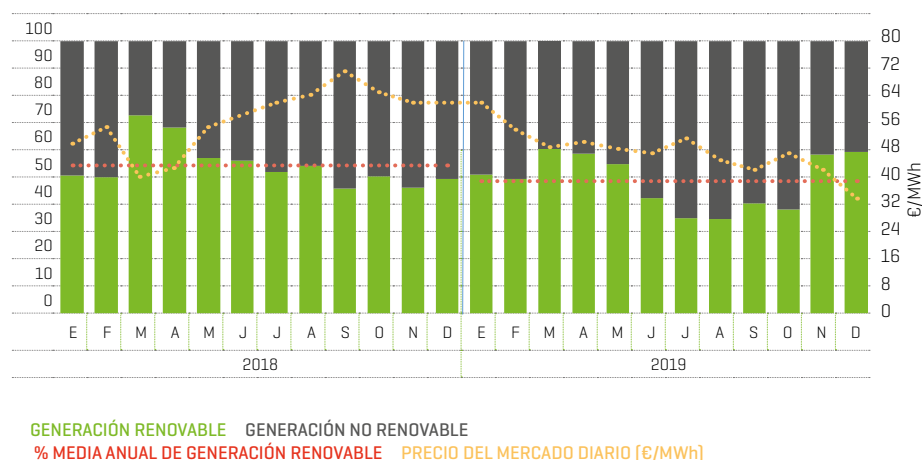
En términos anuales la hidráulica reduce su participación en la estructura de generación de la casación en 5 puntos porcentuales respecto al año anterior,

la eólica en algo más de 2 puntos y el carbón en 11 puntos porcentuales, mientras que el ciclo combinado aumenta su participación en casi 18 puntos porcentuales.

Por lo general, una elevada presencia de renovables en la casación, fundamentalmente eólica e hidráulica, provocan un decremento del precio medio del mercado diario.

En la estructura de producción en el mercado diario se observa que la producción con energía renovable en el 2019 ha sido, salvo los dos últimos meses, inferiores o similares a las del año anterior. En el gráfico se aprecia como desde mayo los precios del 2019 han sido inferiores todos los meses a los del año 2018, a pesar de que la producción renovable solo ha sido superior los meses de noviembre y diciembre, en que los precios caen a valores más bajos. Se observa, por tanto, un cierto desacoplamiento entre la producción de energía eléctrica con energía renovable y los precios del mercado diario.

Generación en España y precio del Mercado Diario (% y €/MWh)



Los cambios en el precio de mercado no responden necesariamente a cambios en el mix de generación, sino que también reflejan las variaciones en el coste de generación de electricidad en las centrales. De este modo, en el mercado eléctrico actual, un descenso de costes en las tecnologías más caras se traduce en reducciones en la retribución de todas las tecnologías, afectando al precio del mercado eléctrico.

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 da el precio mínimo

se advierte como la hidráulica es la que marca el precio marginal (con un porcentaje del 34,5 %), siendo la energía renovable casada en esa hora superior al 60 %. Si se observa la estructura en la hora en la que se registra el precio máximo, se aprecia como también es la hidráulica la que marca el marginal, aunque son el ciclo combinado y el carbón las tecnologías que mayor porcentaje tienen en la estructura [23 y 22 %]. En esa hora las renovables solo representan el 30 % de la estructura de la generación. Ese día la mayor energía casada con precios cercanos al marginal, corresponde al ciclo combinado seguido de la hidráulica.

PRECIO MÍNIMO DEL MERCADO DIARIO

60 %

GENERACIÓN RENOVABLE

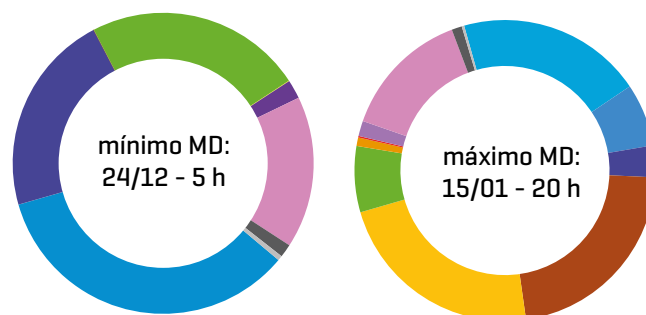
PRECIO MÁXIMO DEL MERCADO DIARIO

70 %

GENERACIÓN NO RENOVABLE

Estructura de la generación en las horas de precio mínimo y máximo del mercado diario 2019 [%]

	Precio mínimo	Precio máximo
	24 de diciembre	15 de enero
HIDRÁULICA	34,5 %	19,9 %
TURBINACIÓN BOMBEO	0 %	6,8 %
NUCLEAR	21,8 %	3,4 %
CARBÓN	0 %	22,0 %
CICLO COMBINADO	0 %	23,8 %
EÓLICA	23,4 %	7,1 %
SOLAR FOTOVOLTAICA	0,1 %	0,9 %
SOLAR TÉRMICA	0 %	0,2 %
OTRAS RENOVABLES	2,0 %	1,6 %
COGENERACIÓN	16,3 %	13,9 %
RESIDUOS NO RENOVABLES	1,4 %	1,1 %
RESIDUOS RENOVABLES	0,5 %	0,3 %



PRECIO MÁXIMO DIARIO

74,74
€/MWh
ENERO

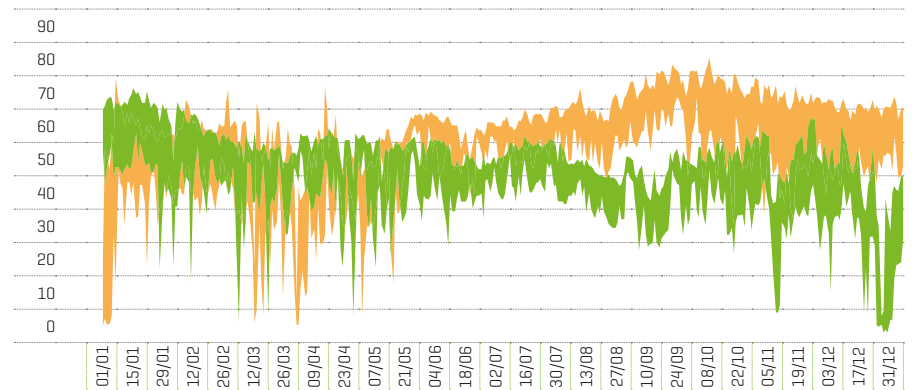
PRECIO MÍNIMO DIARIO

0,03
€/MWh
DICIEMBRE

En los últimos días del mes de diciembre, con alta producción renovable, se registraron precios mínimos muy cercanos a 0 €/MWh. El precio máximo diario se registró en

enero [74,74 €/MWh] y el mínimo en diciembre [0,03 €/MWh], no habiéndose registrado precios tan bajos desde el año 2014, en que se casó energía a 0 €/MWh.

Evolución de los precios máximos y mínimos del mercado diario (€/MWh)

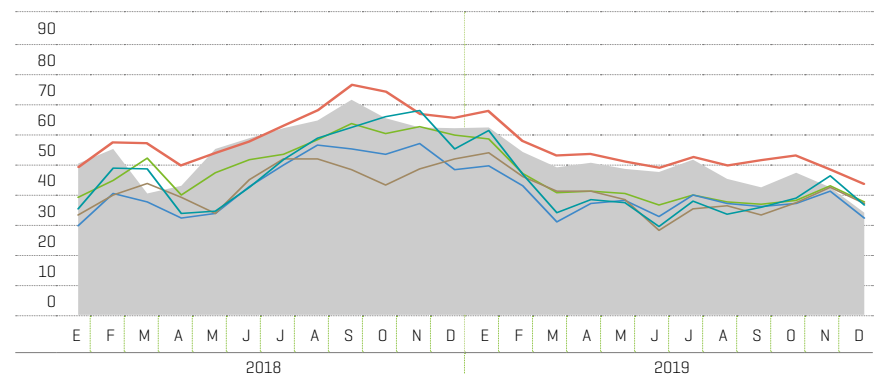


2018 2019

Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos se observa como los precios de Italia [Precio Único Nacional] y España son, en general,

los más altos de Europa. En marzo y abril del 2018 y en diciembre del 2019, el precio español es de los más bajos de Europa, coincidiendo con alta producción renovable en España.

Precios de mercados europeos (€/MWh)



OMIE APX NETHERLANDS IPEX ITALY (PUN) EPEX GERMANY NORDPOOL EPEX FRANCE

MERCADO INTRADIARIO

Las ventas de energía en el mercado intradiario por subastas se situaron en 30,2 TWh, un 9,7 % inferiores a las del año 2018, correspondiendo un 30 % de las ventas a un aumento neto de la demanda y/o del consumo de bombeo.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en el 2019 se situó en 47,99 €/MWh, superior a los

47,68 €/MWh del mercado diario.

Las ventas de energía en el mercado intradiario continuo se situaron en 12,4 TWh, frente a los 7,0 TWh del año anterior (empezó en junio de 2018).

El precio medio aritmético en España ha sido de 48,32 €, oscilando entre los 32,53 €/MWh de diciembre y los 62,87 €/MWh de enero.

VENTAS DE ENERGÍA
MERCADO INTRADIARIO

30,2
TWh

-9,7 %

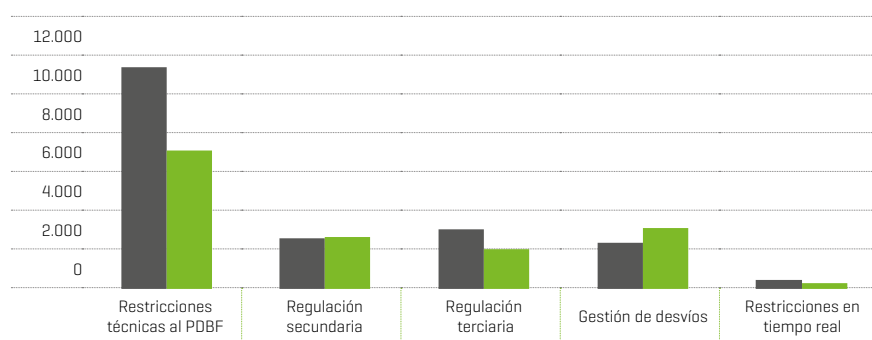
RESPECTO AL 2018

SERVICIOS DE AJUSTE^[2]

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el año 2019 fue de 15.126 GWh, inferior en un 23,5 % al del año anterior, resultado de un descenso de la energía programada por restricciones técnicas y regulación terciaria. La energía de

regulación secundaria y la gestión de desvíos se vieron por el contrario ligeramente incrementadas. La energía de restricciones del PDBF bajó casi un 38 %, representando el volumen de energía en este mercado un 47 % del total.

Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh)



2018 2019

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

Durante el año 2019 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 363 millones de euros, un 39 % inferior al del año anterior.

REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE EN EL PRECIO MEDIO FINAL

**1,46
€/MWh**

-37,9 %

RESPECTO AL 2018

Coste de los servicios de ajuste (M€)

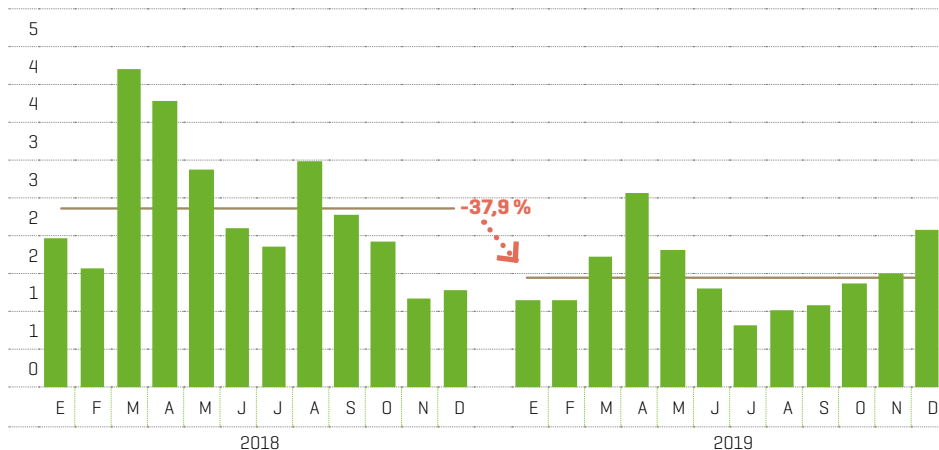
	2018	2019
Restricciones PDBF	372	239
Restricciones tiempo real	18	10
Restricciones técnicas	390	249
Banda secundaria	139	92
Reserva de potencia adicional a subir	58	15
Desvíos	41	42
Otros*	-18	-20
Control de factor de potencia	-15	-15
Total servicios de ajuste	595	363
2019/2018		-39,0 %

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

La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía ha sido de 1,46 €/MWh, valor un 37,9 % inferior al del 2018 y el segundo más bajo desde el inicio del mercado (tras el registrado en 1999). Los precios más altos se registraron en abril y diciembre, y en este último mes se registró el

precio más bajo del mercado diario. Esto se debe, al hecho de que al casar mucha renovable, la térmica no se casa y, por seguridad, se programa en restricciones técnicas al PDBF.

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



SERVICIOS DE AJUSTE PRECIO MEDIO SERVICIOS DE AJUSTE

Restricciones del programa diario base de funcionamiento

La energía programada para la solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 6.801 GWh a subir [38 % inferior a la del año anterior] y 257 GWh a bajar

[31,2 % inferior al del 2018]. El valor medio del precio de la energía a subir se situó en 81,4 €/MWh, un 8,0 % inferior al del año pasado, y el de bajar fue de 46,1 €/MWh, un 15,1 % inferior al del año 2018. La repercusión en el precio medio final fue de 0,96 €/MWh frente al 1,47 €/MWh del año anterior.

Energía a subir en fase I

CICLO COMBINADO

62,99 %

CARBÓN

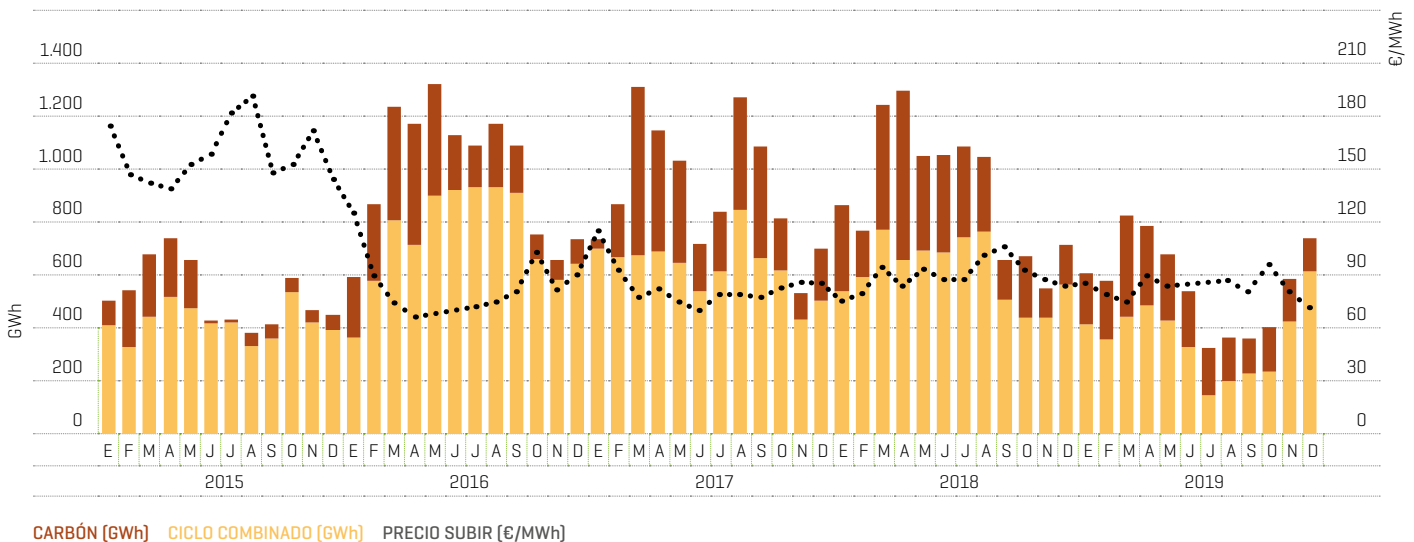
36,28 %

HIDRÁULICA	0,69 %
CONSUMO BOMBEO	0,02 %
OTRAS RENOVABLES	0,03 %

La energía programada en fase I de restricciones técnicas del PDBF correspondió prácticamente 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 en 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)



Se puede ver como este año que ha casado mucha energía de ciclo combinado de junio a octubre, la energía programada por restricciones en

fase I es menor, mientras que, en el resto de los meses, que casa menos, se programa más por este mecanismo.

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 2.650 GWh, 2.032 GWh, 3.091 GWh y 295 GWh, respectivamente. De este total, el 57,6 % correspondió a energía gestionada a subir y el 42,4 % restante a la gestión de energía a bajar.

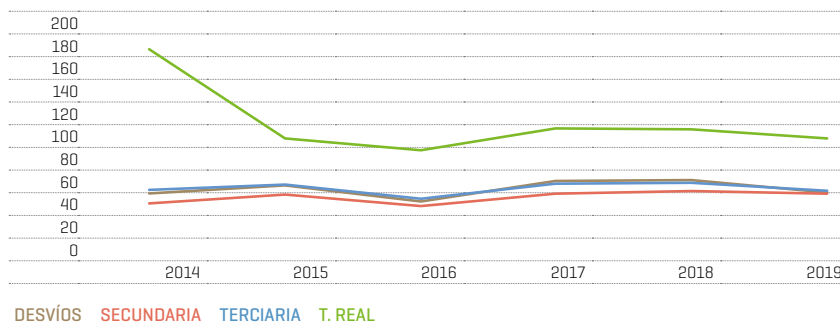
En cuanto a las reservas, el volumen de reserva de potencia adicional a subir que fue preciso asignar fue de 1.433 GW, valor muy inferior a la asignada el año anterior (5.333 GW); con una repercusión de 0,06 €/MWh de demanda servida. Este servicio complementario desapareció

en noviembre con el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15 h.

La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.091 MW, con una repercusión del 0,37 €/MWh de demanda servida, un 32,7 % inferior a la del año anterior.

Los precios ponderados de energía de regulación secundaria y terciaria a subir se han mantenido bastante constantes, mientras que los precios de redespatchos de energía a subir por seguridad en tiempo real han tenido valores más elevados en el 2014 y los años siguientes han oscilado entre los 95 y 115 €/MWh.

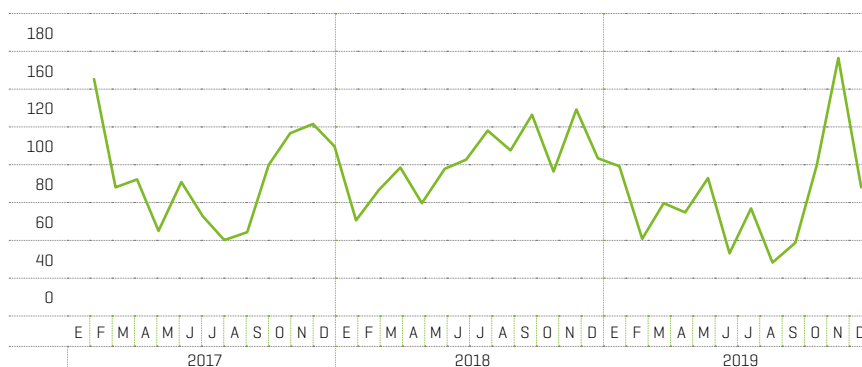
Evolución anual del precio medio ponderado de servicios de ajuste (€/MWh)



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.

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 fue inferior en un 10,4 % al del año anterior.

El PVPC está condicionado por el precio del mercado diario, por lo que el precio más alto del PVPC se registró en enero, 130,2 €/MWh, mientras que el más bajo se registró en diciembre, 97,6 €/MWh.

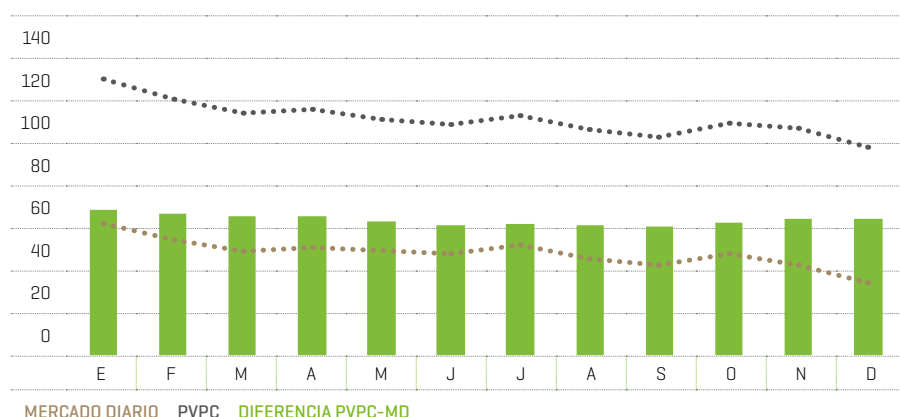
PRECIO MÁS ELEVADO

130,2
€/MWh
ENERO

PRECIO MÁS BAJO

97,6
€/MWh
DICIEMBRE

Evolución del PVPC frente al precio mercado diario [tarifa general 2.0 A] (€/MWh)



Los clientes que optan por esta tarifa pagan unos peajes y cargos por costes regulados, que son fijados por el Gobierno a principios de cada año y que no han sufrido incremento desde el año 2014, y una cantidad por la energía consumida, en función de los precios en el mercado eléctrico durante el periodo de facturación.

Así, para el caso de un consumidor doméstico medio, acogido a la tarifa regulada 2.0 A con una potencia contratada de 4,6 kW y un consumo de 3.900 kWh/año, el coste de su factura para todo el año 2019 habría sido de 793 €, un 7,6 % inferior a lo que habría pagado para ese mismo consumo en el 2018, es decir 56 € menos al año.

De los 793 € que habría pagado este cliente tipo por su consumo eléctrico en el 2019, 282 € corresponderían a la compra de la energía en el mercado [33 % de la factura], 361 € [46 %] a la parte regulada de peajes y cargos del sistema y el resto, 169 € corresponderían a impuestos [21 %]. De esta forma, aunque el coste de la energía comprada en el mercado eléctrico se habría reducido en un 16,4 % respecto al 2018 (frente al 17,0 % de decremento del precio medio final de la energía), al no tener el resto de los costes variación respecto al año anterior, la facturación total solo habría descendido un 7,6 %, descenso que, en términos reales, descontada la inflación para el 2019 [0,8 %], sería del 8,4 %.



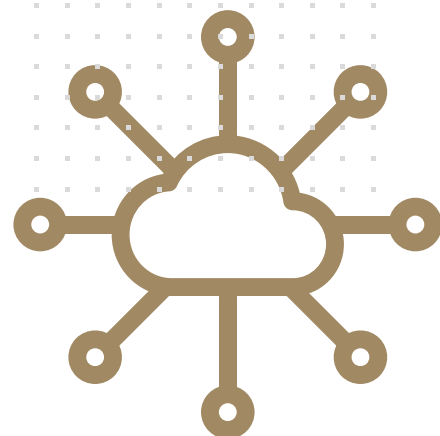
INNOVACIÓN APLICADA AL SISTEMA ELÉCTRICO

Los esfuerzos de innovación se centran en dar respuestas a los retos de la transición energética, aumentando la disponibilidad de los elementos de la red de transporte, mejorando la eficiencia de las actividades de transporte y operación del sistema, y maximizando la integración segura de renovables, entre otros.

**Red Eléctrica de España
se apoya en la innovación
y la tecnología como
elementos clave para su
contribución presente
y futura a la transición
energética.**

EN EL 2019 SE HAN ABORDADO

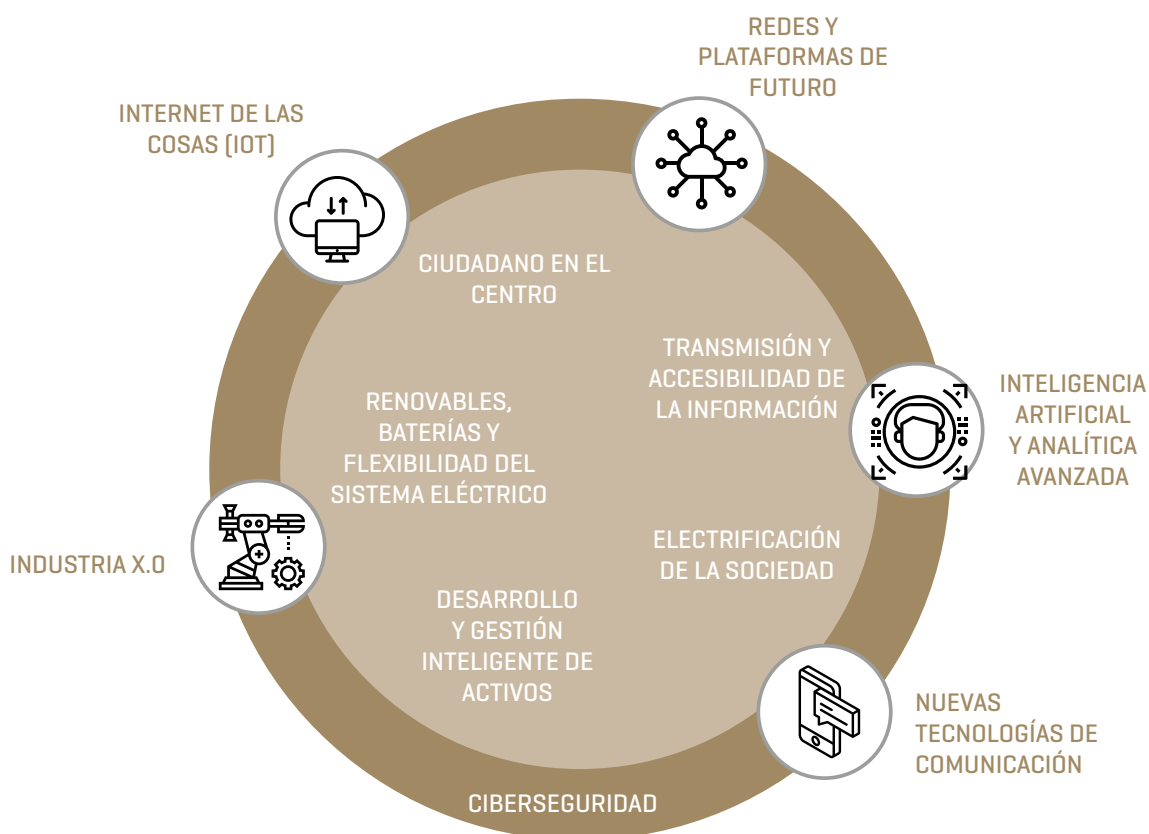
88 PROYECTOS
DE INNOVACIÓN



En el ámbito de la innovación y la tecnología, la actividad de Red Eléctrica de España en el año 2019 se ha focalizado de manera estratégica en torno a las áreas de impacto y verticales tecnológicas impulsadas desde **Red Eléctrica y de Telecomunicaciones, Innovación y Tecnología (RETIT)**, la nueva empresa del Grupo Red Eléctrica [GRE] cuyo objetivo, en línea con lo establecido en el nuevo Plan Estratégico 2018-2022, es acelerar la innovación tecnológica, generar ventajas competitivas y originar oportunidades de negocio para convertir al GRE en un referente tecnológico.

Las **verticales tecnológicas** de interés son: internet de las cosas (IoT), la industria X.O, redes y plataformas del futuro, inteligencia artificial y analítica avanzada, y nuevas tecnologías de comunicación. La ciberseguridad es igualmente un área tecnológica clave.

En cuanto a las **áreas de impacto**, estas son: ciudadano en el centro; transmisión y accesibilidad de la información; renovables, almacenamiento y flexibilidad del sistema eléctrico; electrificación de la sociedad; y desarrollo y gestión inteligente de activos.



A continuación, entre los proyectos finalizados en el 2019, se describen brevemente los 16 más relevantes clasificados según su finalidad:

AUMENTAR DISPONIBILIDAD DE LOS ELEMENTOS DE LA RDT

Análisis de los sistemas de amortiguamiento de generadores, FACTS y HVDC:

ampliación de las capacidades de una plataforma de simulación de modelos dinámicos de generación, cargas, FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y HVDC (High Voltage Direct Current) para permitir la realización de ajustes de los diferentes sistemas de amortiguamiento de oscilaciones de los que están equipados los generadores y los sistemas FACTS y HVDC.

Capacidad de transporte de líneas aéreas en tiempo real:

desarrollo e implementación de metodologías y herramientas que determinan la capacidad de transporte de las líneas en tiempo real, así como mejoras asociadas a las predicciones a 36 horas.

Cargadores con sistema de gestión de baterías (BMS):

desarrollo y ensayo de nuevos cargadores de baterías con unidades de control capaces de gestionar individualmente las variables de funcionamiento de los elementos acumuladores: corriente, tensión y temperatura.

Monitorización de descargas parciales en subestaciones blindadas:

evaluación y validación práctica de los resultados obtenidos en los ensayos de laboratorio realizados en el sistema de subestación GIS (Gas Insulated Switchgear) – transformador de potencia – cables de interconexión.

Soluciones especiales para la corrosión de apoyos en zonas críticas:

evaluación de diferentes tipos de recubrimientos orgánicos para la protección de apoyos de alta tensión en condiciones de corrosividad extrema, así como establecimiento de un sistema de ensayos apropiado para estudiar los sistemas de recubrimiento anticorrosivo más adecuados a futuro. Asimismo, desarrollo de metodologías experimentales en el laboratorio para simular las condiciones de exposición en campo.

Sensores de corriente ópticos:

diseño de un sistema que permite mejorar la operación de las líneas mixtas en la red de transporte (tramo aéreo + tramo subterráneo), mediante un sistema de sensores de corriente ópticos que ayudan a discriminar las faltas ocurridas en el tramo aéreo (reenganchable) de las ocurridas en el tramo soterrado (no reenganchable). Se introduce el concepto de sustitución de medidas analógicas por muestreadas o digitales.

MEJORA DE LA EFICIENCIA

Captación rápida de información

geográfica con RPAS: captura de datos del terreno desde un RPAS (Remotely Piloted Aircraft System) logrando que dicha información permita generar datos geográficos en tres dimensiones del entorno sobrevolado. El desarrollo de las tecnologías relacionadas con los RPAS ofrece la posibilidad de evaluar e identificar si es posible optimizar y/o conseguir nuevos métodos para los procedimientos que actualmente REE lleva a cabo en ingeniería y mantenimiento de instalaciones, medio ambiente, etc.

Desarrollo de indicadores predictivos

para la toma de decisiones: desarrollo e implantación de algoritmos e indicadores predictivos en diferentes funciones de interés, que permitan mejorar la gestión de la actividad de inversión de la empresa y la toma de decisiones.

Modelado 3D convertidora HVDC

fase 2: aplicación de tecnologías láser 3D y software de diseño mecánico 3D que permiten tener más información de una instalación singular (convertidora HVDC de Santa Llogaia), consiguiendo así mejorar tanto el mantenimiento de las instalaciones como la formación de técnicos especialistas de las mismas.

Modelo de gestión de riesgos en proyectos de inversión en la red de transporte:

desarrollo de un modelo de gestión que permita disponer de información sobre los riesgos a los que están sometidos los proyectos y su cuantificación en tiempo, costes y las actuaciones derivadas de esa

gestión de riesgos. La información se dispuso de manera agregada para el conjunto de la cartera de proyectos y se desarrollaron cuadros de mando y seguimiento de los riesgos, orientados a la toma de decisiones. Estos incluyeron indicadores predictivos sobre la variabilidad de los presupuestos/costes de los proyectos, sus fechas de finalización (puesta en servicio), los márgenes económicos, los principales grupos de interés afectados por estos riesgos, el coste/beneficio de las actuaciones preventivas/correctivas y la evolución de todas ellas en el tiempo.

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

elaboración de un modelo para analizar y determinar las necesidades de aplicación de anticorrosivos en los apoyos, especialmente aquellos sometidos a alta corrosión atmosférica. Se ha creado una herramienta para evaluar la conveniencia de aplicar tratamientos anticorrosivos a los apoyos en un determinado período de tiempo, en función de sus características ambientales, de forma que se optimicen los recursos aplicados a estos trabajos.

Proyecto DEPLA. Delineación automática de planos en edición

conforme a obra: desarrollo de una herramienta para delinear automáticamente la edición conforme a lo construido de los planos de subestaciones. Este desarrollo permite mejorar la eficiencia en los procesos clave de la compañía, digitalizar el negocio y reducir la huella de carbono.

INTEGRACIÓN RENOVABLES

Almacenamiento de energía gravitatoria con utilización de cuerpos sólidos:

prueba piloto con una maqueta a escala muy pequeña para comprobar los rendimientos del sistema, el funcionamiento del controlador motor/generador en la subida/bajada de una cierta masa y hacer mediciones exhaustivas de la energía consumida y generada en un ciclo completo.

Nowcasting solar fase II: nueva fase del proyecto “Modelo de Nowcasting para la predicción de radiación solar directa y global”, que evalúa los resultados obtenidos en la fase anterior, que se han materializado en una nueva previsión de meteorología basada en el análisis de imágenes de satélite. El objeto de esta nueva fase es adaptar las herramientas y entrenar los modelos de REE para evaluar cómo se traduce la mejora de las predicciones de radiación proporcionadas por AEMET [Agencia Estatal de Meteorología] en una mejora de las predicciones de producción fotovoltaica y termo solar generadas por los sistemas en las cuatro primeras horas.

MEJORA DE LA GESTIÓN SOSTENIBLE DE NUESTROS ACTIVOS

Relación furanos-grado de

polimerización: estudio detallado sobre la correlación de compuestos furánicos, grado de polimerización en el sistema aislante y el modelado térmico de transformadores en servicio.

SEGURIDAD Y SALUD

Acured: desarrollo de un sistema para la reducción del ruido generado por las subestaciones de alta tensión.



MARCO REGULATORIO

El año 2019 ha destacado por ser un año de gran relevancia regulatoria para el sector eléctrico, tanto por la normativa aprobada en el ámbito europeo como en el nacional.

A nivel europeo, en el 2019 se completó el “Paquete de energía limpia para todos los europeos”, un paquete legislativo formado por cuatro directivas y cuatro reglamentos con el que las instituciones europeas sientan las bases regulatorias y de política energética de la Unión Europea para la próxima década. En concreto, el citado Paquete establece el marco normativo europeo necesario para alcanzar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones del Acuerdo de París, mediante el desarrollo de las energías renovables y el refuerzo del Mercado Interior de la Energía.

De las ocho disposiciones que lo forman, cuatro habían sido ya publicadas durante el año 2018: la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios, la Directiva de Eficiencia Energética, la Directiva de Energías Renovables y el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía. Las otras cuatro disposiciones del Paquete, más rezagadas en su tramitación, fueron finalmente publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea el 14 de junio del 2019:

– **El Reglamento (UE) 2019/941**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio del 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE.

– **El Reglamento (UE) 2019/942**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio del 2019 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía.

– **El Reglamento (UE) 2019/943**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio del 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

– **La Directiva (UE) 2019/944**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio del 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

Dentro de estas cuatro disposiciones normativas, son especialmente relevantes para el sector eléctrico las dos últimas, puesto que conforman el diseño de los mercados eléctricos europeos para los próximos años. Es importante señalar, igualmente, que las directivas europeas deben ser transpuestas a una norma con rango de ley nacional, mientras que los reglamentos son de aplicación directa.

El “Paquete de energía limpia para todos los europeos” establece el marco normativo europeo necesario para alcanzar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones del Acuerdo de París.

En cualquier caso, la preocupación por la lucha contra el cambio climático y la transición energética de las instituciones europeas no se ha limitado a completar el Paquete de energía limpia para todos los europeos: el 11 de diciembre, la nueva presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, y su equipo, presentaron la Comunicación 2019/640 del Pacto Verde Europeo, con el que se busca que Europa sea el primer continente climáticamente neutro en emisiones en el año 2050. Para poder alcanzar este ambicioso objetivo, la Comunicación recoge en el Anexo una hoja de ruta, con una serie de medidas y propuestas que se desarrollarán durante sus próximos cinco años de mandato.

A nivel nacional, por su parte, 2019 también ha sido un año relevante en lo que respecta a la regulación del sector eléctrico. A pesar de la parálisis legislativa provocada por la doble repetición electoral, la publicación, en enero, del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas

del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio del 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, conllevó que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) llevase a cabo una intensa actividad regulatoria a lo largo del año. Como su propio nombre indica, el Real Decreto-ley transfirió una serie de competencias en materia de electricidad y gas del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) a la CNMC, cumpliendo así con el mandato comunitario, lo que supuso que este último organismo presentase catorce proyectos de circulares normativas a lo largo del año. De las catorce propuestas, ocho fueron aprobadas en el 2019, incluyendo:

- **Circular 2/2019**, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas de energía eléctrica y gas natural.
- **Circular 3/2019**, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema.
- **Circular 4/2019**, de 27 de noviembre, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.
- **Circular 5/2019**, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- **Circular 6/2019**, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El Real Decreto-ley 1/2019 transfirió una serie de competencias en materia de electricidad y gas del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) a la CNMC, cumpliendo así con el mandato comunitario, lo que supuso que este último organismo presentase catorce proyectos de circulares normativas

– **Circular 7/2019**, de 5 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

Por su parte, el MITECO, a pesar de encontrarse en funciones durante una parte importante del año, también desarrolló importantes novedades normativas y de política energética, destacando la presentación, en febrero del 2019, del borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030. La elaboración del PNIEC es una obligación del Reglamento 2018/1999, de Gobernanza de la Unión de la Energía, y es el principal instrumento de política energética de los Estados miembros para llevar a cabo una efectiva transición energética y cumplir con los objetivos climáticos europeos a 2030. Tras ser enviada una primera versión a la Comisión Europea, a principios del año 2020 el MITECO presentó una segunda versión del PNIEC donde recoge los siguientes objetivos a 2030: 23 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, 42 % de renovables sobre el uso final de la energía, 39,5 % de mejora de la eficiencia energética y 74 % de energía renovable en la generación eléctrica.

En el ámbito puramente normativo, destaca el impulso al autoconsumo que supuso la publicación del Real Decreto

244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En él se define un mecanismo de compensación simplificada entre déficits y excedentes de las instalaciones de autoconsumo con excedentes, se habilita el autoconsumo colectivo y se reducen los trámites administrativos, entre otras medidas. El lanzamiento de la nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, con la publicación de la Orden TEC/212/2019, también es otro hito normativo destacado para el sector del año 2019.

En cuanto a la normativa en fase de tramitación, en el 2019 se llevaron a cabo importantes pasos para que España se dote de un marco normativo completo para la acción climática: el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética fue presentado por el MITECO en febrero del 2019, sometiénolo a consulta pública hasta el mes de abril.

Por último, en lo que respecta al año 2020, se espera que tanto las instituciones europeas como las nacionales sigan profundizando en la transición energética y la descarbonización de la economía; las primeras desarrollando las propuestas normativas derivadas del Pacto Verde Europeo, y las segundas aprobando la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, así como transponiendo la Directiva 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, a la legislación nacional.

Glosario de términos:

<https://www.ree.es/es/glosario>

Información elaborada con datos
8 de abril del 2020

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 Marca e Imagen Corporativa

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 2020

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.



Paseo del Conde
de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas [Madrid]
www.ree.es



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

