

El sistema eléctrico español

2020



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA



Glosario de términos

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

Información elaborada con datos

11 de abril del 2021

Edita

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Paseo del Conde de los Gaitanes, 177

28109 Alcobendas [Madrid]

Tel. 91 650 85 00

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

EUROPUBLIC

Otros datos de la edición

Fecha de edición: junio 2021

Índice





Presentación

Red Eléctrica de España, como Transportista 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 un entorno energético marcado en el 2020 por la pandemia de COVID-19, 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 Red Eléctrica se convierte en un agente facilitador de dicha transición con una labor imprescindible en el logro de los objetivos marcados en el Pacto Verde Europeo y en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [PNIEC].

El éxito de esta transición energética se sustentará en la conexión de los recursos renovables a la red de transporte al ritmo necesario. Un ejemplo ha sido la alta conexión de recursos renovables que se ha producido en los últimos dos años. Durante el 2020 nuestro parque generador ha incorporado casi 4.800 MW de potencia instalada renovable.

De nuevo, en el informe de este año se incluye el capítulo de “Panorama europeo” con información procedente de ENTSO-E Transparency Platform con datos que se amparan bajo los criterios del Reglamento [UE] nº543/2013

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 el formulario de [contacto](#) de la sección REData de la web corporativa, con el fin de acceder a sus sugerencias y observaciones.

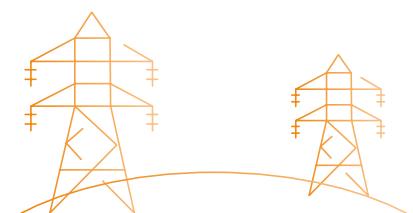




Resumen ejecutivo

En el 2020 la demanda de energía eléctrica en España sufrió su segundo descenso consecutivo desde el año 2014.

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2020 presentó un descenso del 5,5 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 249.991 GWh demandados, condicionada por las diferentes medidas tomadas para contener la pandemia COVID-19.



-5,5 %
COMPARATIVA
2019

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA

249.991
GWh

La **demandा de energía eléctrica en España** durante el año 2020 presentó un descenso del 5,5 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 249.991 GWh demandados, siendo este el segundo descenso consecutivo 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 5,0 % respecto al año anterior, con un total de 236.697 GWh demandados, descenso superior en 0,4 puntos porcentuales al registrado durante la crisis del 2009, y con un nivel de demanda similar al del 2004. Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, resulta una variación negativa respecto al año anterior del 5,0 %.

Por **grandes sectores de actividad**, según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, han experimentado una variación negativa respecto al año anterior: la industria desciende un 6,6 %, el sector servicios presenta un mayor impacto con una caída del 10,4 %, y la agrupación de otros sectores de actividad desciende un 4,2 %.

La composición del calendario y la evolución de las temperaturas tuvieron un impacto contrario sobre la evolución del IRE, aunque de igual magnitud, de tal manera que se compensan.

Por **áreas geográficas**, todas las comunidades autónomas han experimentado variaciones negativas debido a la pandemia, destacando las dos comunidades cuyo consumo está más condicionado al turismo: las islas Baleares y las Islas Canarias con -19,2 % y -10,5 %, respectivamente.

El **máximo de demanda** se registró el día 20 de enero entre las 20-21h. con un total de 39.997 MWh demandados, con un descenso del 0,3 % respecto al máximo registrado el año anterior.

La **capacidad instalada** del parque generador en España se ha incrementado un 0,7 %, finalizando el año 2020 con 110.839 MW. Del total de la potencia instalada, el 54 % corresponde a instalaciones de energía renovable, que han superado por segundo año consecutivo desde que existen registros estadísticos a las tecnologías no renovables.

MÁXIMO EN GENERACIÓN RENOVABLE PENINSULAR

45,5 %

de la generación eléctrica

En cuanto a la **generación eléctrica**, se produjo un máximo en generación renovable peninsular con una cuota en la generación eléctrica del 45,5 % debido al incremento de la producción hidráulica y solar fotovoltaica, un 23,9 % y 68,5 % superiores a las del año anterior respectivamente.

La **participación de la generación no renovable** se ha situado en el 54,5 % del total peninsular, disminuyendo 6,6 puntos porcentuales respecto al año anterior cuando el peso no renovable fue del 61,1 %. Este descenso de la generación no renovable peninsular se debe sobre todo a la menor producción de los ciclos combinados, que han generado un 25 % menos que en el 2019, y de las centrales de carbón que han representado tan sólo el 2 % del mix, el valor más bajo desde que existen registros estadísticos.

En el 2020 se registra el mínimo histórico de **emisiones de CO₂ equivalente** asociadas a la generación eléctrica nacional, 36 millones de toneladas, un 27,8 % menos que en el 2019 y un 67,5 % por debajo de las emisiones contabilizadas en el 2007.

Los **programas de intercambio** de energía eléctrica de España con otros países, registraron un ascenso del 5,4 % respecto al ejercicio anterior. Las exportaciones crecieron un 23,4 % hasta situarse en 13.507 GWh, y las importaciones disminuyeron a 16.807 GWh [-5,7 %]. Por lo tanto, por quinto año consecutivo el saldo neto de los intercambios programados fue importador, con un valor de 3.300 GWh, un 52 % inferior al del año 2019.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN ESPAÑA

110.839 MW

INSTALACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE

54 %

Por **interconexiones**, España fue un año más importador neto con Francia y por segundo año consecutivo, exportador con Portugal. En la interconexión con Francia registró un saldo importador de 5.248 GWh [-45,9 % respecto al 2019] y en la interconexión con Portugal el saldo exportador por valor de 1.455 GWh, frente a los 3.395 GWh en el 2019. Con Andorra el saldo fue una vez más exportador con 196 GWh y con Marruecos ha sido también exportador, con un valor de 298 GWh, frente a los 774 GWh importadores del pasado año.

La **red de transporte de energía eléctrica** se continuó potenciando en el 2020 con la puesta en servicio de 116 kilómetros de circuito y 93 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.553 kilómetros y 6.176 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.430 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.895 MVA.

En el 2020 caben destacar los 55 kilómetros de enlace submarino-subterráneo entre Ciudadela y Cala Mesquida de 132 kV, conectando las islas de Mallorca y Menorca. Este enlace mejora notablemente la seguridad de suministro de la isla de Menorca que deja de estar aislada.

Los **indicadores de calidad de servicio** del año 2020 se mantienen contenidos por debajo de los umbrales máximos que establece el Real Decreto 1955/2000.

La Energía No Suministrada [ENS] del 2020 correspondiente al sistema peninsular fue de 95 MWh [47 MWh en el 2019] y el Tiempo de Interrupción Medio [TIM] de 0,21 minutos [0,10 minutos en el 2019].

En el sistema eléctrico de Baleares estos indicadores mostraron un ligero aumento respecto al año anterior. Se situó la ENS en 4 MWh [1 MWh en el 2019] y un TIM de 0,47 minutos [0,09 minutos en el 2019]. En el sistema eléctrico canario sucedió todo lo contrario, situándose la ENS en 65 MWh y el TIM en 4,29 minutos. 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 98,57 %, valor ligeramente superior al 98,24 % del año 2019 y en los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, fue respectivamente del 98,66 % [97,35 % en el 2019] y 99,17 % [98,90 % en el 2019].

El **precio medio final de la energía** en el mercado eléctrico fue de 40,38 €/MWh, un 24,4 % inferior al precio del 2019.

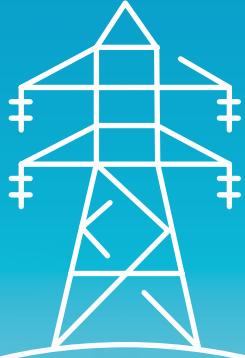
El **precio conjunto del mercado diario e intradiario** representó el 87,15 %, los servicios de ajuste del sistema un 6,29 %, los pagos por capacidad el 6,51 % y el 0,05 % restante el servicio de interrumpibilidad¹.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa una reducción del 27,5 % en la del mercado diario e intradiario, del 97,3 % en la del servicio de interrumpibilidad, del 0,4 % en la del pago por capacidad, mientras que la de los servicios de ajuste incrementó un 72,8 %. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad ha sido debida a las reducciones de precio conseguida en la subasta y al haber estado solo activo el primer semestre del año.

En el **ámbito europeo** a pesar de que en el 2020, la demanda eléctrica en el conjunto de países europeos pertenecientes a ENTSO-E ha descendido un 3,9 % a causa fundamentalmente de la pandemia COVID-19, se ha continuado impulsando la generación eléctrica con fuentes renovables.

En el **ámbito de la innovación y la tecnología**, la actividad de Red Eléctrica de España en el año 2020 se ha focalizado de manera estratégica en torno a áreas de impacto y verticales tecnológicas impulsadas desde Elewit, la plataforma tecnológica y de transformación del Grupo Red Eléctrica cuyo objetivo, es aprovechar al máximo las posibilidades que brinda la tecnología y la colaboración con el ecosistema de innovación para maximizar su contribución, como actor fundamental del sistema eléctrico, a la transición energética y la descarbonización de la economía. En total, se han abordado 123 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].

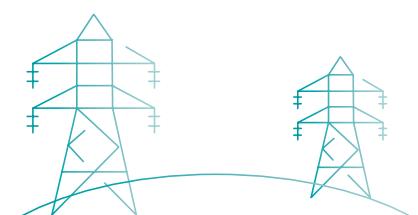


1

Demanda de
energía eléctrica

La demanda en el sistema eléctrico peninsular fue inferior en un 5 % respecto al año anterior, con un total de 236.697 GWh demandados, descenso superior en 0,4 puntos porcentuales a la producida durante la crisis del 2009.

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2020 presentó un descenso del 5,5 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 249.991 GWh.



-5,5 %
COMPARATIVA
2019

DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA

249.991
GWh

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2020 presentó un descenso del 5,5 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 249.991 GWh demandados, condicionada por las diferentes medidas tomadas para contener la pandemia COVID-19.

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 5,0 % respecto al año anterior, con un total de 236.697 GWh demandados, descenso superior en 0,4 puntos porcentuales al registrado durante la crisis de 2009, y con un nivel de demanda similar al que se produjo en el año 2004.

En el 2020, la pandemia COVID-19 condicionó la evolución de la demanda.

Evolución de la demanda peninsular en los últimos 10 años

TWh

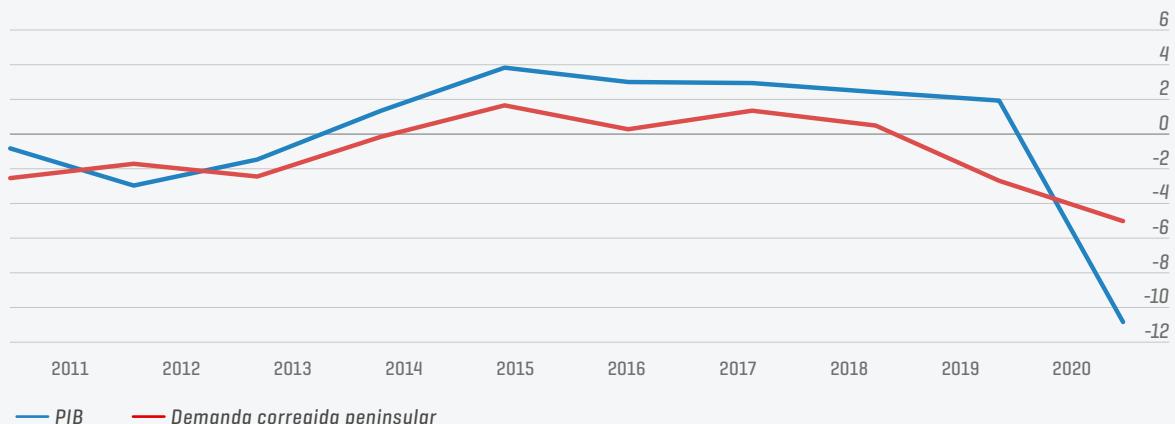


Desde el punto de vista de la actividad económica, e igualmente como consecuencia de la crisis económica originada por la crisis sanitaria, se ha

registrado una variación negativa del Producto Interior Bruto (PIB) del 10,8% respecto al año anterior.

Variación anual de la demanda peninsular y PIB

% año anterior



Desde el punto de vista de la demanda eléctrica, este descenso 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 de 0,5 en la evolución entre ambas magnitudes, lo que supone un alza respecto a la elasticidad observada en los últimos años.

Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, de distinto signo, pero de igual magnitud, resulta una variación negativa respecto al año anterior del 5,0 %.

VARIACIÓN DE LA DEMANDA PENINSULAR

-5,0 %

corregida la influencia de laboralidad y temperatura

Componentes de la variación de la demanda peninsular

% Variación año anterior

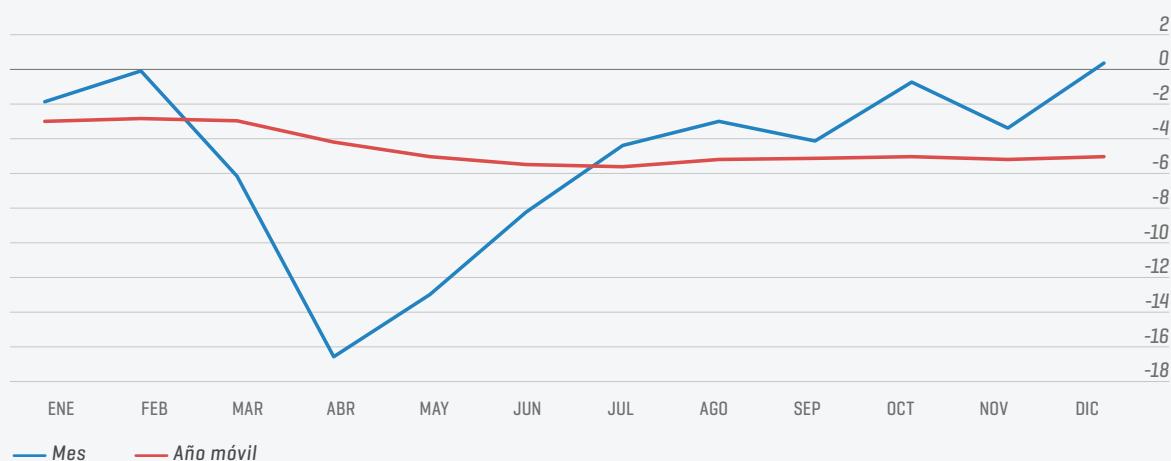
	<u>Δ Demanda en b.c.</u>	<u>Laboralidad</u>	<u>Temperatura</u>	<u>Corregida</u>
2011	-2,0	1,4	-0,9	-2,5
2012	-1,3	-0,3	0,7	-1,7
2013	-2,3	0,4	-0,3	-2,4
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	2,0	-0,1	0,4	1,7
2016	0,7	0,3	0,1	0,3
2017	1,1	-0,1	-0,2	1,4
2018	0,4	-0,3	0,2	0,5
2019	-1,7	0,7	0,2	-2,7
2020	-5,0	-0,1	0,1	-5,0

El descenso de la actividad económica ha dado lugar a una elasticidad de 0,5 entre la demanda eléctrica y el PIB, lo que supone un alza respecto las bajas elasticidades registradas desde el inicio de la recuperación económica.

En cuanto a la tendencia, a partir de marzo, con la irrupción de la pandemia y la introducción de las medidas de confinamiento y el cierre de las actividades no esenciales durante los primeros nueve días de abril, se produce una brusca caída de la tendencia que se prolonga hasta finales del mes de mayo. En este período se registran descensos máximos de la demanda corregida del 16,7 % en abril

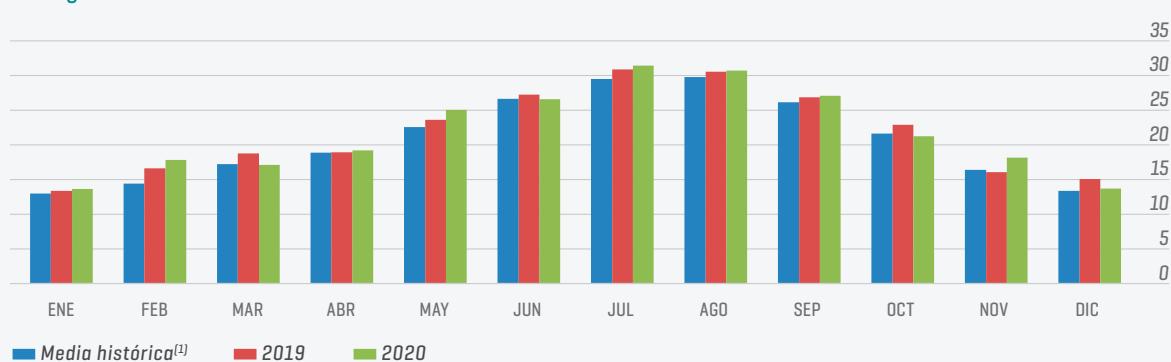
y del 13,1 % en mayo. A partir del mes de junio, con la introducción de las medidas de desconfinamiento y a pesar de las sucesivas olas de la pandemia que se producen a finales del verano y el otoño, se produce una reducción de los ritmos de descenso de la demanda que estabiliza la tasa de descenso de la tendencia registrándose, incluso, un crecimiento mensual de la demanda en diciembre.

Variación mensual de la demanda peninsular corregida en el 2020 %



Las temperaturas más cálidas en el conjunto del año, tuvieron una aportación positiva de 0,1 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

Evolución mensual de las temperaturas máximas °C

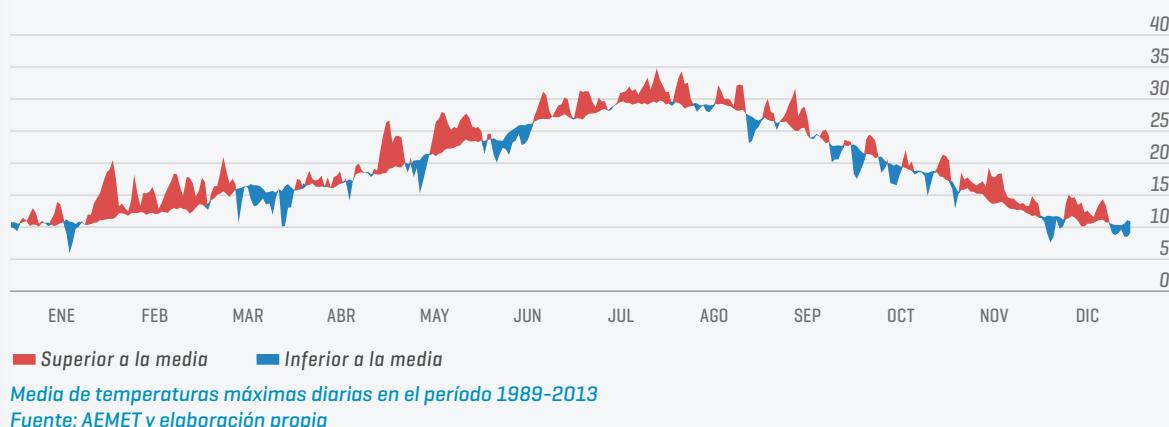


[1] Media de temperaturas máximas diarias en el período 1989-2013.

Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, el conjunto del año 2020 comparado con la media histórica, muestra temperaturas más calurosas en verano y más suaves en invierno. Los grados día con efecto frío han sido menores en un 21,6 % a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 32,5 % 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 2020 en un 27,4 % de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica. Estos días se concentran más en los meses de mayo y julio de los meses de verano, y en febrero y noviembre de los de invierno. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan sólo el 8,5 % de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, en marzo y junio.

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



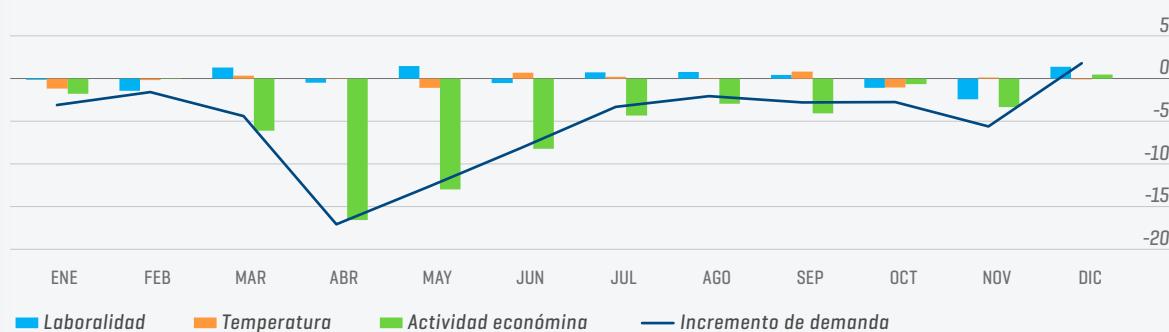
Al comparar con el año anterior, el año 2020 ha sido más suave en invierno y caluroso en verano que el año 2019, con un 6,4 % de grados día de frío menos y un 4,1 % de grados día de calor más. Del impacto combinado de estos efectos, con mayor influencia sobre el consumo de los grados días de calor, resulta una aportación positiva de las temperaturas de 0,1 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA DEMANDA

27,4 %

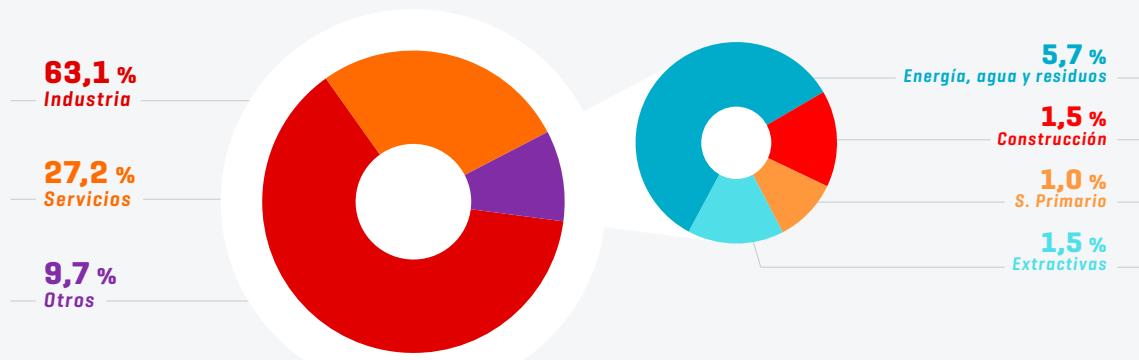
de los días se registraron temperaturas muy superiores a la media

Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2020 %



Composición del IRE por sectores

%



La evolución del IRE durante el año 2020 no ha sido ajena a la situación pandémica que se viene experimentando desde marzo en la que se han sucedido períodos de confinamiento, limitación de las actividades no esenciales, proceso de desconfinamiento y restricciones a la movilidad y a ciertas actividades con la llegada de la segunda y tercera ola de forma tal, que las evoluciones previas quedan eclipsadas por el impacto que ha tenido la pandemia sobre la sociedad y la economía.

En el 2020 el conjunto del IRE fue inferior en un 7,3 % al año anterior, siendo este el descenso más alto desde que se inició su confección. El índice se sitúa en un valor de 115,3, valor inferior en un 2,5 % al mínimo registrado en 2013.

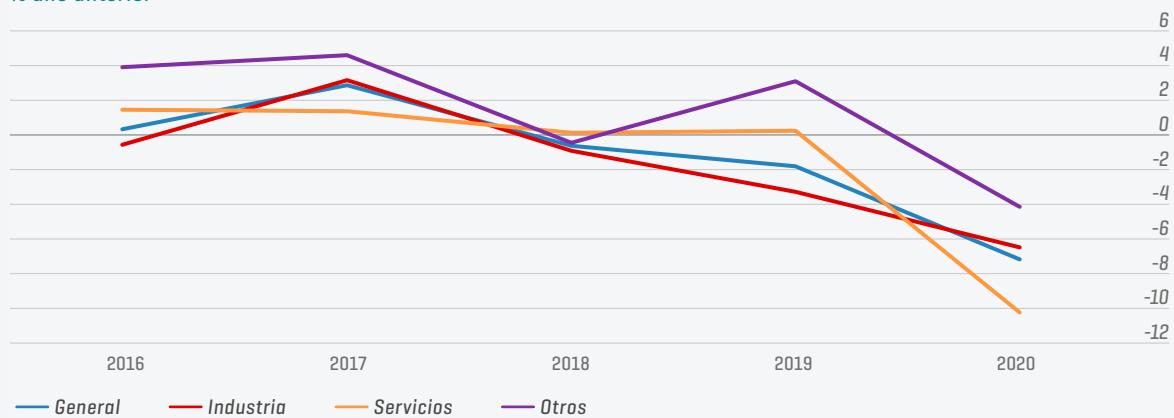
Todas las principales ramas de actividad que conforman el IRE, la industria, los servicios y la agrupación de otras actividades, han experimentado una variación negativa respecto al año anterior, aunque con diferente intensidad según las ramas:

ÍNDICE RED ELÉCTRICA
-7,3 %
comparativa 2019

- Las actividades industriales descienden un 6,6 % mostrando un descenso acelerado del consumo en los últimos dos años.
- El sector servicios presenta un mayor impacto con una caída del 10,4 %.
- La agrupación de otros sectores de actividad también ha descendido con una variación del 4,2 % respecto al año anterior, aunque en menor cuantía que las principales agrupaciones.

Variación anual del IRE

% año anterior



En 2020, tanto la composición del calendario como la evolución las temperaturas tuvieron un impacto contrario sobre la evolución del IRE, aunque de igual magnitud, de tal manera que se compensan.

Las temperaturas han tenido impacto negativo sobre la evolución del índice restando 0,3 puntos porcentuales, destacando los meses de junio y octubre en los que las temperaturas restaron 2,2 y 2,0 puntos porcentuales respectivamente a la variación del índice y que compensaron las aportaciones positivas de los otros meses. Por grandes agrupaciones, el impacto más significativo ha sido en los servicios, en donde las temperaturas restaron a la evolución del índice 0,8 puntos, seguido de los sectores de la industria, agrupación en la que las temperaturas tuvieron una aportación negativa de 0,1 puntos.

Las temperaturas han tenido impacto negativo sobre la evolución del índice restando 0,3 puntos porcentuales.

IRE: Descomposición de la variación en el 2020

%

	<u>Bruto</u>	<u>Laboralidad</u>	<u>Temperatura</u>	<u>Corregido</u>
General	-7,3	0,3	-0,3	-7,3
Industria	-6,6	0,3	-0,1	-6,8
Servicios	-10,4	0,3	-0,8	-9,8
Otros	-4,2	0,1	0,1	-4,5

La evolución mensual del índice corregido ha estado marcada por el impacto inicial de la pandemia y su evolución posterior. Es de destacar, en cualquier caso, que el IRE corregido venía cayendo a tasas superiores al 2 % en los meses previos al inicio de la pandemia, por lo que esta evolución negativa se ve agudizada por la misma. Así, en el mes de marzo, con las primeras medidas que se toman para mitigar el impacto de la pandemia y el posterior decreto del primer estado de alarma, el IRE corregido desciende un 8,2 % respecto al año anterior, pero es en el mes de abril cuando se alcanza un descenso máximo del 23,3 % al coincidir, durante parte del mes, las medidas de confinamiento con la suspensión de las actividades no esenciales en lo que se vino a denominar "hibernación de la economía". En el mes de mayo, todavía con medidas de confinamiento, pero sin hibernación, el índice refleja un descenso del 15,5 %.

A partir de este mes con la aplicación de medidas de desescalada se inicia un proceso continuado de reducción de los ritmos de descenso del índice, alterado en el mes de octubre con la segunda ola de la pandemia y el segundo decreto de estado de alarma, pero que sitúa la tasa de descenso del índice del mes de diciembre en un 1,9 %.

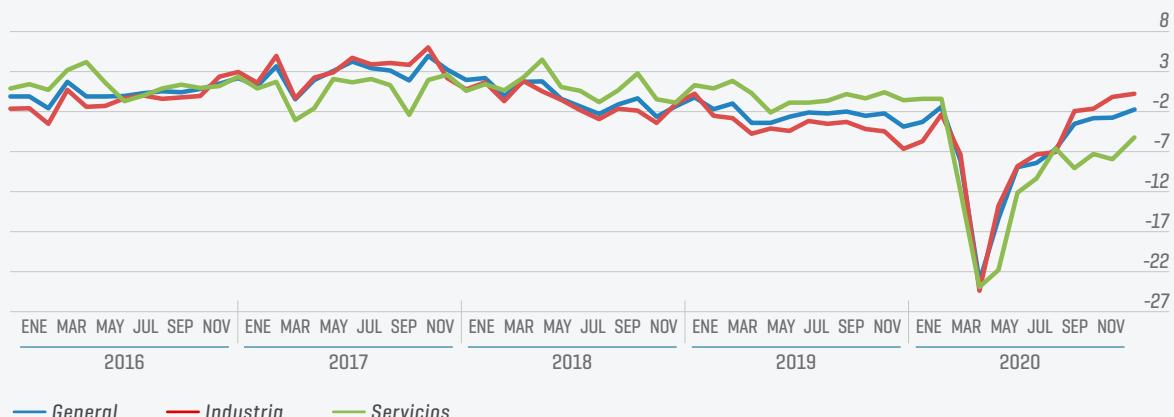
Respecto a la evolución mensual del índice corregido correspondiente a las dos grandes agrupaciones sectoriales [industria y servicios], si bien el impacto inicial de la pandemia es similar en la industria y en los servicios, la progresiva recuperación del índice en los meses siguientes no la realizan con igual intensidad, ya que mientras la industria toma una clara senda de recuperación, los servicios se ven más retraídos y su índice no termina de recuperarse, siendo responsables de que el IRE haya tenido un descenso más elevado.

ÍNDICE ANUAL CORREGIDO INDUSTRIA
-6,8 %

ÍNDICE ANUAL CORREGIDO SERVICIOS
-9,8 %

Evolución mensual del IRE corregido

% año anterior



En cuanto a la tendencia, es de señalar que ya en el 2019 el IRE venía marcando una evolución descendente con registros negativos durante todo el año condicionada por la evolución de la industria. Esta situación se mantiene durante los dos primeros meses del año hasta que, con la irrupción de la pandemia, la tendencia negativa del índice cae bruscamente hasta alcanzar un mínimo durante los meses de verano. A partir de este momento, con la evolución más positiva de la industria, la tendencia toma un sentido ascendente, aunque manteniendo tasas de variación negativas en su comparación con el año anterior.

Los sectores de servicios, al igual que la industria, aunque con tendencia negativa, venían marcando registros muy similares a los del año anterior. La aparición en escena de la pandemia hace que el índice de esta agrupación sectorial tome una pendiente claramente negativa que se prolonga durante todo el año sin mostrar síntomas de estabilización, lo que viene motivado porque esta agrupación incluye sectores cuya actividad se ve más influida por las distintas medidas que se han tomado para contener la evolución de la pandemia.

Variación mensual del IRE corregido % año móvil



La evolución mensual del IRE corregido ha estado marcada por el impacto inicial de la pandemia y su evolución posterior, siendo el sector servicios el mayor responsable de un descenso más elevado.

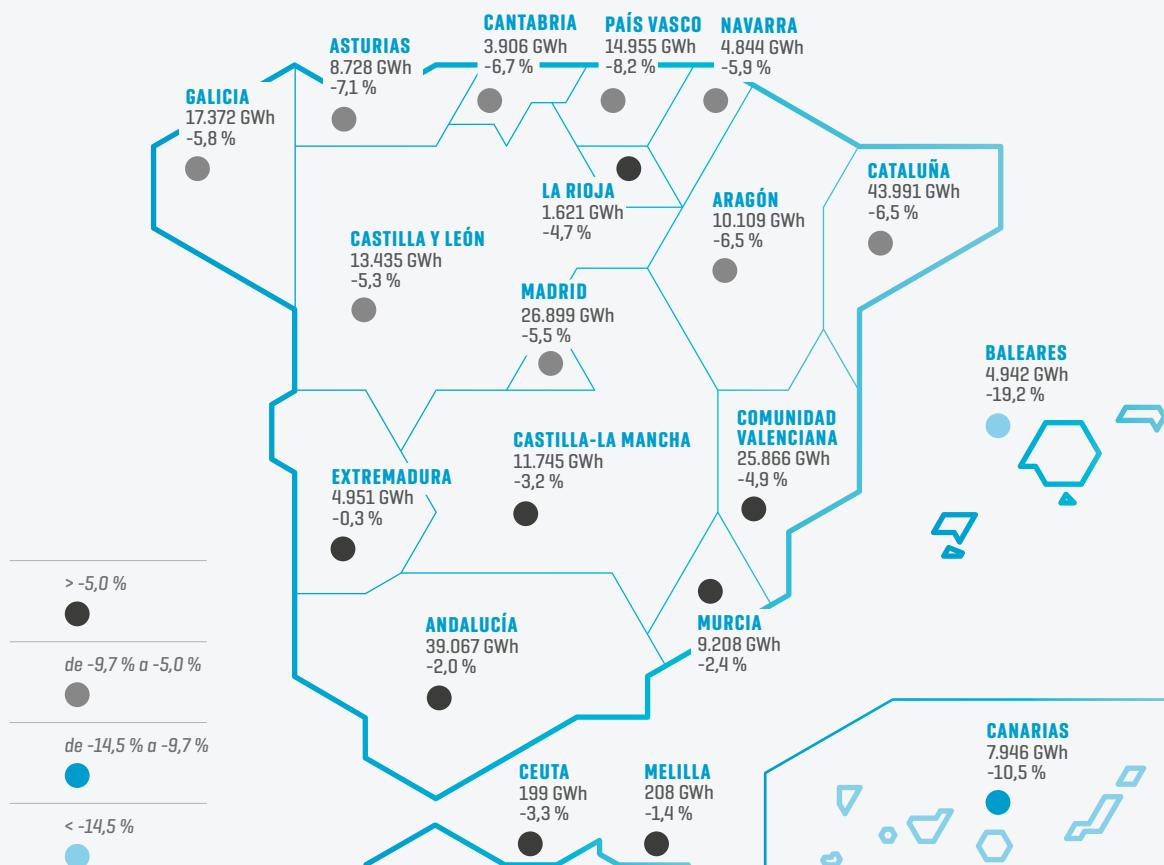
El impacto de la pandemia sobre la demanda eléctrica ha sido muy disperso entre las distintas comunidades autónomas debido a las características de la misma en cada una de ellas. Así, los mayores descensos se registran en las dos comunidades cuyo consumo está más influido por la evolución del turismo: las islas Baleares y Canarias con descensos anuales del -19,2 % y -10,5 % respectivamente.

En el ámbito peninsular, los menores descensos se han registrado en las comunidades del sur: Extremadura, Andalucía y Murcia. Un segundo grupo de comunidades situadas en la zona central de la península (excepto Madrid) muestra descensos

intermedios comprendidos entre el -3,2 % de Castilla-La Mancha y el -4,9 % de la Comunidad Valenciana. El resto de las comunidades situadas al norte, a las que se une Madrid, habría presentado descensos más acusados, con una variación máxima del -8,2 % en el País Vasco.

La pandemia ha provocado un descenso generalizado de la demanda eléctrica en todas las comunidades autónomas.

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

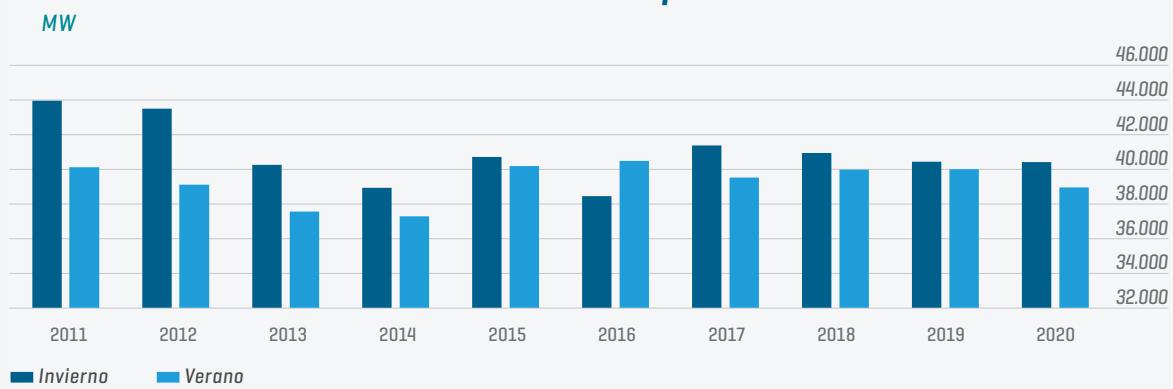


En el 2020, tanto los máximos de demanda horaria de invierno [que se corresponde con el máximo anual], como los de verano han registrado valores inferiores a los del año anterior, con la particularidad de que el máximo de invierno se produce antes del inicio de la pandemia, mientras que el de verano se produce una vez finalizado el periodo de desescalada. El máximo del año se registró el día 20 de enero entre las 20-21h. con un total de 39.997 MWh demandados, con un descenso del 0,3 % respecto al máximo registrado el año anterior.

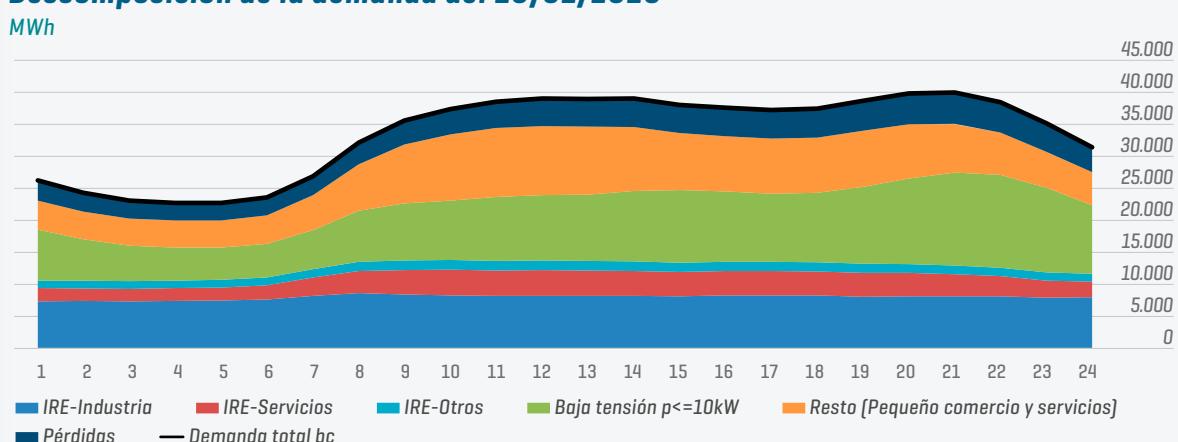
El máximo de verano, este ya durante la pandemia, se produjo el 30 de julio entre las 13-14h. con 38.471 MWh, lo que supone un descenso del 2,3 % respecto al máximo de 2019.

El máximo del año se registró el día 20 de enero entre las 20-21h., con un total de 39.997 MWh [-0,3 % respecto al 2019].

Máximos instantáneos de demanda eléctrica peninsular



Descomposición de la demanda del 20/01/2020



En la hora punta del día de máxima demanda horaria del año, el sector residencial representó el 36% del consumo, mientras que el consumo industrial del IRE representó el 20 %, los grandes servicios [IRE] el 9 % y el pequeño comercio y servicios el 19 %. A lo largo del día punta el mayor peso de los sectores industriales se

produjo durante la madrugada, entre las 3 y las 5 de la mañana, cuando alcanza un peso total sobre la demanda en b.c. del 33 %, mientras que, para los grandes servicios, el periodo horario con mayor peso es entre las 7 de la mañana y las 7 de la tarde con participaciones sobre el consumo en torno al 10 %-11 %.

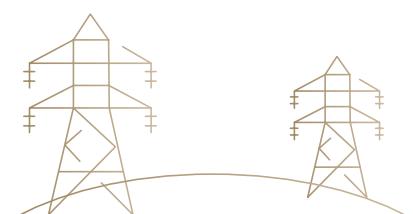


H2

Producción de
energía eléctrica

Las energías no renovables redujeron su participación al 54,5 % [61,1 % en el 2019].

En el balance de generación peninsular por tipo de energía, las energías renovables han aumentado su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular alcanzando un nuevo máximo histórico con un 45,5 % frente al 38,9 % en el 2019, como consecuencia, de la mayor producción hidráulica y solar fotovoltaica.



-3,1 %

COMPARATIVA
2019

GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL
SISTEMA PENINSULAR

239.465 GWh

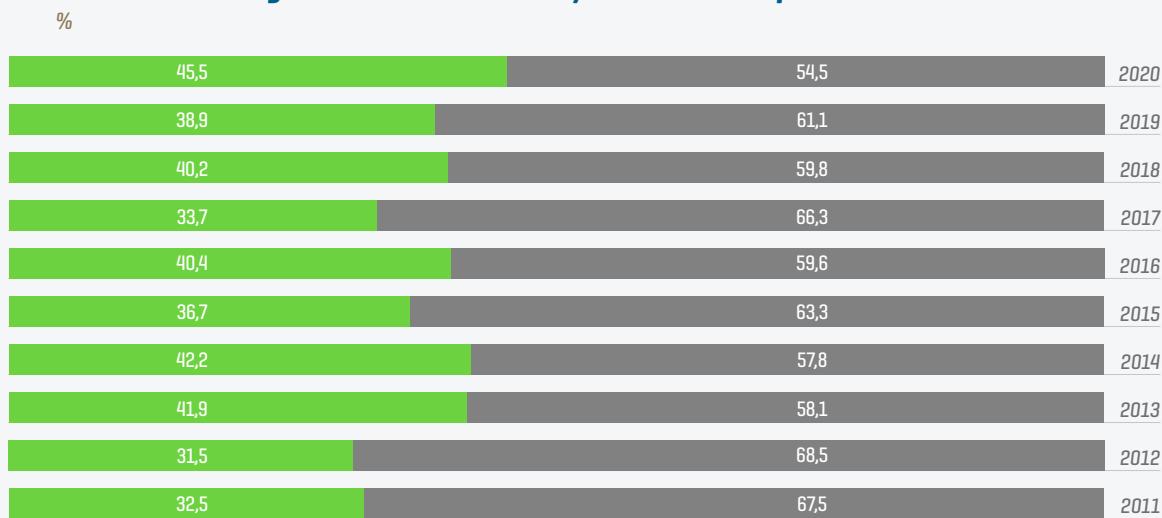
El entorno energético en España en el año 2020 ha estado marcado por la epidemia de la COVID-19. En este contexto, la generación de energía eléctrica en el sistema peninsular, que representa en torno al 95 % de la generación total nacional, se ha reducido un 3,1 % en el 2020, situándose en 239.465 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación solar fotovoltaica que ha aumentado un 68,5 %, mientras que el carbón y el ciclo combinado disminuyeron su producción un 55,0 % y un 25,0 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares [11.868 GWh] descendió un 13,5 % respecto al año anterior, destacando el aumento del 38,2 % del ciclo combinado. En sentido contrario, cabe señalar la disminución de la generación con carbón que fue un 88,9 % inferior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía, las energías renovables han aumentado su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular alcanzado un nuevo máximo histórico con un 45,5 % frente al 38,9 % en el 2019, como consecuencia, sobre todo, de la mayor producción hidráulica y solar fotovoltaica. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación al 54,5 % (61,1 % en el 2019).

En el año 2020 la energía renovable alcanza un nuevo récord de generación.

Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular



■ Renovables: hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables y residuos renovables

■ No renovables: turbinación bombeo, nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos no renovables

Balance de energía eléctrica nacional^[1]

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Total nacional	
	GWh	%2019	GWh	%2019	GWh	%2019
Hidráulica	30.611	23,9	3	-0,8	30.614	23,8
Hidroeléctrica	-	-	20	-16,0	20	-16,0
Eólica	53.795	1,3	1.104	-3,5	54.899	1,2
Solar fotovoltaica	14.912	68,5	376	-5,9	15.289	65,2
Solar térmica	4.538	-12,2	-	-	4.538	-12,2
Otras renovables ^[2]	4.470	23,9	10	-10,0	4.480	23,8
Residuos renovables	606	-18,0	120	-20,8	726	-18,4
Generación renovable	108.933	13,3	1.633	-5,8	110.566	12,9
Turbinación bombeo ^[3]	2.748	67,0	-	-	2.748	67,0
Nuclear	55.757	-0,1	-	-	55.757	-0,1
Carbón	4.800	-55,0	222	-88,9	5.022	-60,4
Fuel/gas ^[4]	-	-	4.194	-26,4	4.194	-26,4
Ciclo combinado ^[5]	38.357	-25,0	5.666	38,2	44.023	-20,3
Cogeneración	26.974	-8,8	34	-1,8	27.008	-8,8
Residuos no renovables	1.896	-8,5	120	-20,8	2.015	-9,3
Generación no renovable	130.532	-13,5	10.235	-14,6	140.767	-13,6
Consumos en bombeo	-4.621	52,7	-	-	-4.621	52,7
Enlace Península-Baleares ^[6]	-1.427	-15,8	1.427	-15,8	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ^[7]	3.280	-52,2	-	-	3.280	-52,2
Demanda [b.c.]	236.697	-5,0	13.295	-13,7	249.991	-5,5

[1] Asignación de unidades de producción según combustible principal. La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descuentados 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 31.12.2020.
Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Total nacional	
	MW	%20/19	MW	%20/19	MW	%20/19
Hidráulica	17.096	0,0	2	0,0	17.098	0,0
Hidroeólica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	27.031	7,1	455	4,8	27.485	7,0
Solar fotovoltaica	11.443	34,1	271	8,9	11.714	33,4
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables ^[1]	1.084	4,7	6	0,0	1.090	4,6
Residuos renovables	119	0,0	38	0,0	157	0,0
Renovables	59.077	8,7	782	5,8	59.860	8,7
Bombeo puro	3.331	0,0	-	-	3.331	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	5.492	-40,4	241	-48,5	5.733	-40,8
Fuel/gas	8	-	2.401	0,0	2.409	0,0
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.688	0,0	26.250	0,0
Cogeneración	5.661	-0,3	50	0,0	5.711	-0,3
Residuos no renovables	390	-2,4	38	0,0	428	-2,2
No renovables	46.561	-7,5	4.419	-4,9	50.980	-7,2
Total	105.638	0,9	5.201	-3,4	110.839	0,7

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



POTENCIA INSTALADA
 EN EL SISTEMA
 ELÉCTRICO NACIONAL

110.839 MW

A 31 de diciembre del 2020 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha aumentado un 0,9 % respecto al año anterior y ha alcanzado el récord histórico con una potencia instalada de 105.638 MW.

En los últimos años, Red Eléctrica de España ha afrontado con éxito el reto de integrar un fuerte contingente de nueva potencia renovable, como consecuencia de las subastas de renovable del año 2017 realizadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITERD]. En el 2019, la potencia instalada renovable en el sistema eléctrico peninsular se incrementó en 6,4 GW.

Asimismo, en el 2020 la potencia instalada renovable se ha incrementado en 4,7 GW adicionales, lo que ha permitido alcanzar una potencia instalada de fuentes de generación renovables de 59,1 GW en el sistema eléctrico peninsular, lo que representa un 56 % de la potencia instalada total. La integración de esta nueva potencia renovable, mayoritariamente eólica y solar fotovoltaica, representa un fuerte impulso a la transición energética y al cumplimiento de la senda de integración fijada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, con horizonte 2030.

Este parque generador de energía eléctrica peninsular cada vez más renovable se debe al incremento que se ha producido en el 2020 de potencia instalada eólica del 7,1 %, solar fotovoltaica 34,1 % y otras renovables 4,7 % respecto al año 2019.

Por el contrario, la potencia no renovable peninsular ha descendido un 7,5 %, como consecuencia de la reducción de potencia instalada de carbón del 40,4 % debido al cierre definitivo de las centrales térmicas de Compostilla II, Guardo, La Robla, Meirama y Teruel, con lo que se restan 3.723 MW de potencia instalada de generación no renovable peninsular.

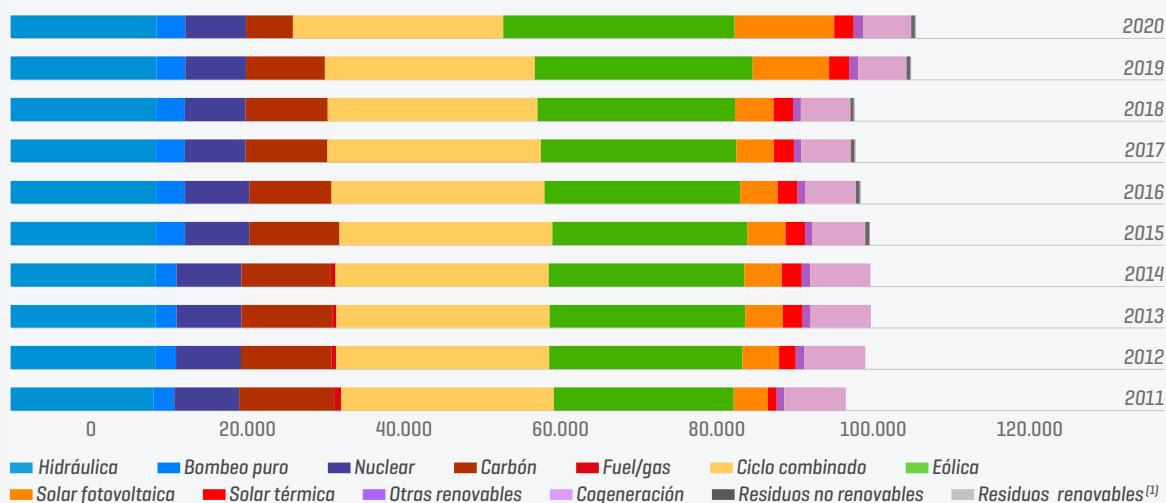
En los sistemas no peninsulares se ha producido una reducción del 3,4 % de la potencia instalada a final del 2020. Este descenso se explica sobre todo por la baja de los grupos 1 y 2 de la central térmica de carbón de Alcudia en las Islas Baleares por un total de 227 MW.

En el conjunto del territorio nacional, que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada se ha incrementado un 0,7 % respecto al año anterior, finalizando el año 2020 en 110.839 MW. Las instalaciones de energía renovable representan el 54 % del total de potencia instalada nacional.

El sistema eléctrico peninsular avanza hacia un modelo energético sostenible.

Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular

MW



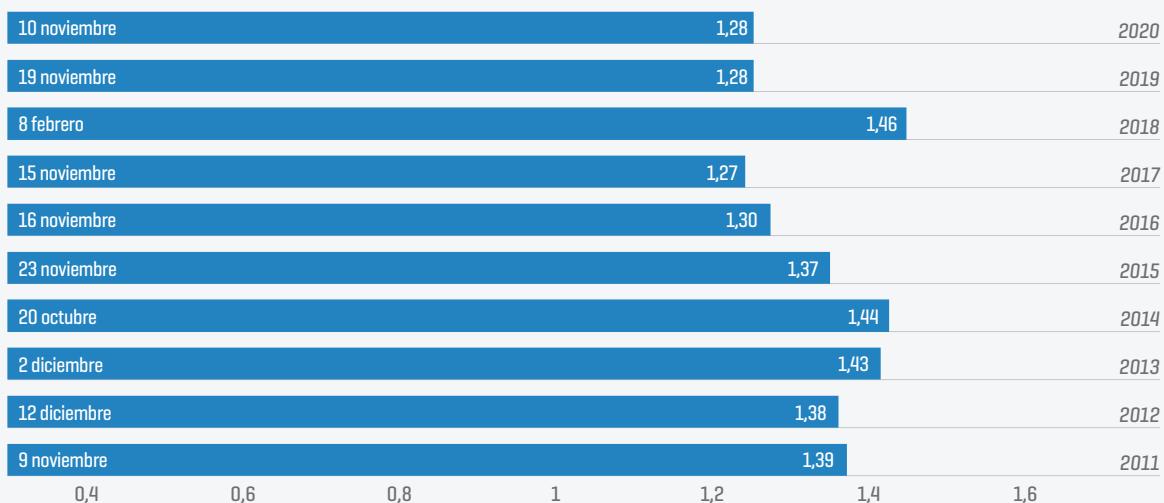
(1) Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] hasta 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 2020 en 1,28.

Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular



$ICmin = \text{Min } [Pd/Ps]$

$ICmin$: Índice de cobertura mínimo.

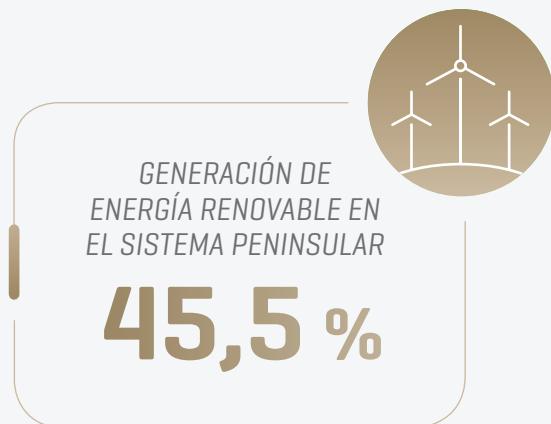
Pd: Potencia disponible en el sistema.

Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

La contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular en el 2020 ha marcado un nuevo máximo histórico al alcanzar una cuota en la generación eléctrica del 45,5 %, superior en 3,3 puntos porcentuales al máximo anterior registrado en 2014 cuando las renovables representaron el 42,2 % del mix energético. Esta mayor participación de la generación renovable peninsular en el 2020 se debe sobre todo al incremento de producción hidráulica y solar fotovoltaica, un 23,9 % y un 68,5 % superiores a las del año anterior, como consecuencia de las condiciones climatológicas y del aumento de potencia instalada en el sistema peninsular.

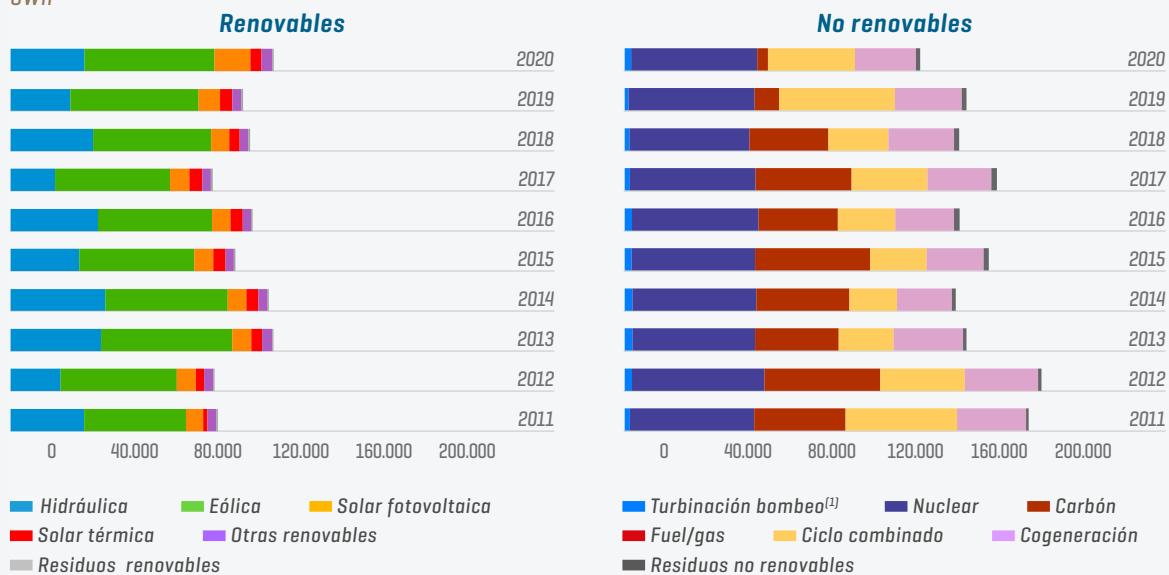
Máxima generación renovable peninsular debido al incremento de la aportación hidráulica y solar fotovoltaica.

Este crecimiento significativo del peso renovable en la estructura de generación peninsular ha tenido como contrapartida la reducción de la participación de las distintas tecnologías que utilizan combustibles fósiles como energía primaria. La participación de la generación no renovable se ha situado en el 54,5 % del total peninsular, disminuyendo 6,6 puntos porcentuales respecto al año anterior cuando el peso no renovable fue del 61,1 %. Este descenso de la generación no renovable peninsular se debe sobre todo a la menor producción de los ciclos combinados, que han generado un 25,0 % menos que en 2019, y de las centrales de carbón que han representado tan sólo el 2,0 % del mix, el valor más bajo desde que existen registros estadísticos.



Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular

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] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.*

La producción renovable peninsular en el 2020 aumentó un 13,3 % respecto al año anterior, situándose en 108.933 GWh y alcanzando un nuevo máximo histórico de producción anual renovable peninsular, superior al máximo anterior registrado en el 2013. Durante todos los meses del año 2020 [excepto en noviembre] la generación renovable ha sido superior a la del año anterior, coincidiendo con el incremento de producción hidráulica, eólica y solar fotovoltaica. A partir del segundo semestre del año se producen los mayores aumentos de energía renovable, alcanzando en octubre un crecimiento del 53,8% y registrándose los valores más altos hasta la fecha de generación renovable para un mes de julio, agosto, septiembre, octubre y diciembre.

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

La producción eólica peninsular del 2020 se situó en 53.795 GWh, un 1,3 % superior a la registrada el año anterior. Este incremento se produce en el tercer y cuarto trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 18,0 % y un 4,5 % más que en los mismos períodos del 2019, registrando en octubre un aumento de producción eólica del 52,4 % respecto al mismo

mes del 2019. Además, en julio, septiembre, octubre y diciembre se registraron las producciones mensuales eólicas más elevadas hasta la fecha en esos meses.

Como consecuencia, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, ya que en el 2020 su producción ha supuesto el 49,4 % del total de energía renovable.

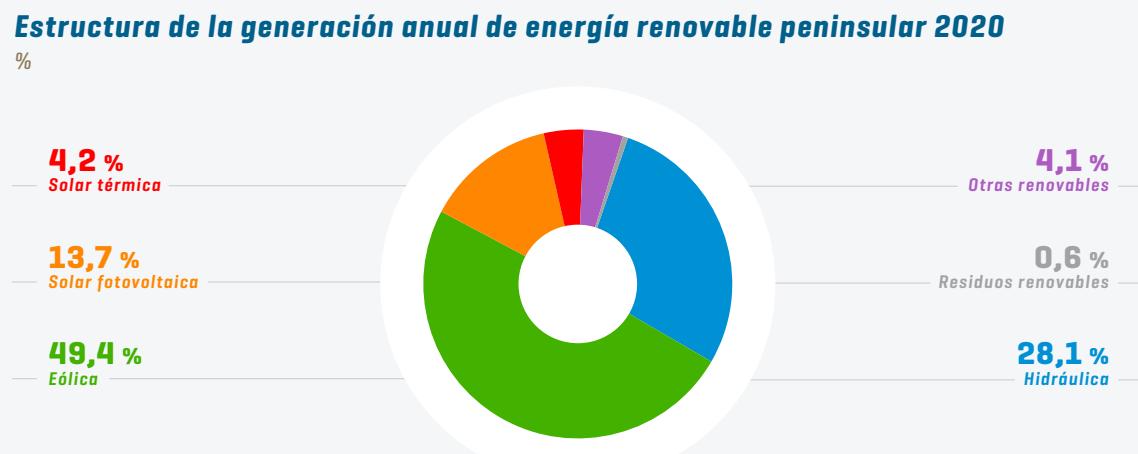
El incremento de potencia instalada eólica peninsular del 7,1 % ha favorecido que durante el 2020 se hayan batido varios máximos históricos. El lunes 28 de diciembre del 2020 a las 14:28 horas se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 19.588 MW. Ese mismo día entre las 14 y las 15 horas la energía horaria eólica batió el récord con un valor de 19.377 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 22,5 % de la producción, se sitúa por quinto 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 2020 ha sido la más alta registrada hasta la fecha.

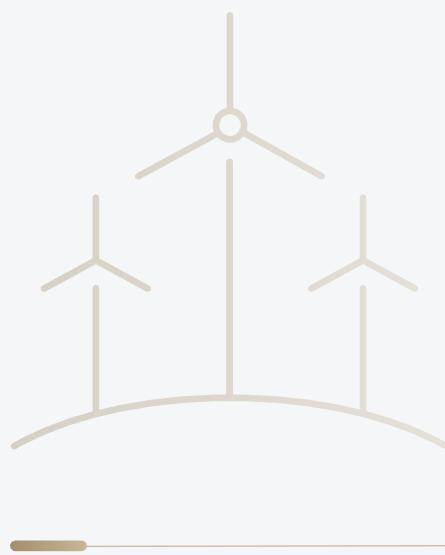
La producción eólica fue la tecnología protagonista en la estructura de producción peninsular en los meses de marzo (27,5 %), mayo (22,7 %), octubre (28,4 %) y diciembre (32,4 %).

Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2020

%



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 2020 la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 4,0 % el día 1 de enero hasta un máximo de 52,7 % el 1 de marzo.



MÁXIMOS Y MÍNIMOS

DIARIOS DE EÓLICA EN LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN PENINSULAR

MÁXIMO

52,7 %

1 de marzo

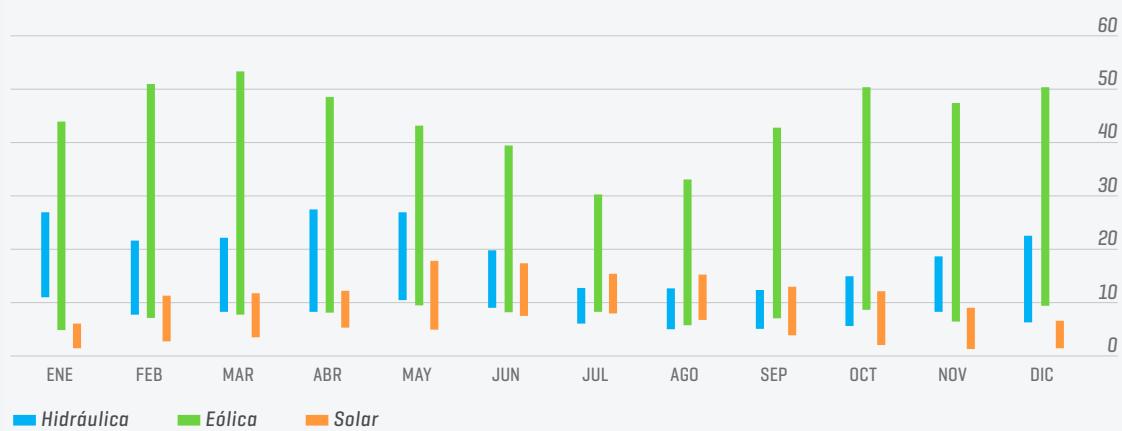
MÍNIMO

4,0 %

1 de enero

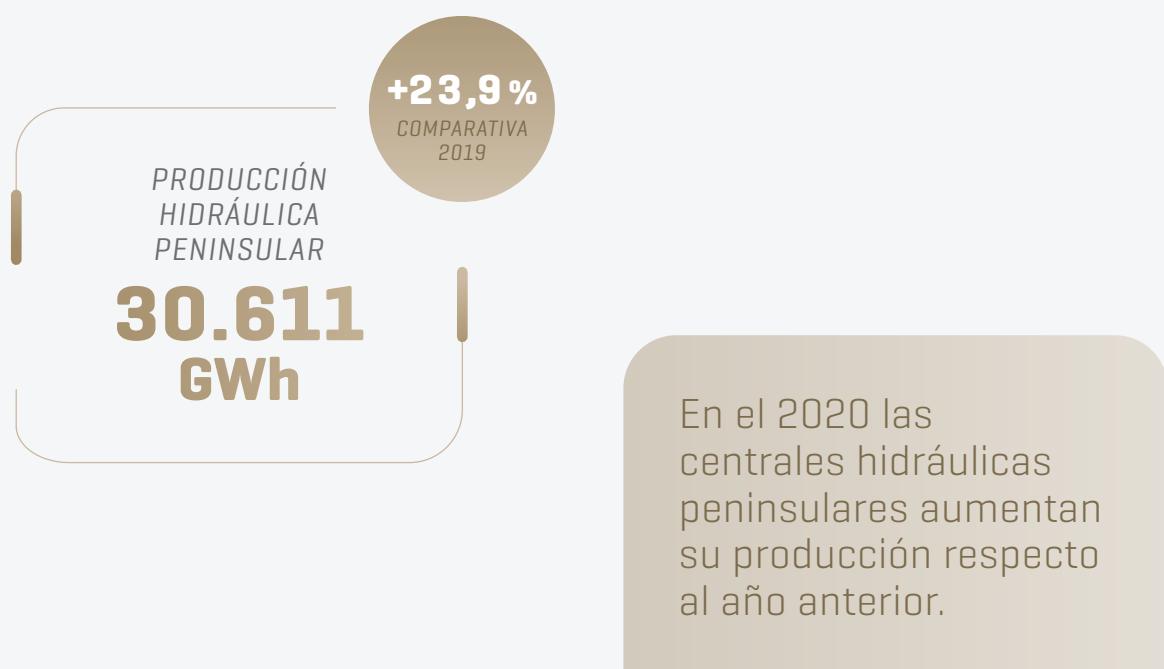
Cobertura diaria máxima y mínima con hidráulica, eólica y solar peninsular en el 2020

%

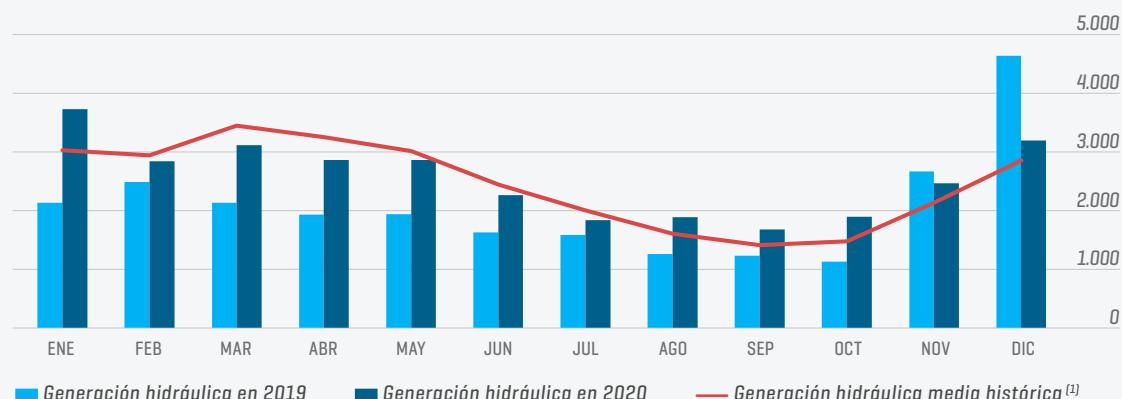


La producción hidráulica peninsular en 2020 alcanzó los 30.611 GWh, lo que supone un ascenso del 23,9 % respecto al año 2019 que fue un año especialmente seco. Su aportación a la estructura de generación peninsular ha sido del 12,8 %, peso muy similar que tuvo esta tecnología en el mix del año 2004. En 2020 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la cuarta fuente de generación, mientras que el año anterior fue la quinta con un peso del 10,0 % en el total peninsular.

En el gráfico comparativo de generación hidráulica peninsular 2019-2020 se aprecia cómo durante todos los meses de 2020, excepto noviembre y diciembre, la producción hidráulica ha sido superior a la generación del 2019. Los meses en los que la producción hidráulica registró un mayor incremento fueron enero con un crecimiento del 75,3 % y octubre con una generación hidráulica un 68,7 % superior a la del mismo periodo del año anterior.



Generación hidráulica peninsular 2019-2020 comparada con la generación media
GWh



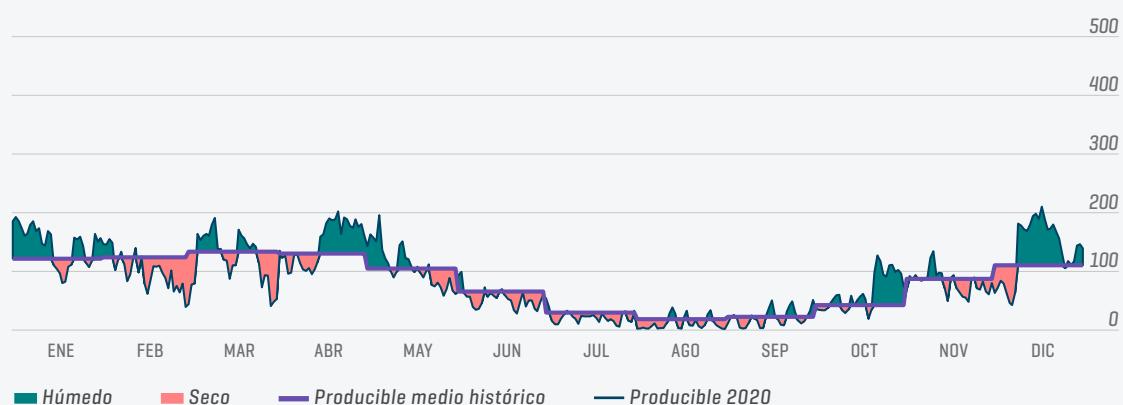
[1] Media de la generación hidráulica mensual de los últimos 20 años.

Este incremento 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 2020 alcanzó los 30.578 GWh, un 17,6 % superior al registrado en 2019 y un 2,8 %

mayor que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2020 en su conjunto ha sido un año húmedo puesto que el índice de producible hidráulico, definido como el cociente entre la energía producible y la energía producible media, ha alcanzado un valor de 1,03.

Energía producible hidráulica diaria durante el 2020 comparada con el producible medio histórico

GWh



Las reservas hidroeléctricas durante todo el 2020 se situaron por encima de la media estadística.

El año 2020 en cuanto a cantidad de precipitaciones ha sido un año normal en su conjunto. Comenzó con un mes de enero húmedo con precipitaciones por encima de la media que contrasta con un mes de febrero extremadamente seco. El resto del año tuvo una primavera en su conjunto muy húmeda, un verano normal, un otoño seco y los últimos meses fueron normales.

Las reservas hidroeléctricas se han situado durante todo el año 2020 por encima de la media estadística [calculada con los valores de los últimos veinte años]. Destaca el período comprendido entre abril y julio, cuando las reservas registraron los mayores incrementos y tuvieron los porcentajes de llenado más elevados, en abril un 67,3 % y en mayo un 70,0 %, valores que se sitúan en torno a 16 puntos porcentuales por encima de los mismos meses del año anterior.

Sin embargo, durante los últimos meses del año las reservas hidroeléctricas descienden hasta situar el volumen de agua de los embalses hidroeléctricos en España a 31 de diciembre del 2020 en el 50,8 % de su capacidad de llenado, valor muy similar al del año anterior.

En el año 2020 las instalaciones solares fotovoltaicas del sistema peninsular han aumentado su potencia instalada un 34,1 %, pasando a ser la cuarta fuente del parque generador peninsular con un peso del 10,8 % del total, frente a la quinta posición que tenían en el 2019.

La producción solar fotovoltaica durante el año 2020 se ha incrementado un 68,5 %, alcanzando los 14.912 GWh lo que supone un nuevo récord de generación anual. La participación anual de esta tecnología en el mix peninsular también ha registrado un valor máximo con un peso del 6,2 %, situándose por delante de las centrales de carbón por primera vez desde que existen registros.

Durante todos los meses del 2020 la producción solar fotovoltaica ha sido superior al año anterior, llegando en el mes de junio a producir un 95,8 % más que en el mismo mes del 2019 y a alcanzar el mayor peso en la estructura de generación de toda la serie estadística con un valor de 9,6 %. Además, durante el mes de julio la solar fotovoltaica produjo la mayor cantidad mensual registrada hasta la fecha con 1.863 GWh.

A nivel diario, el domingo 3 de mayo del 2020 la generación solar fotovoltaica alcanzó la representación más alta en el mix energético peninsular con un 12,3 % y el domingo 21 de junio del 2020 se batió el máximo de producción solar fotovoltaica con un valor de 66.526 MWh.

En cuanto a la generación horaria el domingo 3 de mayo del 2020 entre las 14 y las 15 horas la producción solar fotovoltaica peninsular representó 26,9 % de toda la generación y el domingo 16 de agosto del 2020 entre las 13 y las 14 horas la energía horaria solar fotovoltaica batió el record con un valor de 6.958 MWh.

Ese mismo 16 de agosto se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia instantánea de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose 7.282 MW a las 13:54 horas.

Durante el 2020 la producción solar fotovoltaica alcanza nuevos máximos de producción.

Por último, el domingo 3 de mayo de 2020 a las 15:46 horas se alcanzó un nuevo máximo histórico de cobertura de demanda instantánea con generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 30,9 %.

En cuanto a la solar térmica peninsular, en 2020 se generaron 4.538 GWh con esta tecnología, un 12,2 % menos que el año anterior, y ha tenido una contribución del 1,9 % en la producción total peninsular.

Por lo que respecta al resto de renovables [biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica] en 2020 su producción se ha incrementado un 23,9 % y ha alcanzado un nuevo máximo histórico de generación anual con 4.470 GWh, un 3,4 % superior al máximo anterior registrado en 2013. Su peso en el mix de generación peninsular también ha sido el más elevado de toda la serie histórica con un valor del 1,9 %.

+68,5 %
COMPARATIVA
2019

PRODUCCIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA

14.912
GWh

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en el 2020 una generación de 130.532 GWh, un 13,5 % inferior a la del 2019. Este descenso de generación no renovable ha tenido como consecuencia una reducción de su aportación a la generación total peninsular en 6,6 puntos porcentuales, alcanzando en el 2020 un peso del 54,5 %, frente al 61,1 % del 2019.

Dentro de las energías no renovables, la nuclear generó en el 2020 un total de 55.757 GWh, un 0,1 % menos que el año anterior. Esta reducción se produjo sobre todo durante el segundo trimestre del año, cuando la producción nuclear disminuyó un 18,6 %, coincidiendo con la parada programada para revisión y recarga de Almaraz, Ascó 1 y Trillo. En mayo las centrales nucleares produjeron un 22,6 % menos y en junio el descenso fue del 22,1 %.

A pesar de esta menor producción, las centrales nucleares han sido por décimo año consecutivo la primera fuente de generación peninsular [en el 2013 compartió el liderazgo con la eólica]. En el 2020, alcanzaron una cuota en la generación peninsular del 23,3 % [un 22,6 % en el 2019]. 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 %.

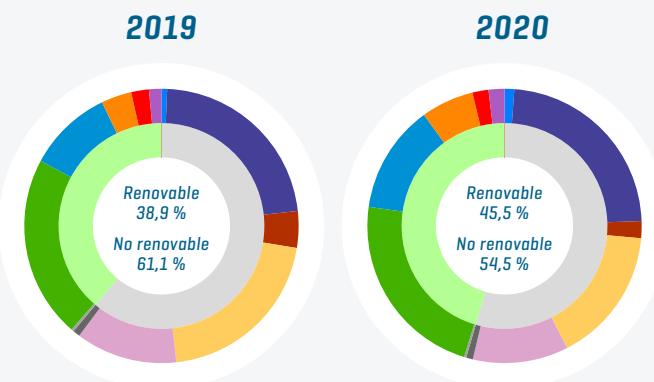
Son la fuente que más horas funciona, 8.116 horas de las 8.784 que tiene el año. Y el 33,3 % de la electricidad libre de emisiones contaminantes generada en el 2020, se consiguió gracias a la energía nuclear.

Disminuye la generación no renovable debido a la menor producción de los ciclos combinados.

Estructura de la generación peninsular en el 2019 y 2020

%

	2019	2020
Eólica	21,5 %	22,5 %
Hidráulica	10,0 %	12,8 %
Solar fotovoltaica	3,6 %	6,2 %
Solar térmica	2,1 %	1,9 %
Otras renovables	1,5 %	1,9 %
Residuos renovables	0,3 %	0,3 %
Turbinación bombeo^[1]	0,7 %	1,1 %
Nuclear	22,6 %	23,3 %
Carbón	4,3 %	2,0 %
Ciclo combinado	20,7 %	16,0 %
Cogeneración	12,0 %	11,3 %
Residuos no renovables	0,8 %	0,8 %



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

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

Por lo que respecta a las centrales de carbón peninsulares, en el 2020 han visto reducida su potencia instalada en un 40,4 %, debido la baja definitiva, tras el levantamiento de acta de cierre en agosto, de la central de Teruel de 1.056 MW, localizada en Teruel, en octubre de la central de Compostilla II de 1.005 MW localizada en León y de la central de Meirama de 557 MW localizada en La Coruña, en noviembre de la central de La Robla de 619 MW localizada en León y en diciembre de la central de Guardo de 486 MW localizada en Palencia.

De esta forma, el carbón representaba a finales del año 2020 el 5,2 % de la potencia instalada peninsular, pasando a ser la séptima fuente de generación, frente al peso que tuvo en el 2019 del 8,8 %, cuando ocupaba la cuarta posición en el total de capacidad instalada peninsular.

Las centrales de carbón peninsulares en el 2020 generaron tan sólo 4.800 GWh, lo que significa un 55,0 % menos que el año anterior. En línea con la transición energética, esta tecnología ha ido reduciendo su producción hasta alcanzar este año

2020 el valor más bajo en toda la serie histórica que cuenta con datos desde 1990.

Este descenso ha sido especialmente significativo en el primer trimestre del año, cuando la producción con carbón fue un 64,7 % inferior al mismo trimestre del 2019 y registró la mayor disminución del año en el mes de enero con una reducción de producción del 71,7 %. Además, en diciembre del 2020 el carbón marcó la mínima producción mensual contabilizada hasta la fecha con 222 GWh.

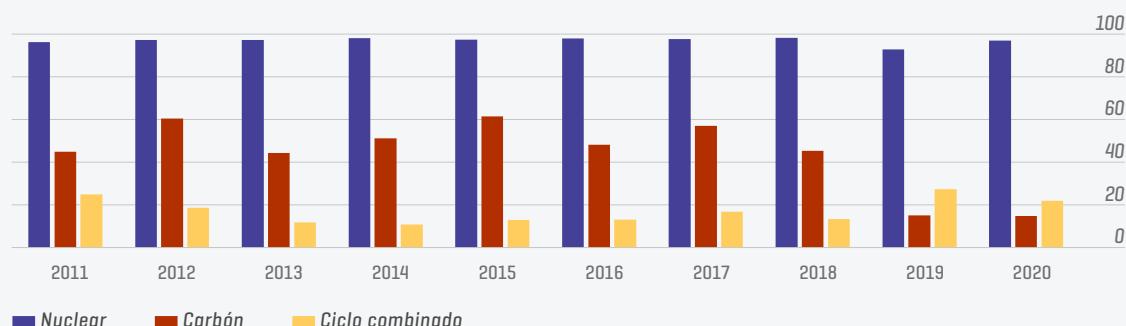
Los retos de descarbonización marcados por la Unión Europea con el fin de reducir las emisiones de CO₂ han hecho que la producción con carbón, más contaminante que otras tecnologías, haya reducido su peso en el mix energético hasta representar en el 2020 el 2,0 % del total de la generación, frente al 4,3 % del 2019. Esta tecnología ha sido la séptima fuente de generación en la estructura de generación, quedando por detrás de la solar fotovoltaica por primera vez en toda la serie histórica.

Entre el 1 y el 2 de mayo del 2020 el sistema eléctrico peninsular estuvo 26 horas y media consecutivas sin generación con carbón. Como consecuencia directa, el 1 de mayo también fue el día con menos emisiones asociadas a la producción de electricidad peninsular de todo el año 2020, con un total de 38.751 tCO₂ equivalente.

El coeficiente de utilización del carbón en el 2020 se situó en el 14,6 %, muy similar al 14,8 % del año anterior.

Coefficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares⁽¹⁾

GWh



(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible.

En el 2020 las centrales de ciclo combinado han reducido su producción un 25 %.

En línea con el resto de las tecnologías no renovables, la producción de los ciclos combinados se ha reducido un 25,0 % en el 2020. Su producción anual ha sido de 38.357 GWh, valor similar a la cantidad producida durante el año 2012. Durante todos los meses del año 2020, excepto en enero, la producción de los ciclos combinados fue inferior a la del 2019. En el mes de marzo los ciclos combinados registraron la menor generación mensual de 2020 y en octubre estas centrales produjeron la mitad que en el mismo mes del año anterior.

Como consecuencia de esta menor producción, los ciclos combinados han reducido su representación en el mix energético en 4,7 puntos, alcanzando un peso del 16,0 % en la estructura peninsular del 2020 [un 20,7 % en el 2019]. A pesar de esta menor participación, los ciclos combinados han sido la tercera fuente de generación en el mix por segundo año consecutivo.

El coeficiente de utilización del 2020 se situó en el 21,8 % [27,1 % en el 2019].

Disminuye la generación eléctrica de todos los sistemas no peninsulares.

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en el 2020 alcanzó los 11.868 GWh, un 13,5 % inferior a la del año anterior. Esta menor generación ha tenido lugar en todos los sistemas no peninsulares, pero en Baleares es donde se ha registrado el mayor descenso con un 20,5 %. En Canarias la producción ha descendido un 10,5 %, y en Ceuta y Melilla un 3,3 % y un 1,4 %, respectivamente.

La energía eléctrica producida en el sistema de Baleares se ha vuelto a reducir por tercer año consecutivo, alcanzando en el 2020 los 3.515 GWh, un 20,5 % menos que el año anterior. Es la producción más baja de toda la serie histórica con datos desde el 2007.

En enero del 2020 se ha producido la baja definitiva, tras el levantamiento de acta de cierre, de los grupos 1 y 2 de la central de carbón de Alcudia de 227 MW localizada en Mallorca. Además, según la Orden TEC/1258/2019 desde el 1 de enero del 2020 se limita el funcionamiento a 1.500 horas/año a la central de carbón de Alcudia.

El cierre de los grupos 1 y 2 de la central de Alcudia y la limitación de las horas de funcionamiento de los grupos 3 y 4 han provocado un gran cambio en la estructura de generación del sistema eléctrico balear, ya que durante los ocho primeros meses del 2020 en el sistema de las Islas Baleares no se produjo energía eléctrica con carbón.

Como consecuencia, la producción con carbón en las Islas Baleares durante el año 2020 se ha reducido un 88,9 %, registrando el mínimo histórico con un valor de 222 GWh. La participación del carbón en la estructura de generación balear ha sido tan solo del 6,3 %, mientras que en el año 2019 esta tecnología fue responsable casi de la mitad de la producción de este sistema eléctrico insular, ya que su cuota de participación fue del 45,2 %. Por primera vez desde el 2007 el carbón ha dejado de ser la principal fuente de generación balear, pasado a ocupar la tercera posición del mix en las Islas Baleares.

Los motores diésel y las turbinas de gas también han registrado las producciones más bajas de toda la serie estadística con un valor de 282 GWh y 211 GWh, respectivamente. A pesar de la reducción de producción de los motores diésel del 39,1 % esta tecnología ha alcanzado la segunda posición en la estructura de generación balear con un peso del 8,0 %, frente al 10,5 % que tuvo en el 2019.

Las turbinas de gas han generado un 52,3 % menos que en el 2019, pero continúan siendo la cuarta fuente de producción en el mix con un peso del 6,0 % frente al 10,0 % que tuvieron en el 2019.

Por el contrario, las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares han generado en el 2020 un 130,8 % más que en el 2019, registrando la mayor producción desde el 2007. Esta tecnología ha sido la primera fuente de generación en el mix balear ya que ha alcanzado un peso en la estructura de producción del 68,6 %, lo que significan un incremento de 45 puntos porcentuales respecto al año anterior.

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.

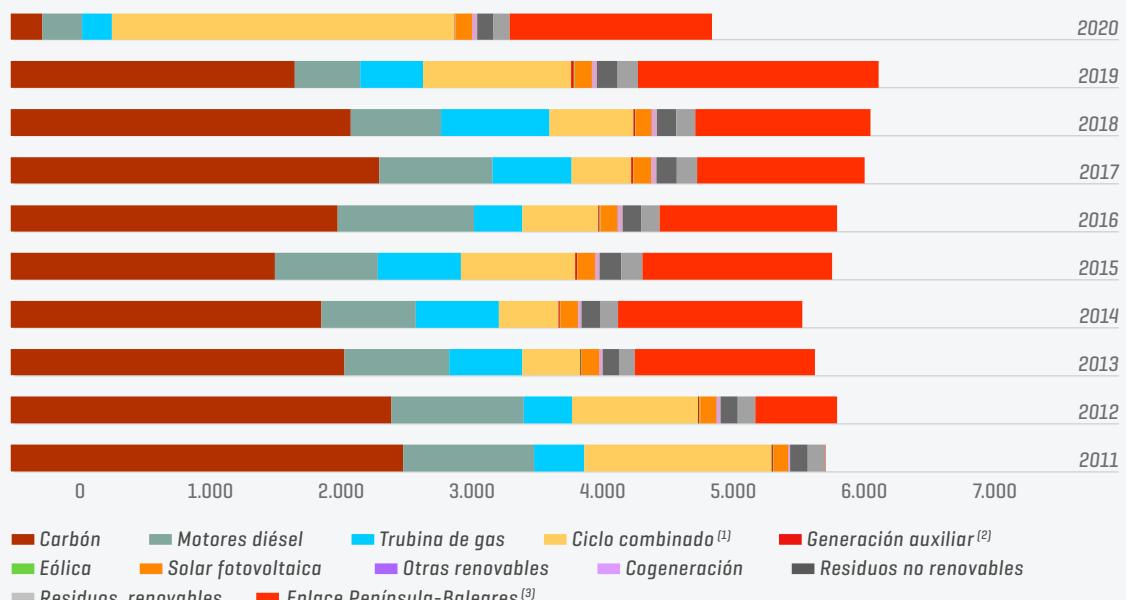
En junio del 2020 se puso en servicio el nuevo enlace Mallorca-Menorca. Todo ello ha permitido que la energía transferida desde la península hacia el archipiélago balear haya llegado a cubrir el 28,9 % de la demanda de las islas Baleares en el año 2020, alcanzando picos de hasta el 42 % del consumo horario, lo que ha supuesto un ahorro del orden del 18 % en los costes de cobertura del sistema eléctrico balear.

Este aumento del peso de la energía del enlace con la Península en la cobertura de la demanda balear se ha producido sobre todo durante el verano y ha registrado un máximo histórico en agosto con un valor del 32,3 %.

La energía transferida desde la Península en el 2020 ha cubierto el 28,9 % de la demanda de las Islas Baleares.

Evolución de la cobertura de la demanda 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.

Máxima participación renovable en el mix energético de las Islas Canarias

La producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Canarias en el 2020 se ha reducido un 10,5 % respecto al año anterior, alcanzando los 7.946 GWh, la producción más baja de toda la serie histórica con datos desde el 2007.

La generación de las centrales que utilizan combustibles fósiles se ha reducido un 11,7 %, ya que todas las tecnologías no renovables, excepto los ciclos combinados, han producido menos durante el 2020. La generación anual de los motores diésel, las turbinas de vapor y las turbinas de gas de las Islas Canarias ha descendido un 11,9 %, 14,5 % y 36,6 % respectivamente, registrando producciones mínimas históricas. Por el contrario, los ciclos combinados han generado un 6,6 % más que en el 2019 y han sido la tecnología protagonista del mix con un peso del 41,0 %, valor máximo registrado hasta la fecha.

La energía renovable producida en las Islas Canarias durante el año 2020 se ha reducido un 4,3 % pero el peso de la generación renovable en el mix energético de las Islas Canarias ha alcanzado el máximo histórico con un valor de 17,5 % frente al 16,4 % que representó el año anterior.

Esta generación de origen renovable consiguió en agosto del 2020 la mayor producción mensual registrada hasta la fecha

con 198 GWh y representó el 27,7 % de la energía generada ese mes en las Islas Canarias. A nivel diario el viernes 6 de marzo la energía renovable alcanzó un nuevo máximo de generación renovable con un valor de 9.002 MWh.

La potencia instalada eólica en las islas Canarias se ha incrementado en el último año un 4,8 %, representando a 31 de diciembre del 2020 el 14,9 % de la potencia instalada en el sistema insular. De esta manera, la producción eólica sigue impulsando la transición energética en el archipiélago y en el 2020 ha alcanzado su mayor participación en la estructura de generación de las Islas Canarias con un 13,8 %, frente al peso que tuvo en el 2019 del 12,8 %.

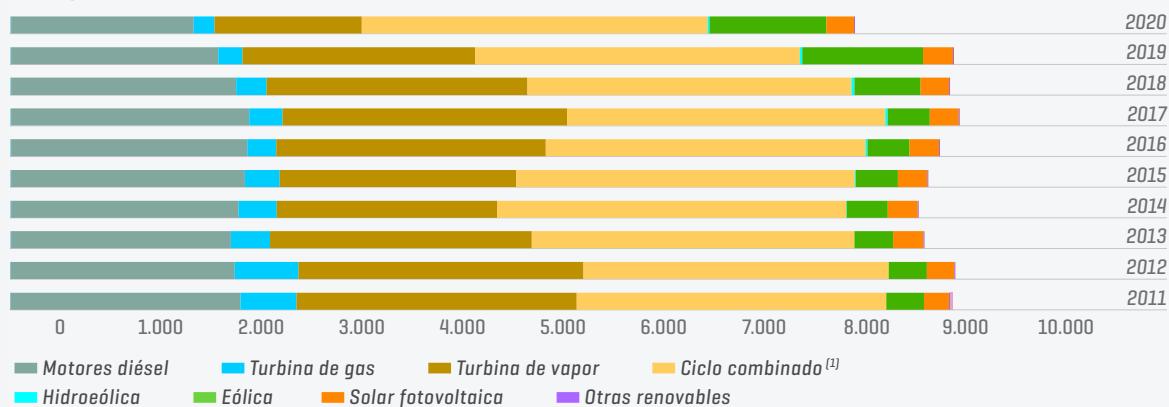
En agosto del 2020 se ha registrado el máximo de generación eólica mensual con un valor de 166 GWh, un 5 % superior al máximo del 2019, así como la mayor cuota de esta tecnología en el mix con un 23,4 % del total generado en las Islas Canarias. Además, el viernes 6 de marzo la generación eólica batió el récord histórico con un valor de 8.102 MWh.

A lo largo del año 2020 en la isla de Gran Canaria se han batido los máximos históricos en varias ocasiones registrando el martes 11 de agosto a las 15:30 horas el máximo de renovable instantánea con un valor de 186,9 MW y a las 15:34 horas la punta de potencia eólica con 165,3 MW. El jueves 13 de agosto a las 3:20 horas se alcanzó el récord de cobertura con renovable con un valor del 52,8 %.

El viernes 6 de marzo a las 10:39 horas se registró el máximo de punta de potencia eólica en Tenerife con un valor de 183,2 MW.

Evolución de la estructura de generación de las Islas Canarias

GWh



La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descuentados 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 gasoil como combustible principal.

Nuevo máximo diario de generación hidroeléctrica 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 muy altos de integración renovable. De este modo, en el mes de julio del 2020 la integración renovable mensual en este sistema alcanzó el 85,5 %, consiguiendo el 41,8 % para el conjunto del año.

Durante el año 2020 la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, con una potencia instalada de 11,3 MW, superó en varias ocasiones el máximo de producción diaria alcanzando un nuevo récord histórico el viernes 28 de agosto con una generación de 151,2 MWh, un 3,4 % superior al máximo registrado el 23 de agosto del 2019.

El proyecto de la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria es un elemento clave de la transición energética en Canarias

Red Eléctrica de España es, conforme a la Ley 17/2013, 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.

La Central Hidroeléctrica de Bombeo de Chira-Soria, situada en la isla de Gran Canaria, ha sido diseñada por Red Eléctrica de España y supone el desarrollo de una instalación capaz de

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA ISLA DE EL HIERRO

41,8 %



maximizar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico canario mediante el almacenamiento de los excedentes de generación renovable no gestionable que se darán cuando la producción de este tipo de energía sea elevada. De este modo, se obtiene un máximo aprovechamiento y eficiencia de los recursos.

La nueva central supondrá la realización de una infraestructura al servicio de la sociedad de Gran Canaria que impulsará su progreso, al potenciar el binomio agua-energía, e integrará las cuatro funcionalidades necesarias para asentar un desarrollo sostenible y ecológico de la isla porque almacena, desaliniza, cuida el territorio, emplea y alumbría energía desde el respeto ambiental. En definitiva, este tipo de instalaciones, especialmente en sistemas aislados o débilmente interconectados como las islas Canarias, permiten avanzar hacia un modelo más sostenible y eficiente.

El comienzo de las obras está previsto para el año 2021, una vez finalice el trámite de Evaluación de Impacto Ambiental y se emitan los títulos habilitantes por parte del Gobierno de Canarias. Con objeto de adecuar los plazos de adjudicación a la fecha prevista de inicio de las obras, Red Eléctrica, en el tercer trimestre del 2020, procedió a sacar a licitación el suministro y construcción de la Estación Desalinizadora de Agua de Mar (EDAM).

Durante el 2020 el proceso de transición energética ha marcado un nuevo hito hacia un modelo libre de emisiones registrando el mínimo histórico de las emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional: 36 millones de toneladas de CO₂ equivalente, un 27,8 % menos que en el 2019 y un 67,5 % por debajo de las emisiones contabilizadas en el 2007.

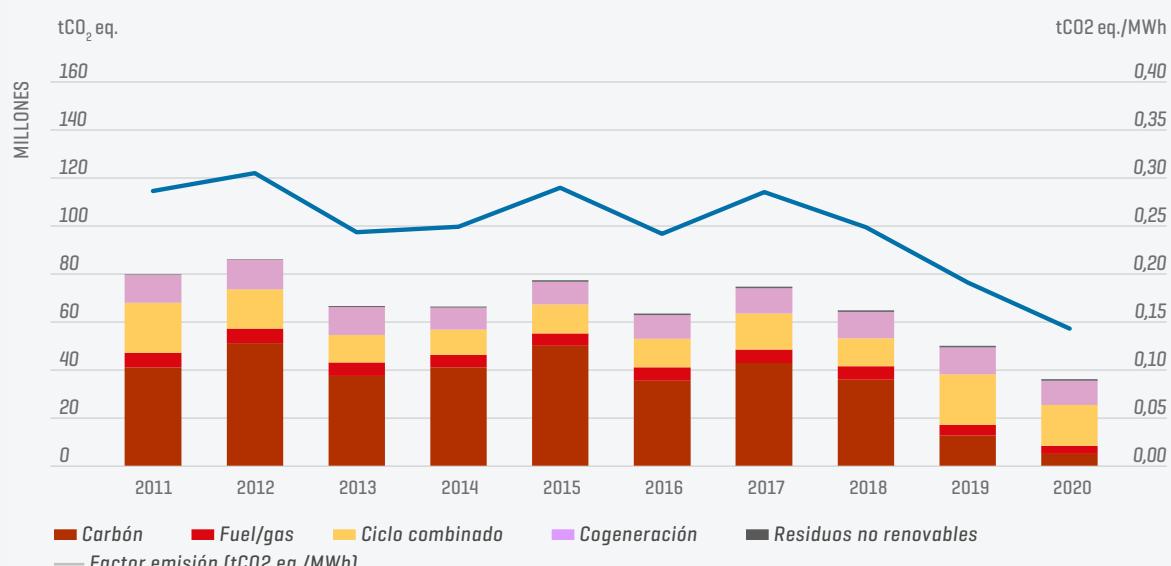
Esta reducción de las emisiones se explica en primer lugar por el aumento significativo de la participación de energías limpias en el mix energético nacional. En 2020 las fuentes renovables han producido el 44 % de la generación nacional y las tecnologías que no emiten CO₂ equivalente representaron el 67,3 % del total nacional.

Además, el importante descenso de producción de las centrales de carbón nacionales que ha tenido lugar durante el año 2020 ha favorecido que las emisiones de CO₂ equivalente asociadas a esta tecnología hayan sido un 60,6 % inferiores a las del año 2019.

Con información nacional desde el 2007, abril del 2020 ha sido el mes más limpio en términos de emisiones de CO₂ de toda la serie histórica con 2,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente y el 1 de mayo fue el día con menos emisiones asociadas a la producción de electricidad nacional, con un total de 51.222 tCO₂ equivalente.

En el 2020 se registra el mínimo histórico de emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la generación eléctrica.

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



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

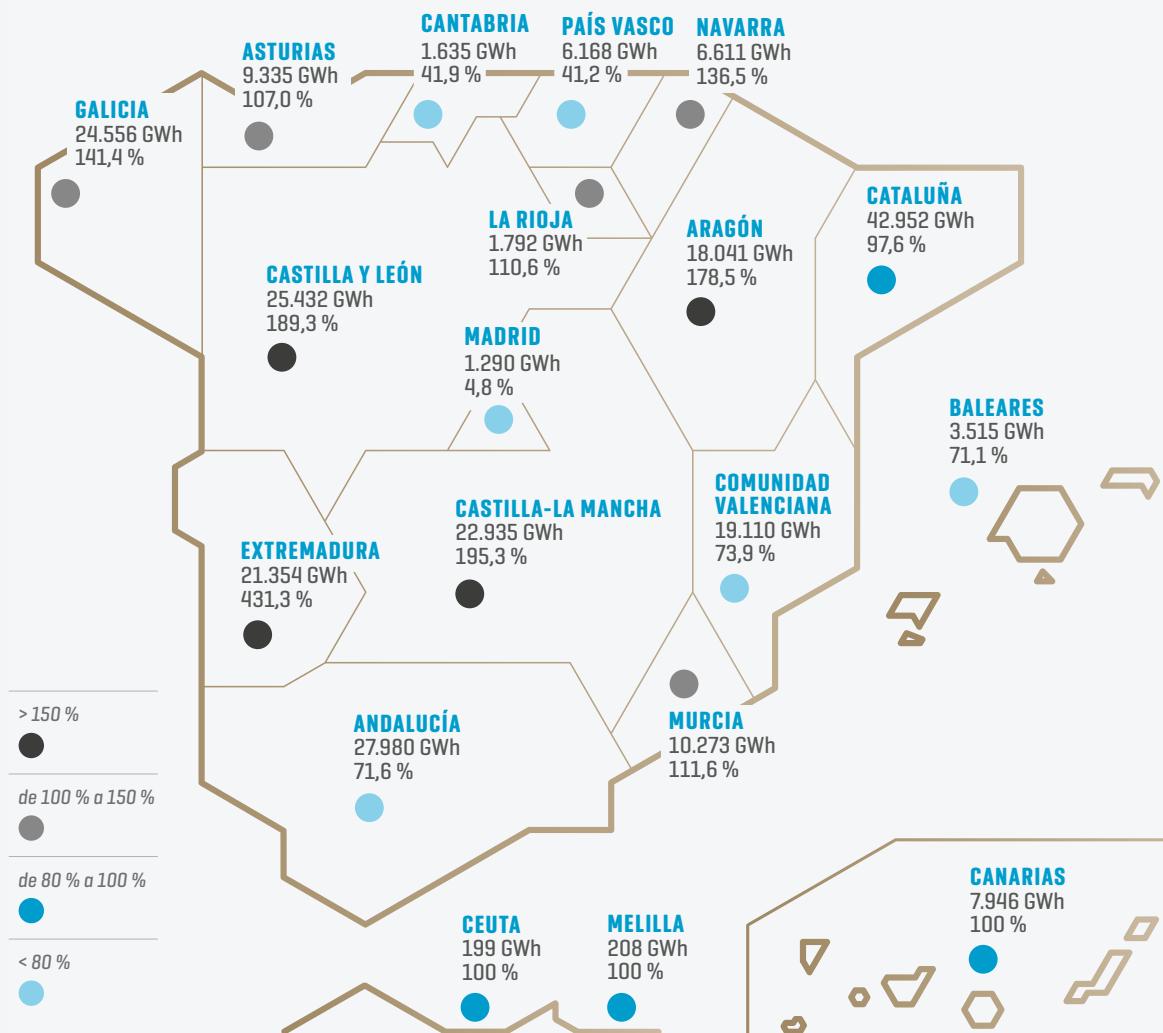
Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante el 2020 cabe destacar los siguientes:

- En 2020 Andalucía ha sido la segunda comunidad autónoma con mayor capacidad instalada de generación de renovable con 8.230 MW a 31 de diciembre del 2020, lo que supone un incremento del 11,8 % respecto al 2019. Este aumento de potencia instalada renovable radica fundamentalmente en el crecimiento del 46,0 % de potencia instalada solar fotovoltaica. En Andalucía se ha producido un significativo avance en la descarbonización: en el 2020 la producción con carbón descendió un 93,8 % hasta los 179 GWh, el menor registro desde el 2011, pasando a ser una fuente residual al generar solo el 0,6 % del total de la electricidad andaluza.
- Aragón ha sido la comunidad autónoma con mayor crecimiento de generación renovable con un aumento del 48,7 % respecto al año anterior, impulsado por el incremento de la fotovoltaica, la eólica y la hidráulica, que han producido un 358,9 %, un 36,4 % y un 36,1 % más que en el 2019, respectivamente. Esta mayor generación renovable se debe a que Aragón ha sido una de las comunidades autónomas que más incrementó en el 2020 la potencia instalada renovable [un 24,5 % respecto al 2019], que ya supone el 71,7 % de toda la capacidad de producción de la región, con la eólica como primera tecnología en potencia instalada.
- En Asturias la producción eólica ha registrado la mayor participación en su mix de generación desde que se cuenta con registros, con una cuota del 12,4 % de la producción eléctrica de esta comunidad.
- En el 2020 Castilla-La Mancha fue la segunda región con más producción solar fotovoltaica [la primera fue Andalucía que produjo el 22,7 % de la energía fotovoltaica de España]. Esta tecnología experimentó un crecimiento de su generación en Castilla-La Mancha del 56,5 % y alcanzó un máximo de cuota de aportación al mix de la región al producir el 13,4 % del total [en el 2019, su participación fue del 8,6 %].

- Castilla y León sigue siendo la comunidad autónoma con mayor generación de energía renovable. En el 2020 el 87 % de su producción fue de origen renovable, siendo la eólica la tecnología líder al aportar el 49,4 % del total. Es la comunidad autónoma que cuenta con más potencia instalada renovable y eólica ya que el 95,2 % de su parque de generación es renovable. Además, en el 2020 se han dado de baja los 2.110 MW de potencia instalada de carbón que tenía esta comunidad.
- Cataluña es la región que ha experimentado el mayor incremento de generación hidráulica en el 2020, un 47,7 %, lo que ha permitido que las energías renovables produjeran un 15,6 % más que en 2019 y alcanzasen una participación del 19,5 % de la estructura de generación catalana.
- En Extremadura la potencia instalada solar fotovoltaica se ha situado por primera vez como tecnología líder, con un peso del 32,9 % en su estructura de potencia instalada. Además, ha sido la región con la cuota más alta de generación libre de emisiones de CO₂ equivalente, alcanzando el 99,7 % de su estructura de generación en el 2020.
- En Galicia las fuentes de generación renovables han producido el 75,6 % del mix, anotando la cuota más alta desde que se tienen registros. Es la segunda región que más energía renovable produjo en el 2020.
- En las Islas Baleares las renovables fueron responsables del 6,7 % de la electricidad generada en el sistema balear, superando por primera vez al carbón y alcanzando la mayor cota en el mix desde que se cuenta con registros [2007].
- En las Islas Canarias las renovables generan en el 2020 el 17,5 % del total, la mayor cuota desde que hay registros. La eólica también alcanza su máximo de participación desde 2007, produciendo el 13,8 % de la electricidad de las Islas.

Importante avance de las comunidades autónomas en el objetivo hacia la descarbonización.

Generación eléctrica (GWh) y ratio generación/demanda (%) en el 2020 por comunidad autónoma



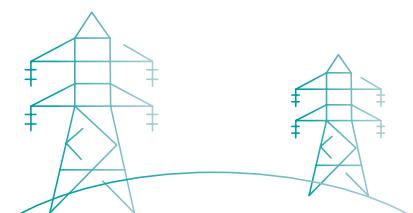


3

Intercambios
internacionales de
energía eléctrica
programados

Las importaciones programadas de energía han resultado inferiores a las del año anterior en un 5,7 %.

Por quinto año consecutivo, los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el 2020 con saldo importador



-52 %
COMPARATIVA
2019

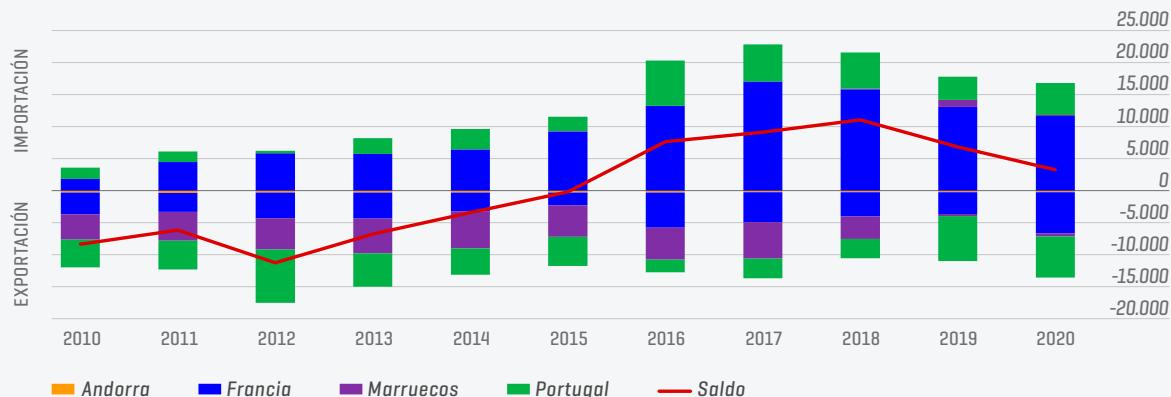
SALDO IMPORTADOR
2020

3.300 GWh

El volumen total de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 30.314 GWh, valor un 5,4 % superior al 2019. Se programaron 13.507 GWh en sentido exportador, un 23,4 % más que el año

anterior y 16.807 GWh de importación, valor inferior en un 5,7 % al de 2019. Al igual que el año anterior el saldo neto se mantiene importador, con un valor de 3.300 GWh, un 52,0 % inferior al del año 2019.

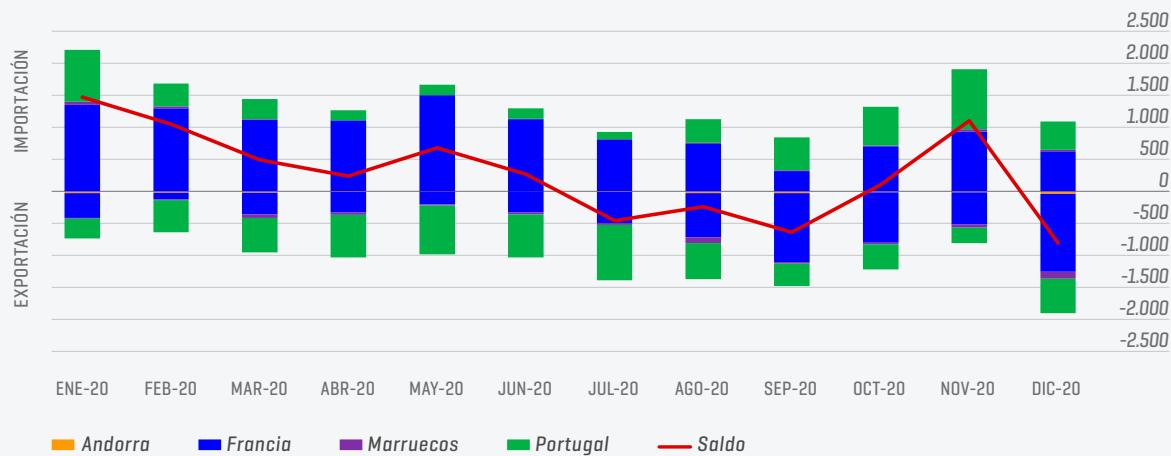
Evolución anual de los intercambios internacionales programados GWh



En el 2020 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador de enero a junio y de octubre a noviembre. En julio y agosto, el saldo neto resultó exportador debido a una mayor contribución de los programas de exportación hacia el sistema portugués. En septiembre, los altos precios en Francia implicaron una mayor contribución de

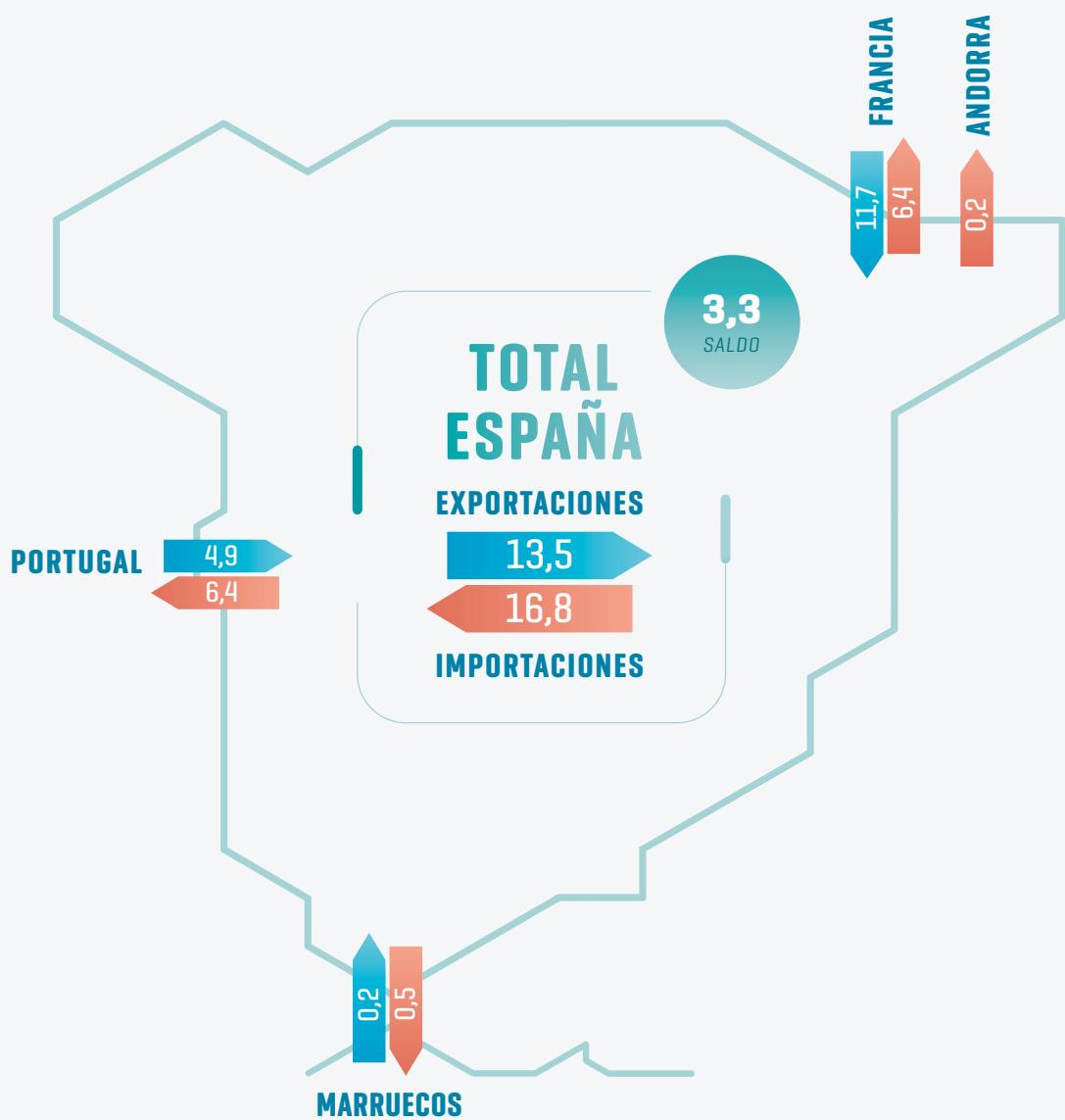
los programas de exportación hacia el sistema francés, por lo que el saldo neto resultó también exportador, así como en diciembre, mes con la máxima generación eléctrica en el año procedente de las tecnologías renovables. El máximo saldo neto importador se dio en el mes de enero [1.475 GWh] y el máximo exportador en diciembre [807 GWh].

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2020 GWh



Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2020

TWh



El volumen total de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 30.314 GWh, valor un 5,4 % superior al 2019.

Francia

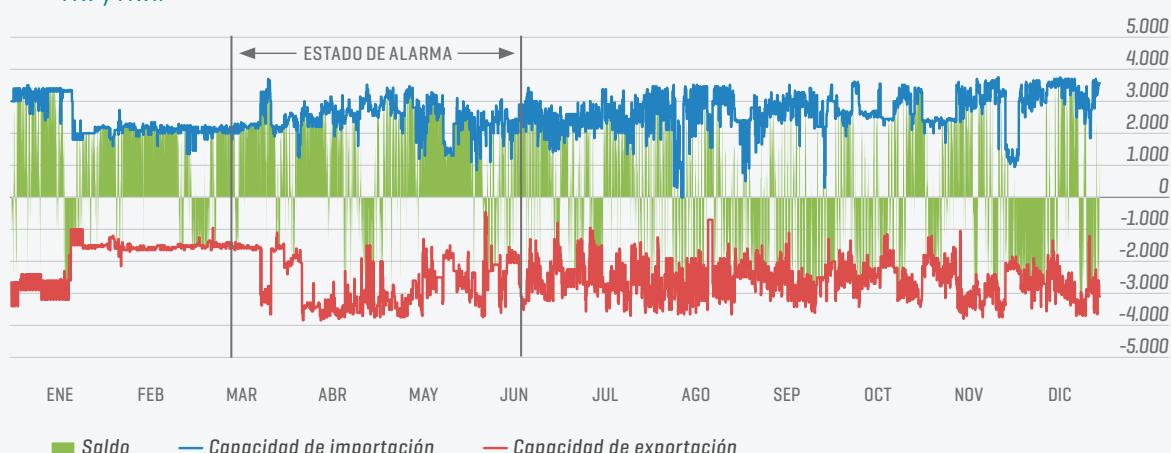
El saldo neto anual de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 5.248 GWh, un 45,9 % inferior al del año 2019. Los programas de importación alcanzaron los 11.668 GWh, un 11,1 % inferiores a los del año anterior y los de exportación fueron de 6.420 GWh, valor superior en un 88,1 % al del pasado año. Salvo en septiembre, octubre y diciembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Durante el 2020 se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, la mayor parte del tiempo en el sentido de Francia hacia España [62 % de las horas], cifra inferior al 80 % del 2019. En los primeros meses del año, antes del estado de alarma, salvo valores puntuales, el saldo por esta frontera fue importador ya que el precio de España resultó superior al de Francia. El porcentaje de uso promedio de la capacidad en este periodo es del 85,6 %. En el periodo en que estuvo activo el estado de alarma, el saldo fue mayoritariamente importador. En esos meses los precios en España fueron bajos debido a la menor demanda y a la posibilidad de cubrir la mayor parte de ella con generación renovable, pero en el país galo la demanda también bajó y, por tanto, también los precios, por lo que el sentido de intercambio siguió siendo de Francia hacia España, pues los precios de España seguían siendo más elevados, si bien se notó una reducción de las diferencias. En ese periodo el uso promedio de la capacidad de

intercambio fue del 80,3 %. Tras el estado de alarma, se observa una reducción del uso de la interconexión con una menor congestión, salvo el último mes. El saldo en esos meses ha sido mayoritariamente exportador. El cambio en el sentido del saldo hacia signo exportador se debe generalmente a dos causas: exceso de renovables en el sistema español o elevados precios en Francia, debido generalmente a una alta indisponibilidad de sus nucleares. Este segundo motivo es el que más se ha producido en este periodo, llegando Francia a alcanzar precios máximos horarios próximos a los 200 €/MWh. En estos últimos meses el uso promedio de la capacidad de intercambio alcanza un valor del 76,4 %.

Durante el 2020 se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, la mayor parte del tiempo en el sentido de Francia hacia España [62 % de las horas], cifra inferior al 80 % del 2019.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia 2020
MW y MWh



Respecto al uso de la capacidad de intercambio, se ha registrado congestión el 34,1 % de las horas en sentido importador, mientras que el 18,5 % de las horas se congestionó en sentido exportador. De enero a agosto predominó el uso importador [en un 51 % de las horas hubo un uso superior al 85 %], llegándose a congestionar en sentido importador el 44 % de las horas. En septiembre, octubre y diciembre predominó el uso en sentido exportador [65,7 % de las horas] debido a la alta indisponibilidad nuclear en Francia y la alta generación renovable en octubre y diciembre en España. En esos meses hubo congestión en sentido exportador el 38,9 % de las horas.

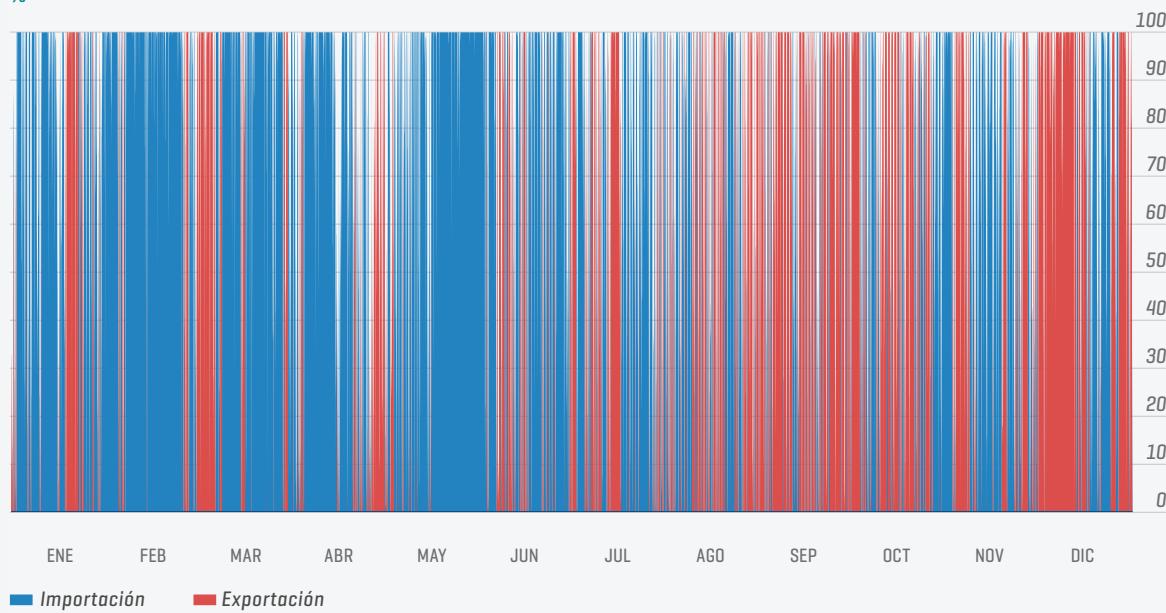
Tras el estado de alarma, se observa una reducción del uso de la interconexión con un saldo mayoritariamente exportador, debido al exceso de renovables en el sistema español o elevados precios en Francia, por una alta indisponibilidad de sus centrales nucleares.



UTILIZACIÓN DE LA
INTERCONEXIÓN CON FRANCIA
EN SENTIDO IMPORTADOR
DURANTE 8 MESES

51 % DE LAS HORAS POR ENCIMA DEL **85 %**

Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Portugal 2020



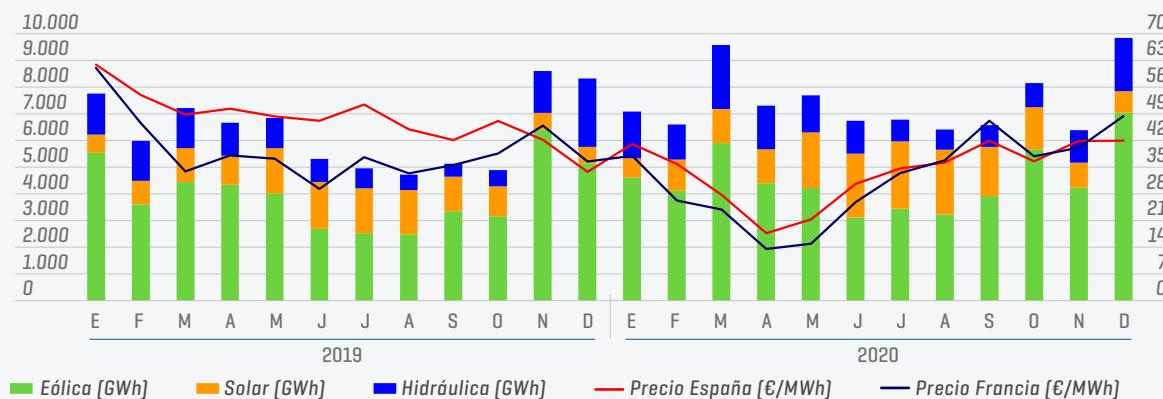
Comparando la evolución de los precios del mercado diario en Francia y España con la generación renovable en España en los dos últimos años, se observa que cuando esta es elevada, los diferenciales del precio con el país vecino resultan más bajos. En septiembre, la alta indisponibilidad de la nuclear francesa [se retrasaron los períodos de mantenimiento de las centrales nucleares por la crisis sanitaria, concentrándose la indisponibilidad en este mes], hace que el precio en Francia sea elevado y por tanto, las diferencias de precio sean mayores [precio de España menor que el de Francia].

En diciembre, a pesar el alto porcentaje de generación renovable en España, la situación en Francia vuelve a hacer que los precios en ese país se incrementen, con lo que la diferencia de precios se hace mayor. Una mayor capacidad de interconexión permitiría que los precios tuvieran valores más próximos.

La crisis sanitaria ha provocado unas demandas bajas [la demanda peninsular anual registra valores similares a los de 2004] y una bajada importante de los precios en Europa, observándose una mayor convergencia de los precios, especialmente desde julio.

Generación renovable en España y precios del mercado diario

GWh y €/MWh

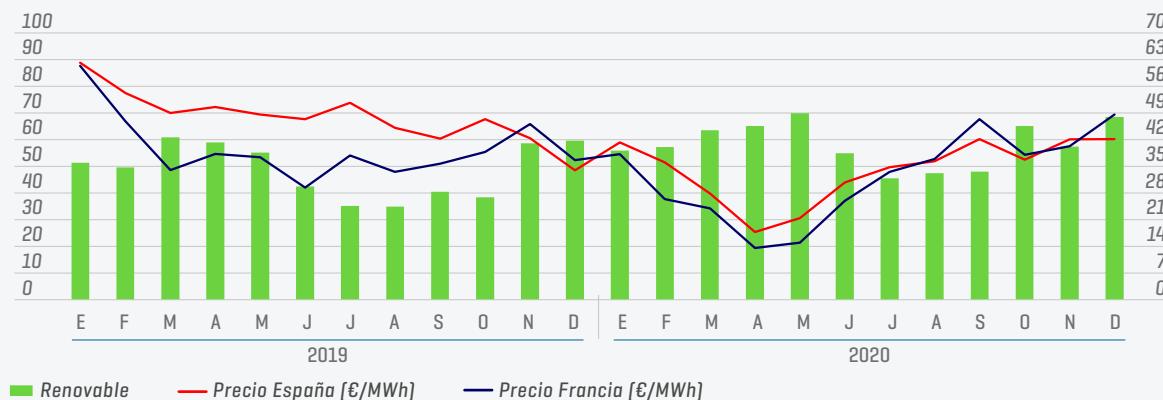


La producción eólica influye en los precios del mercado diario y condiciona el sentido de los intercambios. De esta forma, en el mes de marzo, el saldo de los programas de intercambio con Francia

es importador cuando se registran bajos niveles de producción eólica en España, mientras que el saldo pasa a ser mayoritariamente exportador con niveles elevados de producción eólica.

Porcentaje de generación renovable en España y precios del mercado diario

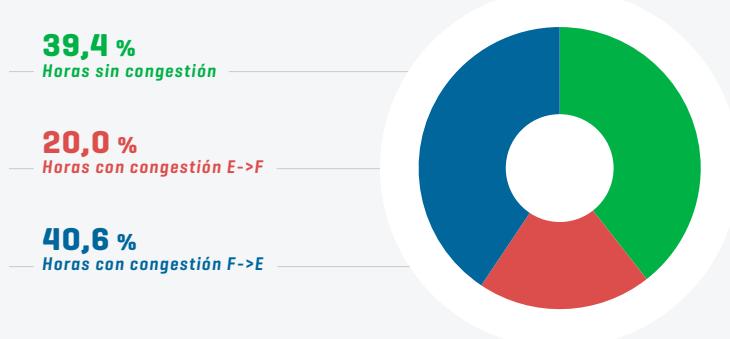
% y €/MWh



En cuanto al uso de la capacidad en el horizonte diario se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, aunque menos que el pasado año. Así, en 4 de cada 10 horas estuvo congestionada en el sentido Francia a España, con una diferencia

de precios media de 9,3 €/MWh; en un 20 % de las horas presentó congestión en el sentido España a Francia, con una diferencia de precios media de 10,3 €/MWh, y en el restante 39,4 % de horas no se observó congestión en esta interconexión.

Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Francia en el 2020 €/MWh



En el año 2020 en la interconexión con Francia sólo se han anotado tres días completos sin congestión en el horizonte diario. En el 62 % de los días se ha registrado congestión en más de 12 horas, frente al 81 % del pasado año.

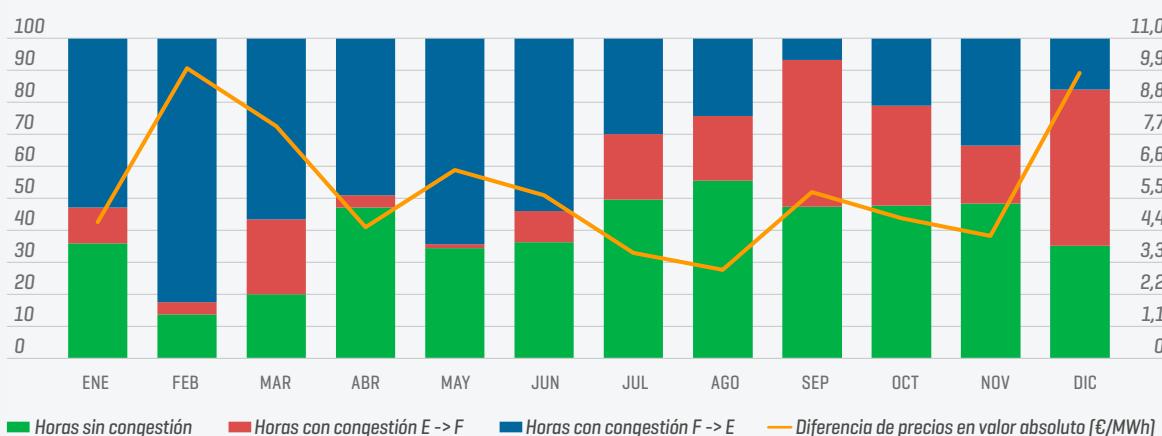
Los niveles de congestión de la capacidad de intercambio en horizonte diario fueron mayores en el sentido Francia a España todos los meses, salvo en septiembre, octubre y diciembre en los que los precios de España fueron inferiores a los franceses.

Es precisamente en septiembre y diciembre cuando se registra un mayor porcentaje de horas con congestión en sentido de España hacia Francia. Los mayores índices de horas sin congestión se registraron en agosto [con más de la mitad de las horas] y julio [que alcanza prácticamente el 50 %].

El diferencial medio de precios en valor absoluto en el 2020 fue igual a 5,9 €/MWh, un 42 % inferior al del año anterior.

Horas sin y con congestión en la interconexión con Francia y diferencia de precios del mercado diario en el 2020

% y €/MWh



Las rentas de congestión generadas en el año 2020 en esta interconexión ascendieron a 135,6 millones de euros [84,1 millones en sentido importador y 51,5 millones en sentido exportador], correspondiendo el 50 % de este total al sistema eléctrico español. Este valor es inferior en un 24 % a las rentas generadas en el año 2019.

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 2020 en el sentido España → Francia fue igual a 3,40 €/MW, que supone un descenso del 22 % respecto al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2019 [4,36 €/MW]. En el sentido Francia → España, el precio marginal resultante fue igual a 5,25 €/MW, lo que representa un descenso de un 30 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2019 [7,51 €/MW].

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en febrero, en el sentido Francia → España con un valor de 5,00 €/MW, muy inferior a los 14,05 €/MW de mayo del 2019. En el sentido España → Francia el precio máximo se alcanzó en enero con 6,21 €/MW, la mitad que el valor del año pasado.

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance a través de la plataforma BALIT (activo solo hasta el día 3 de marzo) se programaron importaciones de energías de balance por valor de 5,5 GWh en esta frontera y exportaciones por valor de 31,8 GWh. A partir del 8 de octubre se iniciaron los intercambios de energías de balance a través de esta frontera mediante la plataforma europea para la gestión de energías de balance procedentes de reservas de sustitución de tipo RR, registrándose 6,8 GWh de importación y 5,9 GWh de exportación.

En el año 2020 fue necesaria, 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 646 GWh [373 GWh en sentido importador], cifra superior a los 551 GWh programados el año anterior, registrándose así un nuevo récord.

RENTAS DE CONGESTIÓN EN LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA-FRANCIA

135,6
MILLONES DE EUROS

SENTIDO IMPORTADOR

84,1
MILLONES DE EUROS

SENTIDO EXPORTADOR

51,5
MILLONES DE EUROS

En el año 2020 fue necesaria, 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 de 646 GWh, cifra superior a los 551 GWh programados el año anterior, registrándose así un nuevo récord.

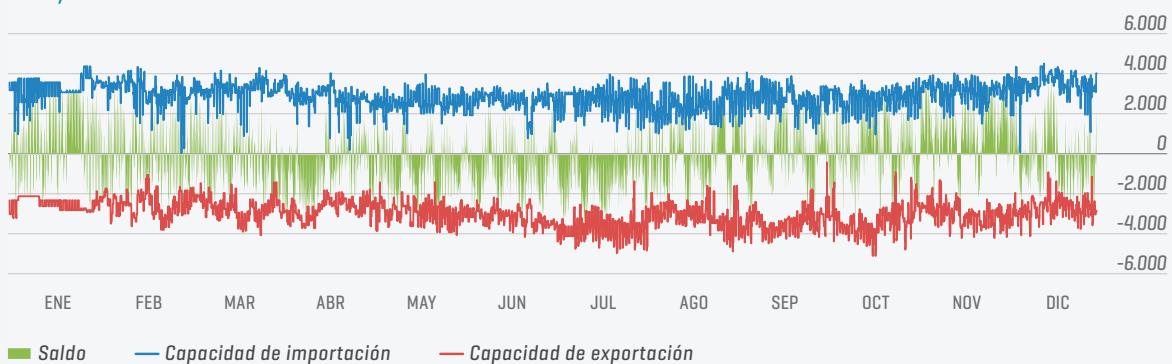
Portugal

El saldo neto anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal ha sido de nuevo exportador, por valor de 1.455 GWh, frente a los 3.395 GWh de 2019. Es el segundo año consecutivo con saldo exportador, anteriormente no se registraba

desde el año 2015. Los programas de importación han alcanzado una cifra de 4.942 GWh, con un aumento de un 35,8 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 6.397 GWh, cifra inferior en un 52% a la del pasado año.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal 2020

MW y MWh



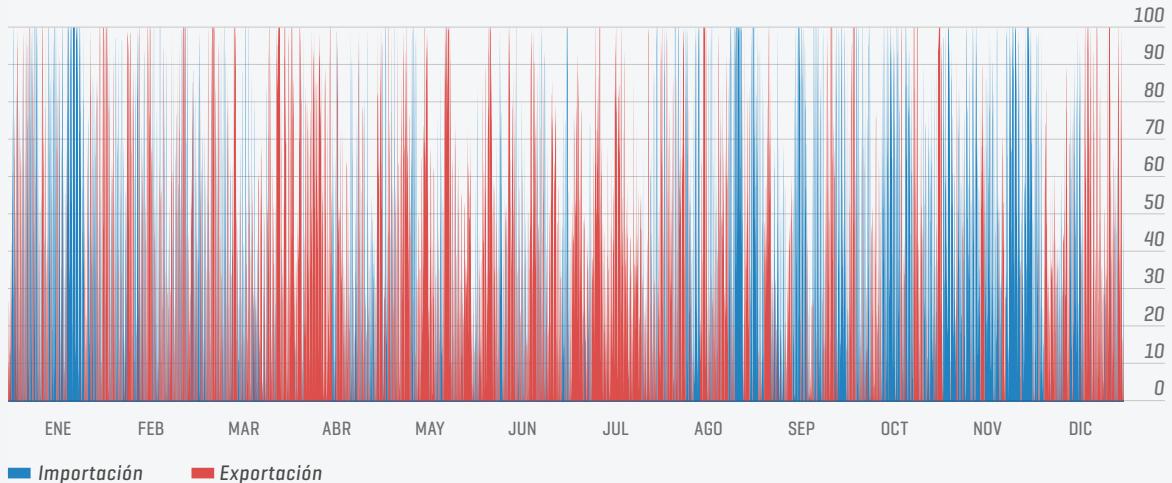
El saldo neto de programas ha sido exportador ocho meses: de febrero a agosto y en diciembre. En el total del año el 56,6% de las horas han registrado saldo exportador, siendo julio el mes que anota un mayor número de horas [602 h]. Portugal ha reducido en un número importante de horas la capacidad de exportación de energía desde España [E → P] para

integrar el máximo de producción de eólica en su sistema. Noviembre es el mes con más horas de saldo importador [562 horas].

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

Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Portugal 2020

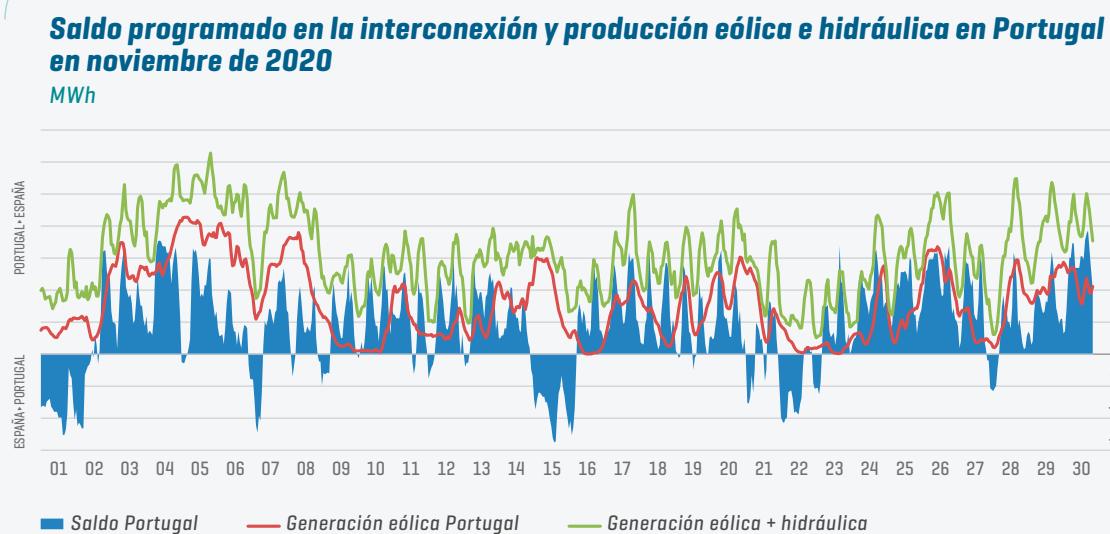
%



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 0,97 y el de eolicidad de 0,94. Noviembre es el mes que registra el mayor saldo importador, si bien no coincide con el mes de mayor índice de producible eólico o hidráulico en el sistema portugués, en parte debido a que los índices registrados en España fueron inferiores. Los meses de enero y agosto presentaron un menor número de horas acopladas, mientras que noviembre fue el mes que mayor diferencia de precios registró.

La producción hidráulica como la eólica 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 noviembre], el saldo es importador, mientras que con bajas producciones es exportador o bien un saldo bajo de sentido importador.

Los saldos importadores en la interconexión con Portugal se deben, en gran medida, a la alta producción hidráulica y eólica en ese país.



En el horizonte diario los niveles de convergencia registrados en la interconexión con Portugal en 2020 han sido elevados, resultando un porcentaje de horas con congestión en el mercado diario ligeramente superior al 4 %. Por consiguiente, los precios en uno y otro sistema han sido muy similares siendo el diferencial horario de precios en términos absolutos de 0,12 €/MWh.

+4 %
DE HORAS CON
CONGESTIÓN

Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Portugal en el 2020 €/MWh

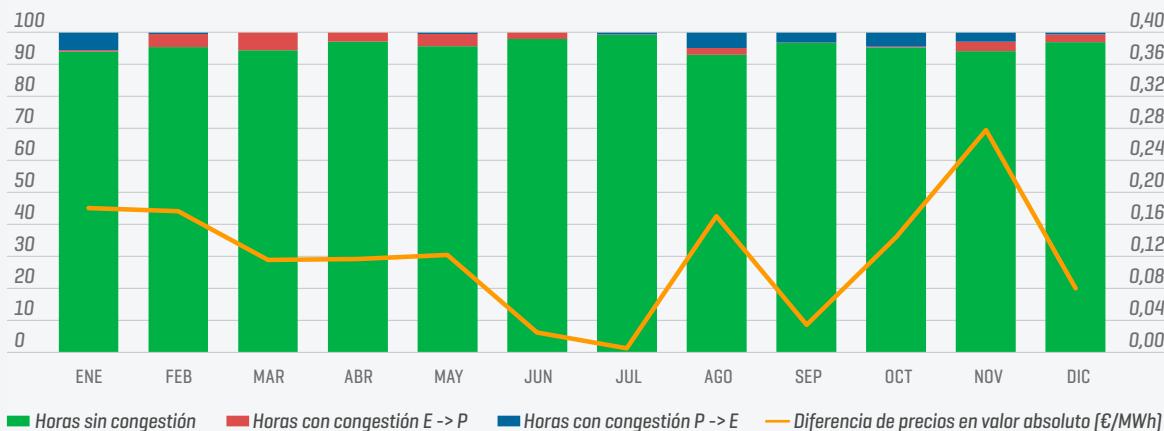


En la evolución mensual se puede ver cómo julio ha sido el mes con un mayor índice de acoplamiento, mientras que en agosto se registró el mayor porcentaje de horas con congestión, con casi 7 %

de las horas del mes y una diferencia de precios de 0,17 €/MWh. El mes de noviembre, con casi un 6% de horas de congestión, es el que mayor diferencia de precios registra: 0,28 €/MWh.

Niveles mensuales de congestión y diferencia de precios en la interconexión con Portugal en el 2020

% y €/MWh



Las rentas de congestión casi alcanzan los 3,0 millones de euros, proveniendo el 49,4 % del mercado diario, el 2,6 % del mercado intradiario, 0,2 % del producto RR y un 47,8 % en las subastas (24,4% en la anual, 12,3% en la trimestral y 11,1% en la mensual). Un 50% de esta cantidad corresponde al sistema eléctrico español.

Mediante la gestión de los servicios transfronterizos de balance a través de la plataforma BALIT (activo solo hasta el 3 de marzo) se han programado importaciones de energías de balance por valor de 7,2 GWh en esta frontera y exportaciones por valor de 15,0 GWh. A partir

del 29 de septiembre se iniciaron los intercambios de energía de balance a través de esta frontera, mediante la plataforma europea para la gestión de energías de balance procedentes de reservas de sustitución de tipo RR, asignándose 84,3 GWh de importación y 150,8 GWh de exportación.

En el año 2020 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance por un valor total de 14,2 GWh, cifra superior a los 4,8 GWh programados el año anterior. El 98 % se programaron en sentido importador y el 2 % restante en sentido exportador.

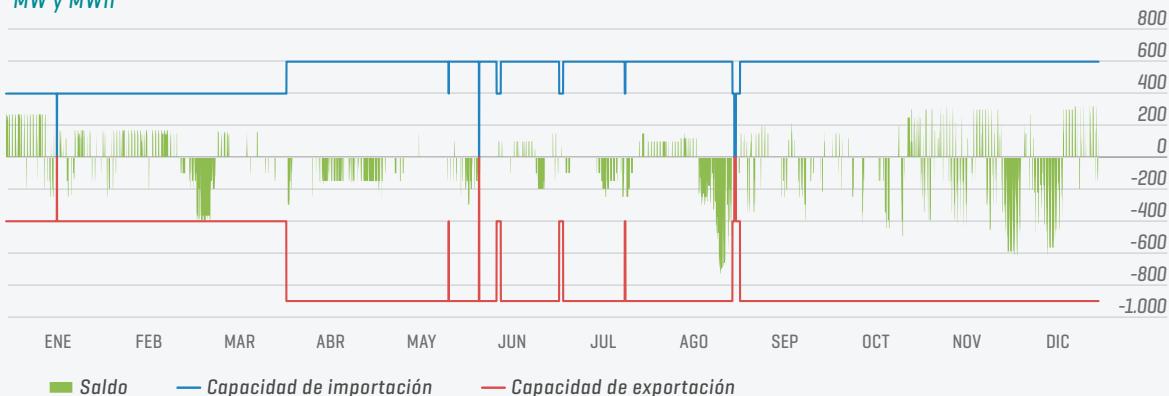
Marruecos

El saldo de los intercambios programados con Marruecos ha sido de nuevo exportador, con un valor de 298 GWh, frente a los 774 GWh importadores del pasado año. Los meses de enero y febrero son los únicos meses que tienen saldo neto importador,

mientras que el resto de los meses el saldo neto es exportador. El volumen total de energía intercambiada ha sido de 691 GWh, un 48,8 % inferior al del pasado año y el más bajo de la historia.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en interconexión con Marruecos 2020

MW y MWh



El uso promedio de la capacidad de esta interconexión ha cambiado respecto a otros años, siendo en sentido exportador del 24 %, superior al 5 % del año anterior, mientras que en sentido importador ha sido del 13 %, inferior al 22 % del año 2019. Tan solo se ha usado la interconexión el 37,5 % de las horas, frente al 54,2 % del pasado año.

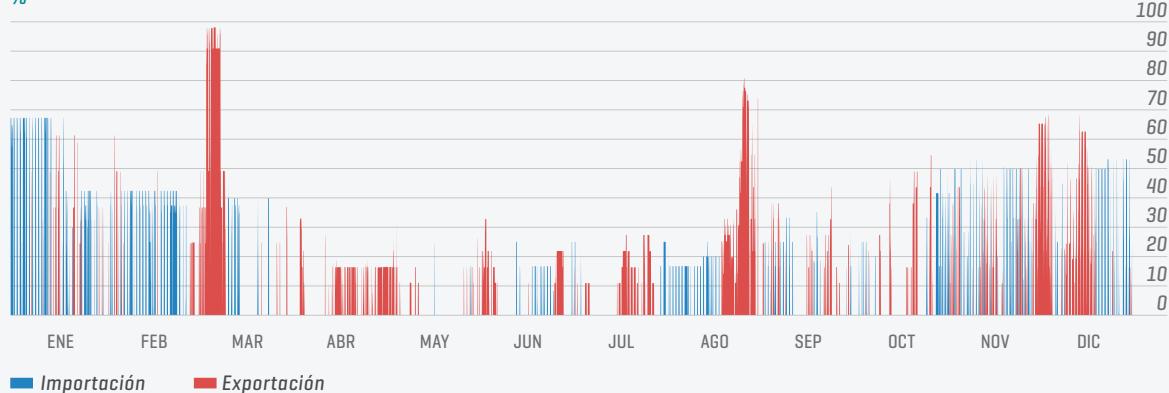
El uso medio en ambos sentidos del flujo de la interconexión en el 2019 fue de 27,4 % mientras que el del 2020 ha sido del 12,0 %. Si solo se tiene en cuenta los días en que ha habido programa, el porcentaje

medio de utilización en el 2019 fue del 50,5 % mientras que en el 2020 ha sido tan solo del 32 %.

En el gráfico "Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos" se puede ver claramente, como en el 2020 no se ha llegado a congestionar la interconexión en ningún momento [el año pasado lo hizo 18 horas en sentido importador y 12 horas en sentido exportador], aunque en marzo se llegó a registrar una utilización del 98,5 % en sentido exportador [coincidiendo con una reducción de la capacidad de intercambio].

Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos 2020

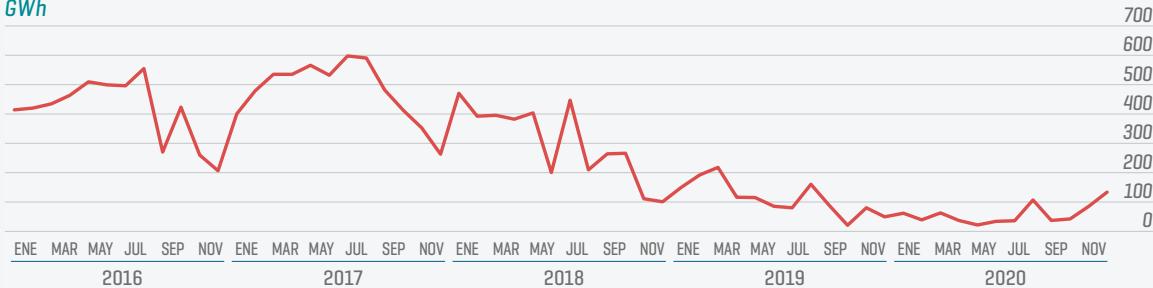
%



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. Hasta el 3 de abril la capacidad en esta interconexión está limitado a 400 MW en ambos sentidos, por quedar inoperativo el circuito 2. En varios días de junio a septiembre la capacidad también se reduce a 400 MW. En varias horas del 18 de enero, 7 de junio y 1 de septiembre la capacidad fue 0 MW por indisponibilidad de ambos enlaces.

Hay que destacar una reducción significativa de la energía negociada por esta frontera, que evidencia que Marruecos tiende a ser cada vez más autosuficiente [desde el 2017 se ha cuadruplicado su producción solar y, tanto la producción eólica como la de carbón se han incrementado un 50 %], con la consiguiente reducción de la energía programada por esta frontera.

Evolución del volumen de energía programado en la frontera con Marruecos GWh



También se observa un cambio en el horizonte de programación. En la tabla se muestra la contratación en los mercados diario (MD) e intradiario (MI), en GWh y el % negociado en cada mercado sobre el volumen total programado.

Se aprecia cómo habitualmente se ha gestionado mayor volumen de energía en el mercado intradiario, aunque en los primeros años de la tabla, la proporción estaba más cerca del 60–40 %; en el año 2018 cambia, estando casi el 70 % de la energía programada en el mercado intradiario; en el año 2019 es del 90 % y en el 2020 se ha negociado el 100% en este mercado.

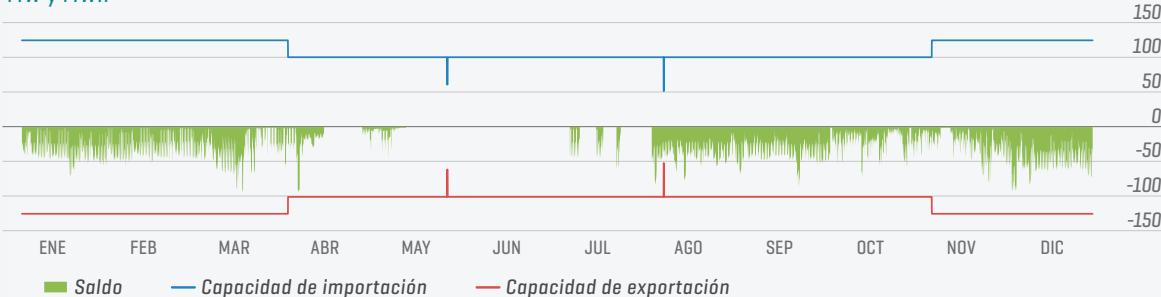
Año	%MI	%MD	Contratación MD	Contratación MI	Volumen programado
Año 2016	54 %	46 %	2.274	2.678	4.952
Año 2017	58 %	42 %	2.389	3.352	5.747
Año 2018	73 %	27 %	986	2.653	3.640
Año 2019	90 %	9 %	124	1.211	1.351
Año 2020	100 %	0 %	0	691	691

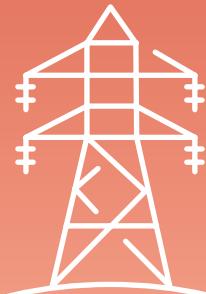
Andorra

El saldo neto programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de

196 GWh, que supone una reducción de un 6,2 % respecto al año 2019. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 18,5 %.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en interconexión con Andorra 2020 MW y MWh





4

Transporte de energía eléctrica

Se pusieron en servicio 116 km de circuito y 93 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.553 km y 6.176 posiciones al finalizar el año.

Durante 2020 se ha impulsado el desarrollo de la red de transporte con la puesta en servicio de instalaciones que contribuyen de forma eficiente a avanzar en la transición energética.

LONGITUD DE CIRCUITOS
TOTAL DE LA RED NACIONAL

44.553
km

CAPACIDAD DE
TRANSFORMACIÓN NACIONAL

93.895
MVA

Compromiso con la transición energética

Durante el 2020 se ha mantenido el compromiso en el desarrollo eficiente de la red de transporte, mediante la puesta en servicio de instalaciones que contribuyen a la transición energética, cuyo fin es integrar la mayor generación renovable posible, fomentar la electrificación y mejorar las interconexiones entre sistemas, garantizando la seguridad del suministro y asegurando la calidad del servicio.

A pesar de la crisis sanitaria vivida en 2020, se ha continuado con el ritmo previsto de puestas en servicio sumando 116 kilómetros de circuito y 93 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.553 kilómetros y 6.176 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.430 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.895 MVA.

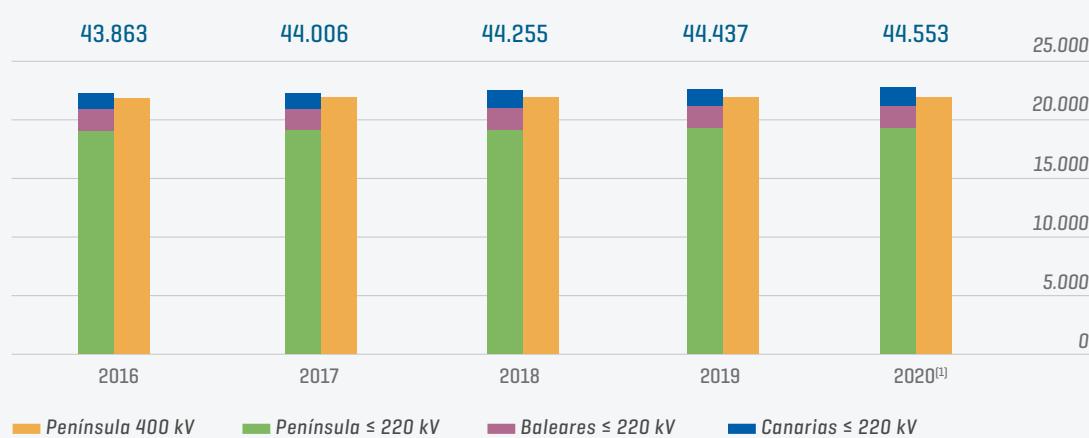
Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV	≤ 220 kV			Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas [km]	21.753	19.310	1.929	1.561	44.553
Líneas aéreas [km]	21.636	18.549	1.141	1.235	42.562
Cable submarino [km]	29	236	582	30	877
Cable subterráneo [km]	88	525	206	296	1.115
Transformación [MVA]	84.864	1.563	3.838	3.630	93.895

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre del 2020.

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 2020, destacan los siguientes según su zona geográfica de desarrollo:

- **Andalucía:** se ha puesto en servicio la repotenciación de la línea Atarfe-Olivares 220 kV para facilitar la resolución de restricciones técnicas de la zona, dar apoyo a la red de distribución y permitir la evacuación de generación renovable. También se ha puesto en servicio la nueva subestación Mirabal 220 kV para dar apoyo a la red de distribución y se ha llevado a cabo la ampliación de Tabernas 220 kV para evacuación de generación renovable. Finalmente se ha puesto en servicio el binudo en la subestación Guillena 220 kV lo que permite reducir la potencia de cortocircuito de la zona y aumentar la fiabilidad del sistema.
- **Aragón:** se ha incorporado a la red de transporte parte de la línea existente de un parque eólico, conectándolo con la línea Escucha-Valdeconejos 220 kV para mejorar el apoyo a distribución, favorecer la evacuación de generación renovable y contribuir a la resolución de restricciones técnicas de la zona.
- **Baleares:** se ha puesto en servicio el enlace submarino Ciudadela-Cala Mesquida 132 kV que conecta las islas de Mallorca y Menorca. Este enlace mejora notablemente la seguridad de suministro de la isla de Menorca que deja de estar aislada. Adicionalmente en Mallorca se ha puesto en servicio una reactancia en Cala Mesquida 132 kV y en Ibiza se ha pasado a explotar en 132 kV el circuito Ibiza-Torrent 1 anteriormente operado en 66 kV, para mejorar la seguridad de suministro de la isla.
- **Canarias:** se refuerza la seguridad del suministro en la isla de Lanzarote con la puesta en servicio de la nueva subestación 66/132 kV en Tías y la entrada y salida en la misma del doble circuito Macher-Punta Grande 1 y 2. Igualmente se ha puesto en servicio la nueva subestación El Escobar 66 kV para favorecer la evacuación de generación renovable en Gran Canaria, así como el doble circuito subterráneo Carrizal-El Escobar 66 kV. Finalmente, se ha reforzado la red de 220 kV en Gran Canaria con la puesta en servicio de la nueva subestación Barranco de Tirajana II, actuación que ha mejorado la fiabilidad del sistema.
- **Castilla-La Mancha:** se ha continuado con el ambicioso plan para la integración de energía renovable en la zona, con las ampliaciones de posición en las subestaciones de Villanueva de los Escuderos 400 kV y Minglanilla 400 kV. Del mismo modo y para facilitar el tránsito de flujos de energía por la zona se han completado las repotenciaciones de las líneas Puertollano-Venta Inés 220 kV y Huelves-Villares del Saz 220 kV. En cuanto a actuaciones relacionadas con la fiabilidad y la seguridad de suministro, hay que destacar el cambio de configuración de la subestación Talavera 220 kV a interruptor y medio.
- **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, en el tramo correspondiente entre Segovia y la Comunidad de Madrid. Para la alimentación del tren de alta velocidad se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación Villamayor 220 kV.
- **Cataluña:** se ha proseguido con el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona al ir completando el desarrollo previsto con la puesta en servicio de la entrada-salida en Guixeres 220 kV para dar apoyo a la red de distribución, el bypass de Trinitat 220 kV para mejorar el control de la potencia de cortocircuito y la L/Besós Nuevo-Gramanet A 220 kV que refuerza la zona de Besós.

- **Extremadura:** se ha puesto en servicio una nueva posición para apoyo a distribución en la subestación de Cáceres 220 kV. También se ha puesto en servicio la nueva subestación Cañaveral 400 kV y la entrada-salida de la línea Arañuelo-José María Oriol 400 kV para alimentación del eje ferroviario Toledo-Cáceres-Badajoz. Sobre este mismo eje ferroviario, se continúa trabajando para la puesta en servicio de la subestación planificada Carmonita 400 kV que hará entrada-salida en la línea Almaraz CN-San Serván 400 kV. Por otro lado, se ha puesto en servicio un segundo circuito Almaraz CN-Almaraz ET que contribuye a la resolución de restricciones técnicas de la zona. Se continúa avanzando en la tramitación y trabajos del resto de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.
- **Levante:** se ha llevado a cabo la puesta en servicio la ampliación de la subestación de Beniferri 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema y el apoyo a la red de distribución de la zona. En la Región de Murcia se ha puesto en servicio la ampliación de las subestaciones Totana 400 kV y Balsicas 220 kV para la alimentación del tren de alta velocidad.
- **Zona centro:** se ha completado el binudo de Coslada 220 kV y se ha puesto en servicio el desfasador de Galapagar 400 kV, que contribuirá a la resolución de restricciones técnicas de la zona. 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 Gueñes-Ichaso 400 kV. Dicha actuación forma parte del eje que, pasando por Ichaso, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Gueñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón), zona en la que se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación La Serna 400 kV para incrementar la evacuación de generación de origen renovable. Se encuentra asimismo en construcción el cable en 220 kV entre Astillero y Cacicedo, que permitirá reforzar de manera importante la seguridad de suministro en toda el área de la ciudad y puerto de Santander. En Galicia se ha puesto en servicio la entrada -salida Puente Bibey en la L/Conso-Trives 220 kV para contribuir a la resolución de restricciones técnicas de la zona.

ENLACE
SUBMARINO-SUBTERRÁNEO

55 km

entre Ciudadela y
Cala Mesquida

CONEXIÓN ISLAS
DE MALLORCA Y
MENORCA

132 kV

ESTE ENLACE MEJORA
NOTABLEMENTE LA SEGURIDAD DE
SUMINISTRO DE LA ISLA DE MENORCA
QUE DEJA DE ESTAR AISLADA.



Interconexiones internacionales

Las interconexiones continúan siendo protagonistas de la transición energética como elemento clave para lograr una mayor integración de energías renovables y avanzar en la descarbonización. El fortalecimiento de las interconexiones permanecerá como una prioridad en los próximos años en el desarrollo de la red de transporte.

La última interconexión puesta en servicio entre España y Francia [Baixas-Santa Llogaia] duplicó la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Francia [pasando de 1.400 MW a 2.800 MW], contribuyendo a reforzar la seguridad de los dos sistemas eléctricos y a favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable. Los trabajos de construcción de la interconexión finalizaron en febrero del 2015, coincidiendo con la inauguración oficial de la misma. Desde esa fecha, estuvo funcionando en modo de pruebas técnicas hasta que el 5 de octubre del 2015 inició su operación comercial. 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.

**OBJETIVO
UNIÓN EUROPEA 2030**

15 %

**de capacidad de
interconexión sobre la
capacidad instalada total**

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español así lo puso de manifiesto y planteó aumentar la capacidad de intercambio con Portugal hasta 3.000 MW y con Francia hasta 8.000 MW, mediante 3 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.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contempla aumentar la capacidad de intercambio con Portugal hasta 3.000 MW y con Francia hasta 8.000 MW, mediante 3 nuevas interconexiones eléctricas.

[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 2015 [Declaraciones de Madrid] y en Lisboa en 2018 [Declaración de Lisboa]. Los tres proyectos han sido calificados como Proyectos de Interés Común [PCI] aprobadas mediante Reglamento Delegado [UE] 2020/389 de la Comisión de 31 de octubre del 2019 por el que se modifica el Reglamento [UE] nº 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.

La calidad del servicio

Los indicadores de calidad de servicio del año 2020 se mantienen contenidos por debajo de los umbrales máximos que establece el Real Decreto 1955/2000.

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 12 interrupciones de suministro en 2020, un 71 % más que en 2019. Este incremento se ha visto reflejado en el aumento de la ENS respecto al anterior. [95 MWh en 2020 frente a 47 MWh en 2019]. Como consecuencia de dicha ENS se ha obtenido un valor de TIM de 0,21 minutos [0,10 minutos en 2019], resultado que 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 Tarragona 220 kV con una ENS de 41 MWh.

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

	ENS [MWh]			TIM [minutos]		
	Península	Islas Baleares	Islas Canarias	Península	Islas Baleares	Islas Canarias
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	47	1	2.626	0,10	0,09	155,52
2020^[1]	95	4	65	0,21	0,47	4,29

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio.

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

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro de 2020 mostraron también un ligero aumento respecto al año anterior. Se registraron dos interrupciones de suministro que supusieron una ENS de 4 MWh [1 MWh en 2019], resultando un TIM de 0,47 minutos [0,09 minutos en 2019]. En el sistema eléctrico canario sucedió todo lo contrario, situándose la ENS en 65 MWh [correspondiente a 3 interrupciones de suministro] y el TIM en 4,29 minutos.

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 2020 alcanzó un valor del 98,57 %, valor superior al 98,24 % del año 2019. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la

red fue respectivamente del 98,66 % (97,35 % en 2019) y 99,17 % (98,90 % en 2019). La mejoría producida en estos indicadores se ha debido fundamentalmente a la disminución de las 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 balear



Evolución anual del índice de indisponibilidad de la red de transporte canaria



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.

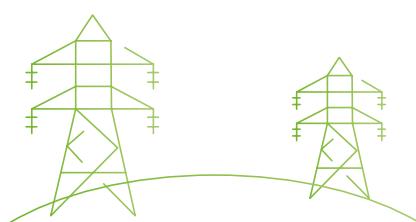


5

Mercados eléctricos

La pandemia ha provocado que algunos meses los precios de los mercados europeos alcancen mínimos históricos o valores próximos a estos.

El precio medio final de la energía disminuyó un 24,4 % respecto al año anterior debido a la bajada del precio del mercado mayorista por la crisis sanitaria, siendo el valor más bajo desde el año 2004.



ENERGÍA FINAL EN
EL MERCADO ELÉCTRICO
-5,2 %
COMPARATIVA
2019

COMPONENTE DEL MERCADO
DIARIO E INTRADIARIO EN LA
COMPOSICIÓN DEL PRECIO FINAL
DE LA ENERGÍA RESPECTO AL 2019

-27,5 %

Durante el año 2020 la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 5,2 % inferior al del año anterior.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en el 2020 en 40,38 €/MWh, un 24,4 % inferior al precio del año anterior, consecuencia de la crisis sanitaria. Es el precio más bajo desde el año 2004. Tan solo los primeros años del mercado, con la excepción del 2002, registran valores inferiores.

Comparando mes a mes se observa que, salvo en septiembre y en diciembre, los precios han sido más bajos que en los mismos meses del año anterior. En los primeros seis meses la variación respecto al mes del año anterior ha sido superior al 30 %. De marzo a junio, coincidiendo con la crisis sanitaria, los precios han sido muy bajos, situando el mes de abril como el más bajo de la historia, inferior en un 2% al mínimo anterior de marzo de 2001.

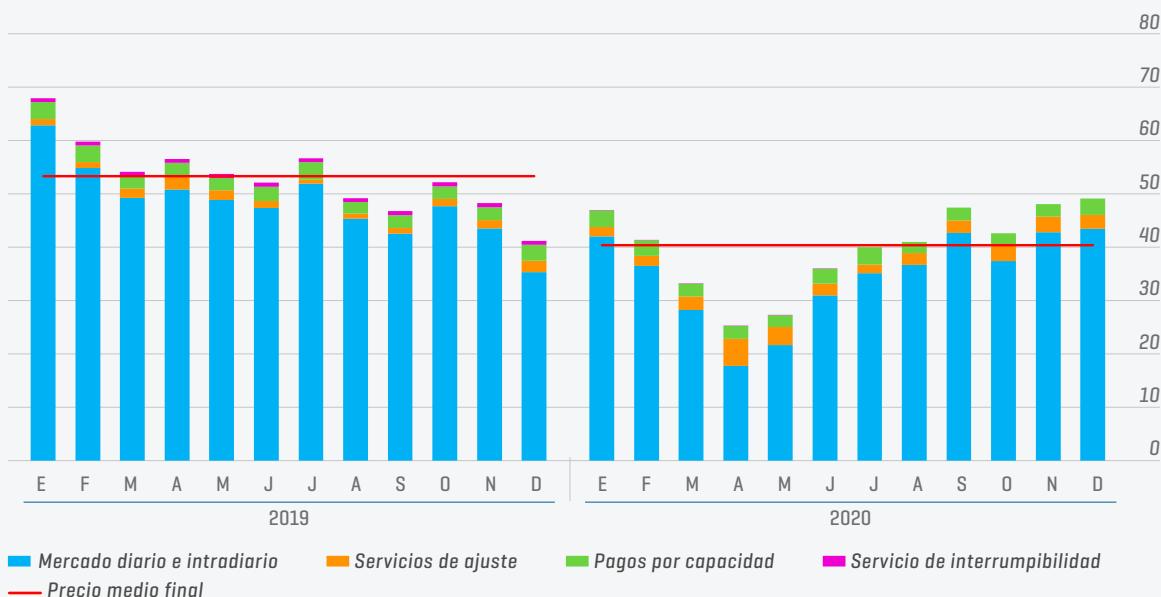
El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico alcanzó en el 2020 la cifra más baja desde el año 2004, como consecuencia de la pandemia.

-24,4 %
COMPARATIVA
2019

PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

40,38
€/MWh

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico €/MWh



Durante el 2020 la componente del precio del mercado diario e intradiario representó el 87,15 %, los servicios de ajuste del sistema un 6,29 %, los pagos por capacidad el 6,51 % y el 0,05 % restante el servicio de interrumpibilidad¹.

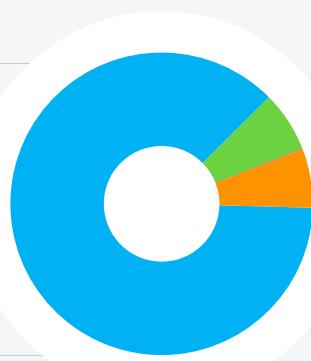
Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa una reducción del 27,5 % en la del mercado diario e intradiario, del 97,3 % en la del servicio

de interrumpibilidad, del 0,4 % en la del pago por capacidad, mientras que la de los servicios de ajuste se incrementó en un 72,8 %. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad ha sido debida a la reducción de precio conseguida en la subasta y al haber estado solo activo el primer semestre del año 2020.

Componentes del precio medio final de la energía

€/MWh

35,19 €/MWh	
87,15 %	
<i>Mercado diario e intradiario</i>	
2,63 €/MWh	
6,51 %	
<i>Pagos por capacidad</i>	
0,02 €/MWh	
0,05 %	
<i>Servicio de interrumpibilidad</i>	
2,54 €/MWh	
6,29 %	
<i>Servicios de ajuste</i>	



1,79 €/MWh	
4,43 %	
<i>Restricciones PDBF</i>	
0,40 €/MWh	
0,99 %	
<i>Banda de regulación secundaria</i>	
0,35 €/MWh	
0,87 %	
<i>Otros</i>	

Durante el 2020 la componente del precio del mercado diario e intradiario representó el 87,15 %, los servicios de ajuste del sistema un 6,29 %, los pagos por capacidad el 6,51 % y el 0,05 % 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 Red Eléctrica de España de acuerdo con criterios técnicos (de seguridad del sistema) o económicos (de menor coste para el sistema).

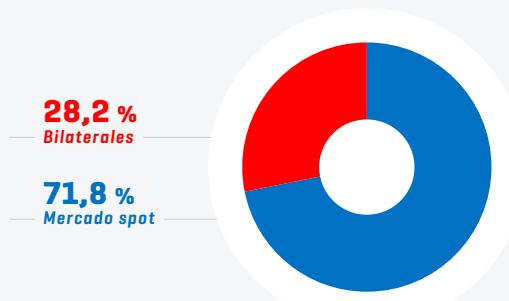
Mercado diario

La energía en el mercado diario se situó en 236 TWh en el 2020 (169 TWh en el mercado spot sin bilaterales), lo que supone un descenso del 3,6 % respecto al 2019. El 71,8 % de la energía se negoció en el mercado spot y el 28,2 % restante a través de bilaterales, los mismos porcentajes que el año anterior. Estos porcentajes tienen valores bastante similares desde el año 2010.

La cuota de energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia, baja ligeramente este año, alcanzando un valor de 88,2 % en el 2020, frente al 88,8 % del año anterior. La cuota es muy similar a la registrada en el año 2017.

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

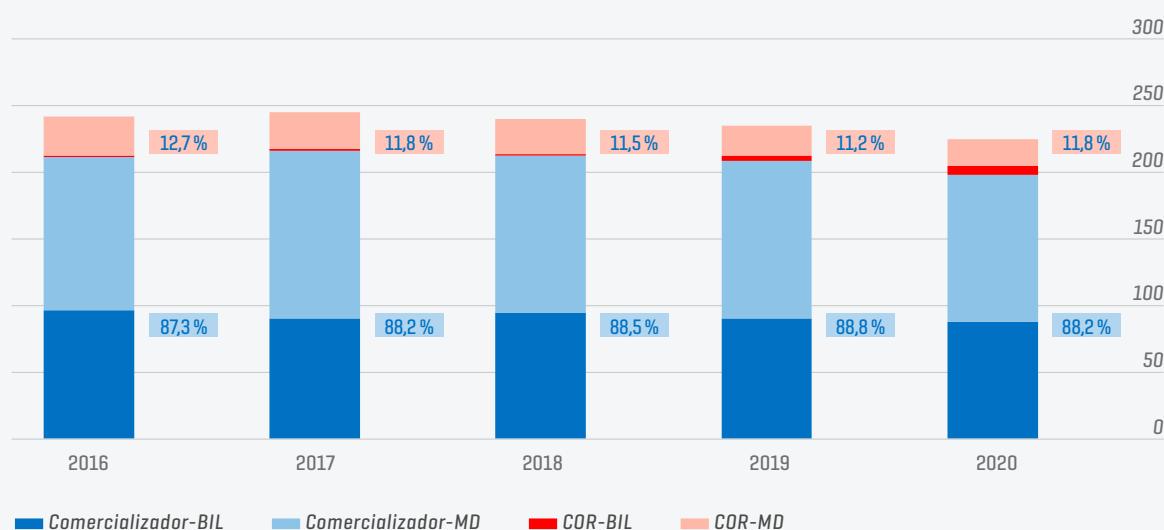
%



La cuota de energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia, baja ligeramente este año, alcanzando un valor de 88,2 % en el 2020, frente al 88,8 % del año anterior.

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

TWh



El precio medio aritmético del mercado diario en España se situó en los 33,96 €/MWh, valor inferior en un 28,8% al del año anterior (47,68 €/MWh) y ligeramente inferior al de Portugal (33,99 €/MWh). Este descenso del precio ha sido debido, principalmente, a la menor demanda por la crisis sanitaria que comenzó en marzo. No obstante, desde mayo, se inicia de nuevo el ascenso para ir recuperando los valores anteriores a dicha crisis.

Es el séptimo precio más bajo desde el inicio del mercado y hay que irse hasta el año 2004 para encontrar uno más bajo.

El año comenzó con valores inferiores a los del pasado año, pero la crisis sanitaria indujo, a partir de marzo, una caída más fuerte de precios, llegando al mínimo en abril. Desde ese momento los precios fueron aumentando, hasta alcanzar los de septiembre del 2019.

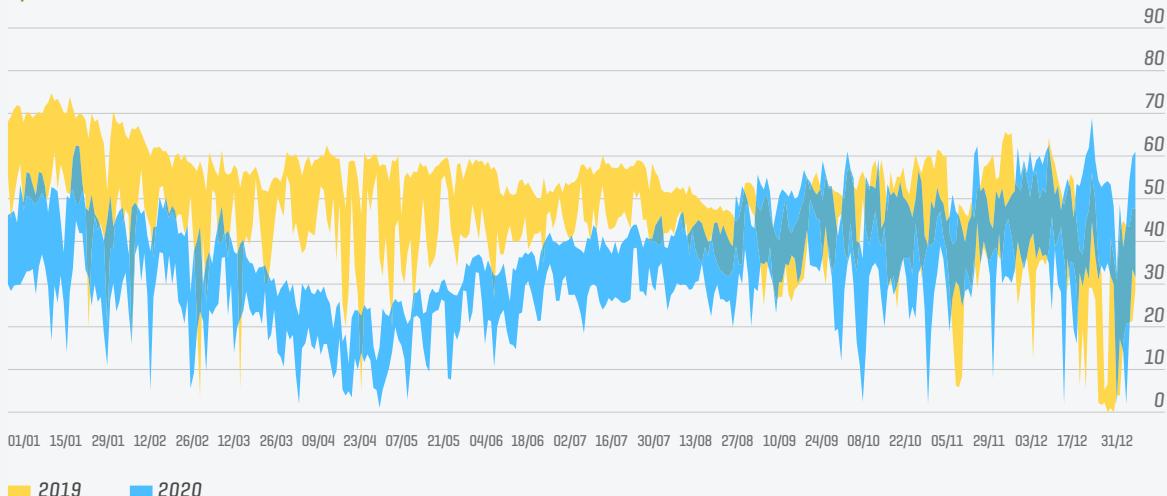
PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO DIARIO

**33,96
€/MWh**

-28,8 %
COMPARATIVA
2019

Evolución de los precios mínimos y máximos de mercado diario

€/MWh



Los precios mensuales de abril y mayo han sido los precios más bajos para estos meses. El de abril, aparte de ser el más bajo para este mes, es el tercer precio más barato desde el inicio del mercado en 1998, tras los mínimos de febrero del 2014 y marzo de 2001. El precio de marzo es el séptimo más bajo desde el inicio del mercado para dicho mes.

La tendencia a recuperar precios se confirmó en junio, registrando el precio del mercado diario de electricidad un incremento de un 44% respecto a mayo, aunque resulta inferior al del pasado año en un 35%. Es el quinto precio más bajo para el mes de junio desde 1998.

Noviembre y, posteriormente diciembre, han marcado los precios más altos del año 2020. Un papel decisivo en el comportamiento de los precios ha sido la caída importante de la demanda. La demanda del PDBF en el año se redujo un 4,3 %. Hasta el 14 de marzo, la demanda se había reducido un 0,6 %, para pasar en el estado de alarma a reducirse en un 10,2 %. Desde el inicio del estado de alarma la reducción acumulada en el año ha sido de un 5,3 %.

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se aprecia que el mes de enero del 2020, que es el que mayor participación de carbón tiene, registra un precio elevado, aunque el porcentaje de renovables es mayor al 50 %.

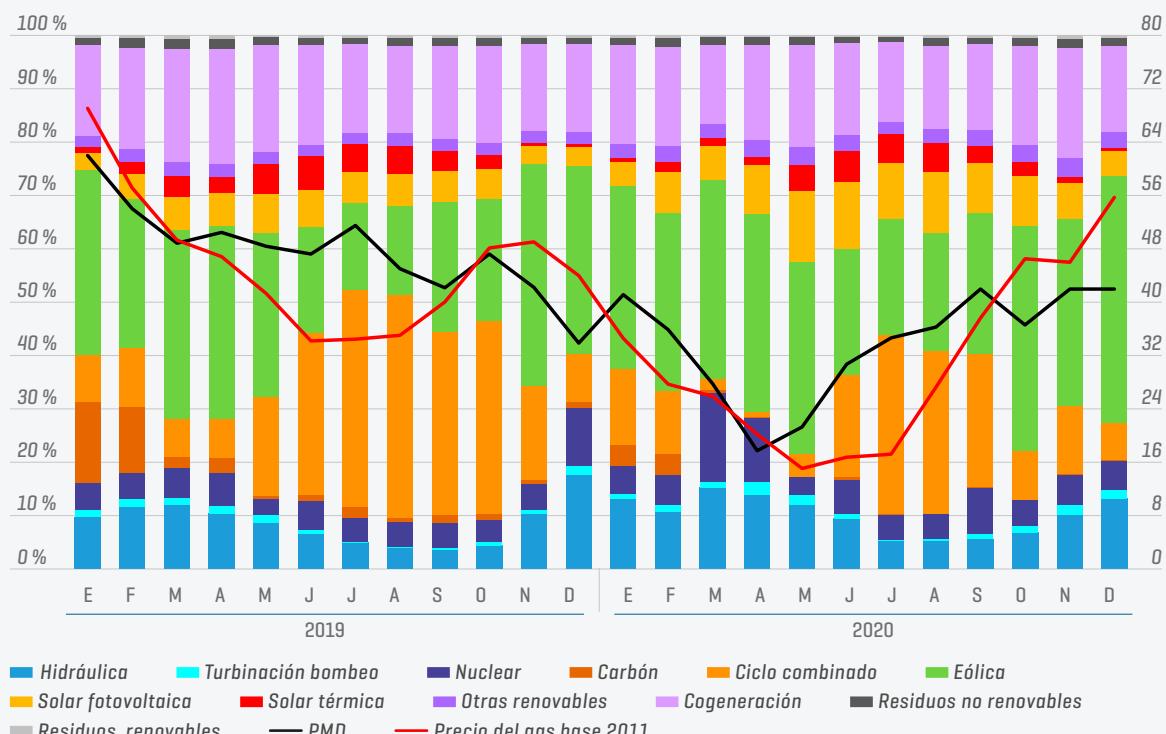
Diciembre, que registra el precio más alto, tiene un porcentaje de renovables de los más altos del año, con excepción de mayo.

Otro factor que influye en el precio son las reservas. Estas han estado todo el año por encima del medio histórico, con un mayor porcentaje de llenado en abril y mayo. En dichos meses las cuencas Norte y Duero registran porcentajes superiores al 80 %, lo que puede explicar los precios marginales bajos ofertados por la hidráulica en algunos momentos.

El fuerte decremento del precio de los combustibles fósiles también ha contribuido a la reducción de los precios. El precio del gas viene reduciéndose significativamente desde septiembre del 2018, aunque a mediados del 2019, subiera ligeramente, llegando a valores inferiores a 1,8 \$/mmbtu² en mayo y junio, para comenzar a subir desde entonces, aunque sin llegar al valor de enero del 2019. En mayo se registró el precio mínimo histórico. Los precios del carbón también se redujeron durante la pandemia, teniendo una tendencia alcista desde el final del verano.

Estructura de generación en la casación y precio del mercado diario y del gas

% y €/MWh



[2] mmbtu: millones de Btu [unidad térmica británica]

Otro elemento que influye en la reducción de los precios sería el descenso del precio de las emisiones de CO₂: el valor promedio de este año -24,29 €/tonelada de CO₂- es inferior en un 1,7 % al del mismo periodo del año anterior. Esta caída es debida en gran parte a los meses de la crisis sanitaria. Posteriormente ha ido subiendo hasta alcanzar el máximo histórico en el mes de diciembre [lo que explica la subida del precio al final de año].

En términos anuales la hidráulica aumenta su participación en la estructura de generación de la casación en algo más de 1 punto porcentual respecto al año anterior, la eólica en algo más de 4 puntos, la solar fotovoltaica en más de 3 puntos porcentuales y la nuclear en casi 2 puntos porcentuales [al gestionar durante la pandemia mucha menos energía por contratos bilaterales], mientras que el carbón y el ciclo combinado lo han reducido en 2,7 y 7,5 puntos porcentuales, respectivamente.

Por lo general, una mayor presencia de renovables en la casación, fundamentalmente eólica e hidráulica, por ser normalmente precio aceptante [marca el precio marginal], provocan un decremento del precio medio del mercado diario.

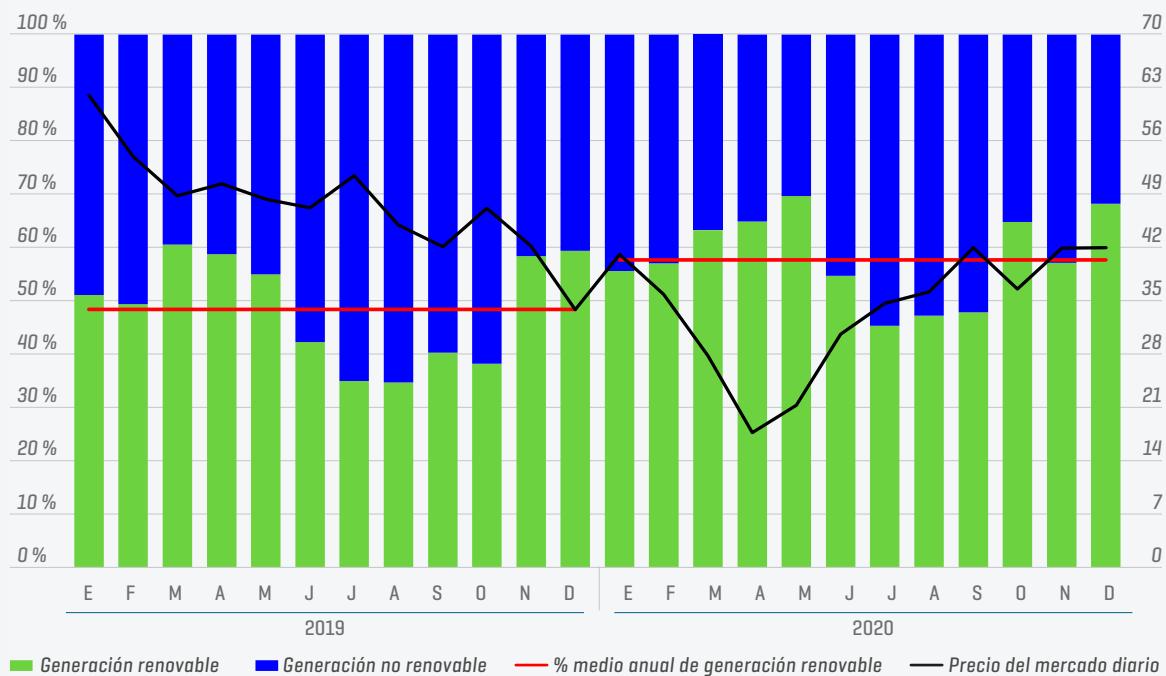
La participación de la energía renovable en la estructura de generación eléctrica para la casación durante el año 2020 ha sido del 57,6 %, muy superior al 48,3% del mismo periodo del año anterior.

La contribución de las renovables ha sido mayor todos los meses del año 2020 respecto al mismo periodo del 2019, salvo en noviembre. Se puede observar que hay muchos meses en que la variación de porcentaje de renovables es muy superior, y a pesar de eso los precios no han sido tan diferentes. Se pone de manifiesto, que el precio de los combustibles y la demanda influyen directamente en los precios.

El mayor porcentaje de renovables en la casación se ha registrado en el mes de mayo, en que el precio se incrementa ligeramente, aunque sigue siendo bajo, de hecho, es el más bajo registrado para el mes de mayo. Este mes estuvieron en revisión varios grupos nucleares. Esta tecnología, que entra en la casación a precios bajos, se sustituyó básicamente por ciclo combinado.

Generación en España y precios

% y €/MWh



Diciembre también registra un alto porcentaje de renovables en la casación, ligeramente inferior al de mayo, con un precio ligeramente superior al del mes de noviembre. Esto es debido al incremento del precio de los combustibles y de las emisiones, registrando estas el máximo histórico como ya se ha comentado.

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 que estas son muy diferentes. En la hora en que se da el precio mínimo se advierte que la eólica es la que marca el precio marginal [con un porcentaje del 41,3 %], siendo la energía renovable casada en esa hora casi del 84 %. Si se observa la estructura en la hora en la que se registra el precio máximo, la hidráulica es la que marca el marginal, aunque es el ciclo combinado la tecnología que mayor porcentaje tiene en la estructura [28 %]. En esa hora las renovables solo representan el 40 % de la estructura de la generación. Ese día la mayor energía casada con precios cercanos al marginal, corresponde a la hidráulica seguida del ciclo combinado.

El precio máximo diario se registró el 17 de diciembre [56,87 €/MWh] y el mínimo el 1 de mayo [4,63 €/MWh].

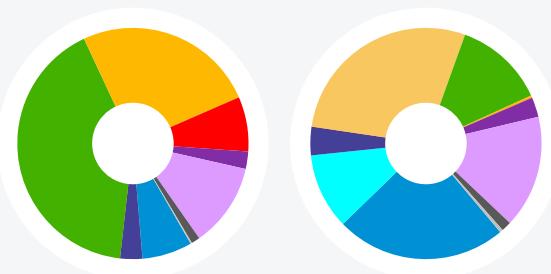
Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos se observa como los precios de Italia y España son de los más altos de Europa. En septiembre y diciembre el precio español es el más bajo de Europa, sin considerar NordPool.



Estructura de la generación en las horas de precio mínimo y máximo del mercado diario 2020

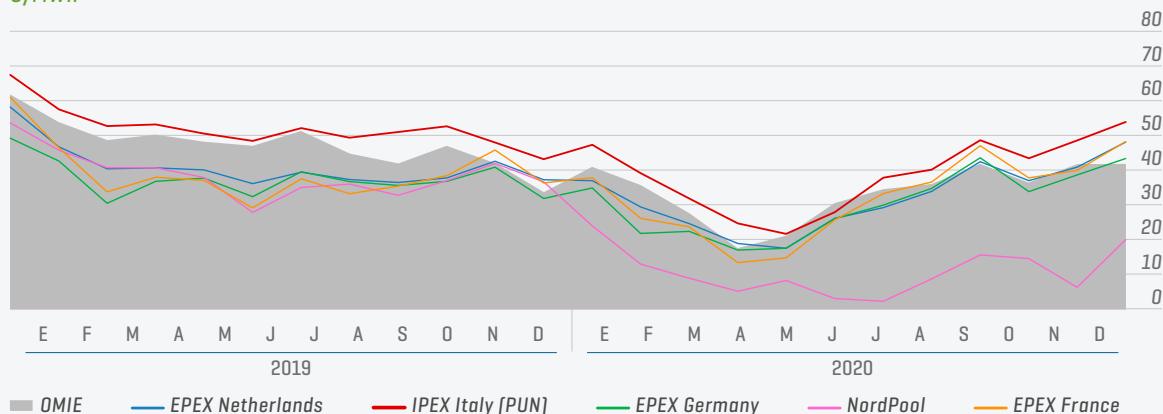
	Precio mínimo	Precio máximo
Hidráulica	7,0 %	23,9 %
Turbinación bombeo	0 %	10,6 %
Nuclear	3,1 %	4,0 %
Carbón	0 %	0 %
Ciclo combinado	0 %	28,2 %
Eólica	41,3 %	12,7 %
Solar fotovoltaica	25,4 %	0,3 %
Solar térmica	7,6 %	0 %
Otras renovables	2,4 %	27 %
Cogeneración	11,7 %	15,8 %
Residuos no renovables	1,2 %	1,4 %
Residuos renovables	0,2 %	0,4 %

Mínimo MD: 1/05-16 h Máximo MD: 17/12-19 h



Precios de mercados europeos

€/MWh



Mercado intradiario

Las ventas de energía en el mercado intradiario por subastas se situaron en 29,35 TWh, un 8,7 % inferiores a las del año 2019.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en el 2020 se situó en 34,48 €/MWh, superior a los 33,96 €/MWh del mercado diario.

Las ventas de energía en el mercado intradiario continuó se situaron en 5,1 TWh, frente a los 3,1 TWh del año anterior. El precio medio ponderado en España ha sido de 35,50 €/MWh, oscilando entre los 16,66 €/MWh de abril y los 45,36 €/MWh de diciembre.

-8,7 %
COMPARATIVA
2019

VENTAS DE
ENERGÍA MERCADO
INTRADIARIO

**29,35
TWh**

Servicios de ajustes³

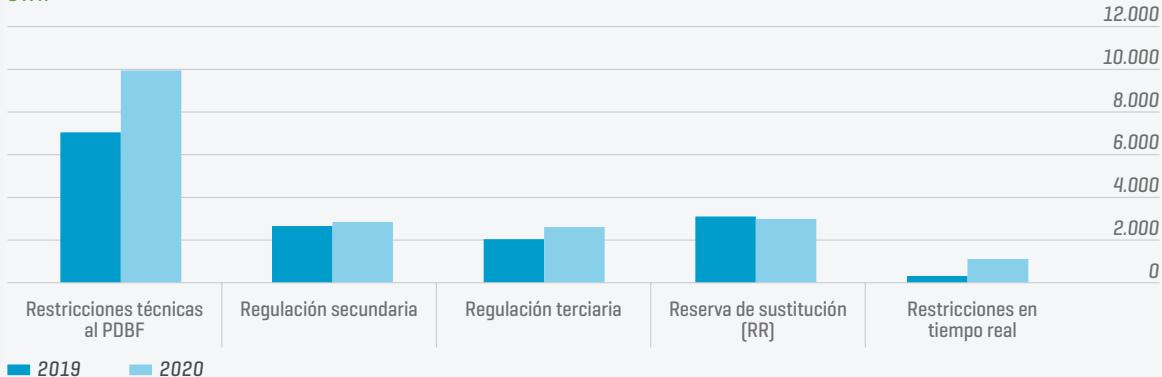
Las necesidades de energía gestionadas mediante los servicios de ajuste han sido de 19.499 GWh, superiores en un 28,9 % a las del año anterior, resultado de un fuerte incremento de la energía programada por restricciones técnicas.

La energía por restricciones técnicas al PDBF se incrementó en un 41 %, representando el volumen

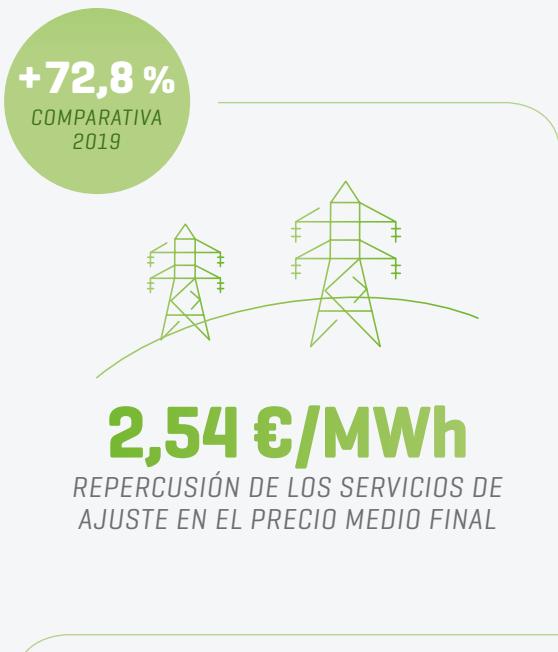
de energía en este mercado algo más del 51 % del total. La de las restricciones en tiempo real se cuadruplicaron, aunque solo representan el 5,6 % del conjunto. Las energías de regulación secundaria y terciaria se incrementaron en un 7 % y 28 %, respectivamente, mientras que la de reservas de sustitución [que sustituyó en marzo al antiguo servicio de gestión de desvíos] se redujo ligeramente.

Necesidades de energía gestionada en los servicios de ajustes

GWh



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

**Coste servicios ajustes en M€**

	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Restricciones PDBF	239	423
Restricciones tiempo real	10	78
Restricciones técnicas	249	500
Banda	92	94
Reserva de potencia adicional a subir	15	0
Desvíos	45	38
Otros*	-20	-17
Control de factor de potencia	-15	-17
Total servicios ajustes	366	600
Δ2020/2019		63,8%

[*] 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 2,54 €/MWh, valor superior al 1,47 €/MWh del año 2019, que representa el 6,3 % del precio medio final, porcentaje muy superior al de los últimos años. El precio más elevado se registra en abril, mes en que se registra el precio medio final más bajo.

Durante el año 2020 el coste de los servicios de ajuste ha sido un 63,8 % superior al del año anterior.

Si bien la baja demanda y la mayor participación de las renovables en la estructura de la casación baja el precio medio de la energía, la componente de los servicios de ajuste se incrementa en esos meses. Al no casarse energía térmica, esta se debe programar por seguridad, por restricciones técnicas. En abril los servicios de ajuste llegaron a representar el 20% del precio medio final de la energía, cuando habitualmente no suele llegar al 5 %. Estos valores se han registrado otros meses con fuerte generación renovable [febrero 2014, abril 2013].

En nuestro camino de transición energética y en un escenario en que cada vez habrá más renovable, sin posibilidad de control de potencia, esta tendencia al mayor coste de los servicios complementarios va a ser muy habitual.

EN ABRIL LOS SERVICIOS DE AJUSTE REPRESENTARON

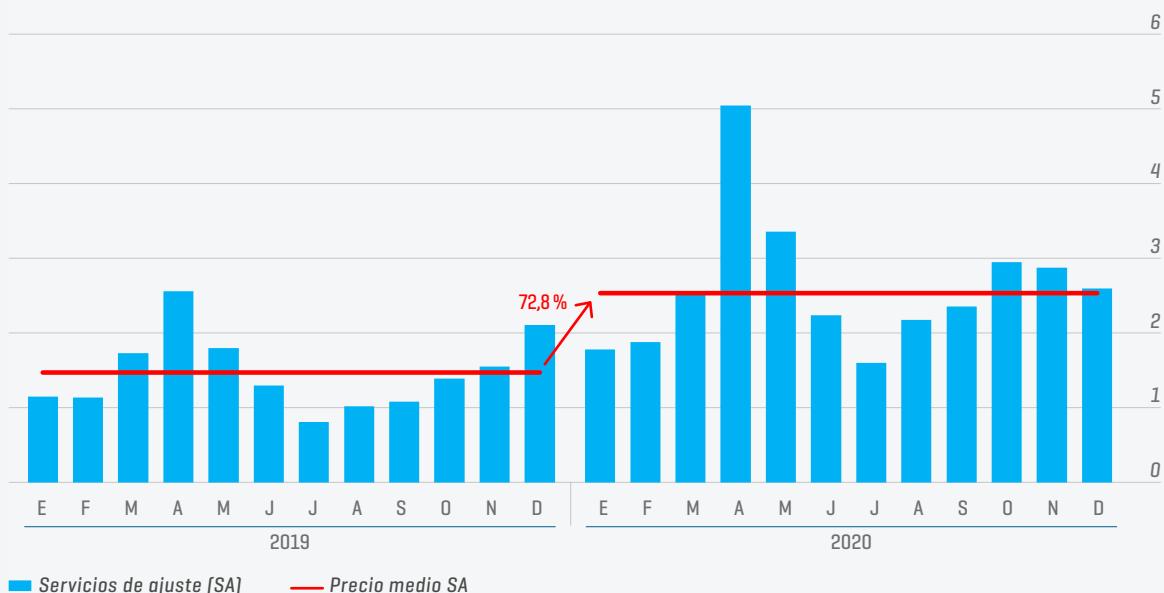
20 %

del precio medio final

Habitualmente
no llegan al
5 %

Repercusión de los servicios de ajustes en el precio final

€/MWh



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 9.431 GWh a subir [39 % superior a la del año anterior] y 548 GWh a bajar [el doble que el año anterior]. El valor medio del precio de la energía a subir se situó en 75,3 €/MWh, un 7,5 % inferior al del año pasado, y el de la de bajar fue de 30,7 €/MWh, un 33,3 % inferior al del año 2019. La repercusión en el precio medio final fue de 1,79 €/MWh frente al 0,96 €/MWh del año anterior.

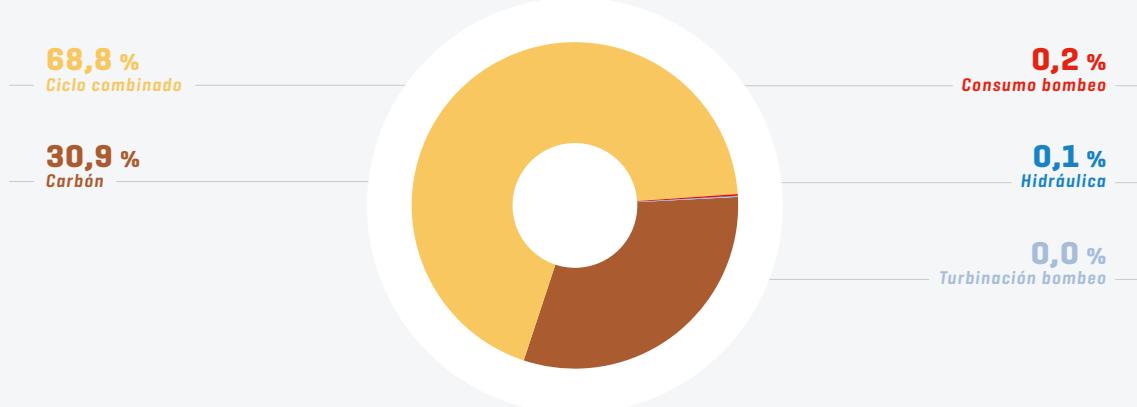
+86,5 %
COMPARATIVA
2019

REPERCUSIÓN EN
EL PRECIO MEDIO FINAL

1,79
€/MWh

Energía a subir en fase I

%



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 de los últimos cinco años de la energía programada a subir de estas tecnologías en la fase I de restricciones técnicas del PDBF.

Se puede ver como este año que se ha casado mucha energía renovable de marzo a mayo, se programa mucha energía por este mecanismo.

La energía programada en fase I de restricciones técnicas del PDBF correspondió prácticamente a las tecnologías de ciclo combinado (68,9 %) y carbón (30,9 %).

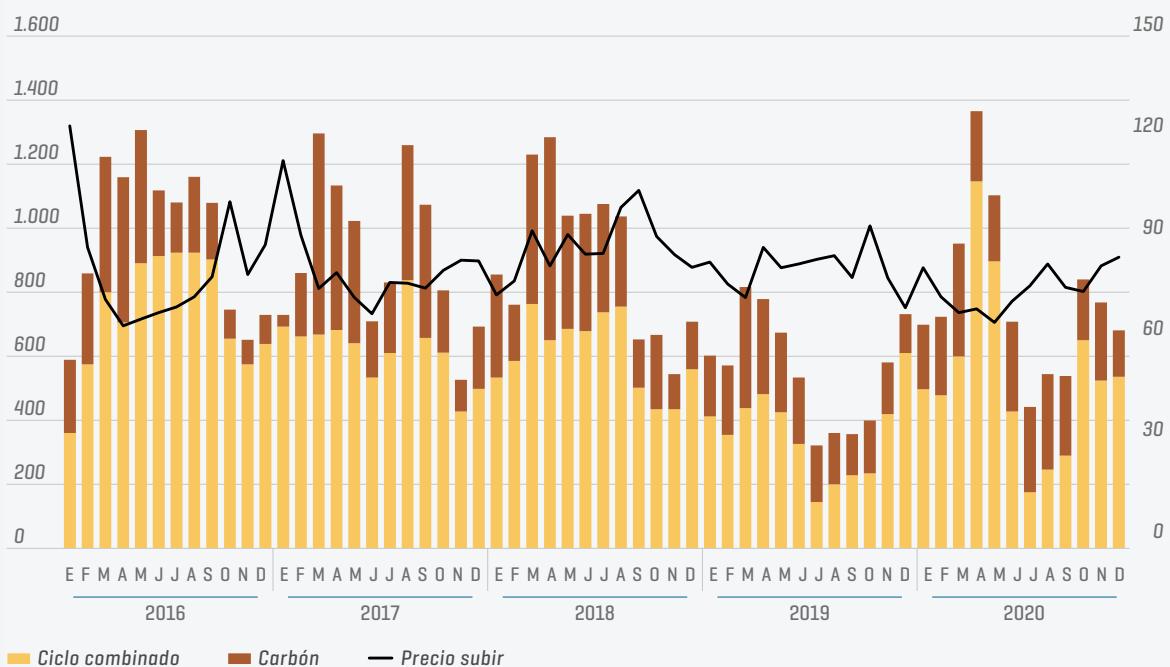
Resto de Servicios de ajuste

El día 3 de marzo entró en servicio el Proyecto TERRE, proyecto de referencia europeo en cumplimiento del artículo 19 de la Electricity Balancing Guideline Regulation [EB GL] para el diseño e implantación de una plataforma común europea de intercambio de energías de balance con un tiempo de activación de 30 minutos (producto Replacement Reserve – RR). Este mecanismo sustituye al mercado de gestión de desvíos en el sistema eléctrico español y a los servicios transfronterizos de balance establecidos con RTE y REN a través de la plataforma BALIT.

Los mercados de balance (regulación secundaria, terciaria y reserva de sustitución) han tenido unas necesidades totales de energía de 2.843 GWh, 2.603 GWh y 2.979 GWh, respectivamente. De este total, el 58,7 % correspondió a energía gestionada a subir y el 41,3 % restante a la gestión de energía a bajar.

Entrada en servicio del proyecto TERRE, plataforma europea de intercambio de energías de balance con un tiempo de activación de 30 minutos.

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

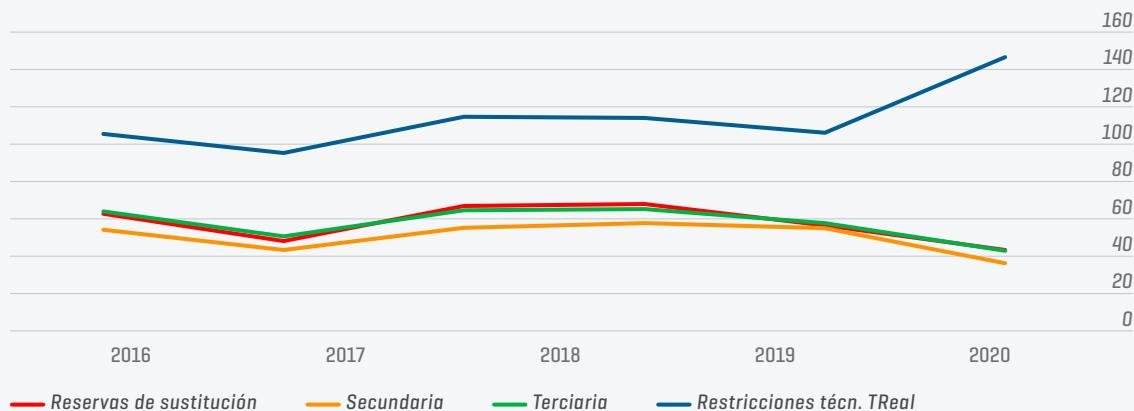


La energía programada por restricciones técnicas en tiempo real ha sido de 1.094 GWh, cuatro veces el valor del año anterior. El 66,6 % corresponde a energía a subir y el 33,4 % restante a bajar.

La banda media horaria de regulación secundaria asignada fue de 1.086 MW, con una repercusión del 0,40 €/MWh de demanda servida, un 8,1 % superior a la del año anterior.

Evolución anual del precio medio ponderado a subir de energías de balance y de restricciones técnicas en tiempo real

€/MWh



Los precios ponderados de energías de balance a subir (secundaria, terciaria y reserva de sustitución -precio único-) se han mantenido bastante constantes, mientras que el precio de restricciones técnicas a subir en tiempo real ha aumentado considerablemente en el último año.

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 en tiempo real

€/MWh



Precio voluntario al pequeño consumidor

El precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC) fue inferior en un 14,4 % al del año anterior.

El PVPC está condicionado por el precio del mercado diario, por este motivo el precio más alto del PVPC se registró en diciembre, 115,4 €/MWh, mientras que el más bajo se registró en abril, 78,4 €/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, que está en función de los precios en el mercado eléctrico durante el periodo de facturación.

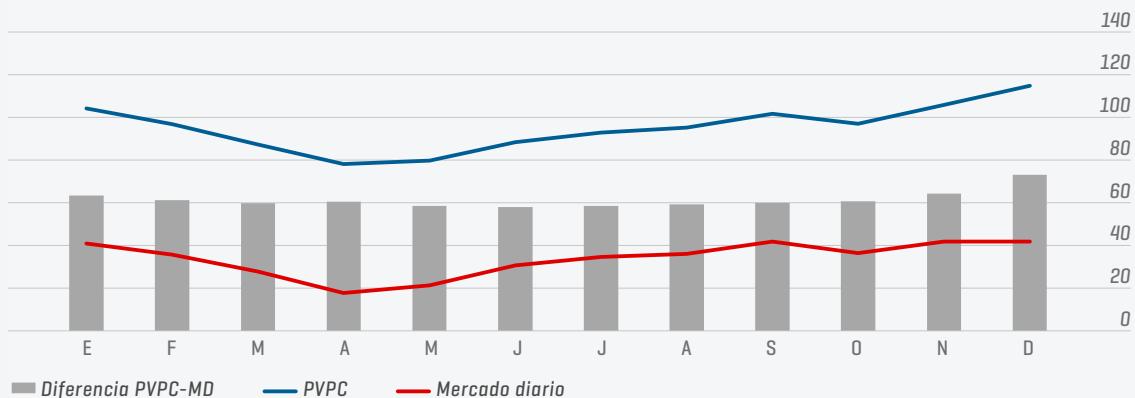
PVPC MÁS ELEVADO

**115,4 €/MWh
DICIEMBRE**

PVPC MÁS BAJO

**78,4 €/MWh
ABRIL**

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



Así, para el caso de un consumidor doméstico medio, acogido a la tarifa regulada 2.0A 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 2020 habría sido de 715 €, un 9,7 % inferior a lo que habría pagado para este mismo consumo en el 2019, es decir 77 € menos al año.

De los 715 € que habría pagado este cliente tipo por su consumo eléctrico en el 2020, 201 € corresponderían a la compra de la energía en el

mercado [28 % de la factura], 361 € [51 %] a la parte regulada de peajes y cargos del sistema y el resto, 153 € corresponderían a impuestos [21 %]. De esta forma, aunque el coste de la energía comprada en el mercado eléctrico se habría reducido en un 23,2 % respecto al 2019 [frente al 28,8 % de decremento del precio final de la energía en el mercado diario], al no tener el resto de los costes ningún decremento respecto al año anterior, la facturación total solo habría descendido un 10 % [considerando el precio medio diario para quitar el efecto del año bisiesto].



6

Panorama europeo

Este capítulo tiene como finalidad establecer una comparativa entre los países europeos pertenecientes a ENTSO-E en los diferentes ámbitos del sistema eléctrico. Para ello se ha utilizado la información pública disponible en la Plataforma de Transparencia de ENTSO-E. Esta información se ampara bajo el Reglamento [UE] nº 543/2013, el cual establece los criterios comunes y homogéneos, con los que debe presentarse la misma para todos los países miembros. Por esta razón existen discrepancias con la información específica de España tanto en los datos de potencia como en los relativos a generación en los informes del Sistema Eléctrico y el de Energías Renovables. Respecto a potencia, los datos extraídos de la mencionada plataforma engloban unidades con potencia instalada igual o superior a 1 MW y son datos referidos a potencia disponible para la Operación del Sistema. Las diferencias en generación son debidas a la utilización de datos consolidados de medidas con alcance nacional para la elaboración de dichos informes.

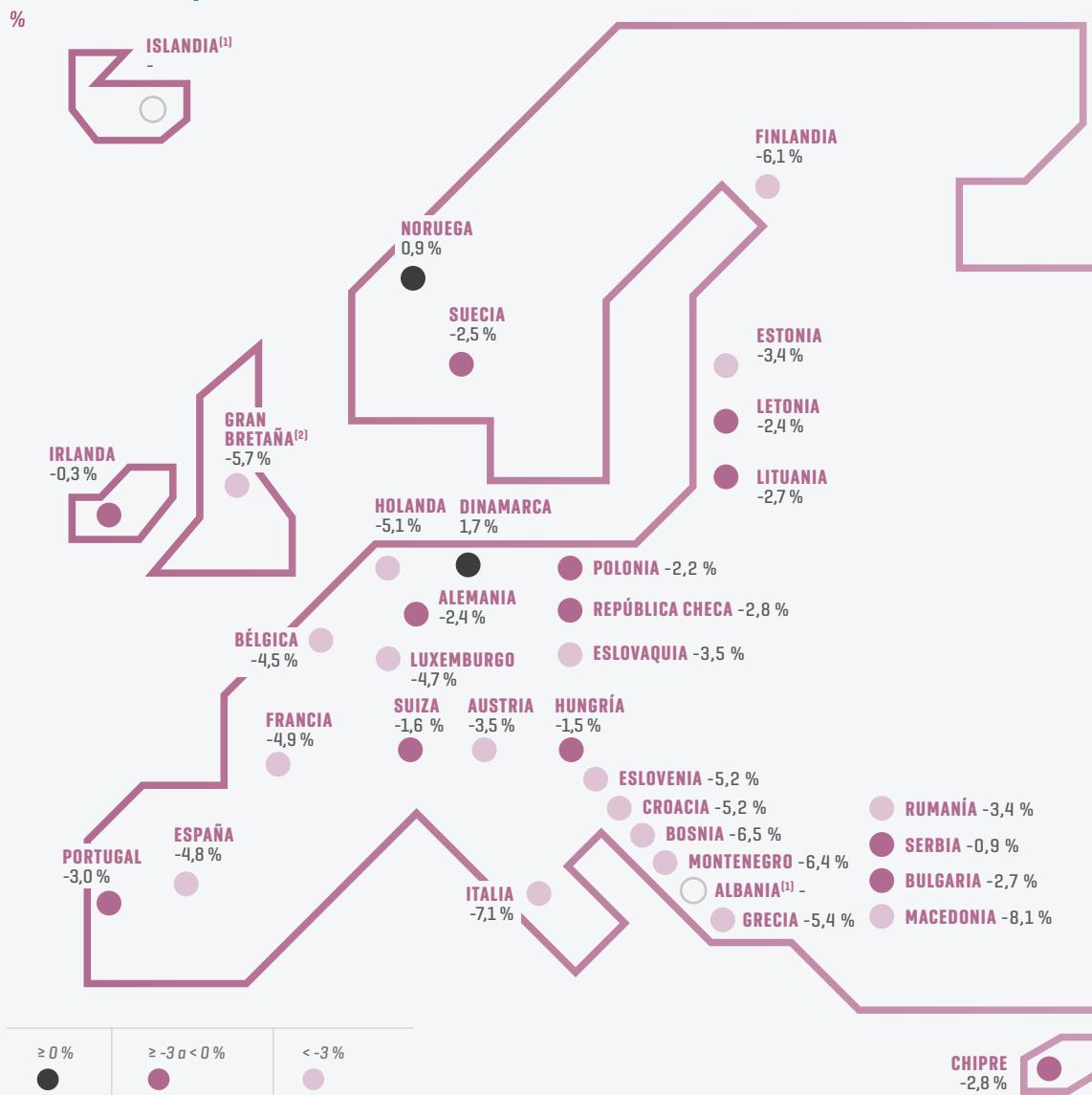
A pesar de que en el 2020, la demanda eléctrica en el conjunto de países europeos pertenecientes a ENTSO-E ha descendido un 3,9 % a causa fundamentalmente de la pandemia COVID-19, se ha continuado impulsando la generación eléctrica con fuentes renovables.

Impulsando la transición energética europea

En el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E, se ha producido un descenso en la demanda eléctrica en el año 2020, siendo éste del -3,9 % respecto al año anterior, marcado por los efectos de la pandemia COVID-19. Se observan descensos generalizados en la variación

de la demanda eléctrica por países, mientras que únicamente en Noruega y Dinamarca se han producido incrementos. Los descensos más significativos se han producido en países tan relevantes como Italia y Gran Bretaña.

Incremento de la demanda de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E 2020/2019



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/2/2021. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento [UE] nº543/2013, procediendo de los sistemas de tiempo real y por tanto difieren de los datos consolidados usados para el caso concreto de España a nivel nacional cuyo origen es el sistema de medidas.

[1] Datos no disponibles

[2] Incluye a Irlanda del Norte

Las energías renovables impulsan su crecimiento

A pesar del descenso de la demanda eléctrica, se ha impulsado la generación procedente de fuentes renovables [se excluye la generación hidráulica de bombeo], que ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 39,6 % de la energía producida. La energía producida con fuentes renovables ha experimentado una variación del 9,3 % respecto al año anterior, siendo la solar la

que ha experimentado crecimiento mayor respecto a las demás tecnologías con una variación 16,1 % respecto al 2019. España ocupa en el 2020 la posición once en cobertura con renovables, siendo el séptimo país en cobertura con energía eólica y el tercero en solar, calculadas ambas sobre el total de la producción de energía eléctrica.

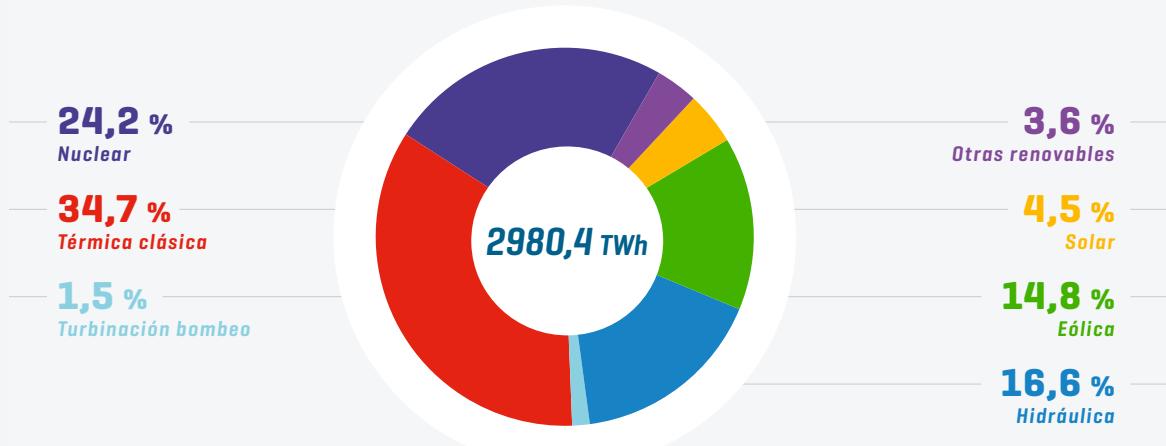
Origen de la producción total en los países miembros de ENTSO-E

TWh y %

	2019	2020	%20/19
Nuclear	807,9	720,7	-10,8
Térmica clásica	1.158,8	1.034,6	-10,7
Turbinación bombeo	39,8	45,8	15,1
Hidráulica	454,5	495,4	9,0
Eólica	402,6	442,0	9,8
Solar	114,8	133,3	16,1
Otras renovables	106,7	108,5	1,7
Total	3.085,1	2.980,4	-3,4

Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/2/2021. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) nº543/2013, procediendo de los sistemas de tiempo real y por tanto difieren de los datos consolidados usados para el caso concreto de España a nivel nacional cuyo origen es el sistema de medidas.

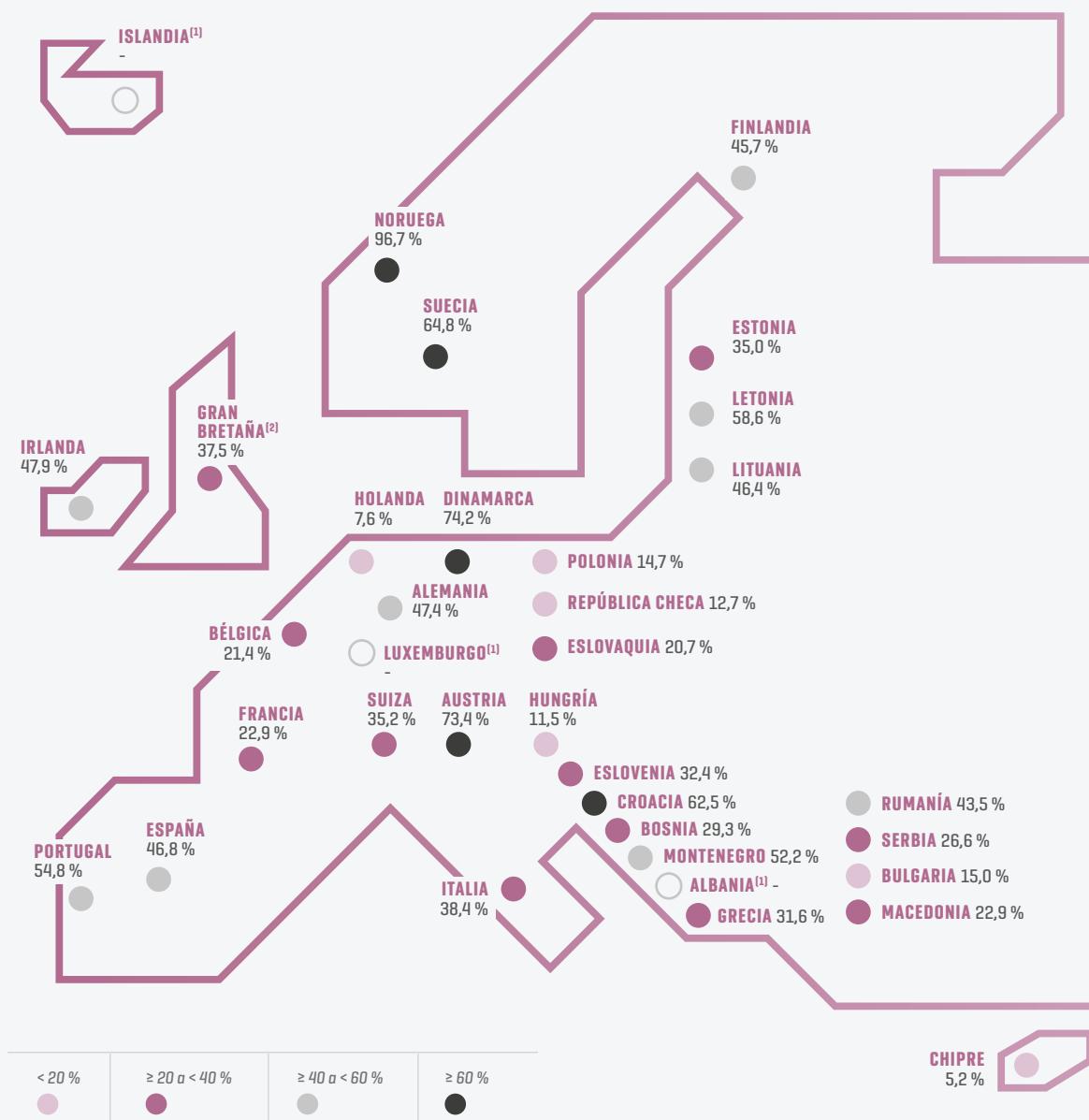
2020



En el siguiente mapa se muestra la contribución de las renovables a la cobertura de la demanda total en cada uno de los países, destacando una vez más los países nórdicos en cobertura con renovables.

Estructura de la energía renovable sobre la producción total en los países miembros de ENTSO-E

% Renovable/Producción



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/2/2021. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) nº543/2013, procediendo de los sistemas de tiempo real y por tanto difieren de los datos consolidados usados para el caso concreto de España a nivel nacional cuyo origen es el sistema de medidas.

[1] Datos no disponibles

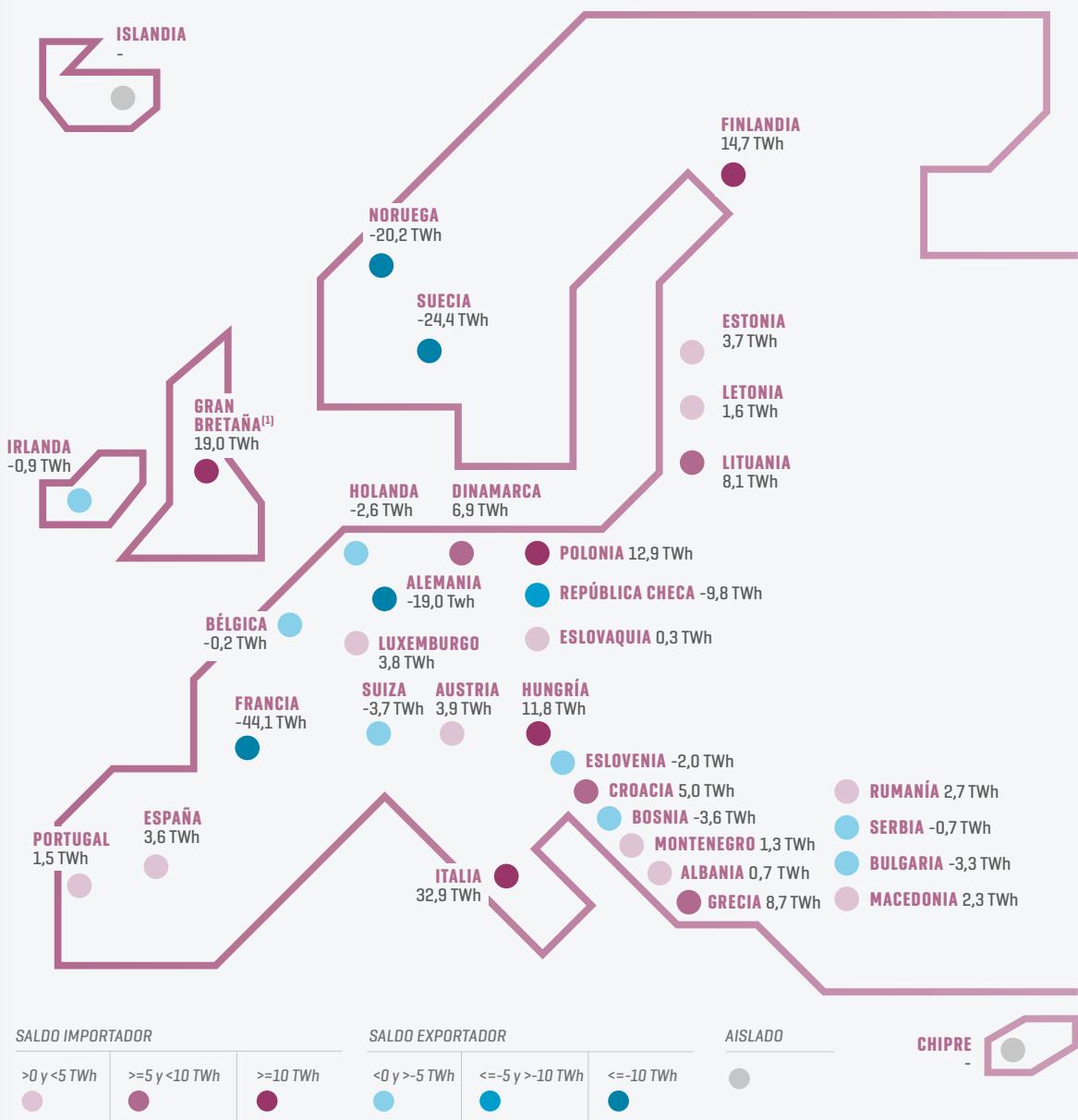
[2] Incluye a Irlanda del Norte

Los intercambios de energía adquieren un sentido importador

Los intercambios de energía de un país fluctúan cada año, dependiendo de factores tales como la capacidad de intercambio, acoplamiento de mercados e influencia de los precios. En el 2020 el saldo neto de intercambios de energía eléctrica entre

países ENTSO-E y con países limítrofes ha resultado ser de carácter importador con casi 11 TWh. Entre los países más exportadores figuran Francia, Suecia, Noruega y Alemania, con saldos exportadores de 44 TWh, 24 TWh, 20 TWh y 19 TWh respectivamente.

Saldo de intercambios de energía eléctrica entre los países de ENTSO-E y limitrofes TWh



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/2/2021. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento [UE] nº543/2013, teniendo en consideración sólo determinadas fronteras y por tanto difieren de los datos usados para el caso concreto de España a nivel nacional que contemplan todas las fronteras.

[1] Incluye a Irlanda del Norte



7

Innovación aplicada al sistema eléctrico

En el ámbito de la innovación y el desarrollo tecnológico, la actividad de Red Eléctrica de España en el 2020 ha continuado focalizándose de manera estratégica en torno a las áreas de impacto y verticales tecnológicas impulsadas desde Elewit¹, la plataforma tecnológica y motor de transformación del Grupo Red Eléctrica. El objetivo es aprovechar al máximo las posibilidades que brinda la tecnología y la colaboración con el ecosistema de innovación para maximizar la contribución de Red Eléctrica de España, como actor fundamental del sistema eléctrico, a la transición energética y la descarbonización de la economía.

En el 2020 la actividad de innovación y desarrollo tecnológico ha continuado focalizándose de manera estratégica en torno a áreas de impacto y verticales tecnológicas que maximizan la contribución de Red Eléctrica de España a la transición energética y la descarbonización de la economía.

[1] Elewit es la plataforma tecnológica del Grupo Red Eléctrica. <https://www.elewit.ventures>

En cuanto a las áreas de impacto, estas son:



Electrificación de la sociedad

- Electrificación del transporte
- Eficiencia energética
- Autoconsumo y generación distribuida
- Planificación integrada con otras redes y tecnologías



Transmisión y accesibilidad de la información

- Servicios avanzados de telecomunicaciones
- Aplicaciones sobre redes IOT y sensorización
- Sistemas avanzados de alimentación autónoma en líneas



Desarrollo y gestión inteligente de activos

- Mejora de la gestión de los activos, diagnóstico e inspección, sensorización...
- Digitalización de los activos con tecnologías inmersas, LiDAR, etc.
- Trabajador conectado, mejora de prevención de riesgos y asistencia y formación
- Nuevas tecnologías y materiales para incrementar la vida útil
- Automatización y robotización de procesos



Ciudadano en el centro

- Smart cities
- Usos alternativos de las infraestructuras
- Reducción de emisiones alternativas al SF6, extensión de la vida útil de los activos...
- Integración de instalaciones en el entorno y mejora de las sostenibilidad de nuestros procesos



Energías renovables y flexibilidad en la operación del sistema eléctrico

- Seguridad del sistema con sistemas avanzados de protección, simulación, monitorización y control
- Mejora de los cálculos y previsiones de límites en procesos de planificación y simulación
- Caracterización y predicción del comportamiento de renovables
- Nuevos mercados y modelos para integrar recursos de flexibilidad



Ciberseguridad

- Seguridad IOT y Cloud
- Protección del dato y cifrado
- Gestión de identidades
- Automatización y mejora de procesos de protección
- Seguridad y protocolo de redes

Las verticales tecnológicas de interés son: internet de las cosas (IoT), industria X.0, redes y plataformas del futuro, inteligencia artificial (IA) y analítica avanzada, y nuevas tecnologías de comunicación. La ciberseguridad es igualmente un área tecnológica clave.



Internet de las Cosas

Desarrollamos la interconexión digital avanzada de dispositivos, sistemas y servicios con Internet para lograr una gestión sostenible y eficiente de nuestros activos de redes eléctricas y de telecomunicaciones.



Satélites y Nuevas Tecnologías de Comunicación

Incorporamos el 5G a nuestro día a día. Esta nueva tecnología móvil nos permite incrementar la disponibilidad de los elementos de nuestra red de transporte y maximizar el uso de nuestras infraestructuras.



IA y Analítica Avanzada

Aplicamos IA y analítica avanzada a nuestros procesos para generar eficiencias y aumentar así la disponibilidad de nuestras infraestructuras, impulsar la integración de renovables y mejorar la seguridad de nuestros profesionales.



Plataforma y Redes del Futuro

Trabajamos en el desarrollo de soluciones a partir de las nuevas redes y de las plataformas existentes como vía para acelerar la descarbonización de la economía e impulsar un futuro sostenible.



Industria X.0.

Aplicamos la robotización de procesos, el empleo de realidad virtual y aumentada, el gemelo digital y el uso de drones para potenciar el desarrollo y gestión inteligente de activos, ser más eficientes, sostenibles y seguros en nuestras operaciones en campo.



Ciberseguridad

Como operador de infraestructuras críticas, entendemos la ciberseguridad como pilar clave que garantiza nuestra misión: la prestación de servicios esenciales. Nuestro foco es potenciar el desarrollo y la gestión segura e inteligente de activos, incrementando la eficiencia y la sostenibilidad de nuestras operaciones.

Durante el 2020 Red Eléctrica de España ha participado en 123 proyectos de todos los ámbitos. Dichos proyectos se desglosan según su finalidad:

- **Mejora de la eficiencia:** 32 [proyectos cuya finalidad es mejorar la eficiencia en los procesos y/o en los sistemas]
- **Aumentar la seguridad del sistema:** 29 [proyectos cuya finalidad es aumentar la seguridad del sistema, incluyendo medidas clave para proteger la información sensible y controlar el acceso]
- **Mejora de la gestión sostenible de nuestros activos:** 14 [proyectos cuya finalidad es mejorar la gestión sostenible de nuestros activos, definiendo estrategias y buscando herramientas que proporcionen un posicionamiento estratégico]
- **Aumentar la disponibilidad de la infraestructura:** 14 [proyectos cuya finalidad es optimizar la capacidad, disponibilidad y eficiencia de la infraestructura asegurando así la eficiencia del sistema]
- **Integración de renovables:** 9 [proyectos cuya finalidad es la integración de energías renovables, siendo este uno de los grandes desafíos para la operación del sistema eléctrico]
- **Acercarnos a la sociedad:** 8 [proyectos cuya finalidad es acercar al ciudadano a la realidad del sistema eléctrico y a las posibilidades de decisión y participación en el sistema que la tecnología permite]
- **Seguridad y salud:** 6 [proyectos cuya finalidad es la seguridad y salud de las personas]
- **Otros/variados:** 11 [otros proyectos de finalidad transversal]

A continuación, se describen brevemente los proyectos más relevantes finalizados en el 2020:

Aumentar la disponibilidad de la infraestructura

- **Capacidad de transporte en tiempo real:** investigación sobre la estrategia de monitorización óptima para la implantación del DLR (Dynamic Line Rating) como herramienta para aportar mayor flexibilidad y un uso optimizado de la red de transporte. Esta tecnología actualiza en tiempo real los valores de la capacidad de transporte de las líneas de la red eléctrica, lo que permite reducir costes del sistema [especialmente los asociados a restricciones técnicas], optimizar la planificación de la red y facilitar la integración eficiente de renovables.
- **Sistema no destructivo de verificación de cimentaciones:** investigación y avance tecnológico para el desarrollo de un sistema no destructivo de verificación de la funcionalidad y la geometría de cimentaciones de instalaciones de alta tensión. Se han sentado las bases para establecer una metodología de ensayos no invasivos, que permiten conocer el estado de conservación y la funcionalidad de cimentaciones ya construidas, con foco fundamental en apoyos de líneas aéreas durante el proyecto realizado.

Aumentar la seguridad del sistema

- **Emulación de inercia por convertidores:** análisis de controles de emulación de inercia (inerzia sintética) mediante convertidores electrónicos y controles del tipo "grid forming" (creadores de red).

Integración de renovables

- **Plataforma de visualización de autoconsumo <1MW:** plataforma que recibe información en tiempo real de las plataformas de los fabricantes de inversores de las instalaciones de autoconsumo, permitiendo cubrir las carencias de información derivadas de la normativa actual, que no contempla ni la recepción de información en tiempo real de la potencia generada para instalaciones de menos de 1 MW, ni la medida de la energía producida a través del contador. Este proyecto se ha realizado en colaboración con la startup FlexiDAO, a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.

Mejora de la eficiencia

- **Smart Disconnector (IDSDI):** desarrollo de una solución integrada de sensores, elementos de monitorización y algoritmos de tratamiento de datos/información [equipo de monitorización] de carácter universal para cualquier tipo de seccionador, de fácil instalación y con una mínima intervención sobre el equipo.
- **Centro de Conocimiento de Construcción C3:** esta nueva plataforma digital permitirá la transformación de las operaciones de construcción del Grupo Red Eléctrica en las áreas de seguridad y salud, control y seguimiento de trabajadores, control de proyecto, gestión de calidad, control de activos, materiales y maquinaria, y sostenibilidad. En el 2020 se realizaron dos PMVs (producto mínimo viable) que permitieron cuantificar las eficiencias capturadas por la plataforma.

Mejora de la gestión sostenible de nuestros activos

- **Detección y clasificación de las anomalías en líneas eléctricas a través del tratamiento de imágenes con inteligencia artificial:** solución para detectar y clasificar anomalías en las líneas eléctricas de Red Eléctrica de España, a través del tratamiento de imágenes mediante el sistema de computer vision e inteligencia artificial de Sigma Rail, a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit. Este proyecto forma parte de un área fundamental del Proyecto Dalia, el desarrollo de modelos de inteligencia artificial (IA) para la detección de anomalías, el cual sigue en curso.
- **Digitalización de la ingeniería con información adicional en realidad aumentada:** aplicación móvil para que cualquier técnico en campo no tenga que llenar o acceder en papel a los protocolos e instrucciones de elementos de ingeniería, tales como bastidores y esquemas eléctricos, sino que pueda hacerlo a través de una aplicación de realidad aumentada que proporciona información real de todos los componentes, materiales e información técnica adicional con solo superponer el móvil sobre el elemento. Proyecto realizado en colaboración con la startup Onirix a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.
- **Metodología reparación SF6 en GIS:** desarrollo de una metodología para la reparación de fugas de gas SF6 en el equipamiento de subestaciones blindadas. La metodología es independiente de los suministradores de los equipos y no requiere del desmontaje de compartimentos GIS, ni de la realización de ensayos posteriores, lo que aumenta la disponibilidad del equipamiento afectado.
- **Transformador flexiforme:** diseño de un transformador en el que el uso de ésteres naturales sea viable económicamente, identificando los aspectos de claves para el desarrollo y fabricación de un prototipo que utilice dichos ésteres. Paralelamente, y con ese conocimiento, se determinó la adecuación a su uso por los transformadores del actual parque, sus condicionados y el presupuesto que supondría. Durante el proyecto se buscaron mejoras de diseño en ruido y pérdidas, identificando cómo facilitar su inclusión en la evaluación de nuevas máquinas.

Seguridad y salud

- **Training en operación local con riesgo eléctrico utilizando realidad virtual:** reducción de la probabilidad de accidentes a través del entrenamiento en entornos de riesgo eléctrico simulados con realidad virtual, teniendo la sensación del tacto a través de los guantes hapticos. De esta forma se optimiza la formación de los técnicos, pudiendo observar su conocimiento del proceso, mejorar de forma específica y personalizada sus puntos débiles y potenciar la sensibilización del trabajador frente al riesgo en el momento que realice la actividad en campo. Este proyecto se ha realizado en colaboración con la startup Neurodigital a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.
- **Training en trabajos en altura utilizando realidad virtual:** reducción de la probabilidad de accidentes a través del entrenamiento en entornos de altura simulados con realidad virtual, teniendo la sensación del tacto a través de los guantes hapticos. El proyecto también permitió eficiencias logísticas, al evitarse desplazamientos centralizados al lugar de impartición del módulo formativo, siendo el equipo [hardware] el que se desplaza al centro de trabajo. Proyecto realizado en colaboración con la startup Neurodigital a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.
- **Visualización del riesgo eléctrico para prevención de riesgos laborales:** aplicación con realidad aumentada para visualizar el riesgo eléctrico en la zona de trabajo. Esta herramienta permitirá que se reduzca la probabilidad de incidentes / accidentes. Proyecto realizado en colaboración con la startup Onirix a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.

Adicionalmente, se describen brevemente los proyectos más relevantes iniciados durante el 2020:

Aumentar la disponibilidad de la infraestructura

- **Citris:** cálculo de inercia en tiempo real del sistema Lanzarote-Fuerteventura. El objetivo es validar un sistema que proporcione la medida de la inercia de este sistema de forma continua y en tiempo real, a partir de las medidas proporcionadas por las PMU (Phasor Measurement Unit) actualmente instaladas.
- **Proyecto DLR. Estrategia de previsión:** en este proyecto se analizarán diferentes opciones con el propósito de conseguir un sistema de predicción meteorológico diseñado para el entorno de líneas eléctricas. Se analizará la opción de utilizar modelos de predicción basados en campos de viento desarrollados por el GIR (Grupo de Investigación Reconocido), así como la opción de modelos de predicción alimentados directamente de datos de diferentes data providers.
- **Plataforma de Descargas Parciales:** proyecto para industrializar el PMV ya validado en el 2020 sobre el diagnóstico, incorporando inteligencia artificial, del estado del aislamiento de instalaciones de alta tensión. Este diagnóstico, que se basa en la medición de descargas parciales, su ubicación y criticidad, permite optimizar el proceso de mantenimiento.
- **5G / Convocatoria Plan Nacional de RED.es:** en el contexto de la convocatoria del Plan Nacional de RED.es, el Grupo Red Eléctrica lidera cuatro casos de uso de la tecnología 5G que permitirán comprobar su aplicación a varias actividades de Red Eléctrica de España, como el funcionamiento de los sistemas de protección de la red de transporte si se reemplazan tramos de fibra óptica por enlaces 5G; la automatización de procesos dentro de una subestación eléctrica utilizando sensorización de SO2 y SF6 que contribuyen al mantenimiento predictivo de activos de transporte; y el uso de visión artificial para localizar posibles “puntos calientes” o “fugas”. También se inspeccionarán apoyos con drones con capacidad de enviar a los expertos información mediante redes 5G en tiempo real; y se probará, como alternativa a la red 5G del operador móvil, la vía satelital para comunicar el dron con el experto.

Integración de renovables

- **Identificación de paneles fotovoltaicos:** proyecto en colaboración con Hispasat para la actualización de la base de datos de instalaciones de paneles fotovoltaicos y de su potencia instalada a partir del análisis de información satelital, lo que permitirá estimar mejor el impacto del autoconsumo en la operación del sistema.

Aumentar la seguridad del sistema

- **Indicador de inestabilidad de frecuencia en sistemas aislados:** creación de un indicador que alerte al operador de que un sistema eléctrico en concreto está entrando en inestabilidad y que por tanto se han de tomar medidas preventivas (acoplar un grupo extra, limitar la producción renovable, etc.). Una implementación efectiva de este indicador permitiría garantizar la seguridad del sistema maximizando la integración de renovables y minimizando los costes asociados al establecimiento de medidas preventivas.
- **Software de cálculo eléctrico NEWTON:** desarrollo de un nuevo software de cálculo eléctrico con mayor capacidad de gestión de grandes volúmenes de datos, mayor flexibilidad, y mayor integración con las soluciones existentes. Este proyecto abre la puerta a procesos que no eran factibles hasta ahora, como realizar cálculos eléctricos masivos y aplicar inteligencia artificial en redes eléctricas.

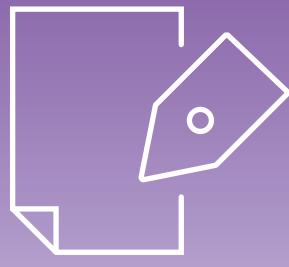
Mejora de la eficiencia

- **Robotización y automatización de la construcción:** línea de trabajo para la aplicación de la robótica en la construcción de instalaciones de transporte eléctrico, incrementando la eficiencia y seguridad de los trabajos. Durante 2020 se han llevado a cabo diferentes estudios y PMVs en el ámbito de las líneas aéreas, estudios que continuarán en el 2021.
- **Proyecto DALIA:** proyecto para evolucionar el mantenimiento de líneas aéreas, con afección directa a los procedimientos técnicos actuales, los flujos de información y la operativa de ejecución de los trabajos en campo. Tiene como objetivos principales: conseguir eficiencia en costes, internalizar y sistematizar conocimiento y estandarizar la detección de anomalías. El proyecto comprende tres áreas fundamentales:
 - Captación de imágenes con un dron diseñado específicamente para inspección de líneas, ligero, automático y de bajo precio a la vez que seguro.
 - Desarrollo de modelos de inteligencia artificial (IA) para detección de anomalías. Está en marcha la industrialización del piloto llevado a cabo por la startup Sigma Rail a través del Primer Programa de Venture Client de Elewit.
 - Desarrollo de una plataforma para gestionar el proceso de inspección completo [validar anomalías propuestas por los algoritmos, generar informes ad hoc, visualizar alarmas o gestionar los modelos de detección].
- **EPICS:** el proyecto EPICS [Edge Protection and Intelligent Control Solution], consiste en la realización de un PMV que integra, en un hardware único y una plataforma software abierta, las funciones de protección y control de una subestación completa, consiguiendo con ello importantes eficiencias y abriendo la

posibilidad al desarrollo de nuevos algoritmos y automatismos necesarios para la evolución del sistema eléctrico de manera más ágil y dinámica. Este proyecto cuenta con el apoyo de la startup Nearby, empresa participada por Elewit, con la que se espera poder definir y crear la plataforma hardware y software más eficiente y adecuada a las necesidades del producto.

Seguridad y salud

- **Zonas protegidas:** el objetivo de este proyecto es garantizar la seguridad de las personas e instalaciones en las operaciones de descargo [operaciones de desconexión de una instalación del resto de la red eléctrica], eliminando las situaciones de riesgo para los operarios mediante el uso de tecnología blockchain. El proyecto está por tanto alineado con el objetivo estratégico del Grupo Red Eléctrica de "cero accidentes".



8

Marco regulatorio

El año 2020 ha venido marcado por la irrupción de la pandemia de la COVID-19 y su consecuente crisis sanitaria y económica. Respecto al sector eléctrico, como en general para todos los sectores, la pandemia trastocó la hoja de ruta de los desarrollos regulatorios previstos para este año, tanto a nivel europeo como nacional. Aun así, a pesar de las dificultades, a lo largo del año 2020 se publicaron importantes novedades regulatorias para el sector eléctrico.

A nivel europeo, durante el 2020 se han ido presentando las distintas propuestas que engloban el Pacto Verde Europeo (conocido comúnmente por su nombre en inglés European Green Deal): un paquete transversal con el que la Unión Europea quiere alcanzar la neutralidad climática en carbono en el año 2050. Entre las principales propuestas legislativas que están actualmente en tramitación, podemos citar la [propuesta de Ley Europea del Clima](#) o la revisión del [Reglamento 347/2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas](#).

La Comisión Europea también ha propuesto, en el marco de la Ley Europea del Clima, [aumentar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a un 55% para el año 2030 frente al 40% actual](#), si bien dicho aumento todavía tiene que ser acordado entre el Consejo (que lo apoya) y el Parlamento Europeo (que propone un objetivo de reducción más ambicioso, del 60 %). La Comisión Europea, además de presentar propuestas legislativas, ha publicado importantes estrategias con las que pretende orientar al sector en la senda para alcanzar la neutralidad climática en el 2050. De este modo, en el mes de julio publicó la [Estrategia de la Unión Europea para la Integración del Sistema Energético y la Estrategia del Hidrógeno](#), y en el mes de noviembre la [Estrategia sobre las Energías Renovables Marinas](#). Todas ellas tienen como objetivo desarrollar tecnologías que hagan posible la descarbonización, complementando a las energías renovables convencionales de forma que se asegure el suministro de la forma más eficiente económico.

A nivel europeo, durante el 2020 se han presentado distintas propuestas legislativas y estratégicas que engloban el Pacto Verde Europeo para alcanzar la neutralidad climática en carbono en el año 2050.

Por su parte, a nivel nacional, el año 2020 también se ha caracterizado por un empuje regulatorio respecto de normas que promueven la transición energética. De igual forma que la Unión Europea, el Gobierno de España ha propuesto un objetivo de neutralidad climática en el año 2050 en el **proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética**, el cual se encuentra en tramitación en el Congreso de los Diputados. Este objetivo también está recogido en la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo**, aprobada el 3 de noviembre del 2020 y que constituye el principal instrumento de planificación en materia de energía y clima en el largo plazo. A medio plazo, con objetivos concretos para el año 2030, destaca el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [PNIEC] 2021 - 2030**, el cual fue remitido a la Comisión Europea el 31 de marzo del 2020. Los principales objetivos que establece a 2030 son:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Todos estos documentos citados, junto con la **Estrategia de Transición Justa**, la **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética** y el **Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático** forman el **Marco Estratégico de Energía y Clima del Gobierno de España**.

Durante este año, y de forma similar a lo ocurrido a nivel europeo, el Gobierno también ha aprobado estrategias sectoriales como la **Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable**, donde se incluye un objetivo de 4 GW de potencia instalada de electrolizadores en el 2030. A principios del 2021, se presentó la **Estrategia de Almacenamiento Energético**, en donde se contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en el 2030 y alcanzar los 30 GW en el 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido.

Para poder alcanzar estos ambiciosos objetivos, el Gobierno ha ido publicando durante el año relevantes normas en las que se da forma a un marco regulatorio que posibilite las inversiones en energías renovables y otras tecnologías limpias. De especial relevancia es el Real Decreto-ley 23/2020, de 3 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. En él se introducen nuevas figuras, como el almacenamiento, el agregador independiente o la hibridación, así como la creación de un nuevo marco retributivo para energías renovables basado en subastas de precio de energía, el cual fue desarrollado durante el segundo semestre del 2020 con la publicación del **Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica**.

La aprobación del Real Decreto-ley 23/2020 también introdujo una serie de requisitos para los titulares de permisos de acceso y conexión, con el objetivo de garantizar la firmeza de los proyectos asociados a dichos permisos. El marco normativo relativo al acceso y conexión estaba pendiente de su desarrollo reglamentario, el cual se ha realizado a finales del 2020 y principios del 2021: el 30 de diciembre se publicó en el BOE el **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica**, mientras que el 20 de enero se aprobó la **Circular 1/2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica**. Ambas normas establecen los criterios, principios y procedimientos que serán de aplicación para poder conectar una instalación de generación o almacenamiento a las redes eléctricas, estableciendo el Real Decreto también las condiciones para demanda y distribución.

Además del impulso a la transición energética, la otra gran área en la que el Gobierno ha centrado sus esfuerzos normativos es la lucha contra la pandemia de la COVID-19 y sus posibles afecciones en el sector eléctrico y en los consumidores, a los que se ha querido proteger. En este sentido, cabe destacar la publicación del Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19 y del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19.

Respecto a lo que se espera para el año 2021, este será el año en el que entre en vigor la Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021 – 2026. También empezará a aplicarse, previsiblemente a partir del 1 de junio de 2021, la nueva estructura de peajes y cargos, compuesto por el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico y por la Circular 3/2021, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Además, se continuará en la tramitación del anteproyecto de Ley que crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). El objetivo de este fondo es la financiación del coste del régimen primado de las tecnologías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) que, por tanto, dejarían de formar parte de los costes regulados del sistema eléctrico. El fondo sería financiado con las aportaciones de todas las empresas suministradoras de energía, así como con los ingresos provenientes de las figuras impositivas de la Ley 15/2012 y las subastas de CO₂, además de aportaciones adicionales por parte de fondos comunitarios y los Presupuestos Generales del Estado (ambas limitadas al 10 % de los ingresos anuales del fondo).

A nivel europeo, además de continuar con la tramitación de las iniciativas legislativas ya mencionadas, está previsto que, en junio, en el marco del Pacto Verde Europeo, se publique el Paquete “Fit for 55”, que contendrá una batería de medidas para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 55%: en él se incluyen propuestas tales como la revisión de la Directiva de Fiscalidad Energética o la creación del Mecanismo de ajuste en frontera de las emisiones de carbono.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 3 de junio, aprueba medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, entre las que destaca la creación de un nuevo marco retributivo para energías renovables basado en subastas de precio de energía.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas [Madrid]

www.ree.es



*Por un futuro renovado,
un presente renovable*



MEMBER OF
Dow Jones
Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM

