

El sistema eléctrico español

Sistema eléctrico 2021



red eléctrica

Glosario de términos<https://www.ree.es/es/glosario>**Información elaborada con datos**

8 de abril del 2022

Edita

RED ELÉCTRICA

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 2022

Índice



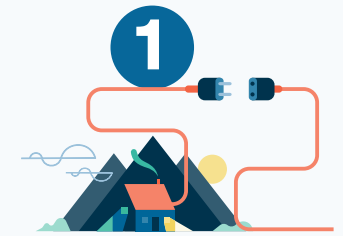
Presentación

2



Resumen ejecutivo

4

Demanda de
energía eléctrica

10

Producción de
energía eléctrica

24

Intercambios
internacionales programados
de energía eléctrica

54

Transporte de
energía eléctrica

70



Mercados eléctricos

78



Panorama europeo

96



Marco regulatorio

102

PRESENTACIÓN



Red Eléctrica, como Transportista y Operador del sistema eléctrico español, presenta la edición de 2021 del Informe del sistema eléctrico español que publica con carácter anual desde su constitución como TSO en el 1985. Como en años anteriores, la presente publicación ofrece una visión general de las principales magnitudes y ratios estadísticos del funcionamiento del sistema eléctrico, así como una evolución de los últimos años. Todo ello en un entorno energético marcado por la prolongación de la crisis sanitaria consecuencia del COVID-19 y por nuevos condicionantes a finales de año que, influidos directa o indirectamente, por la evolución de la pandemia han repercutido también en la evolución de la actividad económica: las rupturas en la cadena de suministros de productos intermedios y el alza del precio de las materias primas y de los combustibles.

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 años. Durante el 2021 nuestro parque generador ha incorporado aproximadamente 4.500 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 y que este año se publica en un nuevo formato visualizable directamente en la sección de [REData](#) y que permite al usuario el acceso a los datos de una forma más interactiva y flexible.

El presente informe, su versión digital y el nuevo informe de energías renovables 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



Resumen ejecutivo 2021

En el 2021 la demanda de energía eléctrica en España crece tras dos años consecutivos de descenso.

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2021 presentó un incremento del 2,6 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 256.482 GWh demandados, condicionada por la prolongación de la crisis COVID-19 que ha hecho que no se recuperen los valores anteriores a la pandemia.

+2,6 %
Comparativa
con 2020



Demanda de energía
eléctrica en España

256.482 GWh

La **demanda de energía eléctrica en España** durante el año 2021 presentó un incremento del 2,6 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 256.482 GWh demandados, siendo este el primer crecimiento tras dos años consecutivos de descensos de demanda.

Por lo que respecta a la evolución del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, fue superior en un 2,4% respecto al año anterior, con un total de 242.492 GWh demandados. Esta demanda se sitúa en niveles similares a los registrados en el año 2005, hace 16 años, aunque también se registraron unos valores similares en el año 2014 durante el periodo de depresión más fuerte de la crisis iniciada en el año 2009. Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, resulta una variación positiva respecto al año anterior del 2,4 %, que contrasta con el descenso del 5,0 % registrado el año anterior.

Por **grandes sectores de actividad**, según el Índice de Red Eléctrica (IRE) que recoge los datos de demanda eléctrica de grandes consumidores, han recuperado el crecimiento respecto al año anterior: la industria asciende un 5,1 %, el sector servicios presenta un impacto ligeramente mayor con un incremento del 5,2 %, y la agrupación de otros sectores de actividad también ha aumentado con una variación del 0,9 %. La composición del calendario y la evolución de las temperaturas tuvieron un impacto negativo sobre la evolución del IRE, siendo una magnitud el doble que la otra, restando 0,6 puntos porcentuales y 1,2 puntos porcentuales, respectivamente.

Por **áreas geográficas**, la continuación de los efectos de la pandemia durante 2021 ha conducido a que la demanda de la mayor parte de las comunidades autónomas haya tenido una variación positiva, aunque inferior al crecimiento medio de España, con la excepción de Ceuta y Melilla que presentaron una variación negativa.



Potencia eléctrica instalada en España

113.156 MW

Instalaciones de energía renovable

56,7 %



El **máximo de demanda** se registró el día 8 de enero entre las 13-14 horas con un total de 41.483 MWh demandados, con un ascenso del 3,7 % respecto al máximo registrado el año anterior.

La **capacidad instalada** del parque generador en España se ha incrementado un 2,1 %, finalizando el año 2021 con 113.156 MW. La potencia instalada renovable en el sistema eléctrico nacional se ha incrementado en 4,3 GW, lo que ha permitido alcanzar un porcentaje de potencia instalada de fuentes de generación renovables del 56,7 % del total de la potencia instalada.



Máximo en generación
renovable peninsular

48,4 %

de la generación eléctrica

En cuanto a la **generación eléctrica**, se produjo un nuevo máximo histórico en la contribución de la energía renovable peninsular con una cuota en la generación eléctrica del 48,4 % debido al incremento de la producción eólica y solar fotovoltaica, un 10,0 % y 37,4 % superiores a las del año anterior respectivamente.

La **participación de la generación no renovable** se ha situado en el 51,6 % del total peninsular, disminuyendo 2,9 puntos porcentuales respecto al año anterior cuando el peso no renovable fue del 54,5 %. Este descenso de la generación no renovable peninsular se debe sobre todo a la menor producción de las centrales nucleares y de los ciclos combinados, que han generado un 3,1 % y un 2,0 % menos que en el 2020, respectivamente.

“ En el 2021 se registra el mínimo histórico de **emisiones de CO2 equivalente** asociadas a la generación eléctrica nacional, 35,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente, un 0,6 % menos que en el 2020 y un 67,7 % por debajo de las emisiones contabilizadas en el 2007.

Los **programas de intercambio** de energía eléctrica de España con otros países, registraron un descenso del 55,7 % respecto al ejercicio anterior. Las exportaciones crecieron un 22,8 % hasta situarse en 16.581 GWh, y las importaciones aumentaron a 18.043 GWh, valor superior en un 7,4 % al de 2020. Por lo tanto, por sexto año consecutivo el saldo neto de los intercambios programados fue importador, con un valor de 1.462 GWh, un 55,7 % inferior al del año pasado.

Por **interconexiones**, España fue un año más importador neto con Francia y por tercer año consecutivo, exportador con Portugal. En la interconexión con Francia registró un saldo importador de 6.054 GWh (15,4 % superior al del año 2020) y en la interconexión con Portugal el saldo exportador por valor de 4.548 GWh, frente a los 1.455 GWh en el 2020. Con Andorra el saldo fue una vez más exportador con 225 GWh y con Marruecos ha vuelto a ser importador, con un valor de 182 GWh, frente a los 298 GWh exportadores del pasado año.

La **red de transporte de energía eléctrica** se continuó potenciando en el 2021 con la puesta en servicio de 206 kilómetros de circuito y 134 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.769 kilómetros y 6.224 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 850 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.871 MVA.

En el 2021 caben destacar la puesta en servicio de 16 nuevas posiciones para la ampliación de la potencia renovable, entre las que se encuentran las subestaciones de Almaraz, Brovales y Carmonita con una potencia de entre 0,7 y 1 GW respectivamente. Para la conexión de ejes ferroviarios se ponen en servicio ocho nuevas posiciones.



Los **indicadores de calidad de servicio** del año 2021 se mantienen contenidos por debajo de los umbrales máximos que establece el Real Decreto 1955/2000.

La Energía No Suministrada (ENS) del 2021 correspondiente al sistema peninsular fue de 188 MWh (95 MWh en el 2020) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de 0,41 minutos (0,21 minutos en el 2019).

En el sistema eléctrico de Baleares estos indicadores mostraron un claro descenso respecto al año anterior. Se situó la ENS en 1 MWh (4 MWh en el 2020) y un TIM de 0,07 minutos (0,47 minutos en el 2020). En el sistema eléctrico canario sucedió algo similar, situándose la ENS en 33 MWh (correspondiente a 4 interrupciones de suministro) y el TIM en 2,33 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 98,50 %, valor ligeramente inferior al 98,57 % del año 2020 y en los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias, fue

respectivamente del 98,61 % (98,66 % en el 2020) y 99,20 % (99,07 % en el 2020). El **precio medio final de la energía** en el mercado eléctrico fue de 118,65 €/MWh, casi el triple que el del año pasado y el más alto de la historia.

El **precio conjunto del mercado diario e intradiario** se ha incrementado, hasta representar el 95,3%, que es el porcentaje más alto, superando al 94,8% del año 2008. El peso de los servicios de ajuste representa un 3,6%, muy similar al del año 2018 y los pagos por capacidad representan solo el 1,1%, valor muy inferior al de años anteriores.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa que la correspondiente al precio del mercado diario e intradiario casi se ha triplicado, la de los servicios de ajuste se incrementó en un 68,5% y los pagos por capacidad se han reducido en casi un 51%.

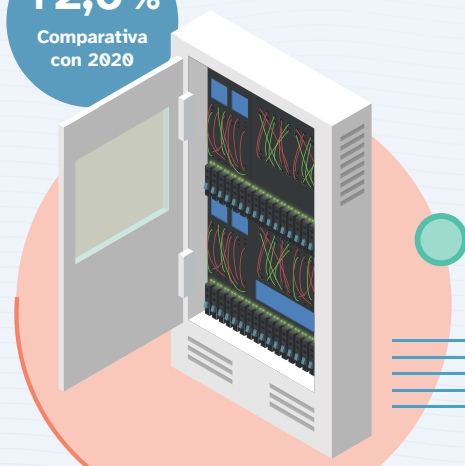
En el **ámbito europeo** y en un contexto aún marcado por la pandemia, en el 2021 la demanda eléctrica en el conjunto de países europeos pertenecientes a ENTSO-E se ha incrementado un 3,9 % y se ha continuado impulsando la generación eléctrica procedente de fuentes renovables.

Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2021 presentó un incremento del 2,6% respecto al año anterior, alcanzando un total de 256.482 GWh demandados.

La demanda en el sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, fue superior en un 2,4% respecto al año anterior, con un total de 242.492 GWh demandados.

+2,6 %
Comparativa
con 2020



Demanda de energía eléctrica en España

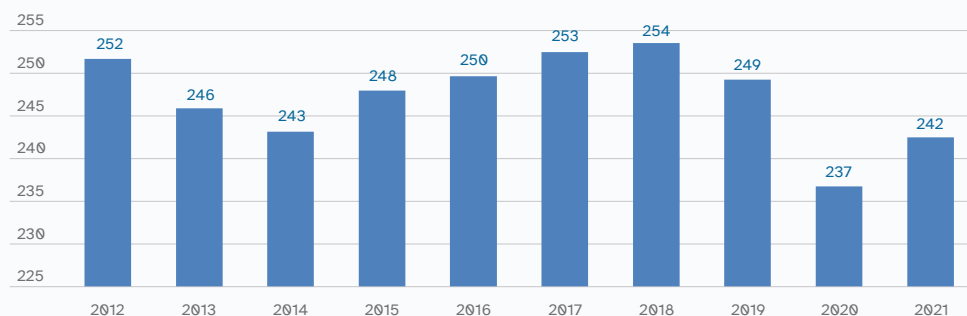
256.482 GWh

La demanda de energía eléctrica en España durante el año 2021 presentó un incremento del 2,6% respecto al año anterior, alcanzando un total de 256.482 GWh demandados, condicionada por la prolongación de la crisis COVID-19 en el año 2021, que ha hecho que no se lleguen a recuperar los valores anteriores a la pandemia. A este efecto sería necesario añadir dos nuevos condicionantes que, influidos directa o indirectamente, por la evolución de la pandemia podrían haber condicionado también la evolución de la actividad, como son: las rupturas en la cadena de suministros de productos intermedios y el alza del precio de las materias primas

Por lo que respecta a la evolución del sistema eléctrico peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española fue superior en un 2,4% respecto al año anterior, con un total de 242.492 GWh demandados. Esta demanda se sitúa en niveles de demanda similares a los registrados en el año 2005, hace 16 años, aunque también se registraron unos valores similares en el año 2014 durante el periodo de depresión más fuerte de la crisis iniciada en el año 2009.

Evolución de la demanda peninsular en los últimos 10 años

TWh

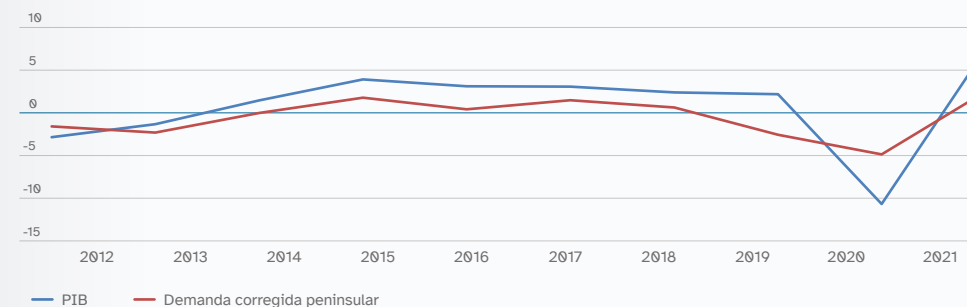


Comparado con la evolución de la actividad económica, tanto la demanda eléctrica como el PIB han mostrado una variación del mismo signo, aunque la variación del PIB ha sido más fuerte que la de la demanda eléctrica. En 2020 se produjo el caso contrario; una caída más pronunciada del PIB que de la demanda. Esta variación conjunta, da lugar a una elasticidad entre ambas magnitudes de 0,5. Esto es, que la actividad medida a través del PIB está creciendo el doble que la demanda eléctrica, siendo este el segundo año consecutivo en que se produce esta situación mostrando que, tanto en la caída de 2020, como en el rebote posterior, ambas magnitudes han mantenido un comportamiento parejo.



Variación anual de la demanda peninsular y PIB

% año anterior



En cualquier caso, la evolución de la elasticidad entre la demanda eléctrica y el PIB mantiene una tasa de relación baja, tal y como viene mostrando en los últimos años: elasticidad de 0,1 en el periodo 2017-2021. Es decir, en los últimos años se aprecia una práctica ausencia de relación entre estas variables, tal y como se viene poniendo de manifiesto tras la recuperación económica que se produjo tras la crisis de 2009.

Una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas, de distinto signos, aunque prácticamente nulo el de la temperatura, resulta una variación positiva respecto al año anterior del 2,4%, que contrasta con el descenso del 5,0% registrado el año anterior, mostrando este año una cierta recuperación, aunque sin alcanzar los niveles previos al inicio de la pandemia.

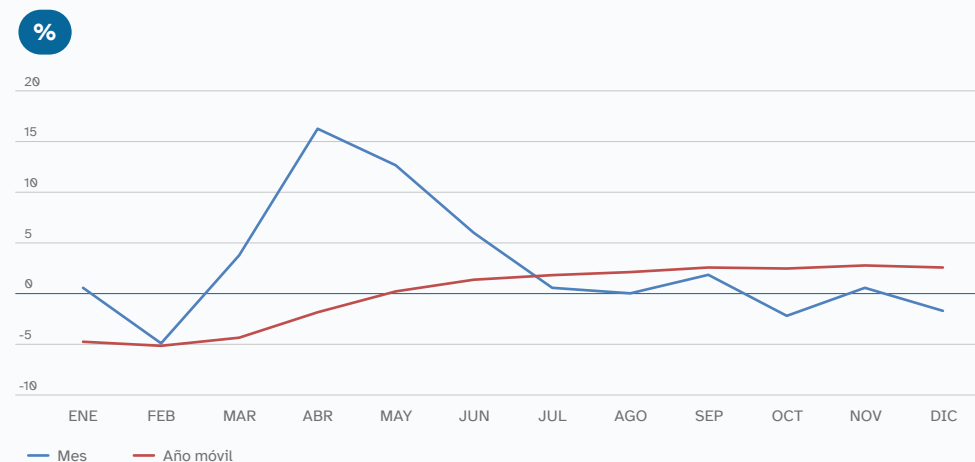
Componentes de la variación anual de la demanda eléctrica peninsular

%

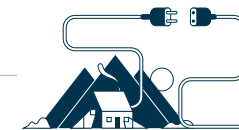
	Δ Demanda en b.c.	Laboralidad	Temperatura	Corregida
2012	-1,3	-0,3	0,7	-1,7
2013	-2,3	0,4	-0,3	-2,4
2014	-1,1	0,0	-1,0	-0,1
2015	2,0	-0,1	0,4	1,7
2016	0,7	0,3	0,1	0,3
2017	1,1	-0,1	-0,2	1,4
2018	0,4	-0,3	0,2	0,5
2019	-1,7	0,7	0,2	-2,7
2020	-5,0	-0,1	0,1	-5,0
2021	2,4	0,1	0,0	2,4

En cuanto a la tendencia, ha estado condicionada por el impacto que han tenido las sucesivas olas de la pandemia COVID-19 sobre la sociedad y la economía. De esta manera, entre los meses de marzo y junio se producen fuertes rebotes de la demanda debido a que se está comparando con los meses de 2020 en los que se tomaron las medidas más restrictivas para contener la pandemia. En los meses siguientes, las diferentes olas de la pandemia impiden una normalización de la actividad, por lo que se alternan variaciones mensuales positivas con otras negativas, en la comparación con el año anterior, finalizando el año con el impacto de la sexta ola de la variante ómicron que se está prolongando en los inicios del año 2022. Es de destacar, que el esfuerzo de vacunación realizado alcanzando un elevado porcentaje de la población española, ha favorecido una cierta recuperación de la actividad, si bien han aparecido otros factores tales como el alza del precio de las materias primas o las rupturas en la cadena de suministro de ciertos componentes que han lastrado la recuperación iniciada tras el impacto inicial de la pandemia.

Variación mensual de la demanda peninsular corregida en 2021

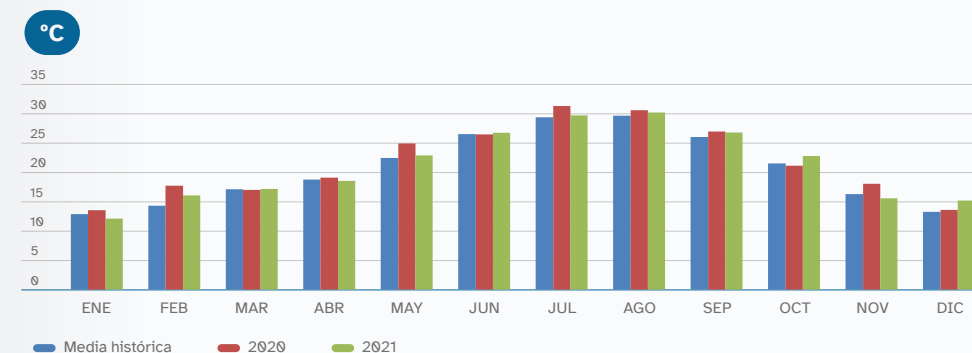


“ Comparado con la evolución de la actividad económica, tanto la demanda eléctrica como el PIB han mostrado una variación del mismo signo, aunque la variación del PIB ha sido más fuerte que la de la demanda eléctrica, lo que da lugar a una elasticidad entre ambas magnitudes de 0,5.



MAYOR NÚMERO DE DÍAS CON TEMPERATURAS MÁS CÁLIDAS

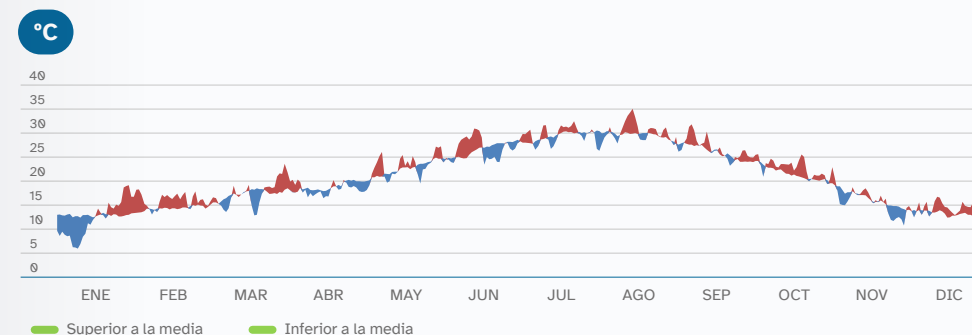
Evolución mensual de las temperaturas máximas



Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas sobre la demanda, el conjunto del año 2021 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 6,2% a los valores medios y los grados día con efecto calor han sido superiores en un 14,8% 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.

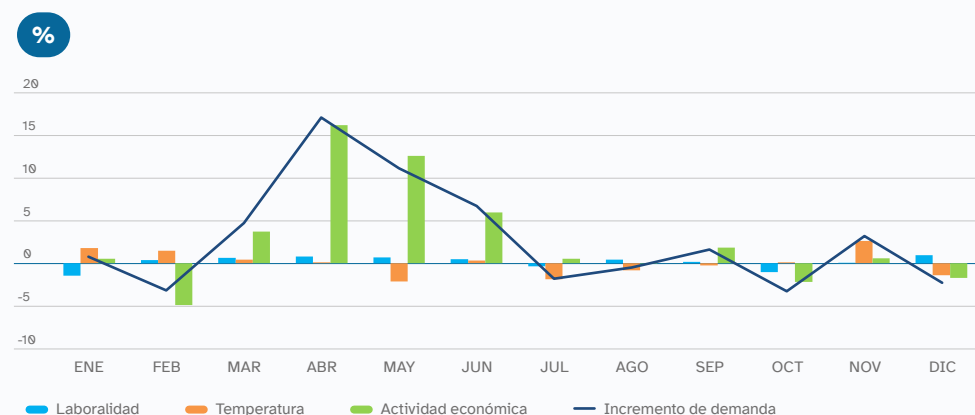
De esta manera, a lo largo del año 2021 en un 21,0% de los días se registraron temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica. Estos días se concentran más en el mes de agosto entre los meses de verano, y en diciembre entre los de invierno. En el lado contrario, días con temperaturas inferiores a la media histórica, en tan sólo el 11,7% de los días del año se produjo esta situación, concentrándose estos días, principalmente, en enero y noviembre.

Evolución de las temperaturas máximas diarias comparado con la media histórica



Al comparar con el año anterior, el año 2021 ha sido más frío en invierno y menos caluroso en verano que el año 2020, con un 19,2% de grados día de frío más y un 13,3% de grados día de calor menos. Del impacto combinado de estos efectos, resulta una aportación ligeramente negativa de las temperaturas de -0,04 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

Componentes de la variación de la demanda eléctrica mensual peninsular 2021

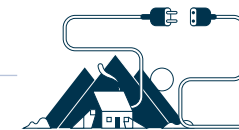


“ El año 2021 ha sido más frío en invierno y menos caluroso en verano que el año 2020, lo que resulta una aportación ligeramente negativa de las temperaturas de -0,04 puntos porcentuales al crecimiento de la demanda.

Influencia de la temperatura sobre la demanda

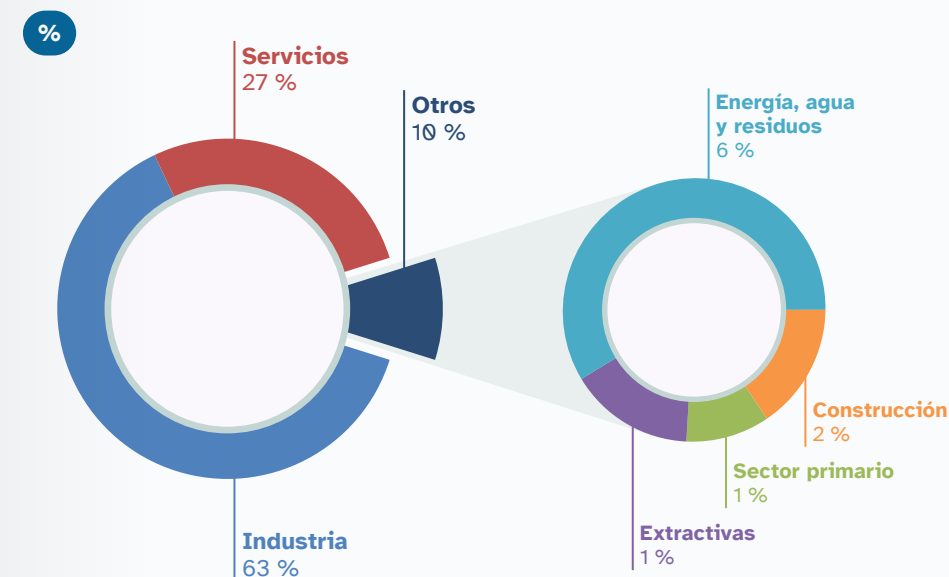
21%

de los días se registraron temperaturas muy superiores a la media



AUMENTO DEL CONSUMO DE LOS SECTORES INDUSTRIALES Y SERVICIOS

Descomposición del IRE General



La evolución del IRE durante el año 2021 ha recuperado el crecimiento, pero no ha sido ajena a la situación pandémica que se viene experimentando desde marzo de 2020 en la que se sucedieron periodos de restricciones a la movilidad y a ciertas actividades con la llegada de la cuarta, quinta y sexta ola.

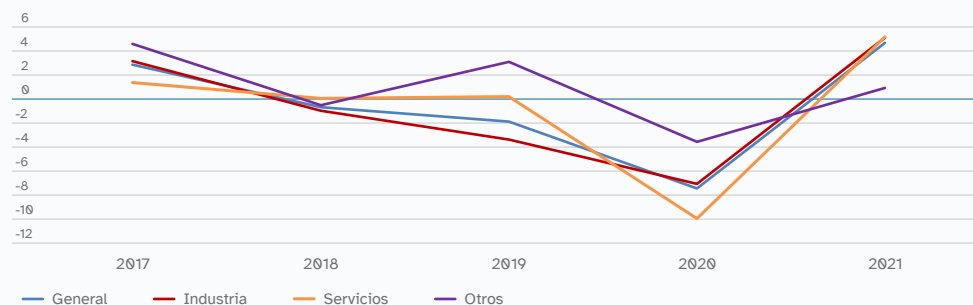
En 2021 el conjunto del IRE fue superior en un 4,7% al año anterior, incremento que no compensa el descenso experimentado en 2020 y que fue del -7,4 %. El índice se sitúa en un valor de 120,6 siendo éste en 2019 de 124,4.

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

- Las actividades industriales ascienden un 5,1% mostrando un ascenso acelerado del consumo tras la fuerte caída del año anterior.
- El sector servicios presenta un impacto ligeramente mayor, con un incremento del 5,2%.
- La agrupación de otros sectores de actividad también ha aumentado con una variación del 0,9% respecto al año anterior, aunque en menor cuantía que las principales agrupaciones.

Evolución anual del IRE

% año anterior



En 2021, tanto la composición del calendario como la evolución las temperaturas tuvieron un impacto negativo sobre la evolución del IRE, siendo una magnitud el doble que la otra.

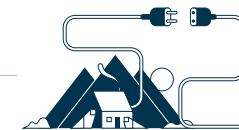
Las temperaturas han tenido impacto negativo sobre la evolución del índice restando 1,2 puntos porcentuales, destacando los meses de mayo y julio en los que las temperaturas restaron 4,9 y 4,8 puntos porcentuales respectivamente a la variación del índice. Por grandes agrupaciones, el impacto más significativo ha sido en industria, donde las temperaturas restaron a la evolución del índice 1,7 puntos, seguido de los servicios, agrupación en la que las temperaturas tuvieron una aportación negativa algo superior a los 0,1 puntos y la de otros sectores, cuya aportación restó algo menos de 0,1%.

Las temperaturas han tenido impacto negativo sobre la evolución del índice restando 1,2 puntos porcentuales y por grandes agrupaciones, el impacto más significativo ha sido en industria, donde las temperaturas restaron a la evolución 1,7 puntos.

IRE: Descomposición de la variación en 2021

%

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



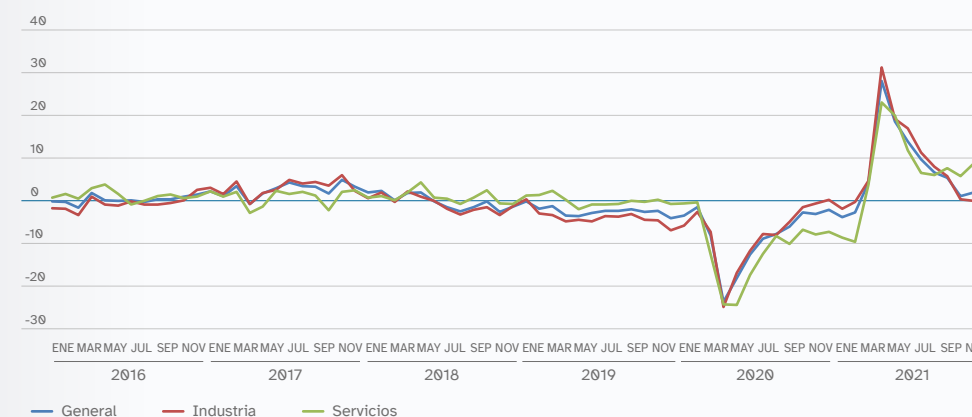
La evolución mensual del índice corregido ha estado marcada por la recuperación tras la pandemia y su evolución posterior. Es de destacar, en cualquier caso, que el IRE corregido ha ido adquiriendo tasas positivas desde los primeros meses del año, alcanzándose variaciones de dos dígitos nunca vistas desde que se comenzó a calcular el indicador IRE, motivado por las grandes caídas experimentadas en 2020. Así, en el mes de marzo, aún inmersos en el segundo estado de alarma a nivel nacional y con tasas negativas hasta febrero, el IRE corregido aumenta un 4,1% respecto al año anterior, pero es en el mes de abril cuando se alcanza un incremento máximo del 27,9%, teniendo en cuenta que en abril de 2020 se produjo una “hibernación de la economía”, asociada a un confinamiento y suspensión de las actividades no esenciales. En el mes de mayo el índice refleja un ascenso del 18,5% respecto al mes de mayo del año anterior en el que aún existía estado de alarma y restricciones a la movilidad. A partir de este mes se inicia un proceso continuado de tasas positivas más moderadas del índice hasta finales de año.

Respecto a la evolución mensual del índice corregido correspondiente las dos grandes agrupaciones sectoriales (industria y servicios), destacar que si bien todos los sectores comienzan a recuperarse a comienzos de año, la progresiva recuperación del índice no la realizan con igual intensidad, ya que mientras la industria toma una clara senda de recuperación temprana, los servicios se ven más retraídos y su índice se recupera posteriormente para ser responsables de que el IRE se haya mantenido en tasas positivas en los últimos meses del año.

La evolución mensual del índice corregido ha ido adquiriendo tasas positivas desde los primeros meses del año, alcanzándose variaciones de dos dígitos nunca vistas desde que se comenzó a calcular el indicador.

Evolución mensual del IRE corregido

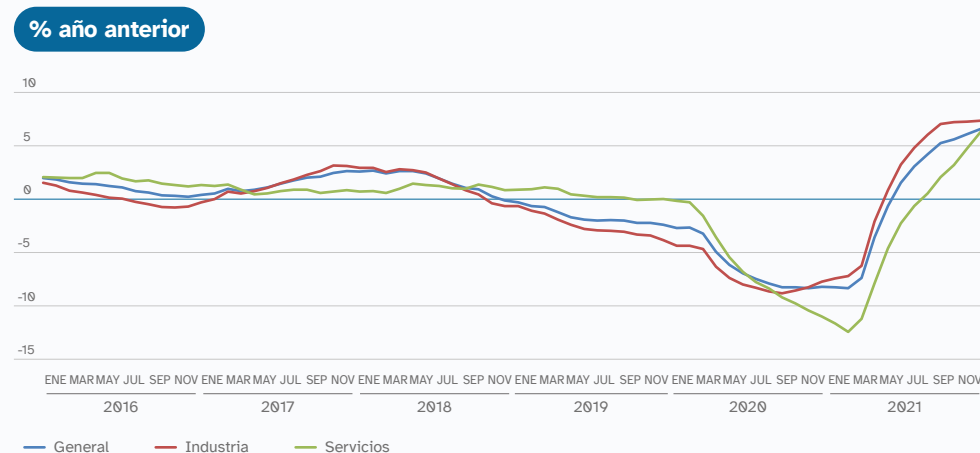
% año anterior



En cuanto a la tendencia, es de señalar que en 2020 el IRE venía marcando una evolución descendente con registros negativos durante todo el año condicionada por la evolución de todos los sectores, especialmente el sector servicios. Esta situación se mantiene durante los dos primeros meses del año 2021 hasta que, a partir de marzo la tendencia del índice adquiere un punto de inflexión hasta alcanzar variaciones positivas en los primeros 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 2019.

Los sectores de servicios venían desde el año anterior con una tendencia más negativa que el sector industrial. Las expectativas y las medidas de relajación desde el segundo trimestre del año hacen que desde marzo el índice de esta agrupación sectorial tome una pendiente claramente positiva que se prolonga durante todo el año sin mostrar síntomas de debilitamiento, lo que viene motivado porque esta agrupación incluye sectores cuya actividad se ve más influida por la relajación de las medidas de contención de la pandemia.

Tendencia evolución mensual del IRE corregido



Índice anual
corregido industria

+7,4%

Índice anual
corregido servicios

+6,3%



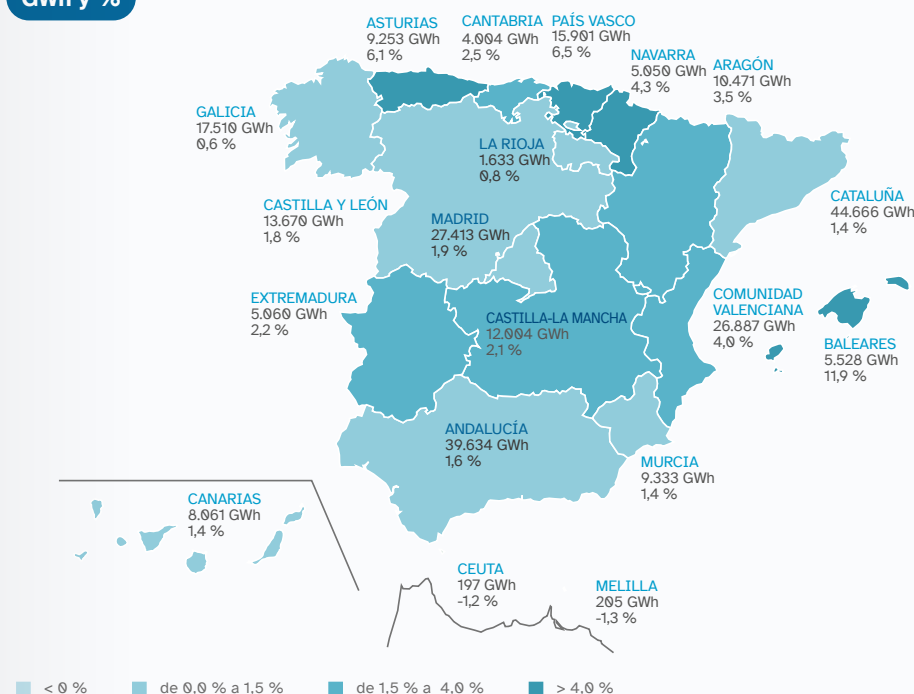
ASCENSO GENERALIZADO EN TODAS LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS SALVO EN CEUTA Y MELILLA

La continuación de los efectos de la pandemia durante 2021 ha conducido a que la demanda de la mayor parte de las comunidades autónomas haya tenido una variación positiva, aunque inferior al crecimiento medio de España, con la excepción de Ceuta y Melilla que presentaron una variación negativa.

En el ámbito peninsular, las excepciones que han hecho que el crecimiento de la demanda haya sido algo superior han sido: País Vasco, 6,5%; Asturias, 6,1%; Navarra, 4,3% y Comunidad Valenciana, 4,0%, comunidades que en 2020 tuvieron descensos más elevados que la media. En los sistemas no peninsulares, destaca el crecimiento de las Islas Baleares que alcanzó un 11,9%, si bien hay que tener en cuenta que el impacto inicial de la pandemia durante 2020 en estas islas fue mucho más elevado al registrar un descenso del 19,2% en ese año.

Demanda eléctrica por comunidades autónomas y variación respecto al año anterior

GWh y %



“ Después de 4 años, el máximo anual de invierno experimenta un crecimiento respecto al de otros años, siendo el valor más alto desde el año 2012

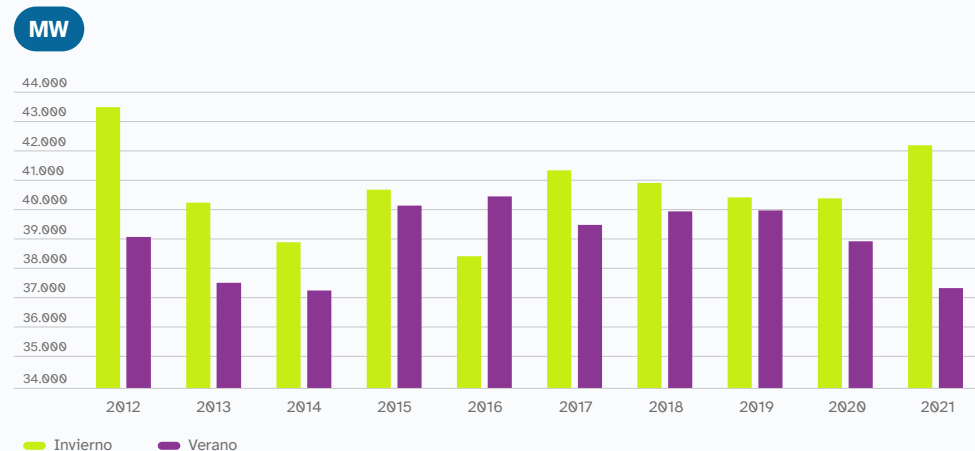
En 2021, el máximo de demanda horaria de invierno (que se corresponde con el máximo anual), fue superior en un 3,7% al registrado el año anterior, alcanzándose una demanda de 41.483 MWh el 8 de enero entre las 13 y las 14 horas. Este máximo coincide con la ola de frío que barrió la península a principios del mes de enero, con la particularidad de que rompe una racha de cuatro años consecutivos de descensos de los máximos de invierno y que es el valor horario más alto desde el año 2012, cuando se registró un máximo de invierno de 43.411 MWh.

El máximo de verano se produjo el 22 de julio entre las 13-14h. con 36.923 MWh, lo que supone un descenso del 4,0% respecto al máximo de 2020.

+3,7%
Comparativa
con 2020

Máximo anual
41.483 MWh
8 enero
entre las 13 y 14 horas

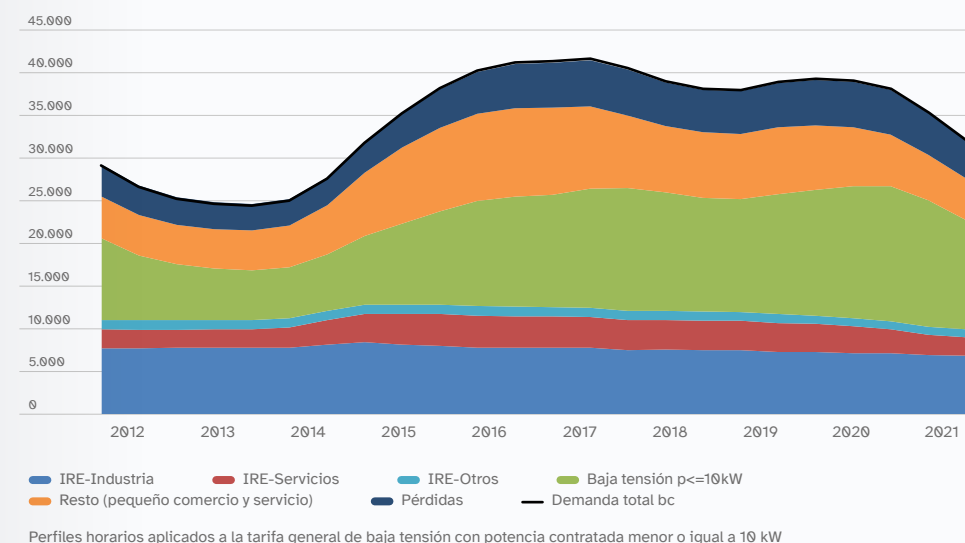
Máximos anuales de potencia instantánea peninsular



Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria

2021- 8 enero

MWh



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 24%, los grandes servicios (IRE) el 10% y el pequeño comercio y servicios el 24%. 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 31,5%, mientras que, para los grandes servicios, el período horario con mayor peso es entre las 6 de la mañana y las 8 de la tarde con participaciones sobre el consumo del 10,3%.

“ 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 24%, los grandes servicios (IRE) el 10% y el pequeño comercio y servicios el 24%.

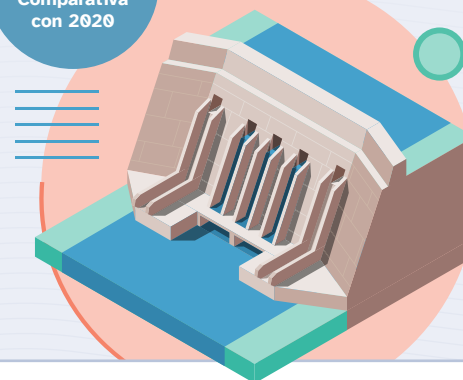
2



Producción de energía eléctrica

En el balance de generación por tipo de energía las energías renovables han incrementado su producción un 9,6 %, aumentando su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular y alcanzando un nuevo máximo histórico con un 48,4 % frente al 45,5 % en 2020, como consecuencia, sobre todo, de la mayor producción eólica y solar fotovoltaica.

Las energías no renovables redujeron su participación al 51,6 % (54,5 % en 2020).

+3 %Comparativa
con 2020

Generación de energía eléctrica
en el sistema peninsular

246.805 GWh

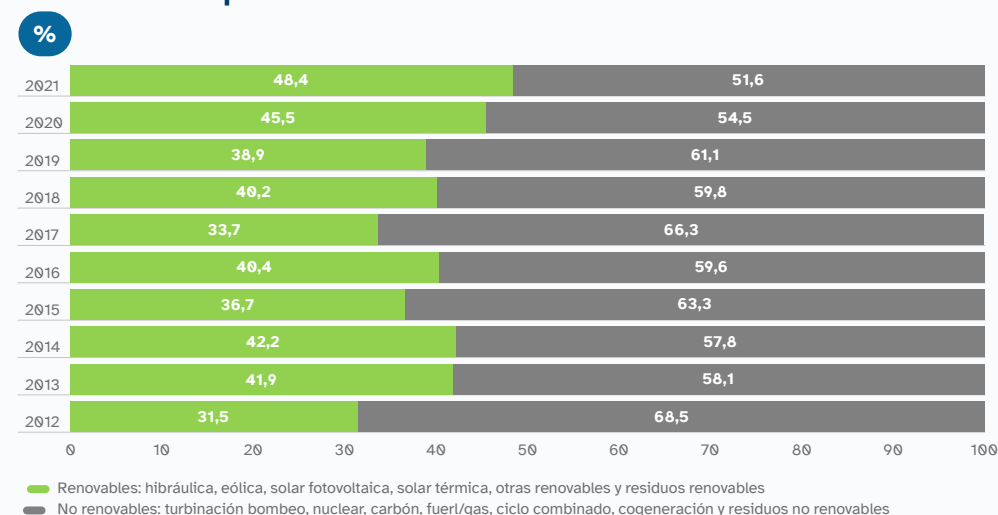
“ En el año 2021 la energía renovable alcanza nuevos máximos de generación

El entorno energético en España en el año 2021 ha continuado avanzando en su recuperación tras el impacto de la pandemia 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 incrementado un 3,0 % en 2021, situándose en 246.805 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación solar fotovoltaica que ha aumentado un 37,4 %, mientras que la nuclear y el ciclo combinado disminuyeron su producción un 3,1 % y un 2,0 %, respectivamente.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares (13.100 GWh) creció un 10,4 % respecto al año anterior, destacando el aumento del 22,0 % del ciclo combinado. En sentido contrario, cabe señalar la disminución de la generación con carbón que fue un 79,9 % inferior a la producción del año anterior.

En cuanto al balance de generación por tipo de energía las energías renovables han incrementado su producción un 9,6 %, aumentado su cuota en la estructura de la generación eléctrica peninsular y alcanzando un nuevo máximo histórico con un 48,4 % frente al 45,5 % en 2020, como consecuencia, sobre todo, de la mayor producción eólica y solar fotovoltaica. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación al 51,6 % (54,5 % en 2020).

Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular



Balance de energía eléctrica nacional ⁽¹⁾

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%21/20	GWh	%21/20	GWh	%21/20
Hidráulica	29.592	-3,4	3	-12,6	29.595	-3,4
Hidroeléctrica	-	-	23	18,2	23	18,2
Eólica	59.184	10,0	1.312	18,9	60.496	10,2
Solar fotovoltaica	20.504	37,4	451	19,4	20.954	36,9
Solar térmica	4.706	3,7	-	-	4.706	3,7
Otras renovables ⁽²⁾	4.709	5,3	10	-1,9	4.719	5,3
Residuos renovables	751	23,9	127	6,3	878	21,0
Generación renovable	119.445	9,6	1.926	17,9	121.371	9,7
Turbinación bombeo ⁽³⁾	2.649	-3,7	-	-	2.649	-3,7
Nuclear	54.041	-3,1	-	-	54.041	-3,1
Carbón	4.941	3,0	45	-79,9	4.986	-0,7
Fuel/gas ⁽⁴⁾	0	-	4.049	-3,4	4.049	-3,4
Ciclo combinado ⁽⁵⁾	37.581	-2,0	6.912	22,0	44.493	1,1
Cogeneración	26.036	-3,6	41	22,2	26.078	-3,5
Residuos no renovables	2.110	11,3	127	6,3	2.238	11,0
Generación no renovable	127.359	-2,5	11.175	9,2	138.534	-1,6
Consumos en bombeo	-4.318	-6,7	-	-	-4.318	-6,7
Enlace Península-Baleares ⁽⁶⁾	-890	-37,6	890	-37,6	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ⁽⁷⁾	895	-72,7	-	-	895	-72,7
Demanda (b.c.)	242.492	2,4	13.991	5,2	256.482	2,6

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

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

(3) Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

(4) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares.

(5) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.

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

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

Balance de potencia eléctrica instalada a 31.12.2021.

Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%21/20	MW	%21/20	MW	%21/20
Hidráulica	17.093	0,0	2	0,0	17.094	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	27.772	2,8	563	19,6	28.336	3,0
Solar fotovoltaica	14.840	30,0	334	22,7	15.174	29,9
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables (1)	1.087	0,1	6	0,0	1.093	0,1
Residuos renovables	132	10,8	38	0,0	170	8,1
Renovables	63.227	7,1	954	19,2	64.182	7,2
Bombeo puro	3.331	0,0	-	-	3.331	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	3.523	-35,9	241	0,0	3.764	-34,3
Fuel/gas	8	-	2.400	0,0	2.408	0,0
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.688	0,0	26.250	0,0
Cogeneración	5.613	-0,9	50	0,0	5.663	-0,9
Residuos no renovables	402	3,3	38	0,0	441	3,0
No renovables	44.557	-4,3	4.418	0,0	48.975	-3,9
Total	107.784	2,1	5.372	2,9	113.156	2,1

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

Potencia instalada en el
Sistema Eléctrico Nacional56,7 %
potencia renovable
nacional

113.156 MW



El sistema eléctrico peninsular avanza hacia un modelo energético sostenible.

A 31 de diciembre de 2021 el parque generador de energía eléctrica del sistema peninsular ha aumentado un 2,1 % respecto al año anterior y ha alcanzado el record histórico con una potencia instalada de 107.784 MW.

En los últimos años, Red Eléctrica 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). La potencia renovable instalada en el sistema eléctrico peninsular se incrementó en 6,4 GW en el 2019 y en 4,7 GW en el 2020. Asimismo, en el 2021 la potencia renovable instalada se ha incrementado en 4,2 GW adicionales, lo que ha permitido alcanzar una potencia instalada de fuentes de generación renovables de 63,2 GW en el sistema eléctrico peninsular. Esto representa un 58,7 % de la potencia total instalada. 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 (PNIEC), con horizonte 2030.

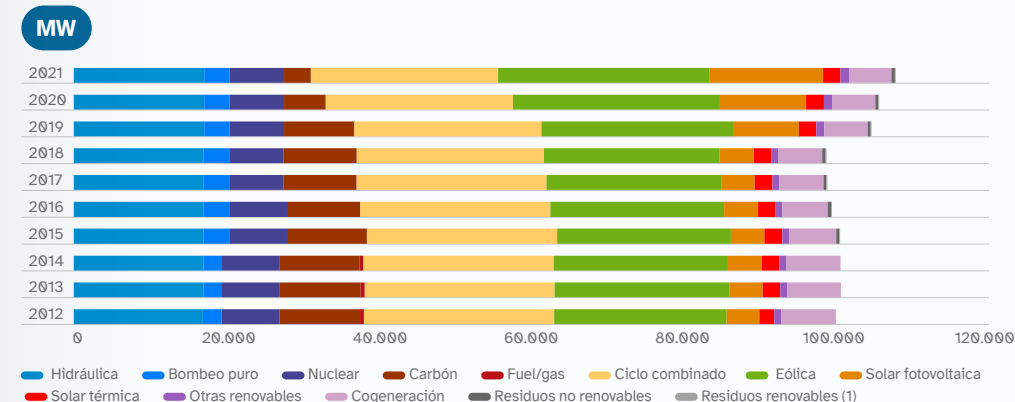
Este parque generador de energía eléctrica peninsular cada vez más renovable se debe al incremento que se ha producido en 2021 de potencia instalada eólica del 2,8 %, solar fotovoltaica del 30,0 % y residuos renovables del 10,8 % respecto al año 2020.

Por el contrario, la potencia no renovable peninsular ha descendido un 4,3 %, como consecuencia de la reducción de potencia instalada de carbón del 35,9 % debido al cierre definitivo de las centrales térmicas de Lada 4, Litoral de Almería 1 y 2, y Narcea 2 y 3, con lo que se restan 1.969 MW de potencia instalada de generación no renovable peninsular.

En los sistemas no peninsulares se ha producido un incremento del 2,9 % de la potencia instalada a final de 2021. Este aumento se explica sobre todo por el crecimiento de potencia instalada eólica del 19,6 % y solar fotovoltaica del 22,7 % respecto al año 2020.

En el conjunto del territorio nacional, que engloba el sistema peninsular y los sistemas no peninsulares, la potencia instalada se ha incrementado un 2,1 % respecto al año anterior, finalizando el año 2021 en 113.156 MW. Las instalaciones de energía renovable representan el 56,7 % del total de potencia instalada nacional.

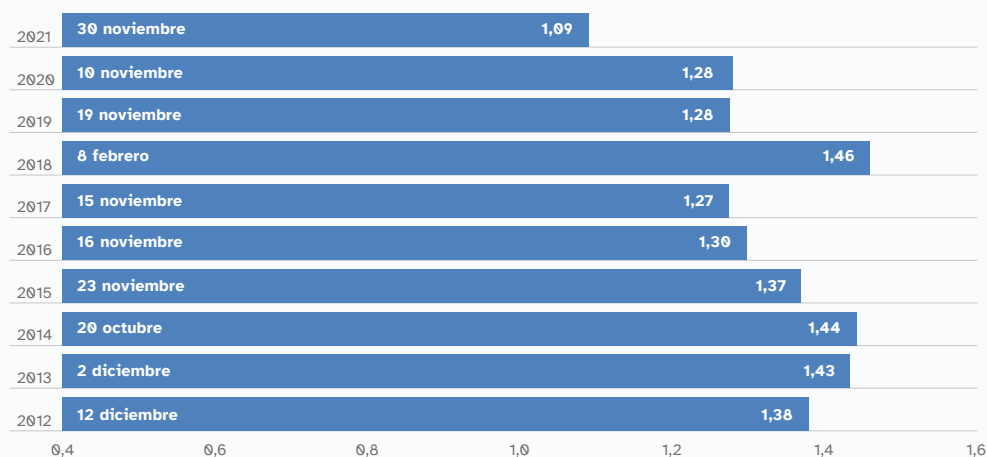
Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular



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

“ El índice de cobertura mínimo peninsular, definido como el valor mínimo de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demanda al sistema, se ha situado en 2021 en 1,09.

Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular



ICmin = Min (Pd/Ps)

ICmin: Índice de cobertura mínimo.

Pd: Potencia disponible en el sistema.

Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

Para hacer posible la operación de un sistema eléctrico con tan alta penetración de energías renovables bajo condiciones de seguridad, resulta fundamental la labor de control y supervisión realizada desde el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) de Red Eléctrica. En el 2021 se han cumplido 15 años desde la puesta en funcionamiento del CECRE, el cual continúa siendo un centro pionero y de referencia en el ámbito mundial para la integración de energías renovables.

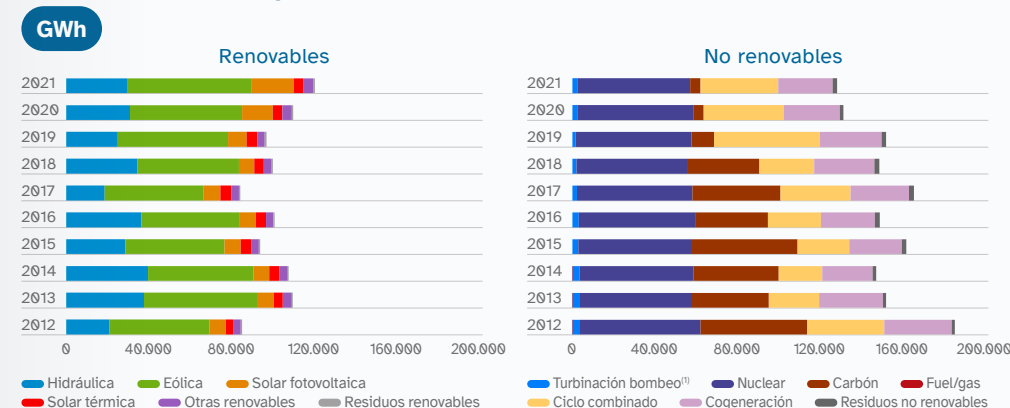
La labor del CECRE ha hecho posible que en el año 2021 la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular haya marcado un nuevo máximo histórico al alcanzar una cuota en la generación eléctrica del 48,4 %, superior en 2,9 puntos porcentuales al máximo anterior registrado en 2020 cuando las renovables representaron el 45,5 % del mix energético. Esta mayor participación de la generación renovable en 2021 se debe sobre todo al incremento de producción eólica y solar fotovoltaica, un 10,0 % y un 37,4 % superiores a las del año anterior, como consecuencia de las condiciones climatológicas y del aumento de potencia instalada en el sistema peninsular.



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 51,6 % del total peninsular, disminuyendo 2,9 puntos porcentuales respecto al año anterior cuando el peso no renovable fue del 54,5 %. Este descenso de la generación no renovable se debe sobre todo a la menor producción de las centrales nucleares y de los ciclos combinados, que han generado un 3,1 % y un 2,0 % menos que en 2020, respectivamente.

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

Evolución de la producción de energía renovable y no renovable peninsular



“ Este año se registran cifras récord de energía eléctrica limpia desde que se mantienen registros.

La producción renovable peninsular en 2021 aumentó un 9,6 % respecto al año anterior, situándose en 119.445 GWh y alcanzando un nuevo máximo histórico de producción anual renovable peninsular y de participación en la estructura de generación con un peso del 48,4 % sobre el total peninsular.

Durante casi todos los meses del año 2021 (excepto en septiembre, octubre y diciembre) la generación renovable ha sido superior a la del año anterior, coincidiendo con el incremento de producción eólica y solar fotovoltaica. Los aumentos más elevados de energía renovable se producen durante el primer semestre del año, registrando en febrero el mayor crecimiento con un valor del 42,7 % y alcanzando ese mismo mes un nuevo máximo histórico de cuota renovable en el mix de generación peninsular con un 60,5 %. Además, se han registrado los valores más altos hasta la fecha de generación renovable para los meses de enero, junio, julio y agosto.

A nivel diario también se ha superado el valor histórico de generación renovable peninsular llegando el sábado 30 de enero de 2021 a una producción renovable de 544.980 MWh y durante ese día el 71,1 % de la producción eléctrica peninsular fue renovable.

Y por último la producción horaria renovable registró durante los mayores valores históricos de participación en el mix cuando el sábado 30 de enero entre las 13 y las 14 horas representó el 76,6 % de la producción peninsular y de generación horaria con 27.826 MWh entre las 13 y las 14 horas del miércoles 8 de diciembre de 2021.

“ La eólica ha sido la tecnología líder en la estructura de generación peninsular.

En cuanto a la eólica destaca el incremento de potencia instalada del 2,8 % experimentado durante el año 2021, por lo sigue siendo la tecnología de generación con más potencia instalada en nuestro país, con un total de 27.772 MW y representa más de la cuarta parte de toda la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular.

De esta forma en el 2021 el parque de generación peninsular ha sumado cerca de 750 nuevos MW de potencia eólica, lo que ha favorecido que durante este año se hayan batido varios máximos históricos. En primer lugar, la producción eólica peninsular del 2021 ha marcado un nuevo récord con un total anual de 59.184 GWh, lo que significa un 10,0 % más que la registrada el año anterior. Este incremento se produjo sobre todo en el primer y segundo trimestre del año, cuando la eólica generó un 31,8 % y un 13,2 % más que en los mismos periodos de 2020, registrando en enero un aumento de producción del 53,7 % respecto al mismo mes del 2020. Además, en enero, febrero y julio se registraron las producciones mensuales eólicas más elevadas hasta la fecha para cada uno de estos meses.

Como consecuencia de este crecimiento, la eólica ha sido la tecnología líder en el mix de generación peninsular con una cuota del 24,0 % el mayor porcentaje registrado desde que existen series estadísticas. Esta situación sólo se había producido anteriormente en el año 2013 cuando la eólica fue la protagonista en la estructura de generación peninsular al coincidir su participación con la nuclear con un peso del 20,9 % para cada una de estas tecnologías.

La eólica fue la tecnología con mayor participación en la estructura de producción peninsular durante la mitad de los meses del 2021, en concreto en el mes de enero (30,1 %), febrero (30,8 %), marzo (26,1 %), mayo (23,7 %), noviembre (28,9 %) y diciembre (30,0 %).

+2,8 %

Comparativa
con 2020

Potencia eólica instalada

27.772 MW



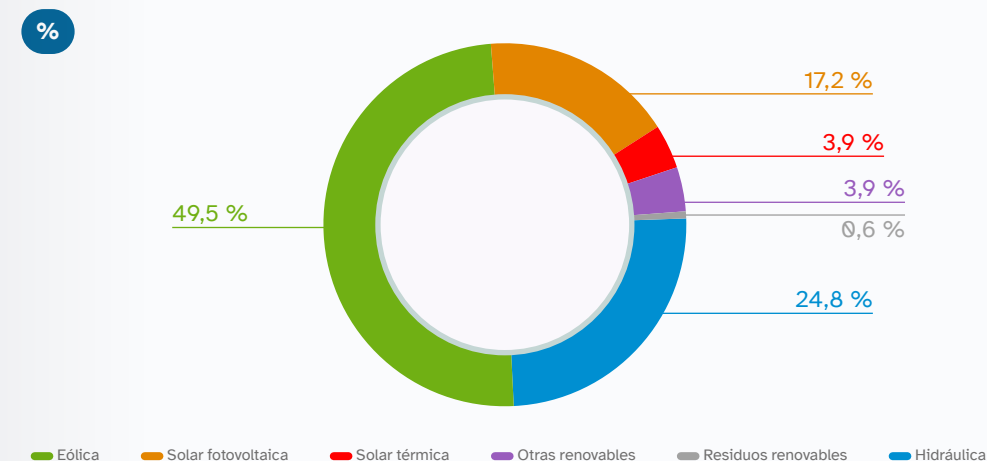
Por lo que respecta a la generación diaria eólica, durante el 2021 se batió en varias ocasiones el máximo histórico de producción eólica peninsular hasta alcanzar un nuevo récord el miércoles 8 de diciembre con una energía de 423.224 MWh, que supone un incremento del 6,5 % con respecto al anterior récord histórico registrado el viernes 13 de diciembre de 2019.

El mismo miércoles 8 de diciembre del 2021 también se alcanzó un nuevo máximo de generación horaria entre las 13 y las 14 horas con un valor de 20.293 MWh y a las 13.34 horas se superó el récord de potencia instantánea de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 20.130 MW. Este nuevo máximo supone un incremento del 2,8 % respecto al máximo anterior de 19.588 MW, registrado el lunes 28 de diciembre del 2020 a las 14.28 horas.

Durante el mes de diciembre de 2021 se batió en dos ocasiones el máximo histórico de cobertura de demanda instantánea con generación eólica peninsular. La primera vez tuvo lugar el miércoles 8 de diciembre a las 5:07 horas cuando la generación eólica instantánea supuso el 81,9 % de la demanda instantánea en el sistema eléctrico peninsular. Este nuevo máximo supone un incremento de 6 puntos porcentuales respecto al máximo anterior registrado el domingo 3 de noviembre de 2019 a las 05.20 horas. La segunda ocasión en la que se superó el récord durante el año 2021 fue el martes 28 de diciembre a las 3:03 horas con un porcentaje de cobertura de demanda instantánea con generación eólica peninsular del 83,6%.

La eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, ya que en 2021 su producción ha supuesto el 49,5 % del total de energía renovable.

Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2021



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 2021 la producción eólica diaria tuvo una participación en la estructura de generación que osciló desde un mínimo de 2,8 % el día 3 de septiembre hasta un máximo de 53,5 % el 8 de diciembre.



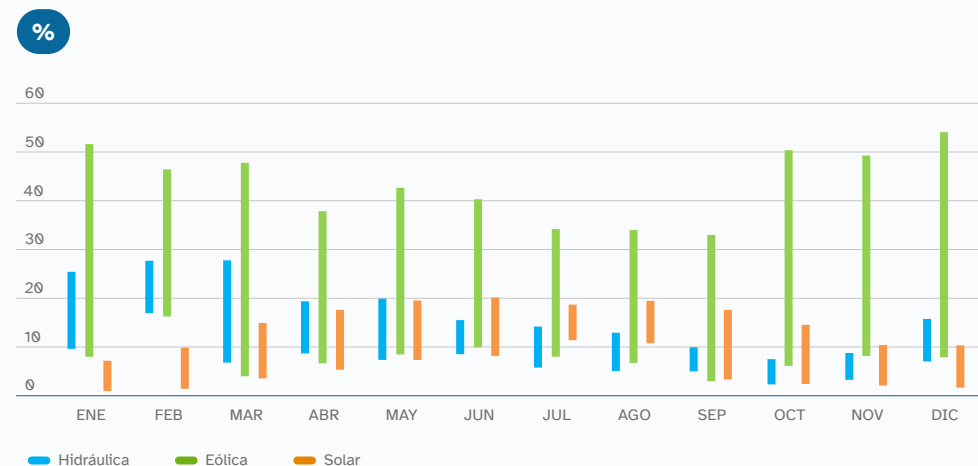
MÁXIMOS Y MÍNIMOS

Diarios de eólica en la estructura de generación peninsular

MÁXIMO
53,5 %
8 de diciembre

MÍNIMO
2,8 %
3 de septiembre

Cobertura máxima, media y mínima con hidráulica, eólica y solar en 2021



La producción hidráulica peninsular en 2021 alcanzó los 29.592 GWh, lo que supone un descenso del 3,4 % respecto al año 2020 que fue un año ligeramente húmedo. Su aportación a la estructura de generación peninsular ha sido del 12,0 %, peso inferior en 0,8 puntos porcentuales al que tuvo esta tecnología en el mix el año anterior. En 2021 el total generado por las centrales hidráulicas situó a esta tecnología como la cuarta fuente de generación sobre el total peninsular, al igual que sucedió en el año 2020.

En el gráfico comparativo de generación hidráulica peninsular 2020-2021 se aprecia cómo durante el 2021 la producción hidráulica sólo ha sido superior a la generación del 2020 en el periodo de enero a marzo y durante el mes de julio. Los meses en los que la producción hidráulica registró un mayor incremento fueron febrero con un crecimiento del 59,2 % y julio con una generación hidráulica un 20,1 % superior a la del mismo mes del año anterior. Por el contrario, la mayor reducción de producción mensual hidráulica tuvo lugar en noviembre cuando las centrales hidráulicas generaron un 51,5 % menos que en el mismo mes del 2020.

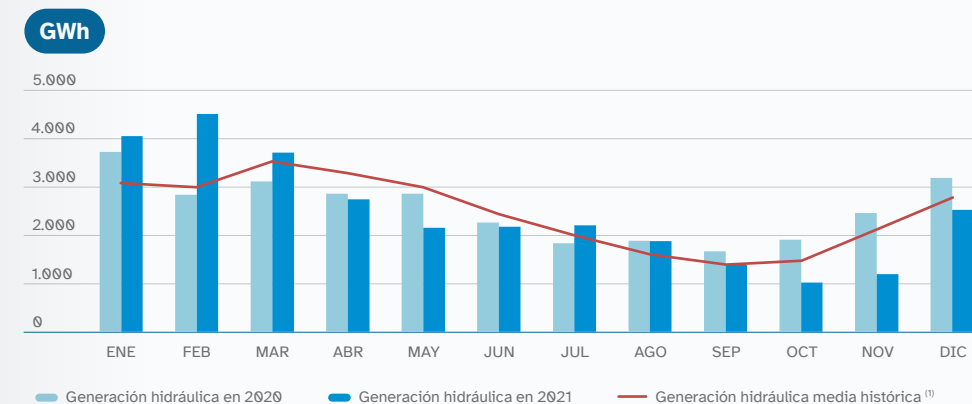
“ En 2021 las centrales hidráulicas peninsulares redujeron su producción respecto al año anterior.

-3,4 %
Comparativa
con 2020

Producción
hidráulica peninsular
29.592 GWh



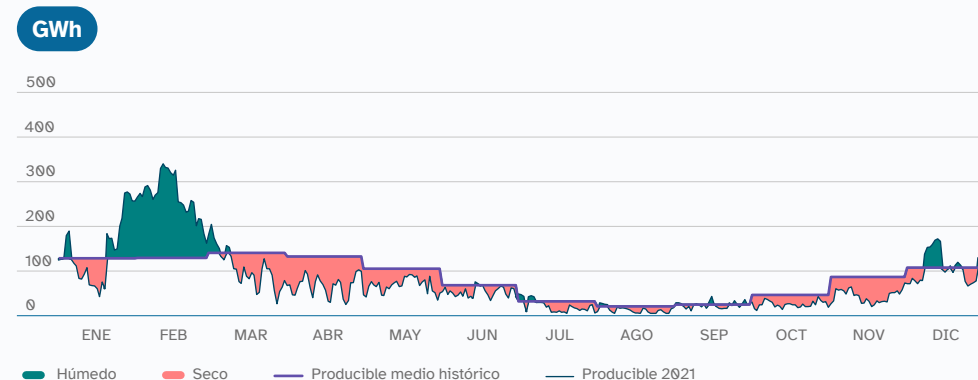
Generación hidráulica peninsular 2020-2021 comparada con la generación media



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

Esta disminución 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 2021 alcanzó los 26.852 GWh, un 12,2 % inferior al registrado en 2020 y un 9,4 % menor que el valor medio histórico anual. Por tanto, podemos considerar que el 2021 en su conjunto ha sido un año seco puesto que el índice de producible hidráulico, definido como el cociente entre la energía producible y la energía producible media, ha alcanzado un valor de 0,91.

Energía producible hidráulica diaria durante 2021 comparada con el producible medio histórico



Las reservas hidroeléctricas en 2021 se situaron por debajo de la media estadística.

El año 2021 en cuanto a cantidad de precipitaciones ha sido un año seco en su conjunto. Comenzó con un mes de enero húmedo, con precipitaciones un 19 % por encima de la media y con un episodio de lluvias fuertes y persistentes en el que la borrasca Filomena dio lugar a precipitaciones copiosas en forma de nieve en amplias zonas del interior peninsular los días 8 y 9. El mes de febrero tuvo también carácter húmedo, con una precipitación media un 35 % por encima del valor normal del mes. El resto del año tuvo una primavera muy seca, un verano húmedo y un otoño seco. Finalmente, los meses de octubre y noviembre fueron secos mientras que el mes de diciembre fue normal en cuanto a precipitaciones.

Durante el año 2021 las reservas hidroeléctricas se han situado por encima de la media estadística (calculada con los valores de los últimos veinte años) sólo en los meses de enero, febrero y marzo. A partir de abril las reservas comienzan a descender todos los meses hasta situarse en el punto más bajo del año entre octubre y noviembre con un porcentaje de llenado del 32,1 %, valor que se sitúa en torno a los 13 puntos porcentuales por debajo de los mismos meses del año anterior.



“ Durante el 2021 la producción solar fotovoltaica alcanza nuevos máximos de producción.

+37,4 %
Comparativa
con 2020

Producción solar
fotovoltaica peninsular
20.504 GWh



En el año 2021 las energías renovables han vuelto a mejorar sus marcas y especialmente en el caso de la solar fotovoltaica. De esta forma, a lo largo del pasado año la potencia instalada de esta tecnología ha sido la que más se ha incrementado, incorporando casi 3.500 MW al parque de generación peninsular y representando el 13,8 % del total peninsular.

Este impulso ha permitido que su producción eléctrica durante el año 2021 experimente un aumento del 37,4 %, alcanzando los 20.504 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 8,3 %, lo que significa un crecimiento de 2,1 puntos porcentuales respecto a la participación que tuvo la solar fotovoltaica un año antes.

Durante todos los meses del 2021 la producción solar fotovoltaica ha sido superior al año anterior, llegando en el mes de noviembre a producir un 67,0 % más que en el mismo mes de 2020. Además, durante el mes de julio la solar fotovoltaica produjo la mayor cantidad mensual registrada hasta la fecha con 2.565 GWh y alcanzó el máximo peso en la estructura de generación de toda la serie estadística con un valor de 12,1 %.

A nivel diario, el domingo 6 de junio de 2021 la generación solar fotovoltaica alcanzó la representación más alta en el mix energético peninsular con un 15,5 % y el martes 29 de junio de 2021 se batió el máximo de producción solar fotovoltaica con un valor de 90.594 MWh.

En cuanto a la generación horaria el viernes 14 de mayo de 2021 entre las 14 y las 15 horas la energía horaria solar fotovoltaica batió el récord con un valor de 9.351 MWh y ese mismo día se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia instantánea de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose 9.337 MW a las 14:34 horas.

Por último, el domingo 6 de junio de 2021 entre las 13 y las 14 horas la producción solar fotovoltaica peninsular representó 32,8 % de toda la generación peninsular y a las 16:06 horas se alcanzó un nuevo máximo histórico de cobertura de demanda instantánea con generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular con un valor de 36,8 %.

En cuanto a la solar térmica peninsular, en 2021 se generaron 4.706 GWh con esta tecnología, un 3,7 % más 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 2021 su producción se ha incrementado un 5,3 % y ha alcanzado un nuevo máximo histórico de generación anual con 4.709 GWh, con una cuota en el mix de generación peninsular del 1,9 %.

Las energías no renovables del sistema peninsular registraron en 2021 una generación de 127.359 GWh, un 2,5 % inferior a la de 2020. Este descenso de generación no renovable ha tenido como consecuencia una reducción de su aportación a la generación total peninsular en 2,9 puntos porcentuales, alcanzando en 2021 un peso del 51,6 %, frente al 54,5 % de 2020.

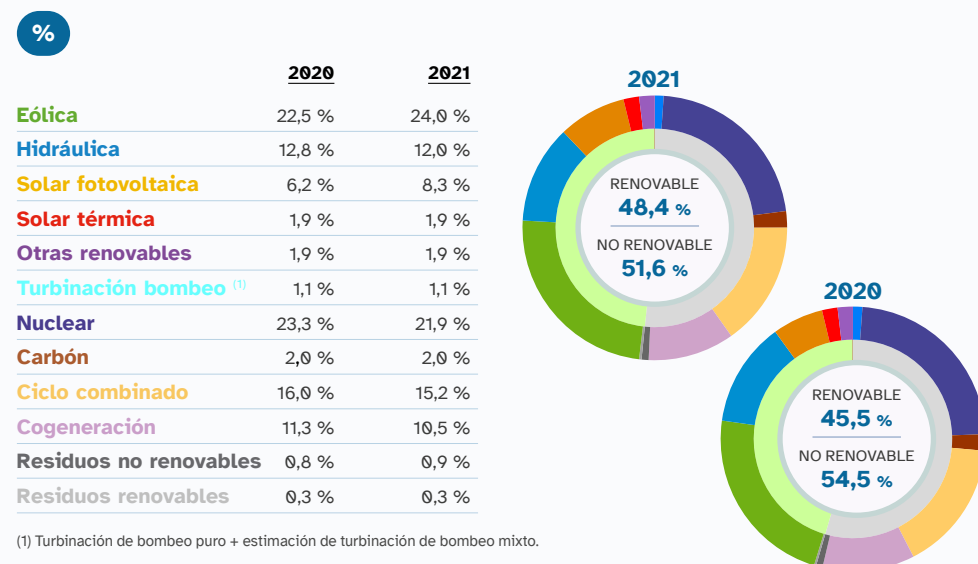
Dentro de las energías no renovables, la nuclear generó en 2021 un total de 54.041 GWh, un 3,1 % menos que el año anterior. Esta reducción se produjo sobre todo durante el primer y el último trimestre del año 2021, cuando la producción nuclear disminuyó un 6,2 % y un 15,3 %, respectivamente. En febrero la generación nuclear disminuyó un 10,8 % debido a la indisponibilidad operacional de la central de Trillo y en marzo el descenso fue del 6,6 % coincidiendo con la indisponibilidad de la central de Almaraz II que inició los trabajos correspondientes a su vigésimosexta recarga. Los descensos más acusados de producción nuclear se produjeron en noviembre (un 23,2 %) y en diciembre (un 25,6 %) a causa de las paradas de recarga de las centrales de Ascó 1, Cofrentes y Almaraz I.

Como consecuencia de esta menor producción, las centrales nucleares han sido la segunda fuente de generación peninsular después de diez años consecutivos de haber ocupado el protagonismo en el mix peninsular (en 2013 compartió el liderazgo con la eólica). En 2021, alcanzaron una cuota en la generación peninsular del 21,9 % (un 23,3 % en 2020).

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 97,5 %.

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

Estructura de la generación peninsular en 2020 y 2021



Por lo que respecta a las centrales de carbón peninsulares, en 2021 han visto reducida su potencia instalada en un 35,9 %, debido a la baja definitiva, tras el levantamiento de acta de cierre, en enero del grupo 4 de la central de Lada de 348 MW localizada en Langreo (Asturias), en febrero de los grupos 2 (de 154 MW) y 3 (de 347 MW) de la central de Narcea localizada en Tineo (Asturias) y en diciembre de los grupos 1 (de 558 MW) y 2 (de 562 MW) de la central de Litoral de Almería localizada en Carboneras (Almería).

De esta forma, el carbón representaba a finales del año 2021 el 3,3 % del total de potencia instalada peninsular, frente al peso que tuvo en 2020 del 5,2 % y continúa en séptima posición en la estructura del parque generador.

Las centrales de carbón peninsulares en 2021 generaron 4.941 GWh, lo que significa un 3,0 % más que el año anterior. En línea con la transición energética, esta tecnología mantiene una reducida presencia en el mix con una cuota de tan sólo un 2,0 % de toda la generación peninsular.

Durante el primer trimestre del 2021 la producción con carbón descendió un 54,9 % respecto al mismo periodo del año anterior y en febrero registró con 177 GWh la disminución más pronunciada del año, un 78,5 % inferior a la de febrero de 2020, marcando además la producción mensual mínima histórica desde que existen registros estadísticos. Por el contrario, en el cuarto trimestre del año las centrales de carbón incrementaron su producción un 130,3 % y tuvieron en diciembre un crecimiento del 224,8 % debido a que en diciembre del año anterior fue el segundo registro más bajo de producción con carbón contabilizado hasta la fecha.

“ La producción de las centrales de carbón ha registrado en febrero de 2021 el valor mínimo histórico.

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, mantenga un reducido peso en el mix energético representando en 2021 el 2,0 % del total de la generación. Además, en febrero el carbón marcó la participación mensual mínima desde 1990 con una cuota del 0,9 % en la estructura de generación peninsular.



Producción mensual de carbón
mínima histórica

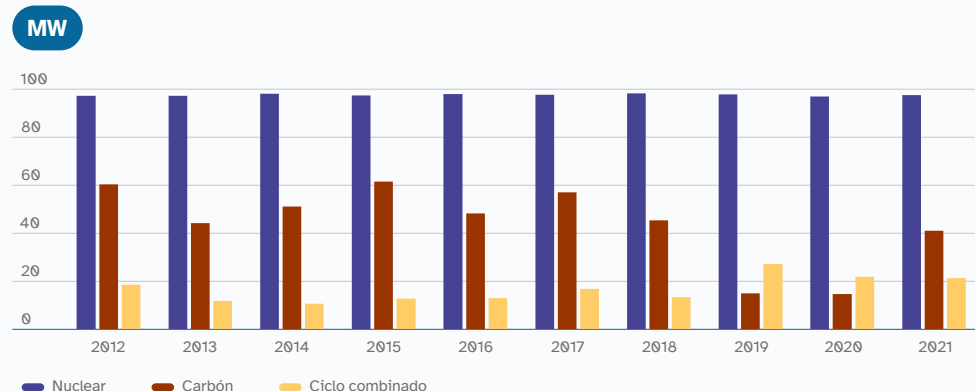
177 GWh
Febrero 2021

En el año 2021 también se repitió la situación de día 'cero' en carbón, es decir, un día entero sin producción con este combustible fósil, que se produjo por primera vez en la historia el 14 de diciembre de 2019. En concreto, durante el 2021 entre el 23 y el 25 de enero el sistema eléctrico peninsular estuvo 50 horas y media de manera consecutiva sin generación con carbón, situación que se repitió entre el 30 de enero y el 1 de febrero en esta ocasión con 54 horas consecutivas durante las cuales las centrales de carbón peninsulares no tuvieron producción.

Como consecuencia directa, el 31 de enero también fue el día con menos emisiones asociadas a la producción de electricidad peninsular desde que existen series estadísticas con un total de 30.667 tCO₂ equivalente y febrero del 2021 fue el mes en el que las emisiones de CO₂ equivalente marcaron el mínimo histórico en el sistema eléctrico peninsular con descenso del 23,2 % respecto al mínimo mensual anterior registrado en abril del 2020.

El coeficiente de utilización del carbón en 2021 se situó en el 41,0 %, superior al 14,6 % del año anterior.

Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares ⁽¹⁾



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

En 2021 las centrales peninsulares de ciclo combinado han reducido su producción un 2 %.

En línea con el total de generación no renovable, la producción de los ciclos combinados se ha reducido un 2,0 % en el conjunto del 2021. Su producción anual ha sido de 37.581 GWh, valor similar a la cantidad producida durante el año 2012.



En el 2021 la producción de los ciclos combinados fue inferior a la de 2020 sobre todo durante el primer y tercer trimestre del año. En el mes de febrero los ciclos combinados registraron la menor generación mensual del 2021, mientras que por el contrario, en noviembre estas centrales produjeron un 76,9 % más que en el mismo mes del año anterior. Además, el martes 30 de noviembre del 2021 se batió el récord histórico de generación diaria de los ciclos combinados con un valor de 368.131 MWh y ese mismo día entre las 8 y las 9 horas los ciclos combinados alcanzaron un nuevo máximo de producción horaria con 17.579 MWh.

La menor producción anual de los ciclos combinados ha tenido como consecuencia una reducción de su representación en el mix energético en 0,8 puntos, alcanzando un peso del 15,2 % en la estructura peninsular de 2021 (un 16,0 % en 2020). A pesar de esta menor participación, los ciclos combinados han sido la tercera fuente de generación en el mix por tercer año consecutivo.

El coeficiente de utilización de 2021 se situó en el 21,2 % (21,8 % en 2020).

Aumenta la generación eléctrica en Baleares y Canarias.

La producción anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares en 2021 alcanzó los 13.100 GWh, un 10,4 % superior a la del año anterior. En Baleares se ha registrado el mayor incremento con un 31,9 % y en Canarias la producción ha aumentado un 1,4 %, mientras que en Ceuta y Melilla la producción ha descendido un 1,2 % y un 1,3 %, respectivamente.

+10,4 %
Comparativa
con 2020

Producción anual de energía eléctrica
en sistemas no peninsulares

13.100 GWh



Nuevos máximos renovables en el sistema eléctrico balear.

La energía eléctrica producida en el sistema de Baleares se ha incrementado por primera vez después de tres años consecutivos de descensos, alcanzando en 2021 los 4.637 GWh, un 31,9 % más que el año anterior. Es el mayor crecimiento de toda la serie histórica con datos desde 2007.

El parque generador del sistema eléctrico de las islas Baleares ha experimentado en 2021 un incremento de potencia instalada del 2,3 %. La potencia de generación solar fotovoltaica instalada en las islas Baleares ha crecido hasta los 149 MW desde los 103 MW del 2020, suponiendo un incremento del 44,2 % a lo largo del año 2021, el mayor aumento de potencia instalada renovable de los últimos años.

Como consecuencia de este aumento de potencia instalada, en 2021 las tecnologías renovables han alcanzado un máximo histórico de producción anual con 313 GWh, un 32,2 % superior a la producción renovable del año anterior. El 6,8 % de la producción de energía en el sistema eléctrico balear se ha realizado a partir de fuentes renovables.

En mayo de 2021 la producción renovable llegó a representar el 10,6 % del mix balear y el sábado 29 de mayo esta cuota de participación batió el máximo con un valor del 14,0 % sobre el total de generación. Durante los meses de verano la generación renovable ha superado en varias ocasiones el récord histórico hasta fijar un nuevo máximo en agosto con 35.020 MWh, un 51,3 % por encima del mismo mes del año anterior.

Entre las fuentes de generación renovable destaca el incremento de la solar fotovoltaica que en 2021 ha crecido un 58,9 % hasta alcanzar el récord histórico con 188.247 MWh. Esta tecnología ha representado el 4,1 % de la producción anual de las islas Baleares, ocupando la cuarta posición del mix y adelantando por primera vez en la historia al carbón.

“ Como consecuencia del aumento de potencia instalada, en 2021 las tecnologías renovables han alcanzado un máximo histórico de producción anual.



En mayo del 2021 las instalaciones solares fotovoltaicas alcanzaron la mayor participación mensual histórica generando el 8,3 % de todo el mix balear que llegó a ser el 10,6 % de toda la energía generada el sábado 8 de mayo. Durante el mes de julio del 2021 se produjo la mayor cantidad de energía solar fotovoltaica registrada hasta la fecha, con un valor de 22.966 MWh.

En enero 2020 se produjo 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 de 2020 se limitó el funcionamiento de los grupos 3 y 4 de la central de Alcudia a 1.500 horas/año hasta el 16 de agosto y a 500 horas/año a partir del 17 de agosto.

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 8 primeros meses de 2020 en el sistema de las Islas Baleares no se produjo energía eléctrica con carbón y en el 2021 la generación con carbón sólo tuvo lugar en los meses de junio y julio.



De esta manera, la producción con carbón en las Islas Baleares durante el año 2021 se ha reducido un 79,9 %, registrando el mínimo histórico con un valor de 44 GWh. La participación del carbón en la estructura de generación balear ha sido tan solo del 1,0 %, 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%. El carbón ha dejado de ser la principal fuente de generación balear, pasado a ocupar la séptima posición del mix en las Islas Baleares.

Por el contrario, los motores diésel y las turbinas de gas han incrementado su producción con crecimientos del 41,3 % y 6,5 %, respectivamente. Estos aumentos de generación han favorecido que los motores diésel hayan sido la segunda fuente de generación del mix balear con una cuota del 8,6 %, mientras que las turbinas de gas han avanzado hasta la tercera posición en la estructura de generación balear con un peso del 4,8 %.

En 2021 las centrales de ciclo combinado del sistema eléctrico de Baleares han generado 3.482 GWh, un 44,4 % más que en 2020, registrando la mayor producción desde 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 75,1 %, lo que significa un incremento de 6,5 puntos porcentuales respecto al año anterior.

“ La energía transferida desde la península en 2021 ha cubierto el 16,1 % de la demanda de las Islas Baleares.

La energía transferida desde la península hacia el archipiélago balear a través del enlace HVDC Península-Baleares ha cubierto el 16,1 % de la demanda de las islas Baleares en el año 2021, alcanzando picos de hasta el 37 % del consumo horario, lo que ha posibilitado cubrir un 13 % de la demanda con generación renovable.

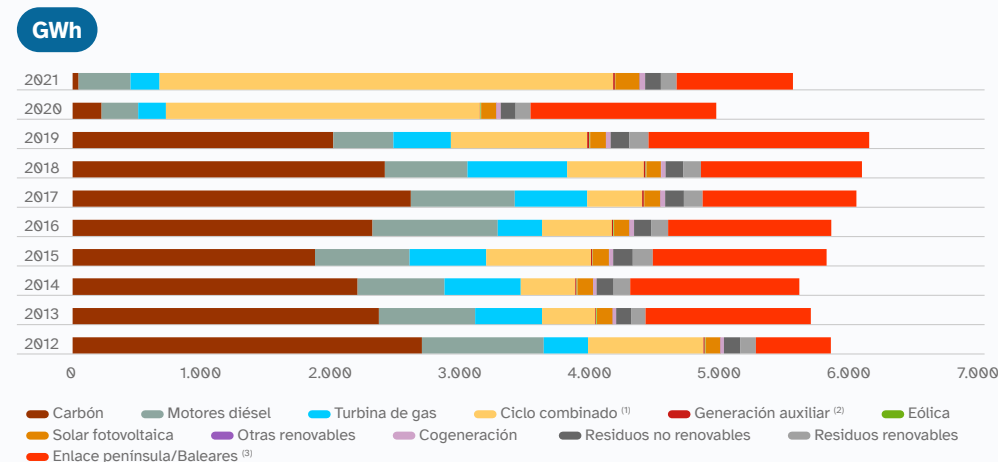


Demanda cubierta con
generación renovable

13 %

Este aumento del peso de la energía del enlace con la Península en la cobertura de la demanda balear se ha producido sobre todo al principio del año y ha registrado la mayor participación en febrero con un valor del 31,4 %.

Evolución de la cobertura de la demanda de las Islas Baleares



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 2020 se ha incrementado un 1,4 % respecto al año anterior, alcanzando los 8.061 GWh.

La potencia de generación renovable instalada en las islas Canarias ha pasado en el último año de 652 MW a 761 MW, lo que representa un incremento del 16,6 %. Este incremento tan elevado de la generación renovable instalada en Canarias, eólica en particular, ha llevado a la revisión de los criterios de operación de sus sistemas, con objeto de asegurar la integración de su energía en condiciones de seguridad para los sistemas eléctricos canarios. En concreto, el aumento de potencia instalada se ha producido en eólica con un crecimiento del 19,7 % y en solar fotovoltaica con un 9,5 %.



Debido a esta mayor potencia instalada, el 2021 ha sido un año de récords en los registros de máximos de producción renovable anotados a nivel insular. En concreto, la generación de origen renovable en las Islas Canarias durante el año 2021 ha sido un 15,4 % superior a la del 2020 alcanzando el máximo histórico anual con 1.606 GWh. El peso de esta generación renovable en el mix energético de las Islas Canarias también ha batido el récord histórico con un valor de 19,9 % frente al 17,5 % que representó el año anterior.

Esta generación de origen renovable consiguió en mayo de 2021 la mayor cuota en el mix registrada hasta la fecha con un 30,7 % de la energía producida ese mes en las Islas Canarias. A nivel diario el domingo 23 de mayo la energía renovable alcanzó un nuevo máximo de participación en la estructura de generación canaria con el 46,6 % y el martes 28 de septiembre la generación renovable superó todos los registros anteriores con un valor de 9.523 MWh.

La potencia instalada eólica en las islas Canarias ha crecido de 467 MW en 2020 hasta los 560 MW y se sitúa como la segunda fuente de generación por delante de las turbinas de gas, los motores diésel y las turbinas de vapor. A 31 de diciembre de 2021 la potencia eólica representa el 17,7 % de la potencia instalada en el sistema insular (15,3 % en 2020). De esta manera, la producción eólica sigue impulsando la transición energética en el archipiélago y ha sido la tecnología que en más ocasiones ha batido sus propias marcas durante el 2021.

En mayo de 2021 se ha registrado la mayor cuota de esta tecnología en el mix con un 25,8 % del total generado en las Islas Canarias. Además, el domingo 23 de mayo la eólica produjo el 41,8 % de toda la energía de las Islas Canarias y el martes 28 de septiembre la generación eólica batió el récord histórico con un valor de 8.720 MWh.

“ La generación de origen renovable en las Islas Canarias durante el año 2021 ha sido un 15,4 % superior a la del 2020 alcanzando el máximo histórico anual con 1.606 GWh.

+19,7 %

Comparativa
con 2020

Potencia instalada eólica en
las islas Canarias

560 MW



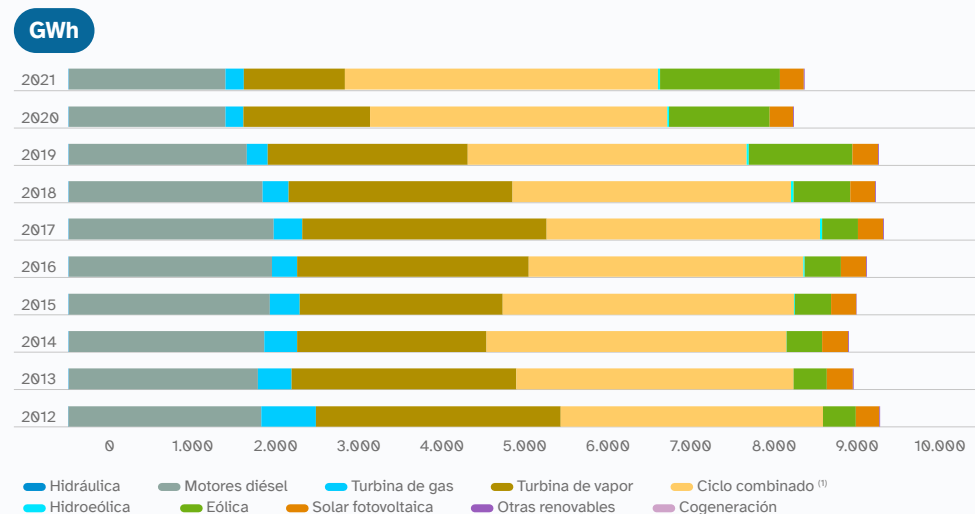
A lo largo del año 2021 en la isla de Gran Canaria, el viento ha roto los registros en repetidas ocasiones en términos de potencia instantánea, representando el martes 25 de mayo a las 25:55 horas el 55,9 % de la demanda y situando el sábado 6 de noviembre a las 15:33 horas una nueva cota máxima en 197,57 MW.

Por su parte, Tenerife ha alcanzado su registro más alto el jueves 9 de diciembre a las 15:00 horas generando 208,6 MW con el viento. También en 2021 la fotovoltaica tinerfeña batió su propio récord de participación en el mix de generación al llegar a cubrir eventualmente el martes 10 de agosto a las 15:45 horas el 28,6 % de la demanda de la isla.

El sistema unificado Lanzarote-Fuerteventura ha batido su propia marca de producción instantánea con eólica, registrando el viernes 23 de julio a las 16:27 horas su mejor cifra, 70,35 MW.

Por el contrario, la generación de las centrales que utilizan combustibles fósiles se ha reducido un 1,5 %, debido a la menor producción de los motores diésel y al descenso del 20,1 % de las turbinas de vapor, que han registrado en ambos casos las producciones más bajas de toda la serie histórica con datos desde 2006. Los ciclos combinados han generado un 5,4 % más que en 2020 y han vuelto a ser tras diez años consecutivos la tecnología protagonista del mix con un peso del 42,6 %, valor máximo registrado hasta la fecha.

Evolución de la estructura de generación de las Islas Canarias



“ La integración renovable mensual en la isla de El Hierro alcanzó para el conjunto del año un 48,3 %.

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 de 2021 la integración renovable mensual en este sistema alcanzó el 81 %, consiguiendo el 48,3 % para el conjunto del año.

“ La central hidroeléctrica de bombeo Salto de Chira es un elemento clave de la transición energética en Canarias.

Integración de energía renovable en la isla de El Hierro
48,3 %



Red Eléctrica 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.

El proyecto Salto de Chira es un elemento clave para impulsar la transición energética en Canarias y permite avanzar hacia un nuevo modelo energético, más seguro, eficiente, descarbonizado y respetuoso con el medio ambiente.

La central hidroeléctrica de bombeo de Salto de Chira, situada en la isla de Gran Canaria, ha sido diseñada por Red Eléctrica y supone el desarrollo de una instalación capaz de maximizar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico 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 y se evita o reduce que el suministro eléctrico, en los momentos en los que las energías renovables sean escasas, tenga que realizarse con fuentes no renovables.

La central, además de almacenar una gran cantidad de energía, mediante su flexibilidad y capacidad de regulación, será capaz de atender los objetivos que impulsaron su diseño: la integración de renovables, la seguridad del sistema y la garantía del suministro.

Con una inversión que supera los 400 millones de euros, Salto de Chira contempla la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW (que representa alrededor del 36% de la punta de demanda de Gran Canaria) y 3,5 GWh de almacenamiento, una estación desalinizadora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte.

La nueva central supondrá la realización de una infraestructura al servicio de la sociedad grancanaria 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, dado que almacena, desaliniza, cuida el territorio, emplea y alumbra 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 último trimestre del 2021 se iniciaron los trabajos previos y de implantación de la Central Salto de Chira.

El año 2021 ha constituido un hito en el desarrollo del proyecto, ya que una vez obtenida la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que ha tenido en cuenta los estrictos criterios ambientales adoptados en el diseño, así como el resto de títulos habilitantes, se han iniciado los trabajos previos y de implantación para la construcción de la estación desalinizadora de agua de mar (EDAM).

La tramitación y posterior emisión de la DIA y los términos en que se ha producido esta declaración constituye un aval ante la sociedad canaria del compromiso del Grupo Red Eléctrica con el desarrollo sostenible, el respeto al entorno y la preservación de la biodiversidad como ejes prioritarios adoptados en el diseño del proyecto.

+36 %

de la demanda de
Gran CanariaCentral Hidroeléctrica de bombeo
Salto de Chira

200 MW



Durante el 2021 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: 35,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente, un 0,6 % menos que en 2020 y un 67,7 % por debajo de las emisiones contabilizadas en 2007.

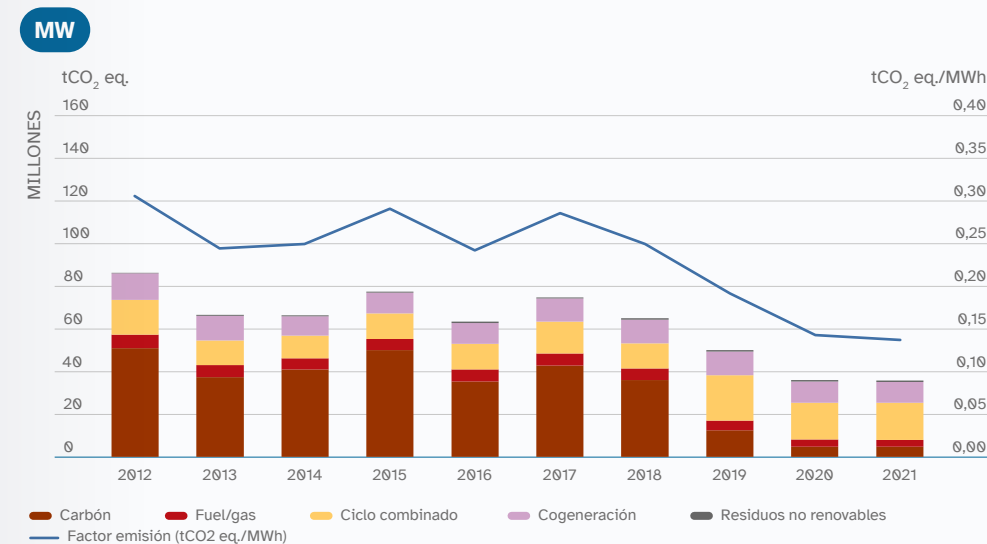
Esta reducción de las emisiones se explica en primer lugar por el aumento significativo de la participación de energías limpias en el mix energético nacional. En 2021 las fuentes renovables han producido el 46,7 % de la generación nacional y las tecnologías que no emiten CO₂ equivalente representaron el 68,2 % del total nacional.

Además, el descenso de producción de las centrales de carbón y de fuel/gas del sistema eléctrico nacional que ha tenido lugar durante el año 2021 ha favorecido que las emisiones de CO₂ equivalente asociadas a estas tecnologías hayan sido un 0,4 % y un 4,6 %, respectivamente, inferiores a las del año 2020.

Con información nacional desde 2007, febrero de 2021 ha sido el mes más limpio en términos de emisiones de CO₂ de toda la serie histórica con 1,8 millones de toneladas de CO₂ equivalente y el 31 de enero fue el día con menos emisiones asociadas a la producción de electricidad nacional, con un total de 42.995 tCO₂ equivalente.

“ En 2021 se registra el mínimo histórico de emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la generación eléctrica.

Emisiones y factor de emisión de CO₂ asociado a la generación de energía eléctrica nacional ⁽¹⁾



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

“ Importante avance de las comunidades autónomas en el objetivo hacia la transición ecológica.

Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante 2021 cabe destacar los siguientes:

- Andalucía es una de las regiones que abanderará la apuesta renovable en España. En 2021, la generación a partir de estas tecnologías alcanzó el 55%, la mayor cuota anual registrada hasta la fecha. Con un total 16.265 GWh, un 12,9 % más que en 2020, se convirtió en la tercera región con más GWh verdes producidos en 2021, solo adelantada por Castilla y León y Galicia.

Este impulso a la transición ecológica en Andalucía ha sido posible gracias a la progresiva transformación renovable de su parque de generación. Un año más, en 2021 ha sido la segunda comunidad con mayor potencia instalada renovable en España, que alcanza un cómputo de 8.609 MW verdes que solo supera Castilla y León. De esta manera, la mitad del parque de generación andaluz ya es renovable (51,3 %). El año pasado, Andalucía sumó 374 nuevos MW fotovoltaicos y 44 nuevos MW eólicos y dio de baja 1.120 MW de carbón.

Destaca especialmente el desarrollo de la solar térmica. Con 1.000 MW en servicio sigue siendo la región líder de esta tecnología en España, aglutinando el 43,4 % del total nacional.

- En Aragón el 77,4 % de la generación de energía durante 2021 provino de recursos renovables, lo que supone un aumento del 20,6 % respecto al año anterior, impulsado en buena parte por el incremento de la eólica y la fotovoltaica, que han producido un 40,2 % y un 27,7 % más que en 2020, respectivamente.

Aragón fue en 2021, con un 53,4 %, la comunidad española con la mayor proporción de generación eólica en su mix energético y la segunda en producción a partir de esta tecnología (10.253 GWh).

El ejercicio de 2021 es el primero en la historia de la comunidad en el que el carbón desaparece de la estructura de generación al no contar ya con potencia instalada en la región.

- En Asturias el 28,6 % de la generación fue de origen renovable, gracias al impulso de la hidráulica y la eólica, dos tecnologías que, con respecto al año anterior, incrementaron su producción un 14,0 % y un 9,6 %, respectivamente.

La potencia instalada, que al cierre de año ha alcanzado los 3.800 MW, ha descendido un 15,8 % durante 2021 debido a la baja de 850 MW de carbón. Por el contrario, la eólica ha incrementado su potencia en 2021 con 139 nuevos MW.

- Castilla-La Mancha avanza con paso firme en la transición ecológica y así lo reflejan los datos: durante el año pasado, el 57,9 % de la energía generada en la comunidad autónoma fue de origen renovable, siendo la eólica, con 7.681 GWh, la tecnología líder y que generó el 33,2 % de la electricidad. La solar fotovoltaica incrementó su generación un 21,5 % respecto al ejercicio anterior, alcanzando así una cuota del 16,2 % sobre el total.



En 2021 Castilla-La Mancha se ha consolidado como la tercera comunidad con mayor potencia renovable instalada (8.140 MW), solo superada por Castilla y León y Andalucía.

La eólica es la tecnología con mayor capacidad de producción en Castilla-La Mancha, más de 4.000 MW que representan una cuota del 38,6 % del total. Por su parte, la solar fotovoltaica, con 1.035 nuevos MW instalados durante 2021, es la tecnología que más ha incrementado su presencia en el parque de generación manchego, un 53,3 % más respecto al año anterior. Castilla-La Mancha es la segunda región con mayor cuota de capacidad solar fotovoltaica en nuestro país y supone el 19,6 % del total de potencia instalada en España.

- Castilla y León ha cerrado 2021 siendo la comunidad autónoma con mayor generación renovable de nuestro país: 24.068 GWh que supusieron el 89,1 % del total de la producción de la región, máximo histórico de participación desde que se cuenta con registros. Tanto la generación como la cobertura en el mix son los datos más altos de toda España en 2021, lo que consolida el liderazgo de Castilla y León en energías renovables en el país. En 2021, en la región se ha producido un 8,7 % más de energía verde que en el ejercicio anterior.

En 2021, la eólica fue la primera tecnología de la estructura de generación de Castilla y León al aportar casi la mitad del mix de producción (49,1 %). Gracias a este volumen, ha sido la comunidad que más energía eléctrica ha producido a partir de la fuerza del viento (13.255 GWh). A la eólica, le sigue la hidráulica, responsable del 32,4 % y que este año ha generado un 9,0 % más que en 2020.

El ejercicio de 2021 es el primero en la historia de la comunidad en el que el carbón desaparece de la estructura de generación al no contar ya con potencia instalada en la región.

De esta forma, el parque de generación de Castilla y León alcanzó el año pasado los 12.486 MW, de los que el 95,4 % es renovable, cifras de potencia instalada más altas de toda España. La eólica, con el 51,1% del total, es la tecnología con mayor presencia en la región y la fotovoltaica es la que ha registrado el mayor incremento, al poner en servicio 174 nuevos MW y aumentar un 20,5 % su capacidad de generación respecto a 2020.

- En Cataluña se generó el 17,0 % a partir de fuentes de origen renovable, siendo la hidráulica, con el 8,5 % del total, la renovable catalana que más GWh anotó en 2021.

En cuanto a la potencia instalada en la región, a cierre de 2021, las energías renovables representaban el 30,3%.

- Extremadura ha revalidado en 2021 su liderazgo nacional en energía solar fotovoltaica, tanto en potencia instalada como en generación eléctrica. El año pasado, instaló más de 1.300 nuevos MW de esta tecnología, lo que supone un 51,0 % más que el año anterior. De esta manera, la región cerró el año con más de 3.879 MW en servicio, la mayor potencia instalada de fotovoltaica en el país. Este impulso permitió duplicar la producción a partir de esta fuente, alcanzando un volumen superior a 4.900 GWh.

El avance en energía fotovoltaica en Extremadura ha permitido que la región cerrase el año incrementando un 55,9 % su generación renovable con respecto a los datos de 2020. De esta manera, la participación de las energías verdes se situó en el 38,0 %.

Todos estos datos otorgan a la región una posición predominante a nivel nacional en el proceso de transición energética. Esto es posible gracias a la espectacular transformación de su parque de generación. A cierre de año, el 77,8 % de su potencia instalada era renovable. En cómputo, más de 7.000 MW verdes que suponen un incremento del 22,7 % respecto al ejercicio anterior.

- En 2021 Galicia generó un 74,3 % a partir de fuentes de origen renovable, con la eólica como la primera fuente de generación gallega con un 39,5 %. Le sigue la hidráulica que, con 7.692 GWh fue la segunda tecnología que más produjo, alcanzando el 31,8 % del total. La producción con esta tecnología es muy significativa con respecto al resto de España. De hecho, uno de cada cuatro GWh hidráulicos que se producen en nuestro país tiene su origen en Galicia. Nuevamente, el pasado año la eólica y la hidráulica suman juntas más del 70 % de la producción eléctrica autonómica

Es significativo el descenso que experimenta el carbón, con una reducción de su generación del 65,8 % respecto a 2020.

Con respecto a potencia instalada las renovables suman ya 7.717 MW y representan el 70,5 % de todo el parque generador gallego.

- Las islas Baleares ha experimentado en 2021 un importante impulso en la generación eléctrica con energías renovables, consolidando la práctica desaparición del carbón en el mix balear, iniciada en 2020, y confirmando así su avance en la transición energética. En este contexto, las renovables baleares produjeron un 32,2 % más que en 2020 y bate su récord anual de energía verde logrando una cuota del 6,8 % sobre el total.

Los esfuerzos por avanzar en la transición ecológica se ven reflejados también en el aumento de la capacidad de producción renovable: a cierre de año, Illes Balears contabilizaba un total de 149 MW instalados en solar fotovoltaica, un 44,2% más que en 2020. De esta manera, la capacidad renovable ha significado en 2021 el 9,4 % del total del parque de generación balear.

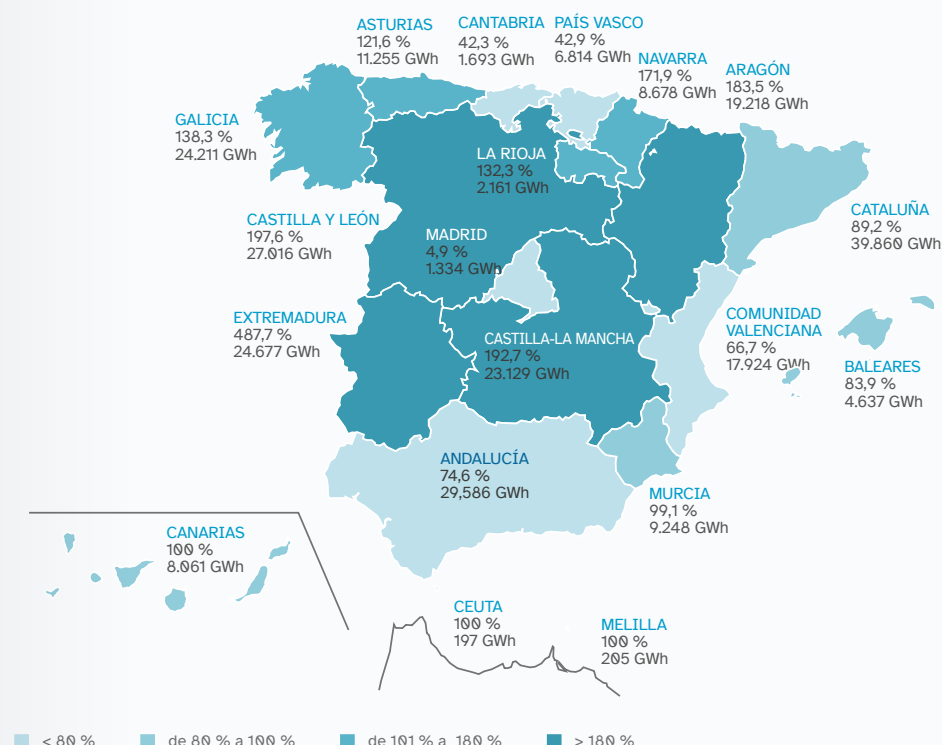
Mientras crecía la generación renovable, en 2021, el uso del carbón ha descendido hasta convertirse en una fuente de energía residual: esta tecnología sólo ha integrado en el sistema el 1 % del total balear. Esto significa un descenso de casi el 80 % respecto al año anterior, cuando ya fue drástica la bajada del uso del carbón (sólo aportó el 6,3 % en 2020), debido a las limitaciones horarias establecidas para este tipo de generación en el archipiélago desde diciembre de 2018 y a la reducción de la potencia instalada. A cierre de año, esa tecnología suponía únicamente el 6,4 % del parque de generación balear.



- Canarias generó durante 2021 un 15,4 % más de energías renovables que en 2020, impulsada, principalmente, por la generación eólica que alcanzó su máximo anual de producción (1.310 GWh) y supuso el 16,3 % de toda la electricidad canaria. Estos máximos alcanzados en Canarias han permitido que las renovables ya cubran casi el 20 % del total, poniendo así de manifiesto el avance de la transición energética en la región.

En cuanto a la potencia instalada, en 2021 se ha incrementado un 3,6 % gracias a la puesta en servicio de 108 nuevos MW de potencia renovable, 92 MW de eólica y 16 MW de solar fotovoltaica. De esta manera, las energías verdes ya representan el 24,1 % del parque generador canario.

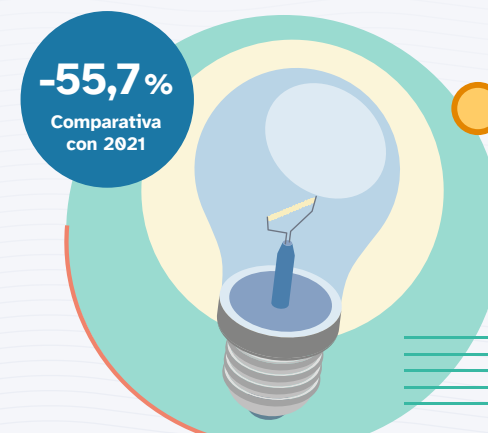
Ratio generación/demanda (%) y generación (GWh) en 2021 por comunidades autónomas



Intercambios internacionales programados de energía eléctrica

Por sexto año consecutivo, los programas de intercambio de energía eléctrica de España con otros países cierran el 2021 con saldo importador.

Las exportaciones programadas de energía han resultado superiores un 22,8 % respecto al año anterior, mientras que las importaciones han resultado superiores un 7,4 %.

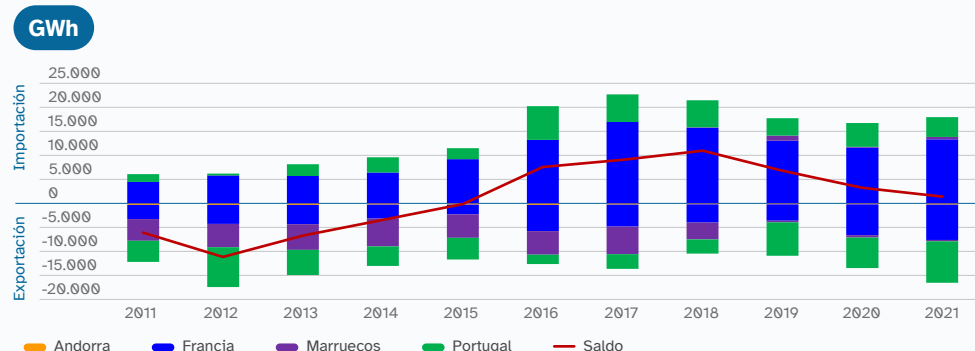


Saldo importador 2021

1.462 GWh

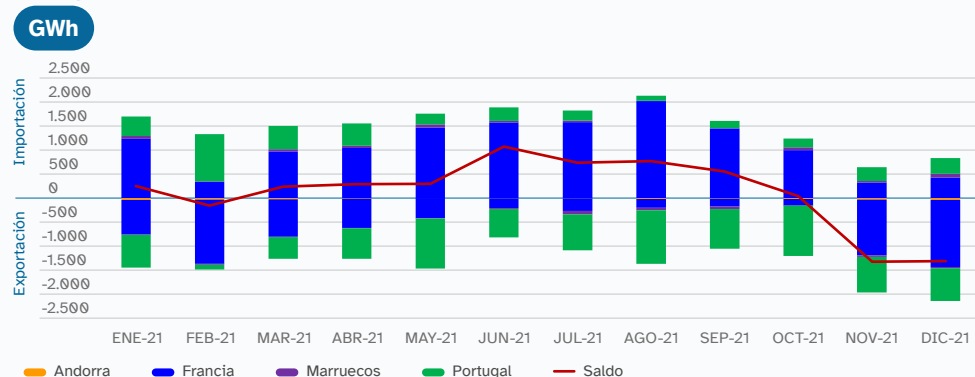
El volumen total de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 34.623 GWh, valor un 14,2 % superior a 2020. Se programaron 16.581 GWh en sentido exportador, un 22,8 % más que el año anterior y 18.043 GWh de importación, valor superior en un 7,4 % al de 2020. Al igual que el año anterior el saldo neto se mantiene importador, con un valor de 1.462 GWh, un 55,7 % inferior al del pasado año.

Evolución anual de los intercambios internacionales programados



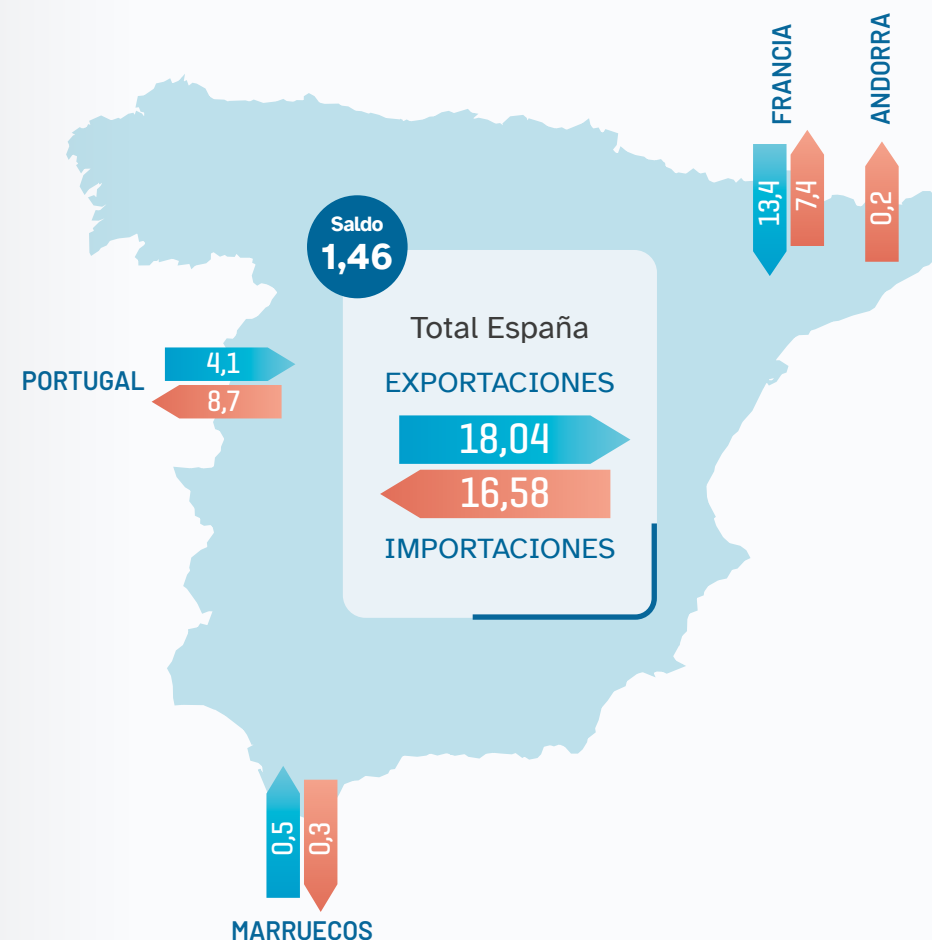
En 2021 el saldo mensual neto programado en las interconexiones españolas fue importador en enero y de marzo a octubre. En febrero, noviembre y diciembre el saldo neto resultó exportador, debido a una mayor contribución de los programas de exportación hacia el sistema francés, y en los dos últimos meses también al portugués. Febrero es el mes con la máxima generación eléctrica en el año precedente de las tecnologías renovable. En noviembre y diciembre, 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. El máximo saldo neto importador se dio en el mes de junio (1.073 GWh) y el máximo exportador en noviembre (1.322 GWh).

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2021



Intercambios internacionales de energía eléctrica programados por interconexión 2021

TWh



“ El volumen total de energía programada a través de las interconexiones alcanzó los 34.623 GWh, valor un 14,2 % superior al 2020.

FRANCIA

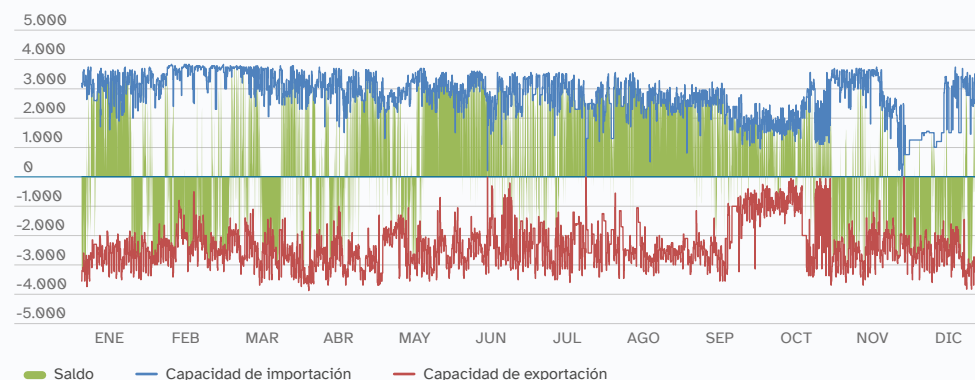
El saldo neto anual de intercambios de energía eléctrica a través de la interconexión con Francia ha sido importador en 6.054 GWh, un 15,4 % superior al del año 2020. Los programas de importación alcanzaron los 13.442 GWh, un 15,2 % superiores a los del año anterior y los de exportación fueron de 7.388 GWh, valor superior en un 35,6 % al del pasado año. Salvo en febrero, noviembre y diciembre, los saldos netos mensuales han tenido todos los meses sentido importador.

Durante el 2021 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 similar a la de 2020. El porcentaje de uso promedio de la capacidad en este periodo es del 81,9%. 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. El primer motivo es el que se produjo en febrero, en donde 576 horas tuvieron saldo exportado con un uso promedio de la capacidad del 87,3%. El segundo motivo es el que más se ha producido en los dos últimos meses del periodo, llegando Francia a alcanzar un precio máximo horario de 620 €/MWh. En estos últimos meses el uso promedio de la capacidad de intercambio alcanza un valor del 80,7%.

“Durante el 2021 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 similar a la del 2020.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Francia 2021

MW y MWh



El sistema eléctrico español 2021

3 Intercambios internacionales programados de energía eléctrica



Respecto al uso de la capacidad de intercambio, se ha registrado congestión el 35,7% de las horas en sentido importador, mientras que el 20,0 % de las horas se congestionó en sentido exportador. Ambos valores superiores a los registrados el pasado año. Todo esto confirma la escasa capacidad de interconexión en esta frontera. De junio a octubre predominó el uso importador (en un 69% de las horas hubo un uso superior al 85%), llegándose a congestionar en sentido importador el 58 % de las horas. En febrero, noviembre y diciembre predominó el uso en sentido exportador (81 % de las horas) debido a la alta indisponibilidad nuclear en Francia y la alta generación renovable en febrero en España. En esos meses hubo congestión en sentido exportador el 53,7 % de las horas.

“El cambio en el sentido del saldo hacia signo exportador se debe generalmente al exceso de renovables en el sistema español y los elevados precios en Francia por una alta indisponibilidad de sus nucleares.



Utilización de la interconexión con Francia
en sentido importador durante 5 meses

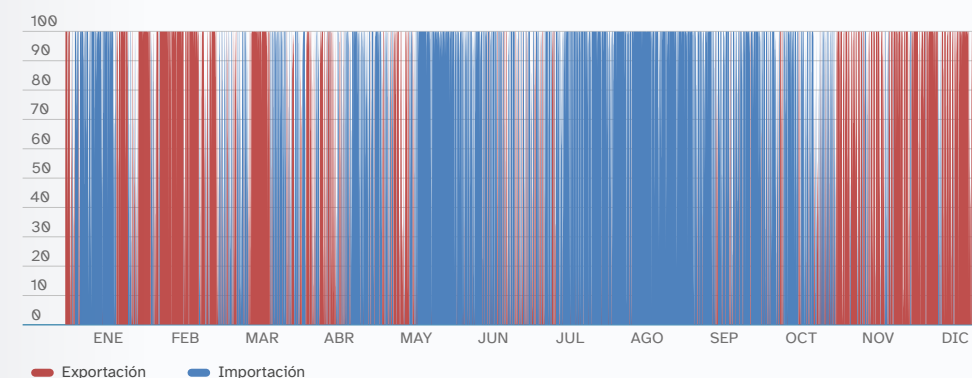
69 %

de las horas con un
uso superior al

85 %

Uso de la capacidad de intercambio en la interconexión con Francia 2021

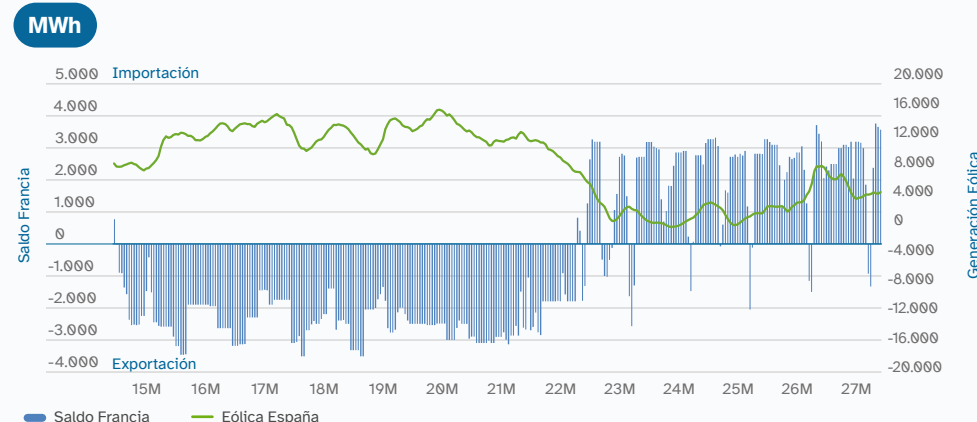
%



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.

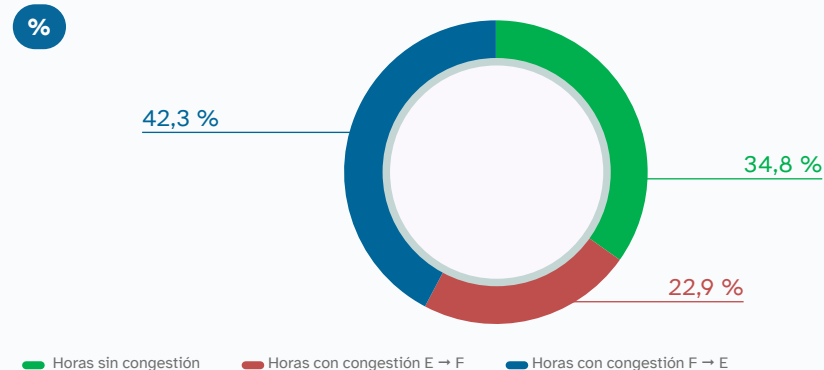
Saldo neto programado en la interconexión y generación eólica en España

15 al 27 de marzo de 2021



En cuanto al uso de la capacidad en el horizonte diario se registró un alto nivel de utilización de esta interconexión, algo más que el pasado año. Así, en un 42,3 % de las horas estuvo congestionada en el sentido Francia a España, con una diferencia de precios media de 27,2 €/MWh; en un 22,9 % de las horas presentó congestión en el sentido España a Francia, con una diferencia de precios media de 38,1 €/MWh, y en el restante 34,8 % de horas no se observó congestión en esta interconexión.

Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Francia en el 2021

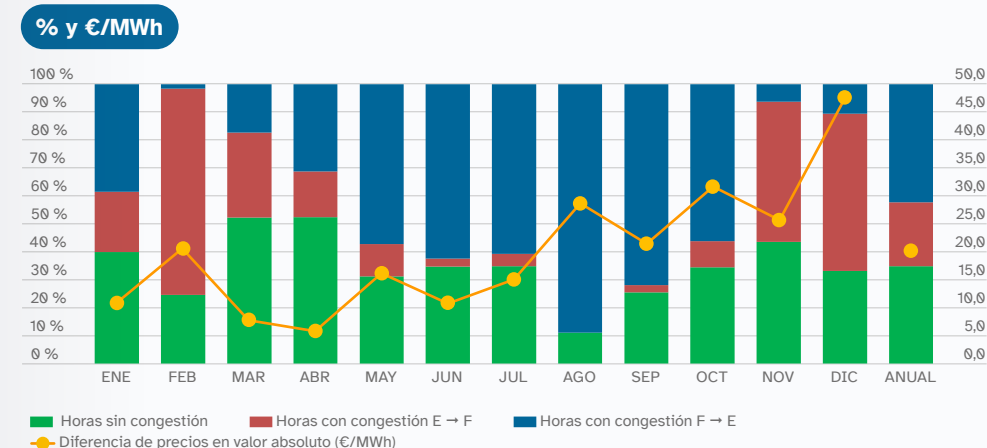


En el año 2021 en la interconexión con Francia sólo se han anotado dos días completos sin congestión en el horizonte diario. En el 70 % de los días se ha registrado congestión en más de 12 horas, frente al 62% del pasado año.

“El diferencial medio de precios en valor absoluto en el 2021 fue igual a 20,2 €/MWh, más del triple que el año anterior. Este valor es 10 veces superior al umbral que considera la Unión Europea para calificar una interconexión como débil.

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 febrero, marzo, noviembre y diciembre en los que los precios de España fueron inferiores a los franceses. Es precisamente en febrero, diciembre y noviembre 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 abril y en marzo (con más de la mitad de las horas).

Horas sin y con congestión en la interconexión con Francia y diferencia de precios del mercado diario en el 2021



Se puede ver como el spread de precios absolutos es en todo momento superior a los 2 €/MWh.

Las rentas de congestión generadas en el año 2021 en esta interconexión ascendieron a 318,4 millones de euros (180,3 millones en sentido importador y 138,0 millones en sentido exportador), correspondiendo el 50% de este total al sistema eléctrico español. Este valor es superior en un 135% a las rentas generadas en el año 2020 (resultado de un incremento del 115% en las de importación y un 168% en las de exportación).

Rentas de congestión derivados de los mecanismos de gestión de la interconexión

Millones de €

	Francia → España	Francia → España	Total
S. anual	30,6	35,3	65,8
S. mensual	56,7	39,8	96,5
Horizonte diario	89,3	61,4	150,7
Producto RR	3,8	1,6	5,3
Total	180,3	138,0	318,4

Las rentas provienen el 51,0 % de las subastas (20,7% en la anual y 30,3% en la mensual), 47,3% del horizonte diario y el 1,7% del producto RR

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 2021 en el sentido España → Francia fue igual a 5,03 €/MW, que supone un aumento del 48 % respecto al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2020 (3,40 €/MW). En el sentido Francia → España, el precio marginal resultante fue igual a 4,36 €/MW, lo que representa un descenso de un 17 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2020 (5,25 €/MW).

El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en septiembre, en el sentido Francia → España con un valor de 14,10 €/MW, muy superior a los 5,00 €/MW de febrero de 2020 y muy parecido a los 14,05 €/MW de mayo de 2019. En el sentido España → Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 25,67 €/MW, más de 4 veces el de enero del año pasado.

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, han registrado un valor de 340,9 GWh de importación y 212,3 GWh de exportación.

En el año 2021 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 1.062 GWh, cifra superior a los 646 GWh programados el año anterior, registrándose así un nuevo récord. El 35 % se programaron en sentido importador y el 65 % restante en sentido exportador.

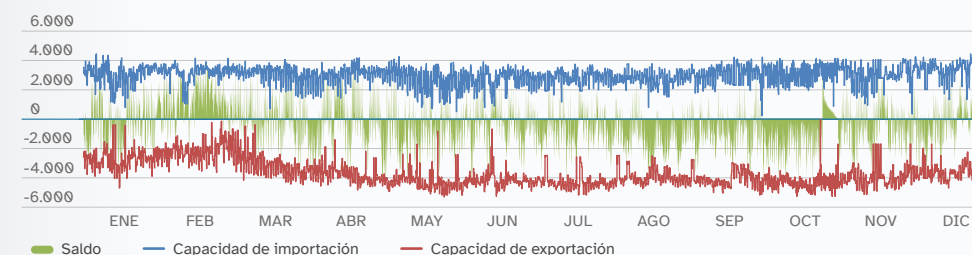


PORTUGAL

El saldo neto anual de los intercambios de energía programados en la interconexión con Portugal ha sido de nuevo exportador, por valor de 4.548 GWh, frente a los 1.455 GWh de 2020. Es el tercer año consecutivo con saldo exportador, anteriormente no se registraba desde el año 2015. Los programas de importación han alcanzado una cifra de 4.124 GWh, con un descenso de un 16,5 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 8.673 GWh, cifra superior en un 36% a la del pasado año.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en la interconexión con Portugal 2021

MW y MWh

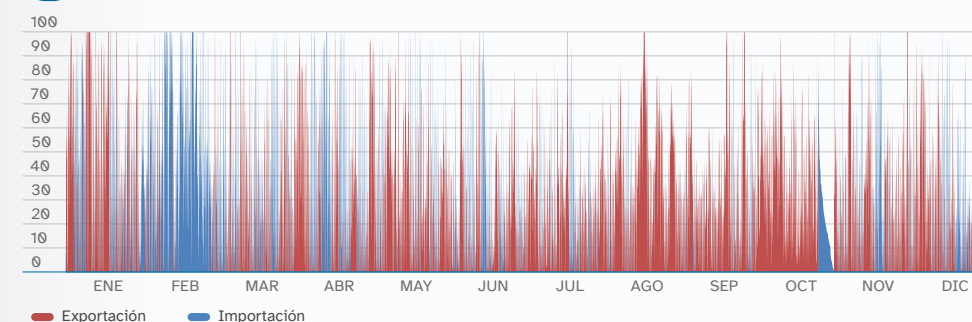


El saldo neto de programas ha sido exportador salvo en febrero y marzo. En el total del año el 65,1% de las horas han registrado saldo exportador, siendo agosto el mes que anota un mayor número de horas (644 h). Febrero es el mes con más horas de saldo importador (582 horas).

Respecto al uso diario 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 2021

%



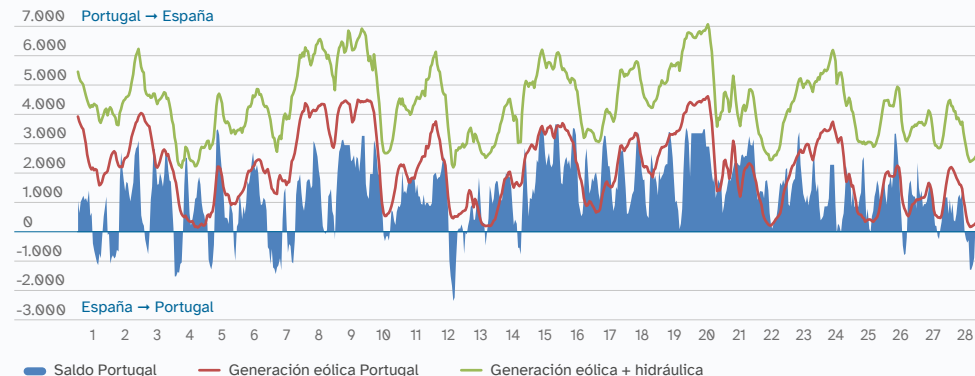
Los saldos importadores se deben, en gran medida, a la alta producción hidráulica y eólica en Portugal. Este año el índice de producible hidráulico fue de 0,93 y el de eolicidad de 1,01⁽¹⁾. Febrero es el mes que registra el mayor saldo importador, siendo el mes con el mayor índice de producible hidráulico en el sistema portugués y el segundo más elevado de eolicidad. Octubre, julio y diciembre fueron los meses que registraron menos horas de congestión (1 en octubre, 4 en julio y 5 en diciembre)

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 febrero), el saldo es importador, mientras que con bajas producciones es exportador o bien un saldo bajo de sentido importador.

Saldo programado en la interconexión y generación eólica en Portugal

Febrero de 2021

MWh



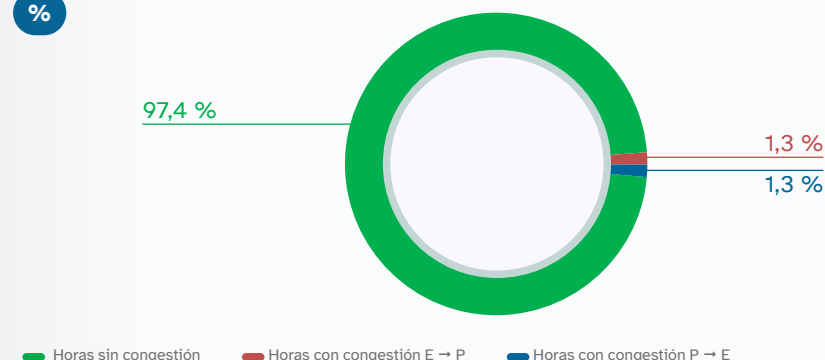
En el horizonte diario los niveles de convergencia registrados en la interconexión con Portugal en 2021 han sido elevados, resultando un porcentaje de horas con congestión en el mercado diario ligeramente inferior al 3 %. Por consiguiente, los precios en uno y otro sistema han sido muy similares siendo el diferencial horario de precios en términos absolutos de 0,20 €/MWh.

(1) Fuente REN: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/regimes/?date=2021-12-31>



Horas sin congestión y con congestión en la interconexión con Portugal en el 2021

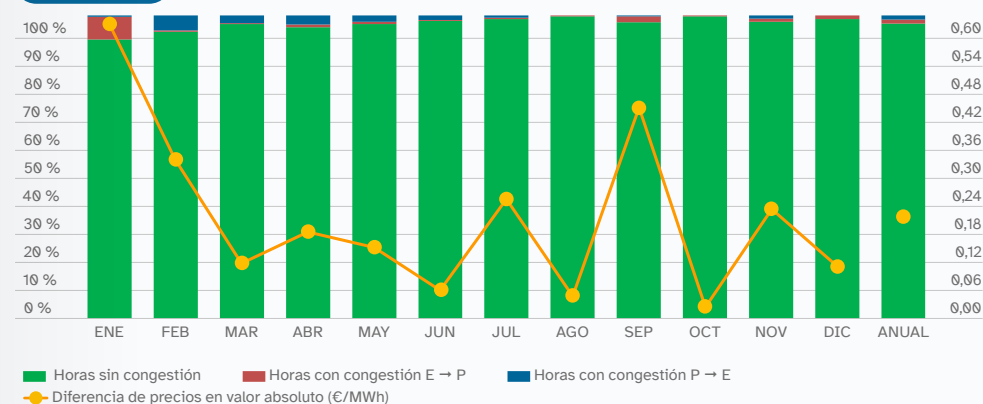
%



En la evolución mensual se puede ver cómo agosto y octubre han sido los meses con un mayor índice de acoplamiento, mientras que en enero se ha registrado el mayor porcentaje de horas con congestión, con casi 8% de las horas del mes y una diferencia de precios de 0,58 €/MWh, que es la mayor diferencia de precios registrada. Septiembre, con algo más de 2% de las horas con congestión, es el segundo mes que mayor diferencia de precios registra (0,42 €/MWh).

Niveles mensuales de congestión y diferencia de precios en la interconexión con Portugal en el 2021

% y €/MWh



Las rentas de congestión alcanzan los 4 millones de euros, proviniendo el 56,9 % del mercado diario, el 3,0 % del mercado intradiario, el 1,9 % del producto RR y un 38,2 % en las subastas (13,6% en la anual, 7,5% en la trimestral y 17,1% en la mensual). Un 50% de esta cantidad corresponde al sistema eléctrico español.

Rentas de congestión derivados de los mecanismos de gestión de la interconexión

Millones de €

	Portugal → España	España → Portugal	Total
S. anual	0,25	0,30	0,54
S. trimestral	0,12	0,18	0,30
S. mensual	0,40	0,28	0,68
Acoplamiento diario	0,60	1,67	2,28
Mercado intradiario	0,07	0,04	0,12
Producto RR	0,01	0,07	0,08
Total	1,46	2,54	4,00

Mediante la plataforma europea para la gestión de energías de balance procedentes de reservas de sustitución de tipo RR, se han asignado 526,5 GWh de importación y 572,0 GWh de exportación.

En el año 2021 fue precisa la aplicación de acciones coordinadas de balance por un valor total de 7,3 GWh, cifra inferior a los 14,2 GWh programados el año anterior. El 94,7 % se programaron en sentido importador y el 5,3 % restante en sentido exportador.

Las rentas de congestión alcanzan los 4 millones de euros, proviniendo el 56,9 % del mercado diario, el 3,0 % del mercado intradiario, el 1,9 % del producto RR y un 38,2 % en las subastas.



Aplicación de acciones coordinadas de balance

7,3 GWh

-48,6 %
Comparativa con 2020

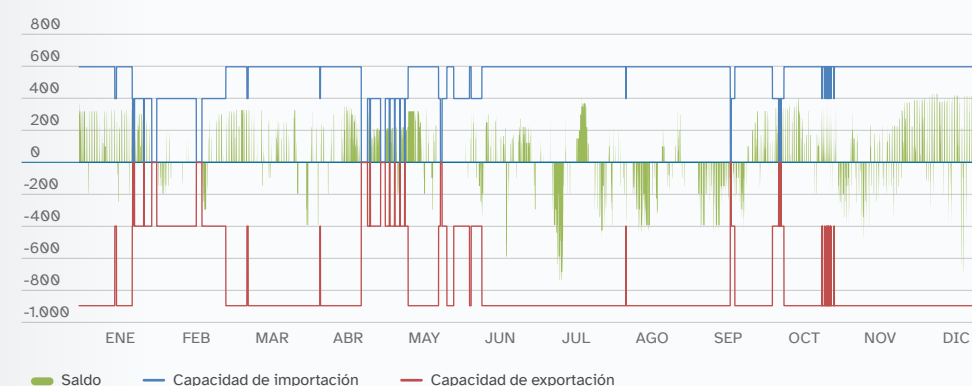


MARRUECOS

El saldo de los intercambios programados con Marruecos vuelve a ser importador, con un valor de 182 GWh, frente a los 298 GWh exportadores del pasado año. Los meses de febrero, julio a septiembre y noviembre tienen saldo neto exportador, mientras que el resto de los meses el saldo neto es importador. El volumen total de energía intercambiada ha sido de 772 GWh, un 11,7 % superior al del pasado año, pero muy alejado de los valores de otros años.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en interconexión con Marruecos 2021

MW y MWh

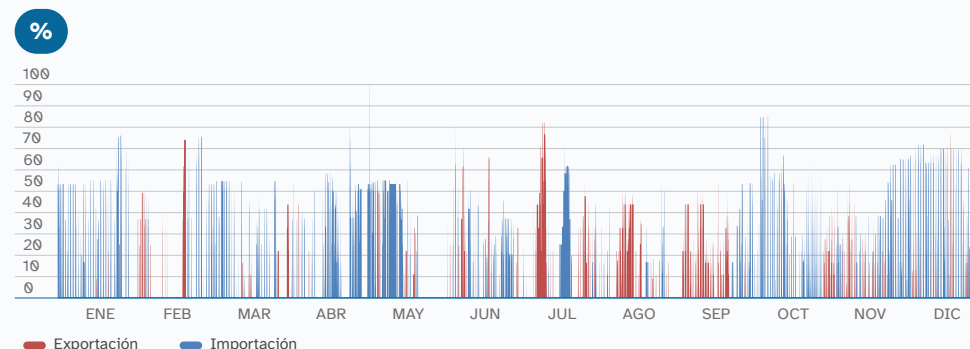


El uso promedio de la capacidad de esta interconexión ha cambiado respecto al pasado año, siendo en sentido exportador del 14 %, inferior al 24 % del año anterior, mientras que en sentido importador ha sido del 24 %, superior al 13 % del año 2020. Tan solo se ha usado la interconexión el 38,1 % de las horas, frente al 37,5 % del pasado año.

El uso medio en ambos sentidos del flujo de la interconexión en 2021 fue del 13,9 % mientras que el de 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 2021 fue del 36,5 %, inferior del 32 % del año 2020, pero alejado del 50,5 % del año 2019.

En el gráfico “Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos” se puede ver claramente, como en 2021 tan solo se ha llegado a congestionar la interconexión en 2 horas en sentido importador (capacidad reducida a 400 MW), mientras que el pasado año no se llegó a congestionar en ningún momento y en el 2019 lo hizo 18 horas en sentido importador y 12 horas en sentido exportador.

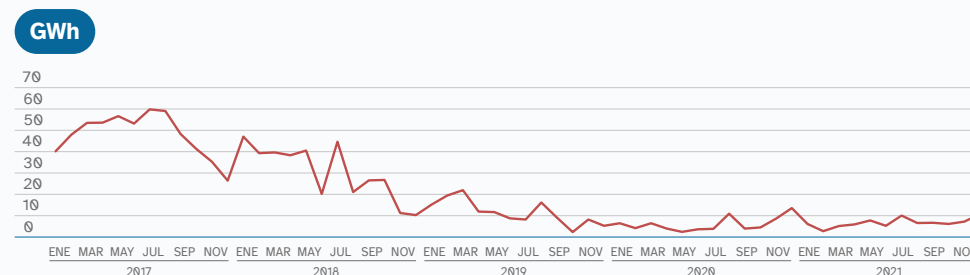
Uso diario de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos 2021



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. Durante 287 h (el 3,3% de las horas) la capacidad de intercambio fue 0 MW por indisponibilidad en ambos enlaces. En 1607 h (el 18,3% de las horas) la capacidad en esta interconexión está limitado a 400 MW en ambos sentidos, por quedar inoperativo uno de los circuitos.

Aunque la energía negociada en esta frontera ha sido ligeramente superior a la del pasado año, se observa una reducción significativa respecto a años precedentes, lo que evidencia que Marruecos tiende a ser cada vez más autosuficiente, con la consiguiente reducción de la energía negociada por esta frontera.

Evolución del volumen de energía programado en la frontera con Marruecos



3 Intercambios internacionales programados de energía eléctrica

También se observa un cambio en la negociación. 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 negociada en el mercado intradiario; en el año 2019 es del 90%, en 2020 se ha negociado el 100% en este mercado y en el 2021 el 97%.

	%MI	%MD	Contratación MD	Contratación MI	Volumen programado
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
Año 2021	97%	3%	20	749	772

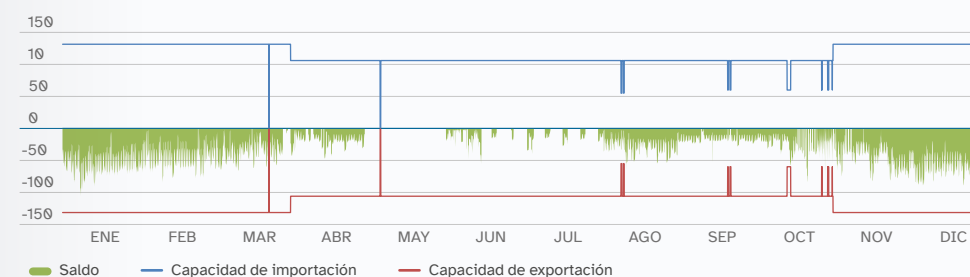
La facturación mensual de los peajes de acceso a la interconexión de Marruecos ha registrado un ingreso total de 4,1 M€, un 8,5% inferior al valor del pasado año.

ANDORRA

El saldo programado en la interconexión con Andorra ha sido exportador, con un valor de 225 GWh, que supone un ascenso de un 15,1 % respecto al año 2020. El uso promedio de la capacidad en sentido exportador ha sido del 17,9 %, frente al 18,5 del pasado año.

Capacidad de intercambio y saldo neto programado en interconexión con Andorra 2021

MW y MWh



La facturación mensual de los peajes de acceso a la interconexión de Andorra ha anotado un ingreso total de 1,6 M€, cifra un 35,5% superior a la del año anterior.

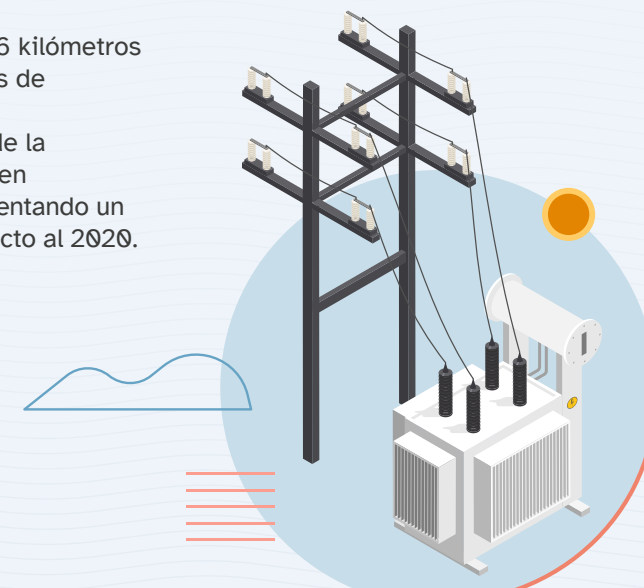
4



Transporte de energía eléctrica

En 2021, se ha continuado fortaleciendo la red de transporte, incrementando la inversión hasta los 391 millones de euros, un 2,1 % superior respecto al mismo periodo del año anterior.

Se pusieron en servicio 206 kilómetros de circuito y 134 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 44.769 kilómetros, experimentando un incremento del 0,5 % respecto al 2020.



Longitud de circuitos
total de la red nacional

44.769 Km

Capacidad de
transformación nacional

93.871 MVA

En 2021, en un contexto aún marcado por la pandemia, se ha continuado fortaleciendo la red de transporte, incrementando la inversión hasta los 391 millones de euros, un 2,1 % superior respecto al mismo periodo del año anterior. Para ello se han puesto en servicio instalaciones que contribuyen a integrar la mayor generación renovable posible, mejoran el mallado de la red y fomentan la electrificación, garantizando la seguridad del suministro y asegurando la calidad del servicio.

Este año se pusieron en servicio 206 kilómetros de circuito y 134 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 44.769 kilómetros, experimentando un incremento del 0,5 % respecto a 2020. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 850 MVA, elevando el total de la capacidad de transformación nacional a 93.871 MVA (0,9 % superior frente a 2020).

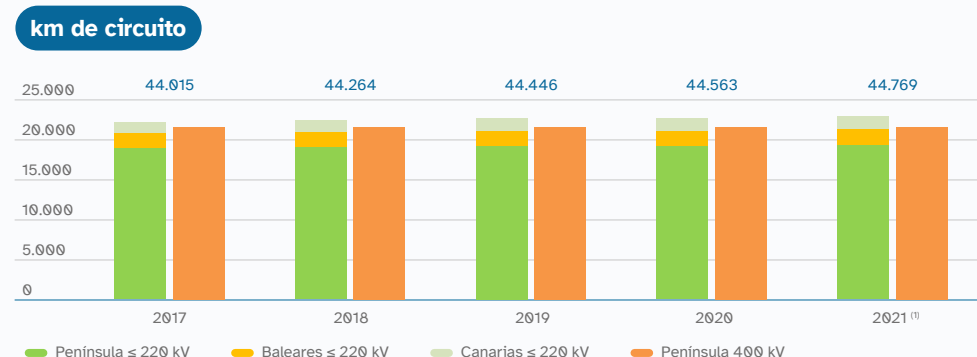
Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV		≤ 220 kV		
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
Total líneas (km)	21.768	19.493	1.929	1.578	44.769
Líneas aéreas (km)	21.651	18.702	1.141	1.237	42.731
Cable submarino (km)	29	236	582	30	877
Cable subterráneo (km)	88	556	206	311	1.161
Transformación (MVA)	84.790	1.363	3.838	3.880	93.871

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2021.

Gráfico de la evolución de la longitud de la red de transporte



(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito acumulados a 31 de diciembre de cada año. Incluye los activos de la red de transporte del resto de empresas.



Entre los proyectos llevados a cabo en la red de transporte en 2021, destacan los siguientes según su zona geográfica de desarrollo:

- **Andalucía:** se han ejecutado las repotenciaciones de las líneas Gabias-Órgiva 220 kV, Arroyo Valle-Montecillo Bajo 220 kV y Cártama-Los Montes 220 kV para mejorar la seguridad de suministro de la zona y dar apoyo a la red de distribución. También se ha desarrollado la ampliación de Torrearenillas 220 kV y se ha puesto en servicio la subestación El Zumajo (Nueva Parralejo) 220 kV, para contribuir a la resolución de restricciones técnicas, dar apoyo a la red de distribución, evacuación de generación renovable y mejorar la seguridad del suministro.
- **Canarias:** se ha puesto en servicio la nueva subestación El Rosario (Nueva Geneto) 220/66 kV, que junto con los dos transformadores de 250 MVA de capacidad conjunta, van a mejorar la seguridad del suministro de la zona norte de Tenerife. En Fuerteventura se ha favorecido la integración de generación renovable con la ampliación de la subestación Puerto del Rosario 66 kV. Finalmente, en la isla de Gran Canaria se ha ampliado el binodo de Barranco de Tirajana 66 kV que va a mejorar la seguridad de suministro de la zona.
- **Castilla La Mancha:** para favorecer la evacuación de energía renovable se han puesto en servicio las ampliaciones en las subestaciones Torrijos 220 kV, Villares de Saz 220 kV y Olmedilla 400 kV, siguiendo con el ambicioso plan para la integración de este tipo de energía en la zona. Del mismo modo y para facilitar el tránsito de flujos de energía por la zona, se ha completado la repotenciación de la línea Villares del Saz-Olmedilla 1 220 kV.
- **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. Asimismo, para incrementar la seguridad de suministro se ha desmantelado la T Renedo 220 kV y se ha puesto en servicio la nueva línea Renedo-Mudarría 220 kV. Finalmente, ha concluido la ampliación de la subestación Zamora 220 kV para fomentar la generación de energía renovable.
- **Aragón:** ha continuado el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Zaragoza con la puesta en servicio del doble circuito Los Leones-Villanueva 220 kV. Además, la nueva subestación Cariñena 400 kV y su entrada/salida en la línea Almazán-Fuendetodos 400 kV permitirá alimentar el eje ferroviario de alta velocidad Zaragoza-Teruel. Por otra parte, se ha avanzado en los refuerzos de la red de transporte en distintas zonas con la puesta en servicio de la línea Mezquita-Valdeconejos 220 kV, Valdeconejos-Escucha 220 kV y las repotenciaciones de las líneas T Foradada-Escalona 220 kV, Escalona-T Escalona 220 kV y Aragón-Mequinenza 400 kV.
- **Baleares:** destacan las ampliaciones de la subestación Bossa 132 kV para mejorar la seguridad de suministro de la zona y de San Martín 66 kV y Ciudadela 132 kV, que van a permitir la evacuación de generación renovable.

“En 2021 se ponen en servicio 16 nuevas posiciones para la ampliación de la potencia renovable. Destacan las subestaciones de Almaraz, Brocales y Carmonita con una potencia de entre 0,7 y 1 GW respectivamente.

- **Cataluña:** destacan las ampliaciones de las subestaciones de 220 kV de Begues y Puigpelat para facilitar el apoyo a las redes de distribución, a consumidores industriales y para contribuir a la resolución de restricciones técnicas. Por otra parte, se ha avanzado en el desarrollo de la red de 220 kV poniendo en servicio de la ampliación de la subestación Hospitalet que conectará con la futura subestación de Cerdá.
- **Extremadura:** tiene especial mención el nuevo transformador de 600 MVA en la subestación Almaraz CN 400 kV que aumentará el apoyo a la red de distribución y contribuirá a la resolución de restricciones técnicas de la zona. También se ha ampliado la subestación Jose María Oriol 220 kV con una nueva reactancia, que va a mejorar el control de tensión de la zona. Asimismo, ha entrado en servicio la nueva subestación Los Arenales 220 kV con conexión a Jose María Oriol 220 kV y han continuado los trabajos para conectar esta subestación con Cáceres 220 kV y Trujillo 220 kV. Finalmente, la línea de interconexión Riocaya-Alcaçova 66 kV ha sustituido a la anterior línea Badajoz-Alcaçova 66 kV, y se ha completado la nueva subestación Carmonita 400 kV con entrada-salida en la línea Almaraz CN-San Serván 400 kV que va a facilitar la alimentación del eje ferroviario Toledo-Cáceres-Badajoz y la evacuación de energía renovable.
- **Levante:** la puesta en servicio de la nueva subestación Montesa 400 kV y su entrada-salida en la línea Benejama-Catadau 400 kV ha permitido la alimentación del eje ferroviario Albacete-Alicante-Valencia. En la región de Murcia, la ampliación de la subestación Carril 400 kV va a impulsar la integración de nueva generación renovable.
- **Zona centro:** se ha proseguido, en cuanto a tramitaciones y trabajos, en el avance de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.
- **Zona norte:** en el País Vasco ha continuado la construcción del doble circuito Güeñes-Ichaso 400 kV, destacando la puesta en servicio de la ampliación de la subestación de Ichaso 400 kV. Esta actuación forma parte del eje que conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Güeñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón) e incrementará la evacuación de generación de origen renovable y asegurará los valores comprometidos de capacidad de intercambio entre España y Francia. En Cantabria ha proseguido la construcción del 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. Se han completado las repotenciaciones de las líneas Garoña-Puentelarrá 220 kV y Cillamayor-Mataporquera 220 kV, que permitirán una mayor integración de energía renovable y una mejora en la resolución de restricciones técnicas de la zona. En Galicia, para la alimentación del tren de alta velocidad se ha puesto en servicio la nueva subestación Tomeza 220 kV, con conexión a Lourizán-Pazos 220 kV y Lourizán-Tibo 220 kV. Finalmente, para incrementar la conexión de generación de origen renovable se ha puesto en servicio la nueva línea Lousame-Mazaricos 220 kV.

“ Para la conexión de ejes ferroviarios se ponen en servicio nuevas posiciones en las subestaciones de Carmonita (eje Plasencia-Badajoz), Tomeza (eje A Coruña-Vigo), Montesa (eje Játiva-La Encina) y Cariñena (eje Zaragoza-Teruel-Sagunto).



INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

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

La última interconexión puesta en servicio entre España y Francia (Baixas-Santa Llogaia) a finales de 2014 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 favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable. Sin embargo, y a pesar de esta ampliación, el grado de interconexión de nuestro país sigue estando debajo de los objetivos marcados por la Unión Europea del 10% y del 15%, para 2020 y 2030 respectivamente.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español así lo 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 pirineos⁽¹⁾.

Objetivo Unión Europea 2030

15%

de capacidad de interconexión sobre la capacidad instalada total



“ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) plantea 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 (Declaración de Madrid) y en Lisboa en 2018 (Declaración de Lisboa). Los tres proyectos están incluidos en la 5ª lista de Proyectos de Interés Común (PIC), adoptada por la Comisión Europea el 19 de noviembre de 2021. Esta lista debe de ser aprobada por Reglamento Delegado de la Comisión una vez trascurra el plazo escrutinio por parte de los Colegisladores (Parlamento y Consejo). De momento, el Parlamento Europeo ya ha dado su visto bueno el pasado 9 de marzo mediante el rechazo de una objeción.

LA CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de calidad de servicio del año 2021 se mantienen contenidos por debajo de los umbrales máximos que marca 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 17 interrupciones de suministro en 2021, un 42 % más que en 2020. Este incremento se ha visto reflejado en la ENS que ha aumentado respecto al año anterior (188 MWh en 2021 frente a 95 MWh en 2020). Así mismo, el TIM ha alcanzado un valor de 0,41 minutos (0,21 minutos en 2020), a pesar de ello 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 Dos Hermanas 220 kV con una ENS de 81 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
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	95	4	65	0,21	0,47	4,29
2021 ⁽¹⁾	188	1	33	0,41	0,07	2,33

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.

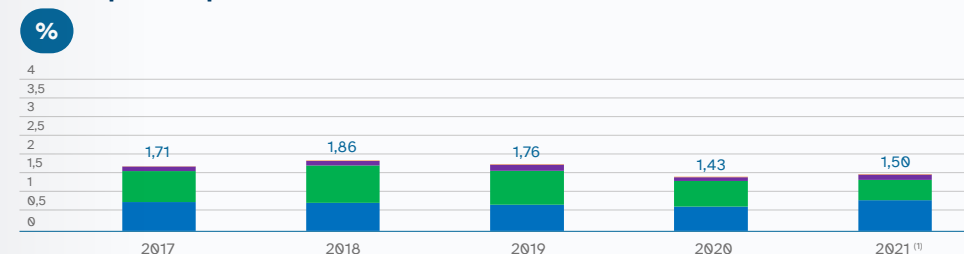
En el sistema eléctrico balear, los indicadores de continuidad de suministro en 2021 mostraron un claro descenso respecto al año anterior. Se registró una interrupción de suministro que en supuso una ENS de 1 MWh (4 MWh en 2020) y un TIM de 0,07 minutos (0,47 minutos en 2020). En el sistema eléctrico canario sucedió algo similar, situándose la ENS en 33 MWh (correspondiente a 4 interrupciones de suministro) y el TIM en 2,33 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.

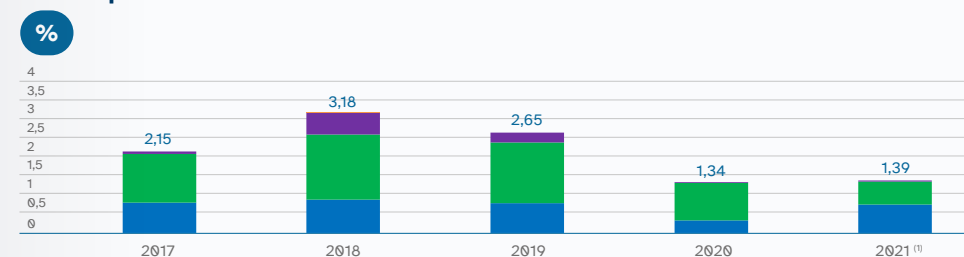


A continuación, se muestra la evolución del indicador indisponibilidad en los últimos cinco años. El índice de disponibilidad de la red de transporte peninsular en 2021 alcanzó un valor del 98,50 %, valor ligeramente inferior al 98,57 % del año 2020. En los sistemas balear y canario, la disponibilidad de la red fue respectivamente del 98,61 % (98,66 % en 2020) y 99,20 % (99,07 % en 2020). En 2021 en general se observa un aumento en la indisponibilidad por mantenimiento preventivo y predictivo, que contrasta con la disminución de las indisponibilidades programadas como consecuencia de las actuaciones de mejora en los activos de red.

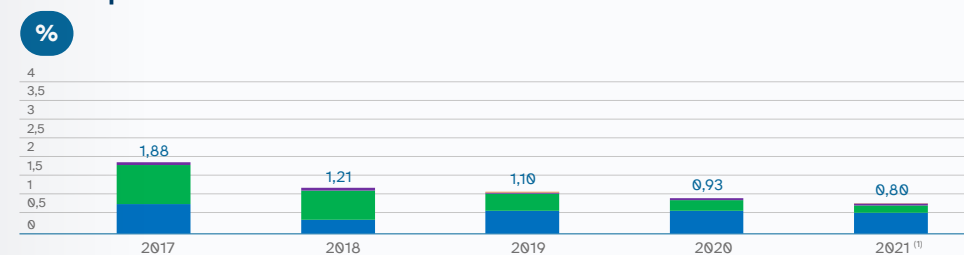
Evolución anual del índice de indisponibilidad de la red de transporte peninsular



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



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



Programada por mantenimiento preventivo y predictivo

No programada debida a mantenimiento correctivo

Programada por causas ajenas al mantenimiento

No programada debida a circunstancias fortuitas

Nota: Clasificación según el RD 1955/2000.

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

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.



Mercados eléctricos

El precio medio final de la energía registra el valor máximo histórico. Es casi el triple que el del pasado año y el doble que el de los años 2017 al 2019.

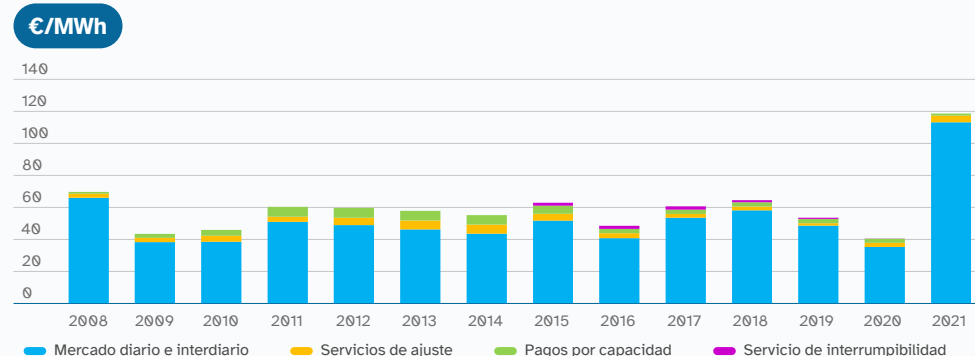
El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2021 en 118,65 €/ MWh, el más alto de la historia.



Durante el año 2021 la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre) fue un 2,4 % superior al del año anterior.

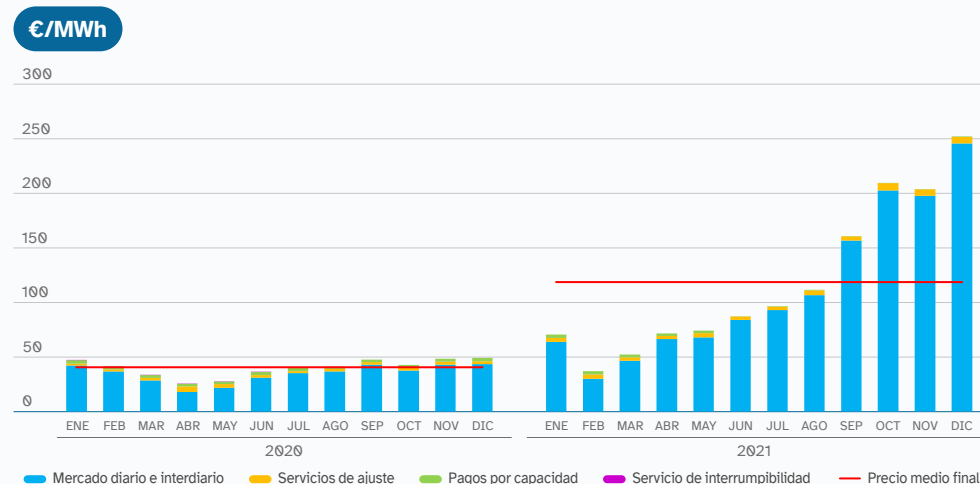
El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2021 en 118,65 €/MWh, el más alto de la historia. El anterior era el del año 2008, con un valor algo inferior a los 70 €/MWh, siendo el de este año un 70,6% superior. Es casi el triple que el precio de 2020 y el doble que el de los años 2017 a 2019.

Componentes del precio medio final de la energía



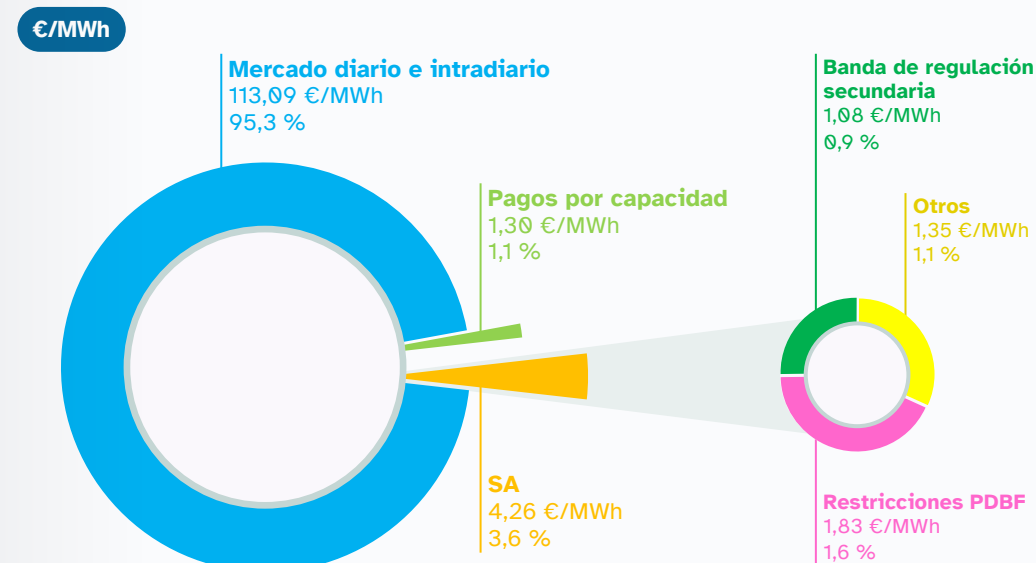
Comparando mes a mes se observa cómo, salvo en febrero, los precios han sido más altos que en los mismos meses del año anterior. El año anterior, debido a la pandemia, los precios fueron muy bajos de marzo a junio, registrando en abril el mínimo histórico mensual, pero los mayores incrementos respecto al año anterior no se han producido en estos meses, sino en el último cuatrimestre. En estos últimos meses la variación respecto al mes del año anterior ha sido superior al 200%.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico



El peso de la componente del mercado diario e intradiario se ha incrementado, hasta llegar al 95,3%, que es el porcentaje más alto, superando al 94,8% del año 2008. El peso de los servicios de ajuste representa un 3,6%, muy similar al del año 2018 y por debajo del 6,3% del pasado año 2020. El peso de los pagos por capacidad representa solo el 1,1%, valor muy inferior al de años anteriores, y tan solo comparable con el 1,5% de 2008.

Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2021



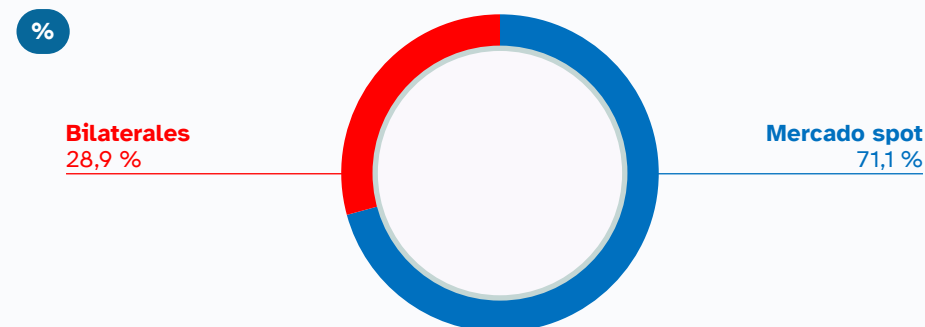
Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del pasado año, se observa que la correspondiente al precio del mercado diario e intradiario casi se ha triplicado, la de los servicios de ajuste se incrementó en un 68,5% y los pagos por capacidad se han reducido en casi un 51%.

“El peso de la componente del mercado diario e intradiario se ha incrementado, hasta llegar al 95,3%, que es el porcentaje más alto, superando al 94,8% del año 2008.”

MERCADO DIARIO

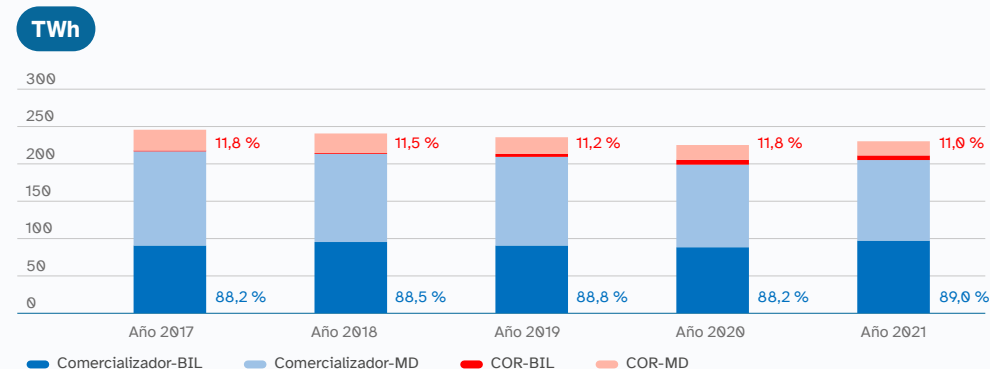
La energía en el mercado diario se situó en 248 TWh en 2021 (176 TWh en el mercado spot sin bilaterales), lo que supone un incremento del 2,9 % respecto a 2020. El 71,1 % de la energía se negoció en el mercado spot y el 28,9 % restante a través de bilaterales, los mismos porcentajes que el año anterior. Estos porcentajes tienen valores bastante similares desde el año 2015.

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



La cuota de energía suministrado por los comercializadores distintos a los de referencia sube este año, alcanzando el 89%, frente al 88,2% del año 2020. La cuota es muy similar a la registrada en el año 2019.

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



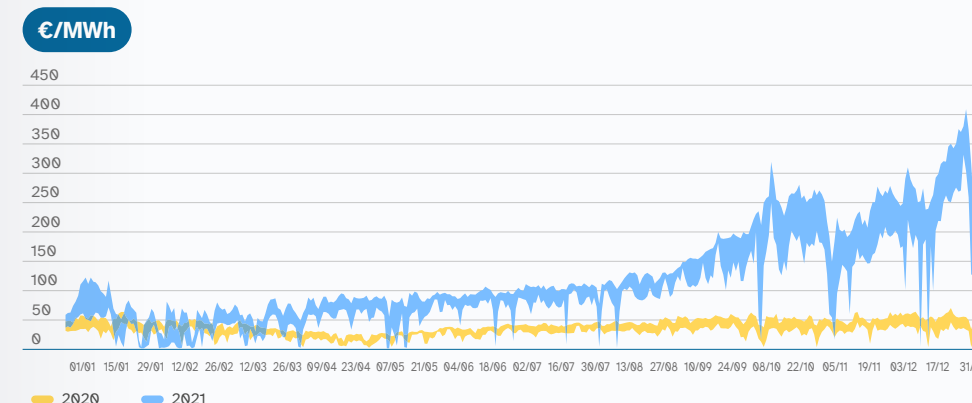
La cuota de energía suministrado por los comercializadores distintos a los de referencia sube este año, alcanzando el 89%, frente al 88,2% del año 2020. La cuota es muy similar a la registrada en el año 2019.



El precio promedio del mercado diario de electricidad en el año 2021 ha sido de 111,93 €/MWh, el más alto de la historia, muy lejos del valor máximo del 2008 actualizado (76 €/MWh). El precio es más del triple que el del año pasado (muy bajo debido a la pandemia). Este incremento del precio, que en la gráfica se ve que ha sido sobre todo desde agosto, comenzó antes con precios desde finales de mayo ya superiores a 90 €/MWh.

El año comenzó con valores altos en enero, pero en febrero fueron bastante bajos. Los meses siguientes, se mantuvieron altos, y desde agosto fueron subiendo constantemente, hasta sufrir un pequeño descenso en noviembre y los últimos días del año.

Evolución de los precios mínimos y máximos de mercado diario



Se puede ver como los precios mínimos han sido bastante altos. Cabe destacar el mes de septiembre cuyo valor mínimo horario fue de casi 100 €/MWh. En el gráfico se puede ver cómo los precios han ido ascendiendo, superando reiteradamente los valores máximos, hasta a alcanzar el 23 de diciembre el máximo histórico diario (383,67 €/MWh) y horario (409,00 €/MWh a las 19 y 20 horas), superados ya en 2022.

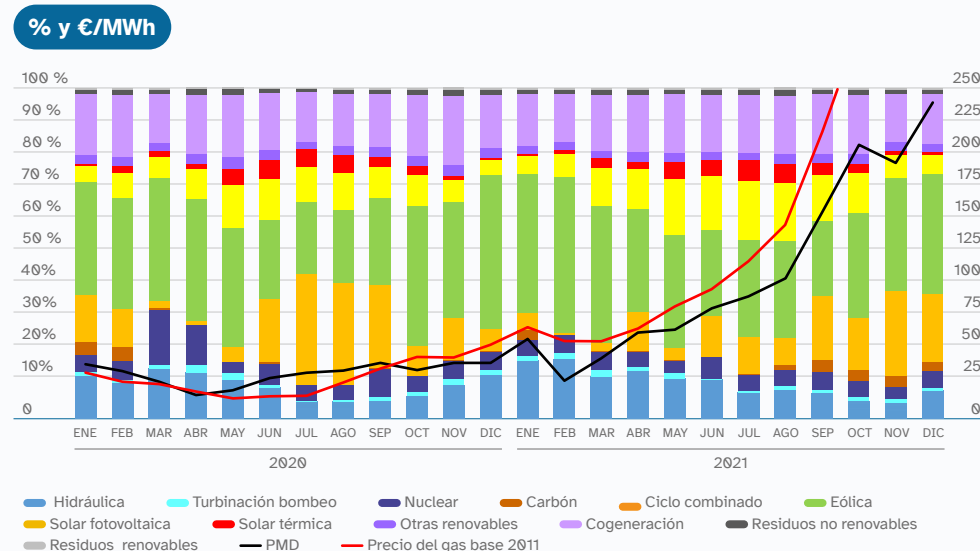
230 %
Comparativa
con 2020

Precio promedio del
mercado diario
111,93 €/MWh

Desde el mes de abril, los precios mensuales han marcado el precio máximo histórico para dicho mes y el de junio ya fue el máximo histórico mensual desde el inicio del mercado. Desde entonces, se ha ido registrando cada mes nuevo máximo histórico mensual, con la excepción de noviembre, para terminar diciembre con un máximo histórico mensual de 239,16 €/MWh. Sin embargo, el precio de febrero fue bajo, el octavo más bajo para un mes de febrero.

Si se tiene en cuenta la estructura de la generación en el mercado diario, factor importante en la formación del precio, se aprecia cómo el mes de febrero de 2021 es el que registra el precio más bajo, siendo este mes el que presentó mayor participación de renovables y menor de ciclo combinado.

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



La participación de la energía renovable en la estructura de generación eléctrica para la casación durante el año 2021 ha sido del 62,6%, superior al valor de 57,6% que se dio el año anterior. La nuclear ha visto reducida su participación en 2,1 puntos porcentuales, al volver este año a gestionar más energía por contratos bilaterales, mientras que durante la pandemia se negoció mucho menos por bilaterales (reducción de 1,7 puntos porcentuales en 2020 respecto al año anterior). La participación del ciclo combinado se ha reducido en 2,1 puntos porcentuales, mientras que la del carbón se ha incrementado ligeramente (0,8 p.p.). La de la eólica y solar se han incrementado en 1,3 y 3,1 puntos porcentuales respectivamente. Este escenario nos haría pensar en una reducción de los precios, sin embargo, no ha sido así.

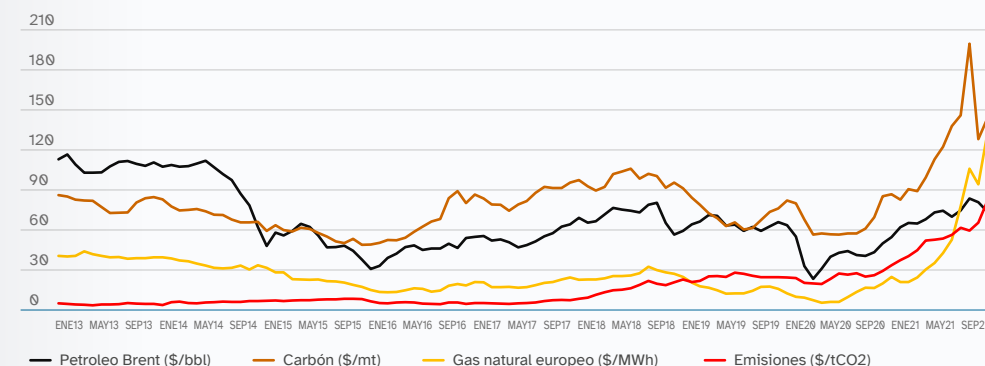


Otro factor que influye en el precio son las reservas. Estas han estado por encima de las reservas medias históricas hasta el mes de abril. En febrero las reservas llegan al alcanzar casi el máximo estadístico, situación que influye también en la bajada de los precios de ese mes. En los últimos meses de 2021 las reservas están por debajo de la media histórica, lo que provoca un incremento de los precios.

El incremento del precio del mercado durante la mayor parte de 2021 ha sido fundamentalmente debido al incremento del precio de los combustibles y de las emisiones.

En el gráfico se puede apreciar el fuerte incremento de los precios de los combustibles. El precio del gas natural europeo, tras marcar en mayo de 2020 (durante la pandemia) el precio histórico más bajo, comienza un ascenso que le hace marcar reiteradamente desde agosto, con la excepción de noviembre, los precios máximos, llegando en diciembre a un valor de 129,65 €/MWh, valor muy superior a los 19,97 €/MWh que había en diciembre de 2020. El precio del carbón sigue una tendencia similar, alcanzando los máximos en octubre, pues tras la caída de noviembre (más fuerte que la del gas) los precios no llegan a alcanzar el máximo. El precio del Brent, que durante la pandemia también alcanzó valores bajos que no se habían registrado desde el año 2002, se ha ido incrementado todo el año, superando los valores de 2018, pero lejos aún de los precios registrados en los años 2011 a 2014.

Evolución del precio de los combustibles y las emisiones



En cuanto al precio de las emisiones se puede apreciar también la ligera caída que registró de marzo a mayo de 2020, situándose por debajo de los valores del año anterior, para posteriormente comenzar a subir e ir batiendo reiteradamente desde diciembre de 2020, los precios máximos mensuales históricos. El precio anual es un 120% superior al de 2020 y un 119% superior al de 2019.

Si se representan las estructuras de la generación casada en las horas en las que el precio del mercado diario marcó el mínimo y el máximo anual, se aprecia cómo estas son muy diferentes. En las horas en que se da el precio mínimo se advierte como la eólica es la que marca el precio marginal (con un porcentaje superior al 43%), siendo la energía renovable casada en esas horas cercana al 80%. Si se observa la estructura en las horas en la que se registra el precio máximo, se aprecia como es la hidráulica la que marca el marginal, aunque es el ciclo combinado la tecnología que mayor porcentaje tiene en la estructura (alrededor del 35%). En esas horas las renovables no llegan a representar el 40% de la estructura de la generación. Ese día la mayor energía casada con precios cercanos al marginal, corresponde al ciclo combinado seguida de la hidráulica

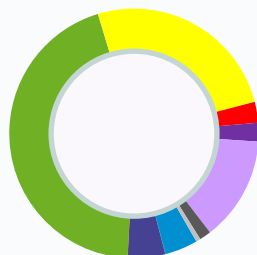
Estructura de la generación en la casación en 2021 en las horas de precio mínimo y máximo

%

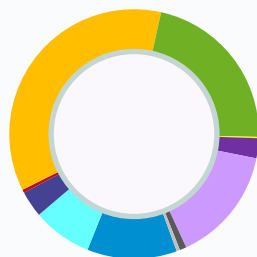
	Precio mínimo	Precio máximo
Hidráulica	4,3 %	11,6 %
Turbinación bombeo	0 %	7,7 %
Nuclear	4,9 %	3,4 %
Carbón	0 %	0,4 %
Ciclo combinado	0 %	35,9 %
Eólica	44,5 %	21,9 %
Solar fotovoltaica	25,6 %	0,2 %
Solar térmica	2,7 %	0 %
Otras renovables	2,4 %	2,6 %
Cogeneración	13,5 %	15,0 %
Residuos no renovables	1,5 %	0,9 %
Residuos renovables	0,6 %	0,4 %

— Tecnología que marca el marginal

Mínimo MD: 9/05- 16 h



Máximo MD: 23/12 - 19 h



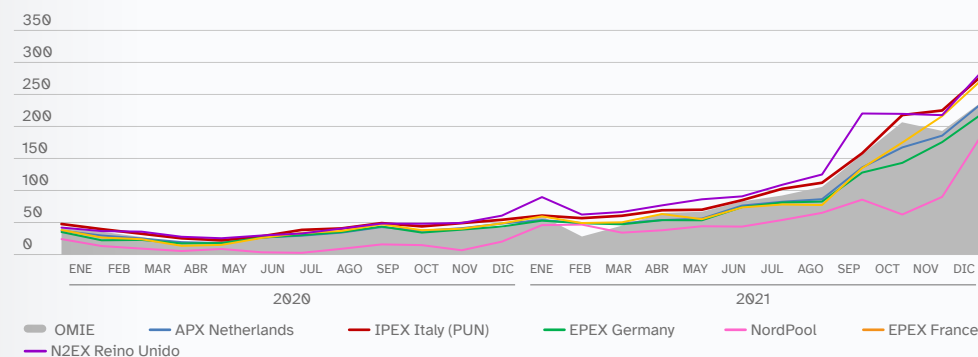
El precio máximo diario se registró el 23 de diciembre (383,67 €/MWh) y el mínimo el 31 de enero (1,42 €/MWh).



Los precios europeos han registrado el mismo comportamiento que los de España, marcando todos máximos anuales y mensuales. Si se compara el precio del mercado diario español con los precios de los mercados europeos se observa como los precios de Reino Unido, Italia y España son de los más altos de Europa. En febrero, sin embargo los precios de España fueron los más bajos.

Precios de mercados europeos

€/MWh



MERCADO INTRADIARIO

En el mercado intradiario de subastas se ha negociado 31 TWh (incluye todas las transacciones en que al menos un agente español participa en la transacción), que supone un 17,6% de lo que se negocia en el mercado diario.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2021 se situó en 112,58 €/MWh, superior en un 0,6% al del mercado diario.

En el mercado intradiario continuo la energía negociada se situó en 6,5 TWh, frente a los 5,2 TWh del año anterior. El precio medio ponderado en España ha sido de 113,73 €/MWh, oscilado entre los 37,35 €/MWh de febrero y los 234,84 €/MWh de diciembre.

+5,9 %
Comparativa
con 2020

Ventas de energía mercado
intradiario de subastas

31 TWh

SERVICIOS DE AJUSTES

Las necesidades de energía gestionadas mediante los servicios de ajuste han sido superiores a las del 2020 en un 5,8%. La energía programada por seguridad ha sido inferior en un 6,2%, debido al descenso de la energía por restricciones técnicas al PDBF (19,4%), mientras que las restricciones técnicas en tiempo real se han duplicado. La energía utilizada por balance se ha incrementado en un 21,4%, resultado sobre todo del incremento de la energía de regulación secundaria y del IGCC (energía de secundaria evitada), que entró en vigor a finales del año 2020.

Necesidades de energía cubierta mediante los servicios de ajuste

GWh

	Enero - diciembre 2021			Enero - diciembre 2020			%2021/2020		
	A subir	A bajar	Total	A subir	A bajar	Total	A subir	A bajar	Total
Energía programada por seguridad	9.475	912	10.386	10.159	914	11.074	-6,7	-0,3	-6,2
Restricciones técnicas al PDBF	7.789	253	8.042	9.431	548	9.979	-17,4	-53,8	-19,4
Restricciones en tiempo real	1.686	659	2.345	728	366	1.094	131,5	80,0	114,3
Energía utilizada por balances	5.824	4.480	10.305	4.890	3.599	8.490	19,1	24,5	21,4
Reservas de sustitución (RR)	2.168	852	3.020	2.107	872	2.979	2,9	-2,2	1,4
Regulación secundaria	1.300	1.541	2.840	1.212	1.631	2.843	7,2	-5,5	-0,1
Regulación terciaria	2.160	1.322	3.482	1.543	1.061	2.603	40,0	24,7	33,7
IGCC ⁽¹⁾	197	765	962	28	36	64	599	2.023	1.398
Total gestionada	15.299	5.392	20.691	15.050	4.514	19.563	1,7	19,5	5,8

(1) Energía de regulación evitada mediante la plataforma europea de neteo de regulación secundaria.

El volumen de energía por restricciones técnicas al PDBF representa un 38,9% del total, porcentaje inferior al 51% que representaba el pasado año.



Precios medios ponderados de los servicios de ajuste

GWh

	2020		2021		%21/20	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas PDBF	75,3	30,7	145,9	89,0	93,8	189,5
Restricciones técnicas en tiempo real	146,1	7,4	269,7	37,6	84,6	405,8
Regulación secundaria	35,8	29,0	112,1	100,5	213,1	246,8
Regulación terciaria	42,6	19,3	137,4	59,1	222,6	206,4
Reservas de sustitución ⁽¹⁾	43,1	22,0	144,3	70,2	235,0	218,4

(1) El servicio de Energías de Balance de tipo RR cuenta con un precio único. El valor representado en la tabla corresponde al precio medio ponderado según el sentido de la necesidad cubierta del Sistema Eléctrico Español. Hasta febrero de 2020, inclusive, se facilita el precio medio ponderado de la energía gestionada mediante el servicio de gestión de desvíos generación-consumo.

“ Durante el año 2021 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 1.032 millones de euros, un 71,7 % superior al del año anterior.

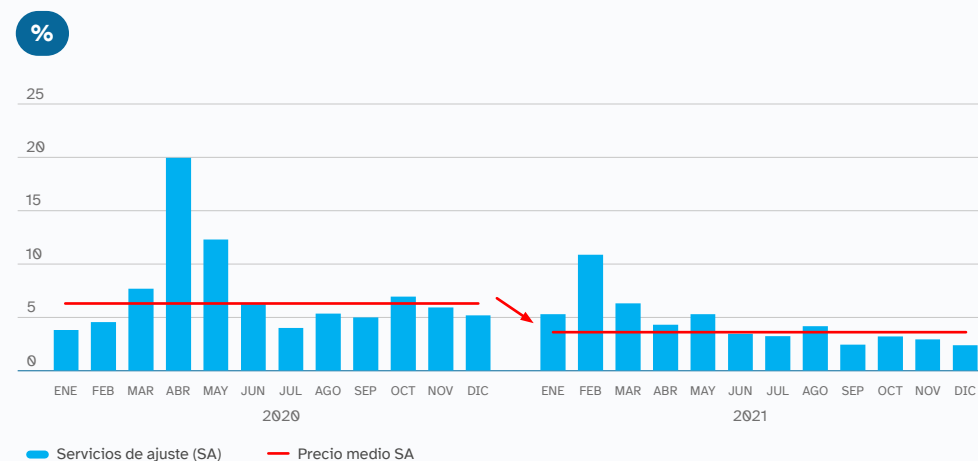
Coste Servicios ajustes en M€

	2020	2021
Restricciones técnicas	501	724
Restricciones PDBF	423	443
Restricciones tiempo real	78	281
Banda	95	262
Desvíos	40	107
Otros*	-19	-46
Control de factor de potencia	-17	-15
Total Servicios ajustes	601	1.032
Δ2021/2020		71,7%

(*) 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 4,26 €/MWh, valor superior a los 2,54 €/MWh del año 2020. Este incremento ha sido debido a los altos precios registrados en todos los mercados. Si comparamos el peso de este servicio sobre el precio medio final se ve como se ha reducido el de este año (3,6% sobre el 6,3% del año anterior).

Peso de la repercusión de los servicios de ajustes en el precio final



En abril de 2020 los servicios de ajuste llegaron a representar el 20% del precio medio final de la energía, cuando habitualmente no suele llegar al 5 %. La situación excepcional en la operación del sistema a causa de la COVID-19 repercutió en una mayor necesidad de utilización de los servicios de ajuste. En febrero de 2021, mes con mayor porcentaje de renovables, se aprecia como su peso es el mayor de este año.

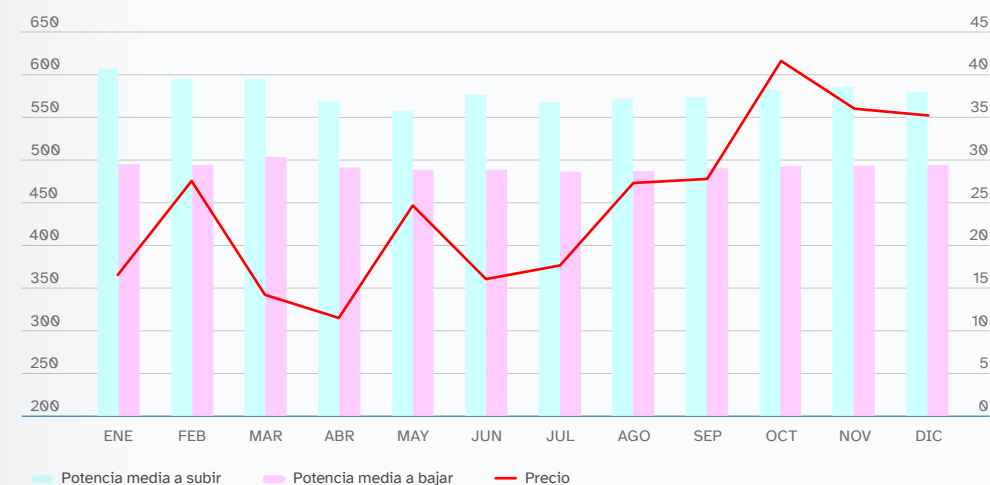


Mercados de reserva

La banda media horaria de regulación secundaria asignada a subir fue de 580 MW, frente a los 593 MW del año anterior, con una repercusión del 1,08 €/MWh de demanda servida, un 170% superior a la del año anterior. El precio medio ponderado anual es de 24,5 €/MW y el precio más alto mensual se dio en octubre con 41,45 €/MW).

Banda de regulación y precio de banda

MW y €/MW



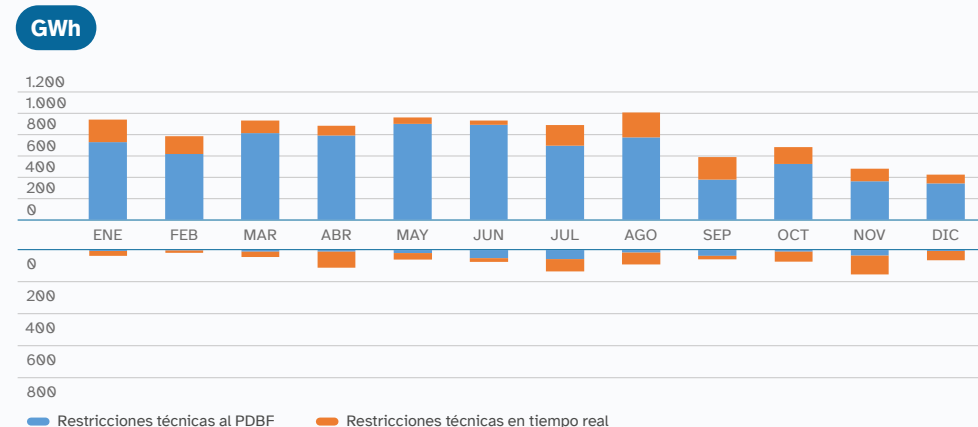
“ La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía ha supuesto el 3,6%, valor inferior al 6,3% del año 2020.

Energía programada por seguridad

La energía programada para solución de restricciones técnicas ha sido de 10.386 MWh, un 6,2% inferior a las del año anterior. A subir se han programado el 91,2% de la energía total.

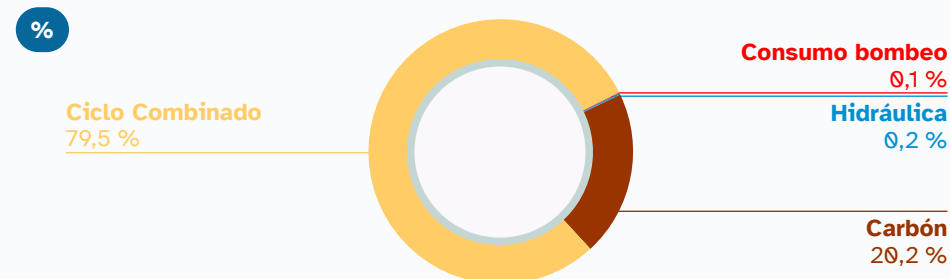
La energía de restricciones al programa diario base de funcionamiento (PDBF) fue de 7.789 GWh a subir (17 % inferior a la del año anterior) y 253 GWh a bajar (la mitad que el año anterior). El valor medio del precio de la energía a subir se situó en 135,8 €/MWh, un 80,4 % superior al del año pasado, y el de la de bajar fue de 82,8 €/MWh, casi el triple del del año anterior. La repercusión en el precio medio final fue de 1,83 €/MWh frente al 1,79 €/MWh del año anterior.

Evolución mensual de la energía programada por seguridad



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.

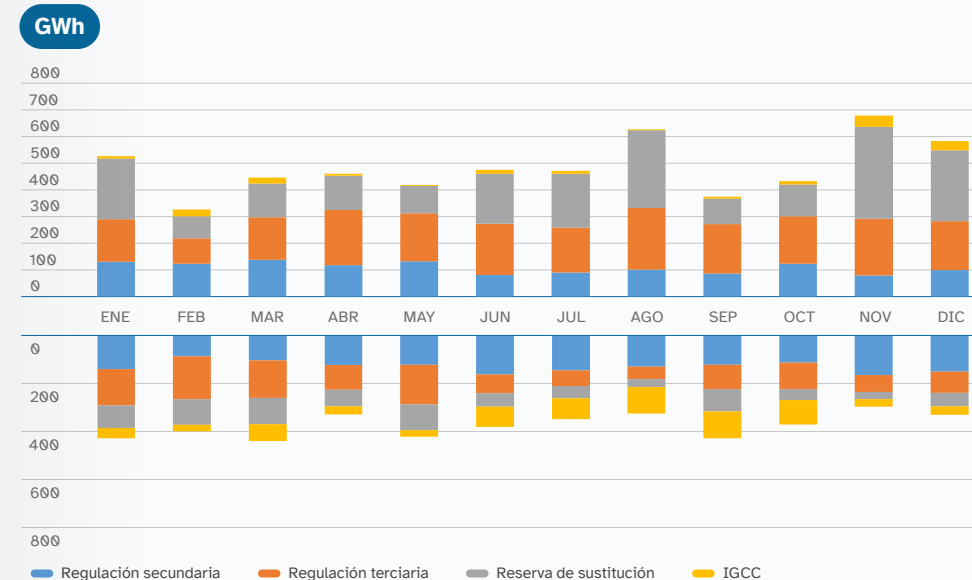
Energía a subir en fase I



La energía programada por restricciones técnicas en tiempo real ha sido de 2.345 GWh, algo más del doble que el valor del año anterior. El 71,9% corresponde a asignaciones a subir y el 28,1% restante a bajar. La repercusión en el precio medio final fue de 1,16 €/MWh frente al 0,33€/MWh del año anterior.

Mercados de balance

Evolución de las necesidades de energía cubierta por balance



Los mercados de balance (regulación secundaria, terciaria, reserva de sustitución y reserva evitada de secundario mediante la plataforma europea de neteo de energías de regulación) han tenido unas necesidades totales de energía de 10.305 GWh. De este total, el 56,5 % correspondió a energía gestionada a subir y el 43,5 % restante a la gestión de energía a bajar.

Las mayores necesidades de energía se han cubierto con terciaria y reserva de sustitución, destacando la notable participación de generación renovable en estos servicios.

“La energía programada por restricciones técnicas en tiempo real ha sido de 2.345 GWh, algo más del doble que el valor del año anterior.

Necesidades totales de energía de los mercados de balance

49,8%

del total de energía necesaria

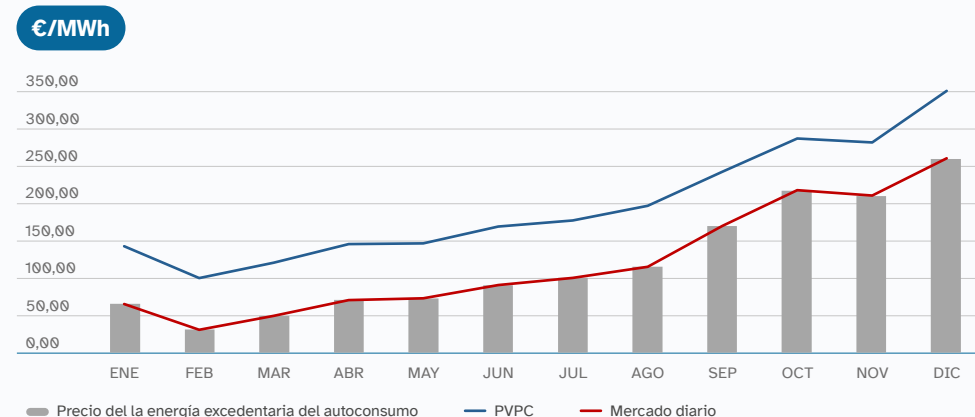
PRECIO VOLUNTARIO AL PEQUEÑO CONSUMIDOR

El PVPC está condicionado por el precio del mercado diario, como se observa en el gráfico siguiente. Por este motivo el precio más alto del PVPC se registró en diciembre, mientras que el más bajo se registró en febrero.

El precio de la energía excedentaria del autoconsumo se paga a un precio muy similar al del mercado diario.

Evolución del PVPC, mercado diario y energía excedentaria de autoconsumo

Tarifa general 2.0TD y 2.0A, antes de junio



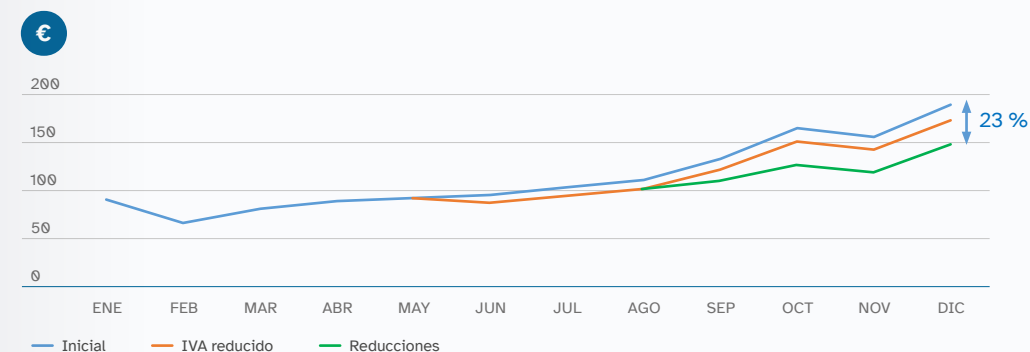
El 1 de junio, se modificaron las tarifas, reduciéndose su número, y se modificaron los peajes y cargos (que no habían sufrido variación desde el año 2014). A partir de ese momento, a la práctica totalidad de los consumidores domésticos se les aplica la tarifa de acceso 2.0 TD, que ya incluye la discriminación horaria de tres periodos (punta, llano y valle) en cada día para la energía y dos para la potencia contratada (punta y valle).

Los nuevos peajes y cargos hacen que el PVPC en los días laborables sea mucho más caro en las horas punta del día. Así, en función del reparto del porcentaje del consumo en los distintos periodos, se ve afectado el coste del término del peaje de acceso y, por tanto, el coste del total de la factura.



Los altos precios del mercado diario, que como ya hemos visto repercuten en el de la factura regulada, han provocado que se tomen medidas excepcionales para reducir el coste de la factura. Así, en junio se reduce el IVA (del 21% al 10%) en el caso de que la potencia contratada no supera los 10 kW y si el precio del mercado mayorista supera los 45€/MWh. Desde el 16 de septiembre, se reducen los cargos un 96% y el impuesto de electricidad pasa del 5,11% al 0,5%.

Coste de la factura en €



En el gráfico se puede ver cómo han afectado las medidas excepcionales al coste de la factura. Con la primera medida de reducción del IVA se consigue una reducción de la factura del 9%, mientras que todas las medidas en conjunto reducen la factura en un 23%.

Para llevar a cabo el seguimiento del coste de la tarifa regulada se va a realizar la comparativa con la antigua tarifa 2.0A, considerando una potencia contratada de 4,6 kW y un consumo de 3.900 kWh/año, con el escenario de consumo que publica en su web la CNMC y que tiene un reparto del 45% en valle, 26% en llano y 29% en punta. El coste de su factura para todo el año 2021 es de 1.023 €, un 43% superior a lo que habría pagado para este mismo consumo en 2020, es decir casi 308 € más al año. Es la factura más alta de la historia (para el cálculo se han tenido en cuenta las medidas establecidas por el gobierno de reducción).

De los 1.023 € que habría pagado este cliente tipo por su consumo eléctrico en 2021, 561 € corresponderían a la compra de la energía en el mercado (55% de la factura), 311 € (30%) a la parte regulada de peajes y cargos del sistema y el resto, 151 € corresponderían a impuestos (15%). De esta forma, aunque el coste de la energía comprada en el mercado eléctrico se habría incrementado en un 178,7 % respecto a 2020, la facturación total solo habría incrementado un 43%.

Los precios elevados de la electricidad hacen que durante 2021 el término del coste de la energía tenga cada vez un peso mayor en el coste de la factura.

Panorama europeo

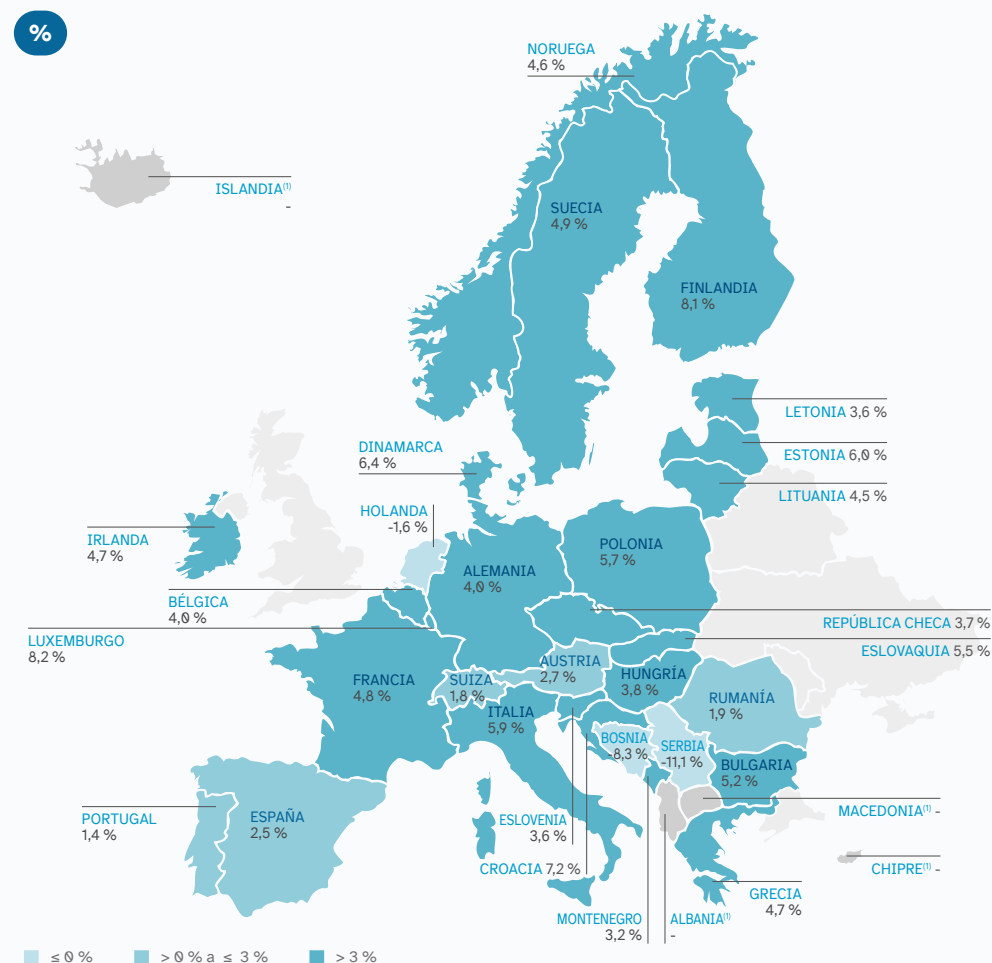
Este capítulo tiene como finalidad establecer una comparativa entre los países europeos pertenecientes a ENTSO-E en los diferentes ámbitos del sistema eléctrico. Para ello se ha utilizado la información pública disponible en la Plataforma de Transparencia de ENTSO-E. Esta información se ampara bajo el Reglamento (UE) n° 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 se pueden presentar ciertas discrepancias con el resto de capítulos para el caso concreto de España, en los que se utilizan datos consolidados de medidas con alcance nacional.



La energía procedente de fuentes renovables, excluyendo la generación hidráulica de bombeo, continúa incrementándose un año más, y a pesar de las circunstancias asociadas a la pandemia, ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 38,7 % de la energía producida.

En un contexto aún marcado por la pandemia, en el conjunto de los países pertenecientes a ENTSO-E se ha producido un incremento del 3,9 % en la demanda eléctrica en 2021 respecto al año anterior, aumento que compensa el descenso del -3,6 % producido en 2020 respecto a 2019. Se observan incrementos generalizados en la variación de la demanda por países, mientras que únicamente en Holanda, Bosnia-Herzegovina y Serbia se han producido descensos de demanda. Los incrementos más significativos se han producido en países tan relevantes como Finlandia e Italia.

Incremento de la demanda de energía eléctrica en los países miembros de ENTSO-E 2021/2020



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/1/2022. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n°543/2013, 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



LAS ENERGÍAS RENOVABLES MANTIENEN SU CRECIMIENTO

La energía procedente de fuentes renovables (se excluye la generación hidráulica de bombeo), continúa incrementándose un año más, y a pesar de las circunstancias asociadas a la pandemia, ha representado en el conjunto de países de ENTSO-E el 38,7 % de la energía producida. La variación de la energía renovable en 2021 ha sido del 0,4 % respecto al año anterior, siendo la solar la que ha experimentado crecimiento mayor respecto a las demás tecnologías con una variación del 10,4 % respecto a 2020. España ocupa en 2021 la posición diez en cobertura de generación realizada con renovables, siendo el quinto país en cobertura con energía eólica y el segundo 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 %

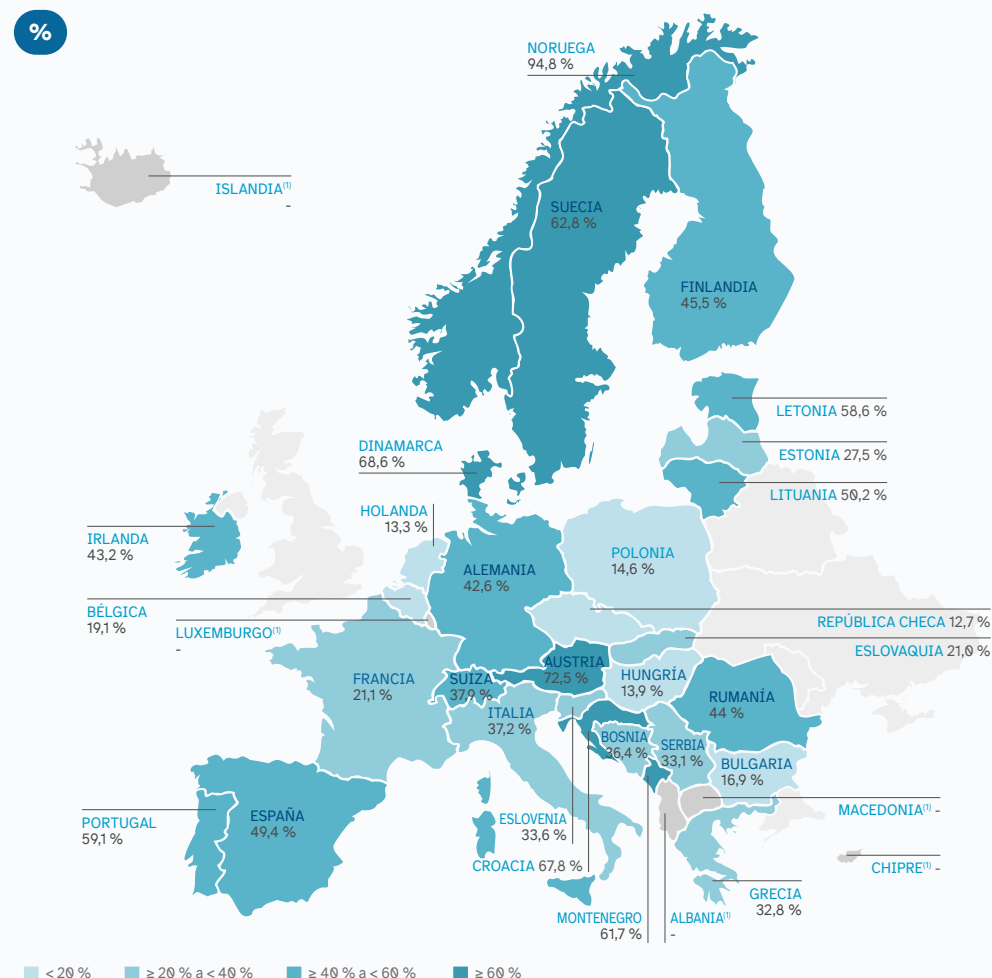
	2020	2021	%21/20
Nuclear	673,4	716,3	6,4
Térmica Clásica	927,1	974,5	5,1
Turbinación bombeo	44,3	46,3	4,6
Hidráulica	490,6	488,0	-0,5
Eólica	388,0	380,7	-1,9
Solar	122,2	134,9	10,4
Otras Renovables	90,6	92,4	2,0
Total	2.736,2	2.833,3	3,5

Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/1/2022. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n°543/2013, 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.



En el siguiente mapa se muestra la contribución de las renovables a la cobertura de la generación total en cada uno de los países, destacando otro año más los países nórdicos en las primeras posiciones.

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



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/1/2022. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n°543/2013, 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.

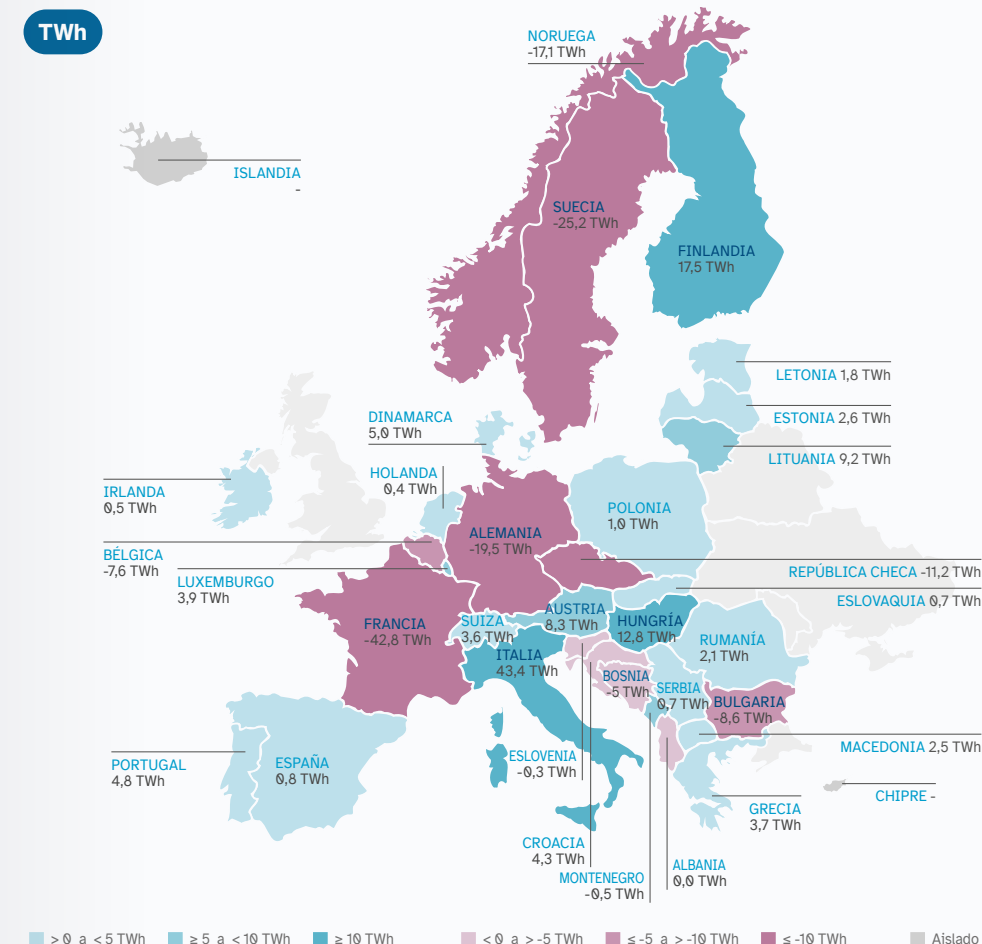
(1) Datos no disponibles



LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ADQUIEREN UN SENTIDO EXPORTADOR

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 2021 el saldo neto de intercambios de energía eléctrica entre países ENTSO-E y con países limítrofes ha resultado ser de carácter exportador con más de 8 TWh. Entre los países más exportadores figuran Francia, Suecia, Alemania y Noruega, con saldos exportadores de 43 TWh, 25 TWh, 20 TWh y 17 TWh respectivamente. En el otro lado, los países más importadores son Italia y Finlandia, con 43 TWh y 18 TWh respectivamente.

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



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/1/2022. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n°543/2013, 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.

Marco regulatorio

En el contexto europeo, el año 2021 se caracterizó por la continuación del desarrollo del Pacto Verde Europeo. Un hito importante fue la publicación del **Reglamento (UE) 2021/1119, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática** (conocida como Ley Europea del Clima), que establece un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 55% en el año 2030 y la neutralidad climática en 2050. Para dar cumplimiento a este objetivo de reducción del 55%, la Comisión Europea presentó, el 14 de julio de 2021, el **Paquete “Fit for 55”**. Este nuevo paquete consta de una Comunicación titulada «Objetivo 55»: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática, publicada juntamente con una batería de iniciativas legislativas, todavía en tramitación, entre las que destacan las siguientes:

- **Propuesta de Directiva por la que se revisa la Directiva de energías renovables.** Entre las principales novedades de esta propuesta, la Comisión Europea propone aumentar el objetivo de energías renovables de la UE para 2030 hasta el 40% frente al objetivo del 32% actual.
- **Propuesta de Directiva por la que se revisa la Directiva de eficiencia energética.** Eleva el nivel de ambición de la eficiencia energética de la UE: propone unos objetivos de eficiencia energética del 39% y 36% para el consumo de energía primaria y final respectivamente.
- **Propuesta de Reglamento por el que se establece el mecanismo de ajuste en frontera del carbono.** El mecanismo propuesto funcionaría como sigue: los importadores de la UE comprarán certificados de carbono correspondientes al precio del carbono que se habría pagado si los bienes se hubieran producido con arreglo a las normas de tarificación del carbono de la UE.
- **Propuesta de Directiva que modifica la Directiva 2003/96/CE, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.** La propuesta de Directiva tiene como principal finalidad dar cumplimiento a los objetivos de la UE sobre el cambio climático y la energía, y parte de la necesidad de adaptar la imposición de los productos energéticos y de la electricidad contenidos en la Directiva 2003/96/CE, a las políticas actuales de la UE.



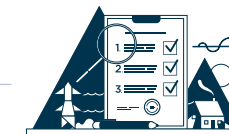
Más allá del Paquete Fit for 55, pero dentro del Pacto Verde Europeo, ha sido muy importante el acuerdo alcanzado, el 22 de diciembre de 2021, entre el Parlamento Europeo y el Consejo, sobre la propuesta de **revisión del Reglamento 347/2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas**. Entre los elementos clave del acuerdo político se incluyen la introducción de criterios de sostenibilidad obligatorios para todos los proyectos, simplificar y acelerar los procedimientos de permiso y autorización, crear un marco reforzado de cooperación no vinculante en el ámbito de la planificación de la red en alta mar, o reforzar el proceso de gobernanza.

Por último, el 10 de diciembre se publicó el **Reglamento Delegado 2021/2139 de la Comisión, de 4 de junio de 2021, por el que se establecen los criterios técnicos de selección para determinar las condiciones en las que se considera que una actividad económica contribuye de forma sustancial a la mitigación del cambio climático o a la adaptación al mismo**.

Respecto al marco regulatorio nacional, como principal hito normativo del primer semestre de 2021, cabe mencionar que el 21 de mayo de 2021 se publicó la **Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética**. En esta Ley, que abarca diversos sectores, se fijan unos objetivos mínimos de energía y clima para España para el año 2030, alineados con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 - 2030. Además, para antes del año 2050, se establece un objetivo de neutralidad climática, en línea con la Ley Europea del Clima.

A partir de junio 2021, comenzó a aplicarse el **nuevo régimen de peajes y cargos**. Esto se ha llevado a cabo con la publicación del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, y la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Con él, todos los consumidores pasan a tener un peaje con discriminación horaria en los términos de potencia y energía, aumentando la diferencia de precios entre los periodos de punta y valle.

“Un hito importante en el 2021 como continuación al desarrollo del Pacto Verde Europeo, fue la publicación del **Reglamento (UE) 2021/1119, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática**.



A partir del verano, con la escalada de precios en el sector eléctrico y del gas, el Gobierno comenzó a introducir una serie de medidas que tienen como objetivo abaratar la factura y proteger a los consumidores:

- **Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.** En él se introducen ciertas medidas fiscales, como la reducción del IVA desde el 21% al 10% hasta el 31 de diciembre de 2021, o la suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE).
- En septiembre se publicó un real decreto-ley todavía más importante por el calado de las medidas adoptadas; **el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.** Entre las medidas temporales propuestas, se incluye la reducción del Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) desde el 5,1% hasta el 0,5%, la introducción de un mecanismo de minoración del exceso de retribución causado por el elevado precio del gas en los mercados internacionales (matizado, posteriormente, en el Real Decreto-ley 23/2021) o la reducción de los cargos del sistema un 96%.
- Un mes más tarde, se publicó el **Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.** En él, el Gobierno profundiza en nuevas medidas que pretenden mitigar el impacto del precio de la electricidad y el gas natural sobre los consumidores, especialmente los más vulnerables, así como aumentar la transparencia en estos mercados.
- A pocos días de terminar el año, se publicó el **Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables** que prorroga hasta el 30 de abril de 2022 la aplicación del tipo reducido del 10% del IVA, así como la aplicación del tipo reducido del 0,5% del IEE. Por su parte, el IVPEE permanecería suspendido hasta el 31 de marzo de 2022.

Por último, destacar que en el 2021 ha comenzado el nuevo **Régimen Económico de Energías Renovables (REER)**, establecido a finales del año 2020 con el 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. A lo largo del 2021 se han convocado **dos subastas** bajo este nuevo régimen económico; una primera en enero del 2021 y otra en el mes de octubre. Con la celebración de estas dos subastas se han asignado en total 2.902 MW de tecnología fotovoltaica y 3.256 MW de tecnología eólica, dando así cumplimiento al calendario indicativo para la asignación del REER, que establecía para el 2021 una potencia acumulada prevista de 2.500 MW para la tecnología eólica y 2.800 MW para la tecnología fotovoltaica.

“Con la escalada de precios en el sector eléctrico y del gas, el Gobierno comenzó a introducir una serie de medidas que tienen como objetivo abaratar la factura y proteger a los consumidores.

red eléctrica

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



www.ree.es

