

ENGLISH VERSION

Informe del mercado energético

Mayo 2021

www.grupoase.net

Informe de mercado

Mayo 2021

Índice

Resumen mensual

El análisis

Precio del mercado diario

Precio medio final mercado libre

Mercados internacionales

Demanda



Generación

Precios de casación por tecnologías

Saldo de las interconexiones

Mercados de futuros eléctricos

Informe de mercados de gas

Otras materias primas

Índices ASE

La información contenida en el presente documento se basa en la información obtenida tanto de fuentes propias como de información de carácter público o suministrada por otras terceras entidades, sin que GRUPO ASE haya procedido a verificar la exactitud de la información obtenida por las fuentes citadas, así como está basada en la interpretación de los mercados de electricidad y gas que realizan los analistas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromete a llevar a cabo su cometido con la mayor diligencia y profesionalidad, pero no garantiza ni asegura el resultado de sus análisis o de las recomendaciones realizadas. Los datos, informaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el presente documento han sido elaboradas con independencia de las circunstancias y objetivos particulares de sus posibles destinatarios y tienen como objetivo orientar a nuestros clientes facilitándoles un esquema analítico para la toma de decisiones e identificación de las diferentes tipologías de variables y riesgos, por lo que tienen un carácter orientativo y el uso que de las mismas se haga será responsabilidad exclusiva del cliente. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra, suscripción o cancelación de posiciones. Grupo ASE no asume ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera derivarse de la utilización de este documento o de la información, previsiones o recomendaciones contenidas en el mismo por parte de sus destinatarios. El cliente o destinatario del presente documento es el responsable último de las decisiones relativas a la aceptación del cierre de precios y posiciones a futuro, no pudiendo exigir a Grupo ASE ningún tipo de responsabilidad derivada del no cumplimiento de sus previsiones.

Informe de mercado

Resumen del último mes

Mayo 2021

Precio de la electricidad

POOL



67,12

€/MWh

▲ +3,23% vs abril 2021

▲ +215,9% vs mayo 2020

Mercado libre

73,32

€/MWh

▲ +172,9% vs mayo 2020

Demanda

19.274 GWh

▲ +10,96% vs mayo 2020

Generación

19.518 GWh

▲ +13,9% vs mayo 2020

Futuros

Mercado ibérico

Q3-21: 77,75 (▲ +11,31%)

YR-22

España: 62,55 (▲ +6,47%)

Francia: 64,14 (▲ +6,60%)

Alemania: 63,96 (▲ +6,40%)



Materias primas y otros índices

Brent: ▲ +4%

Gas (MIBGAS): ▲ +20%

Carbón (API2 Yr-22): ▲ +6,2%

CO2 (EUA): ▲ +5,7%

Respecto al mes anterior

Índices ASE

ASE PTEI Total

Evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

▼ -3,48%

vs abril 2020

ASE CTEI Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

▲ 1,32%

vs abril 2020

El análisis

El POOL y la nueva tarifa amenazan con subir un 15% el coste eléctrico de las empresas

- El aumento de la cotización del gas, materia prima de los ciclos combinados eleva 30€/MWh el precio de la luz y deja el mes de mayo más caro desde que hay registros.
- El mix eléctrico es más verde, pero más caro.
- La demanda crece, aunque aún no alcanza el nivel prepandemia.
- Los futuros cotizan en máximos a corto y en mínimos a largo con una posición ventajosa para España en el marco europeo.
- La nueva tarifa eléctrica contribuye a subir la factura eléctrica de las empresas.

Mercado SPOT eléctrico español (OMIE)

El precio diario de la electricidad en el mercado mayorista (POOL) cierra mayo en 67,12 €/MWh, un 3,12% más alto que hace un mes y un extraordinario 216% más elevado que hace un año. Además, es un 70% superior a la media de este mes de los últimos cinco años y la cifra más alta de un mes de mayo desde que hay registros.

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)

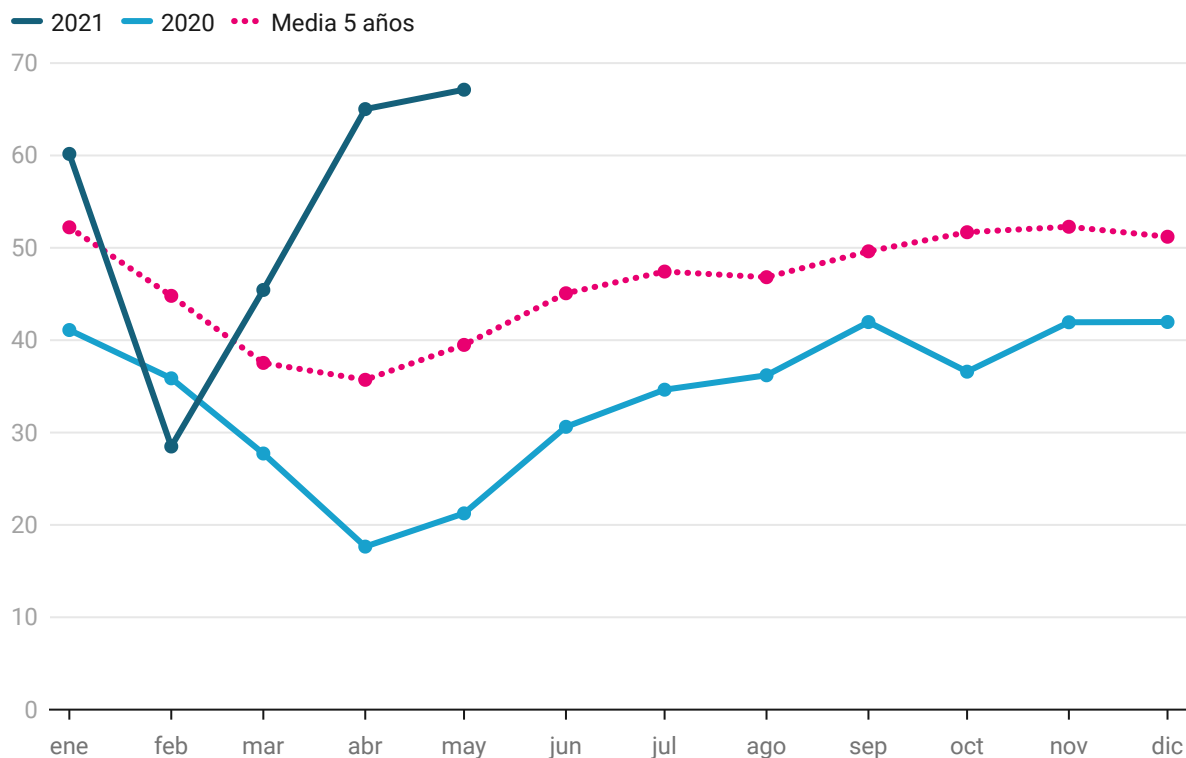


Gráfico: Grupo ASE • Creado con [Datawrapper](#)

Continúa la presión sobre el mercado de gas natural y encarece el POOL en 30 €/MWh

El mercado de gas natural europeo depende cada vez más del suministro exterior. Las importaciones de gas (GNL y gaseoductos) que llegan a Europa están sujetas a múltiples factores de producción, logísticos, climatológicos y políticos que lo hacen muy complejo.

En 2019 y parte de 2020, Europa aprovechó un momento de abundancia que hundió los precios del gas para llenar sus almacenes. Sin embargo, la situación ha dado un vuelco y los precios del gas se encuentran en máximos que no se habían visto desde finales de 2018.

El principal mercado de gas natural europeo (TTF) registra una cotización de alrededor de 25 €/MWh en mayo, lo que implica un incremento del 400% respecto al año pasado que, a su vez, se convierte en una subida en el mercado eléctrico de aproximadamente de 30 €/MWh. Es decir, coloca al precio de la luz un 70 % por encima de su precio medio en esta época del año.

Hubs gas

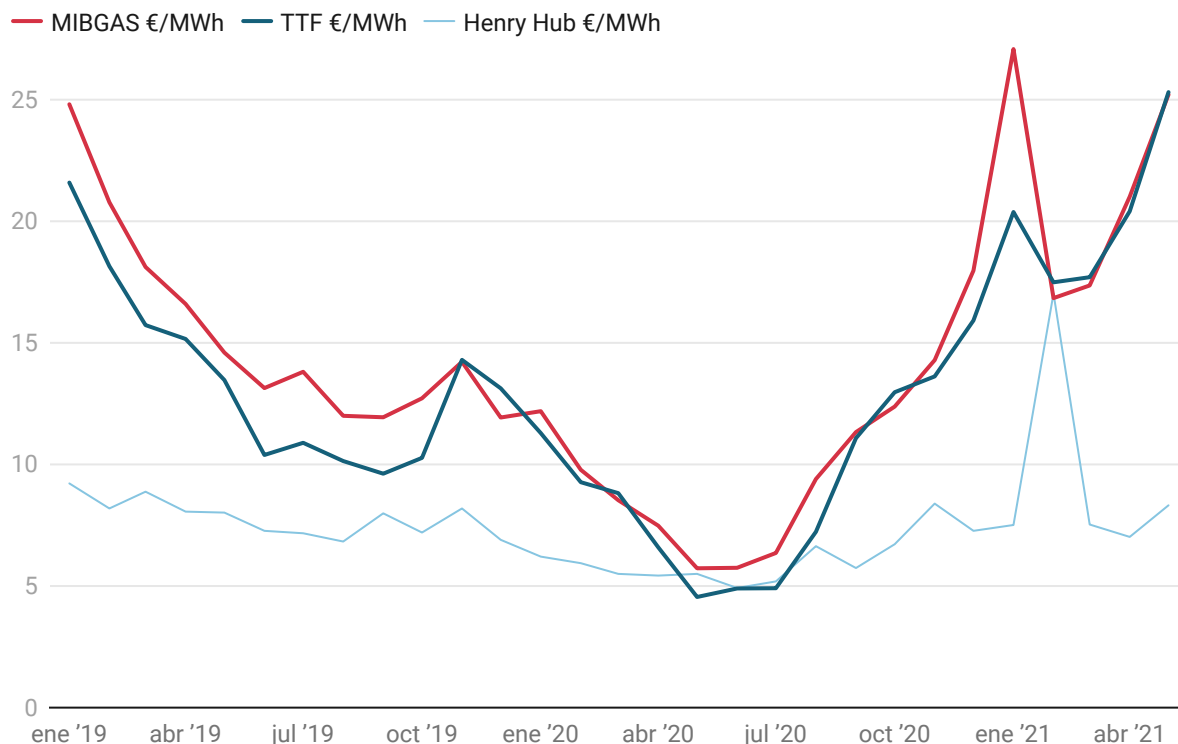


Gráfico: Grupo ASE • Creado con [Datawrapper](#)

La oferta de gas hacia Europa se ha reducido rápidamente e impulsa los precios

El gas natural licuado (GNL) que llega a Europa desde EE. UU. se está desviando hacia su principal mercado, el asiático, por el incremento de la demanda desde estos países.

El suministro que llega por gaseoducto al norte de Europa desde Noruega está interrumpido por trabajos de mantenimiento, que se alargarán como consecuencia de la pandemia. Por su parte, Rusia ha renunciado a aumentar el suministro de gas que llega por Ucrania como medida de presión política hacia Europa.

En definitiva, se ha reducido la fluidez de suministro de gas a Europa y aumentan los precios spot diarios. Así mismo, se espera que el mercado se encuentre más ajustado a lo largo de 2021, lo que también ha derivado en un aumento de los precios a futuro.

Además, coinciden otros factores que impulsan los precios: un invierno más frío y largo de lo habitual en Europa, que ha reducido los inventarios a su punto más bajo de los últimos años, y la subida de la cotización del mercado de emisiones de CO2.

Los mercados eléctricos europeos dependen en gran medida de los ciclos combinados de gas (CCG), porque son los que dan seguridad al suministro y marcan el precio marginal. Aunque las tecnologías renovables están creciendo a buen ritmo, su intermitencia hace imprescindible el respaldo de los CCG. Por eso una subida en el precio del gas y de las emisiones de CO2 produce un movimiento inmediato en los mercados eléctricos.

¿Cuál es la perspectiva para los próximos meses?



Los inventarios de gas europeos se encuentran en estos momentos al 29%. Muy bajos si tenemos en cuenta que hace un año estaban al 70% y en 2019 al 60%. La temporada invernal de mayor consumo ha finalizado y Europa debe apresurarse a reponer sus almacenes para afrontar con garantías el próximo invierno.

En este momento la incertidumbre se traslada a los mercados de futuros en forma de elevación de los precios a corto plazo. La creciente demanda asiática, por temperaturas superiores a la media en Japón y Corea, reduce la oportunidad para que el suministro de GNL hacia Europa sea más fluido.

Además, se prevé que el mantenimiento noruego frene el suministro al noroeste de Europa hasta final de junio y que la infraestructura rusa sufra cortes en julio, lo que limitará el aprovisionamiento a Alemania.

De mantenerse esta situación, cuando se inicie el invierno los inventarios estarían por debajo del 65%, su nivel más bajo desde 2014. Esta posibilidad lleva a que el precio del producto Invierno 2021-2022 se haya elevado por encima de los 25 €/MWh en el mercado de futuros (TTF). Es decir, un 25% por encima del último invierno.


Pero no todo son malas noticias. La puesta en marcha de la planta australiana de Gorgon, tras un largo mantenimiento, impulsará el suministro hacia Asia y aliviará el desvío de cargas de EE. UU. hacia Europa. Así mismo, se prevé que las exportaciones de GNL norteamericanas se mantengan en máximos, dados los altos márgenes que les reportan las subidas de los precios spot en Europa (TTF) y Asia (EAX).

Y lo más importante, el desistimiento de la administración Biden (EE. UU.) de sancionar a los promotores del nuevo gaseoducto Stream2, que conecta Rusia y Alemania. De esta forma, podría entrar en funcionamiento el próximo invierno y aumentar el caudal ruso hacia Europa. Por tanto, compensaría la creciente demanda asiática y relajaría la actual tensión de suministro que vive Europa.

Mercado de emisiones de CO2.

Los precios en el mercado de emisiones han subido más de un 100% en apenas seis meses. Han roto el nivel de los 25-30 €/t y se han establecido en un nuevo rango entre 50-55 €/t. Este avance impacta de forma directa en los precios eléctricos diarios en Europa alrededor de 7-10 €/MWh. En el POOL español se traduce en una subida del 20%.

Desde Grupo ASE nos hemos mostrado muy cautelosos ante la espectacular subida del precio del mercado de emisiones de CO2 (EUA). Ha experimentado un fuerte impulso por la respuesta política europea de intensificar los objetivos de emisiones y establecer un nuevo “acuerdo verde”. Lo conoceremos con mayor detalle a lo largo de este verano, cuando se reúna la Comisión y se apruebe el paquete de medidas FIT FOR 55.

Pero hay una gran cantidad de especuladores que han entrado a corto plazo y que podrían salir espantados si hay una corrección por la escasa generación con carbón en Europa y por la puesta  marcha de un mercado de emisiones en Reino Unido, que reducirá la demanda futura.

EUA (CO2)

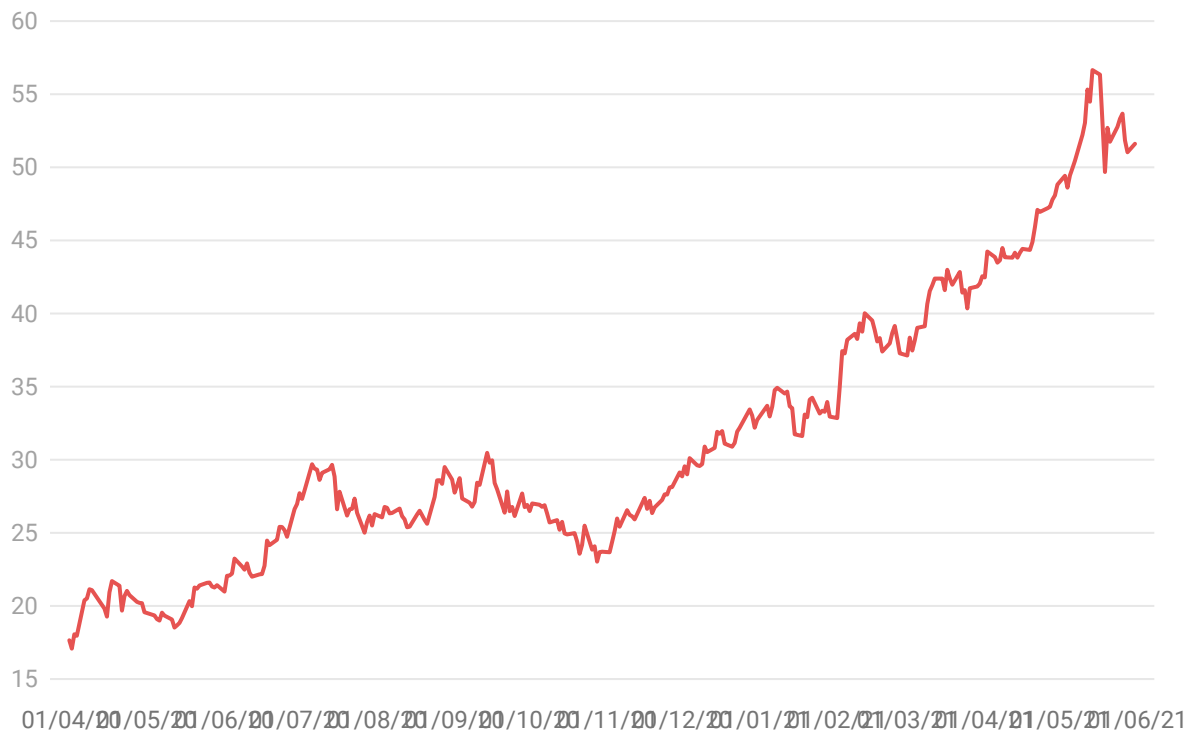


Gráfico: Grupo ASE • Creado con [Datawrapper](#)

Un mix más verde pero una electricidad más cara

Aunque la generación renovable ha crecido un 21,5% en lo que va de año y ya cubre el 55% de la demanda nacional, la seguridad del suministro depende de las tecnologías fósiles. Sobre todo de los ciclos combinados de gas (CCG), capaces de dar una respuesta ágil y flexible a la intermitencia de las renovables. Por eso el precio del POOL está directamente indexado al coste de generación de los CCG. Un coste que se ha visto muy incrementado por la evolución de los mercados de gas y emisiones de CO2.

Este mes la generación renovable ha representado el 52,6% del mix. La eólica, que ha crecido un 18,6%, ha producido un 24% del total. En segunda posición ha quedado la energía nuclear con el 22%. Las centrales de Trillo y Vandellós se desacoplaron en mayo y no volverán a conectarse al sistema hasta finales de junio, lo que deja la producción del parque nuclear español a un 70% de su plena carga.

El impacto de las renovables se está dejando notar con claridad en las horas centrales del día, cuando la eólica y la fotovoltaica cubren más del 50% de la demanda y se produce una caída del precio del POOL.

Concretamente, la fotovoltaica se ha incrementado un frenético 58% en el último año y en mayo ha sido la tercera tecnología del mix, con el 12% del total. Pero durante las horas de máxima radiación solar, llega a cubrir más del 25% de la demanda y a colocarse como primera tecnología del mix.

La hidráulica (11%), la cogeneración (11%) y los ciclos combinados de gas (10%) ocupan la cuarta, quinta y sexta posición en el mix eléctrico.

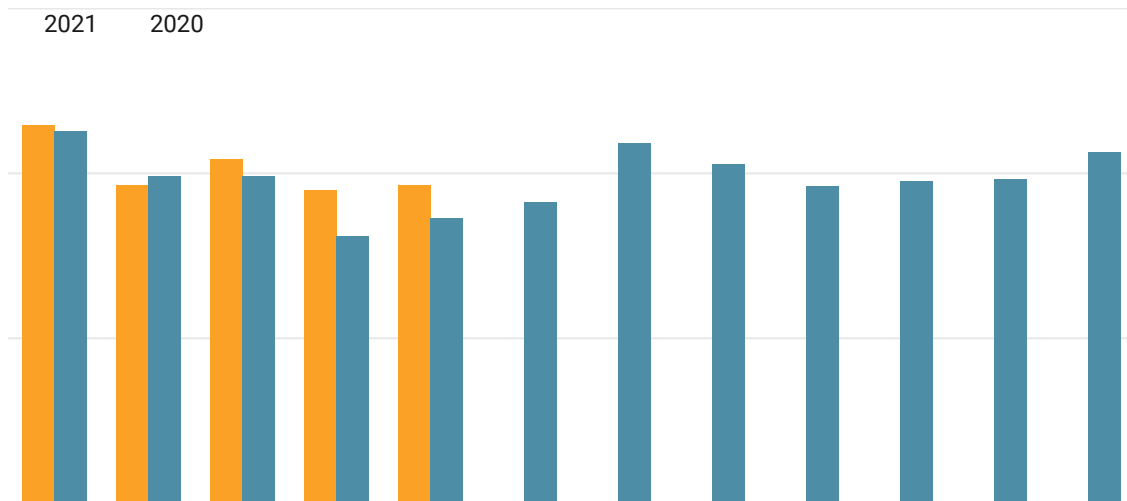


La demanda se recupera, pero no a niveles previos a la pandemia

La demanda eléctrica se ha incrementado este mes un excepcional 11%. Corregido por los datos de temperaturas y laboralidad, el crecimiento queda en el 12,4% frente al año pasado.

Se trata de un fuerte crecimiento, pero obedece más a la comparación con el año pasado, cuando retrocedió un 12,7% a causa de la pandemia. Con respecto a 2019 y 2018 se reduce un 3,1% y un 4% respectivamente.

Evolución demanda mensual (GWh)



diot

Gráfico: Grupo ASE • Creado con [Datawrapper](#)

Los índices ASE

Los índices ASE de Consumo revelan que en abril de 2021 la curva de demanda de las empresas clientes de Grupo ASE, mayoritariamente medianas y pequeñas del ámbito industrial, registraron un crecimiento del 1,32% interanual y rompieron con 24 meses seguidos de tendencia negativa.

Los futuros españoles y europeos suben impulsados por las emisiones de CO2 y el gas

El mercado de futuros español experimenta un fuerte repunte en el corto plazo. El Q3-21 sube un 11,3% hasta los 77,75 €/MWh. El cuarto trimestre también experimenta un notable incremento del 12% y se sitúa en 76,37€/MWh. Por su parte, el Yr-22 español avanza un 6,5% hasta los 62,55 €/MWh. Nuestros vecinos europeos registran movimientos similares. El Yr-22 francés se encareció un 6,6% (64,14 €/MWh) y el alemán subió un 6,4% (63,96 €/MWh).

Señal atractiva a largo plazo en el mercado de futuros español



Mientras a corto plazo los futuros españoles y europeos se sitúan por encima de los 60 €/MWh y marcan máximos, la señal a largo plazo del mercado español cotiza en mínimos históricos.


El precio a 10 años español se sitúa por debajo de los 40 €/MWh y a partir de 2027 se coloca debajo de los 35 €/MWh. Esto no ocurre en Alemania o Francia. Allí los precios a largo plazo se sitúan a alrededor de 58 €/MWh. La subida de las emisiones por encima de los 50 €/t presiona al alza los mercados de futuros eléctricos europeos, pero España es menos dependiente del carbón y se anota un importante descuento.

NUESTRO ANÁLISIS

El impacto del POOL y la nueva tarifa pueden incrementar el coste eléctrico un 15% sobre el promedio de los últimos años.

La subida del precio del POOL coincide con el aumento de los peajes, la ligera reducción del término de potencia de la nueva tarifa y un descenso de algunos de los costes del sistema. Todo ello puede traducirse en un incremento del 15% en el coste eléctrico para la empresa y la industria respecto a los últimos cinco años. Sin embargo, la subida de los precios energéticos es global y afecta también a Europa y al resto de los mercados.

El impacto de ese incremento del coste energético para las empresas será variable y dependerá en gran medida de la estrategia de compra individual, de la forma de consumir, de la correcta contratación y optimización del contrato de distribución y de los sistemas de eficiencia energética o de autoconsumo que hayan implantado.

Todos los consumidores industriales en España, y en mayor medida en Europa, verán incrementados sus costes energéticos. Quienes hagan una gestión activa de compra de electricidad y optimización de su coste eléctrico, partirán con ventaja para afrontar esta transición, que será cara y volátil. 

El impacto favorable que recoge el mercado de futuros español a largo plazo, debido a las necesidades financieras que requiere la nueva potencia renovable por instalar, ofrece la oportunidad de cerrar precios a largo plazo muy competitivos.

Una estrategia de compra diversificada, acompañada de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, representa una oportunidad para una empresa española frente a sus competidores europeos.

A esto hay que añadir que próximamente Europa establecerá aranceles a los productos que provengan de mercados que no paguen derechos de emisión, como los asiáticos. El nuevo 'Green Deal' no tiene marcha atrás y las empresas que lo afronten como una oportunidad, y se suban al carro, obtendrán una ventaja competitiva frente al resto.



*Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE*

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

67,12

€/MWh



+3,23% vs abril 2021



+215,9% vs mayo 2020

El POOL ha cerrado en 65,02€/MWh, con un aumento del 268% frente al mismo mes del año anterior y un 43,1% más caro que el mes pasado.

Evolución del mercado eléctrico diario histórico (POOL)

Precio mercado diario año móvil (365 días)

44,30

Precio del POOL medio horario

Los precios del POOL crecen un 5,6% en las horas valle y un 2,3% en las horas punta. En las horas de máxima radiación solar, el precio descendió un 0,2%.



Precio medio final mercado libre

PVPC

El precio de la luz en la tarifa de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (potencia inferior a 10kW), también conocida como PVPC y regulado por el Ministerio de Industria, ha sido de 0,13579 €/kWh en mayo. Respecto al mismo mes del año anterior el PVPC sube un 69,4%.

Mayo 2021

0,13579

€/KWh



+69,44% vs mayo 2020

Fuente: OMIE/ESIOS

Precio medio final mercado libre

El precio final medio de mayo para los comercializadores libres y consumidores directos es de 73,32€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone una subida sobre el mismo mes del año pasado del 172,9%.

Mayo 2021

73,32
€/MWh



+172,9% vs mayo 2020



Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

Los costes provisionales del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre, han representado este mes un coste de 6,20€/MW. Los sobrecostes suben 0,78 €/MWh, un 14,3% frente a mayo del año pasado, por la subida de los procesos OS (+0,73€).

Precios de la energía en Europa

Comparativa por mercados



Portugal

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

67,12
€/MWh



+3,37% vs abril 2021



+214,23% vs mayo 2020

Año móvil

44,31
€/MWh



Italia

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

69,91

€/MWh



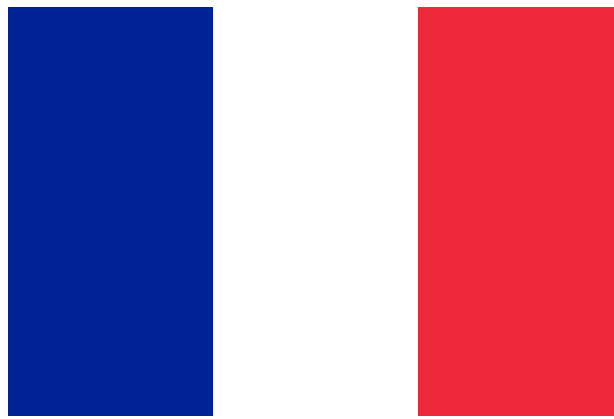
+1,29% vs abril 2021



+220,84% vs mayo 2020

Año móvil

51,51
€/MWh



Francia

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

55,28

€/MWh



-12,4% vs abril 2021



+272% vs mayo 2020

Año móvil

45,59

€/MWh



Alemania

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

53,35

€/MWh



-0,5% vs abril 2021



+202,27% vs mayo 2020

Año móvil

42,19

€/MWh



Nordpool

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

Mayo 2021

44,28

€/MWh



+16,96% vs abril 2021



+430,93% vs mayo 2020

Año móvil

23,34

€/MWh

Demanda

La demanda peninsular de energía eléctrica ha registrado un fuerte aumento del 11% respecto al mismo mes de 2020. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda eléctrica creció un 12,4%.

El incremento de la demanda fue más intenso entre las 7:00 y 10:00, como viene ocurriendo en los últimos meses. En las horas de mayor radiación solar disminuye la demanda, posiblemente por el aumento del autoconsumo.

Generación

Mix de generación

La generación ha aumentado un 13,9% este mes. Eólica y nuclear han liderado el mix con el 24% y 22% respectivamente. Destaca que la generación fotovoltaica se haya convertido en la tercera fuente de generación. Tras crecer un 43,4%, se ha hecho con el 12% del total. La producción hidráulica y la cogeneración aportaron cada una el 11% del mix. Los ciclos combinados de gas (CCG) con solo el 10%, y un retroceso del 1%, ocuparon el sexto puesto en el mix.



Participación de las tecnologías en el mix de generación

En mayo la generación la eólica ha liderado las horas valle de las noches. Por su parte, la fotovoltaica ha dominado las horas centrales del día, llegando a superar el 25% del mix en esa franja.

Generación renovable y libre de emisiones

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 52,1% del mix, frente al 48% del mes pasado, gracias al aumento de la generación fotovoltaica y eólica.

Libres de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha representado el 75,7% del mix, frente al 74,4% del mismo mes del año anterior. El volumen de toneladas de CO2 respecto al mismo mes del año pasado se reduce un 2,8%, por la mayor aportación de producción nuclear y renovable.

Evolución de la potencia instalada

Estos son los últimos datos de potencia instalada publicados por REE:



Generación eólica

Generación eólica durante el mes

La generación eólica cubrió más del 30% de la demanda en la segunda semana de mayo, presionando a la baja los precios del POOL durante esos días.

Evolución mensual de la producción eólica y la potencia instalada

La producción eólica de este mes de mayo ha sido un 18,6% superior a la del mismo mes del año pasado y un 16,9% superior a la media de los últimos 5 años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico en mayo aumento hasta el 12% del mix frente al 13,1%, del año anterior. El aumento de la generación renovable disminuye la aportación de los ciclos combinados de gas.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 88% respecto a las que registraba hace un año y a un 101% sobre la media de los últimos diez años.

Precios de casación por tecnologías

Análisis del precio marginal de casación del mercado diario

La generación hidráulica, con solo el 12% del mix, ha cerrado el 55% de las horas de casación, con un precio medio de 72,93 €/MWh. Es un 8,4% más elevado que el mes pasado e incluso más alto que el precio marginal de los ciclos combinados de gas (72,71 €/MWh). La ventaja de la producción hidráulica frente al resto de tecnologías, para almacenar y generar energía de forma muy ágil, le está permitiendo sacar gran provecho de la situación actual. Las energías renovables y la cogeneración casaron precio en el 26,5% de las horas con un precio de 51,33 €/MWh, muy por debajo del POOL.

Tecnologías que marcan el precio marginal del mercado diario

Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión ha sido importador en mayo, con 301 GWh. Disminuye un 55% frente al año pasado.

Saldo de intercambio con Francia

Saldo de intercambio con Portugal

Mercados de futuros eléctricos

A corto plazo, los futuros no paran de subir, impulsados por las emisiones de CO2 y del gas

El mercado de futuros español ha experimentado un fuerte repunte en el corto plazo. El precio del Q3-21 (tercer trimestre) sube un 11,3% hasta los 77,75€/MWh. Los precios del 4º trimestre también suben de forma notable, un 12% hasta 76,37€/MWh.

El Yr-22 español avanza un 6,5% hasta los 62,55 €/MWh. Un comportamiento similar al resto de los mercados de futuros europeos. Concretamente, el Yr-22 francés se situó en 64,14€/MWh (+6,6%) y el alemán se colocó en 63,96 €/MWh (+6,4%).

Señal atractiva a largo plazo en el mercado de futuros español

Mientras los futuros a corto plazo en España y Europa cotizan en máximos, con precios muy por encima de los 60 €/MWh que no habíamos visto antes, la señal de precio a largo plazo en España cotiza en mínimos históricos. A 10 años en España cotiza por debajo de los 40 €/MWh, con precios por debajo de los 35 €/MWh a partir de 2027.

Esto no ocurre en Alemania o Francia, donde los precios a largo plazo se sitúan en alrededor de 58 €/MWh. La subida de las emisiones por encima de los 50 €/t está presionando al alza

los mercados de futuros europeos. El mercado español, el menos dependiente del de carbón, presenta un importante descuento frente al resto.



OMIP Solar



¿Cómo funciona el precio solar?

La opción de precio fijo SOLAR supone fijar un precio fijo para un volumen de consumo determinado perfilado proporcionalmente a los índices de productividad indicados en el siguiente cuadro para un periodo determinado:

Informe de mercados de gas

Análisis

La presión sobre el mercado de gas natural sigue en aumento y duplica el precio del mercado eléctrico europeo

El mercado de gas natural europeo depende cada vez más del suministro exterior. Las importaciones de gas (GNL y gaseoductos) que llegan a Europa están sujetas a múltiples factores de producción, logísticos, climatológicos y políticos que lo hacen muy complejo. En 2019 y parte de 2020, Europa aprovechó un momento de abundancia que hundió los precios del gas para llenar sus almacenes. Sin embargo, la situación ha dado un vuelco y los precios del gas se encuentran en máximos que no se habían visto desde finales de 2018.

El principal mercado de gas natural europeo (TTF) registra una cotización de alrededor de 25 €/MWh en mayo, lo que implica una subida del 400% respecto al año pasado. Este incremento se convierte en una subida en el mercado eléctrico de aproximadamente de 30 €/MWh. Es decir, coloca al precio de la luz un 70 % por encima de su precio medio en esta época del año.

La oferta de gas hacia Europa se ha reducido rápidamente e impulsa los precios: El gas natural licuado (GNL) que llega a Europa desde EE. UU. se está desviando hacia su principal mercado, el asiático, por el incremento de la demanda desde estos países.

El suministro que llega por gaseoducto al norte de Europa desde Noruega está interrumpido por trabajos de mantenimiento, que se alargarán como consecuencia de la pandemia. Por su parte, Rusia ha renunciado a aumentar el suministro de gas que llega por Ucrania como medida de presión política hacia Europa.

En definitiva, se ha reducido la fluidez de suministro de gas a Europa y aumentan los precios spot diarios. Así mismo, se espera que el mercado se encuentre más ajustado a lo largo de 2021, lo que también ha derivado en un aumento de los precios a futuro.

Además, coinciden otros factores que impulsan los precios: un invierno más frío y largo de lo habitual en Europa, que ha reducido los inventarios a su punto más bajo de los últimos años, y la subida de la cotización del mercado de emisiones de CO2.



El precio diario del mercado TTF holandés cierra el mes por encima de los 25 €/MWh, con una subida del 24% frente a abril (20,41 €) y del 450% respecto a hace un año (4,55 €). En las últimas semanas, su precio diario está siendo presionado por la escasez de suministro, a causa del mantenimiento noruego, y por un clima más frío de lo habitual, que ha incrementado la demanda un 18% sobre la media de un mes de mayo. Por otra parte, la capacidad de almacenamiento se ha situado en el 21% a finales de mayo, muy por debajo del promedio de 2018-2020, del 52%.

Los productos de futuros también se han visto impulsados por la subida de las emisiones, la incertidumbre en torno a la fluidez del suministro, la elevada demanda asiática y el actual bajo nivel de almacenamiento. El Q3-21 sube hasta los 25,00 €/MWh (+8,4%) y el Yr-22 hasta los 20,74 €/MWh (+ 4,5%).

PVB español (MIBGAS)

El precio diario el mercado de gas español cierra mayo por encima de los 25 €/MWh, con una subida del 20% respecto al mes pasado (21,01 €/MWh) y del 340% respecto a hace un año (5,73 €/MWh).

Su precio se ha movido este mes con un ligero descuento 0,20 €/MWh sobre la referencia del TTF holandés, porque algunos días hubo sobreabastecimiento de gas argelino, que duplicó los volúmenes respecto a años anteriores. En la última quincena han llegado a España 6 buques de gas natural licuado (GNL), frente a los cuatro del mismo periodo del año pasado, aunque entonces nuestros niveles de inventarios estaban más altos.

Una menor expectativa de llegada de gas argelino y unas temperaturas más altas de lo habitual han elevado las cotizaciones de los futuros a corto plazo. El Q3-21 sube un 19,4% hasta los 25,45 €/MWh.

Otras materias primas

Emisiones de CO₂

El mercado de emisiones ha experimentado una fuerte corrección en el nivel de los 55 €/t, probablemente por la venta de derechos de las empresas de Reino Unido, a causa del arranque de su propio mercado de emisiones. La fuerte subida del carbón y de las emisiones está lastrando la competitividad de la generación de carbón frente al gas, lo que puede reducir la demanda futura de emisiones. Habrá que estar muy atento a posibles correcciones, más fuertes, y a la venta de posiciones a corto plazo.

Brent

El futuro sobre el barril de Brent está intentando romper la barrera de los 70 \$, ante unas perspectivas de mejora de la demanda en Occidente, por los datos solidos de EE. UU. y el repunte de la demanda de gasolina. Las expectativas de una mejora de la economía superan a las preocupaciones por el aumento de la oferta de petróleo de Irán, ante el posible levantamiento de las sanciones.

Carbón



Índices ASE

Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

- **Índice ASE PTEI:** muestra la evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.
- **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

Índice ASE PTEI Total: comercialización + distribución

El índice ASE PTEI Total desciende un 3,48% frente a abril de 2020.

Índice ASE PTEI desglosado: Energía y Accesos a la Red (ATR)

El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, bajó un 3,74% en abril, mientras el coste de los accesos (distribución) descendió un 2,98% con relación a abril de 2020.

Índice ASE CTEI (Consumo)

Abril reflejó un aumento del 1,32% del consumo frente al mismo mes de 2020.



Resumen ejecutivo



Informe de mercado Mayo 2021

Resumen ejecutivo

Descargar

Tu energía,
al abrigo del grupo





GRUPO ASE

(Sede central)

Gran Vía 81, piso 6º, departamento 2.
48011 – Bilbao (Bizkaia)

Tel: 944 18 02 71

ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana

Plaza Constitución, 7
Entresuelo izquierda
03550 – San Juan (Alicante)
Tel: 966 593 464
ase@grupoase.net

Región de Murcia

Avenida Libertad, 2, 2-D
30009 – Murcia
Tel: 618 212 774
ase@grupoase.net

Comunidad de Madrid

Avenida de América, 32
28922 – Alcorcón (Madrid)
Tel: 912 262 209
ase@grupoase.net



Catalunya

Cardenal Cisneros, 24
08225 · Terrassa (Barcelona)
Tel: 607 861 575
ase@grupoase.net


Andalucía

Calle Pago del Lunes, 9
18195 · Cúllar Vega (Granada)
Tel: 858 952 918
ase@grupoase.net



www.grupoase.net



Grupo ASE nace en Bilbao en 2001 y está presente en todo el territorio nacional. Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales y agentes del sector con capacidad de compra. Nuestros valores son independencia, conocimiento técnico, poder de compra y optimización de la energía y su coste como parte de un servicio integral. En la actualidad contamos con más de 400 clientes y alrededor de 600 puntos de suministro. 

[Aviso legal](#)

[Condiciones de uso](#)

[Política de privacidad](#)

[Política de cookies](#)

© Grupo ASE, 2020. Todos los derechos reservados.

Diseño web: [Selenus](#), con mucho ❤️

