ase
grupo ase

Informe de mercado
Junio 2021

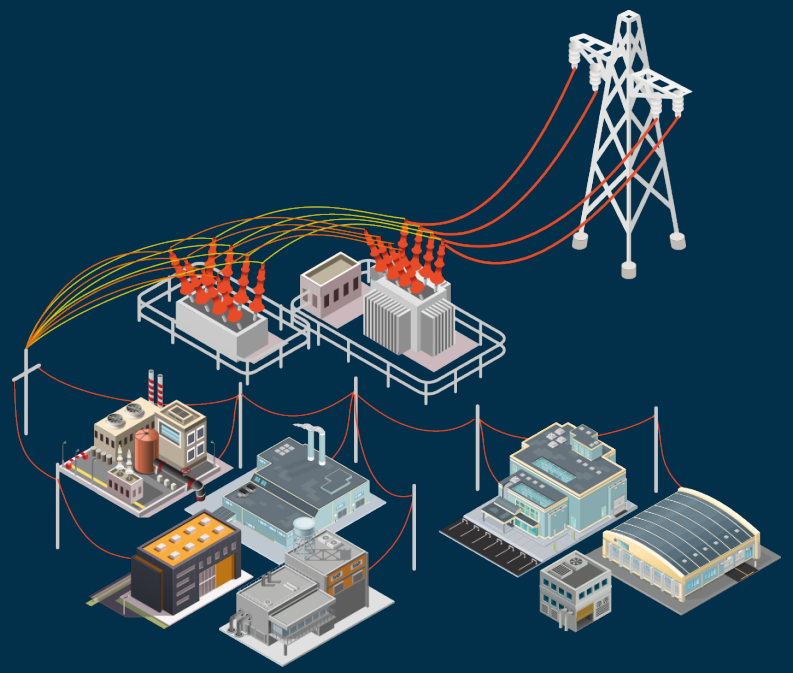
Resumen ejecutivo

Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net

Informe de mercado

Junio 2021



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 8
Precio medio del mercado libre 9
Mercados internacionales 9
Demanda y generación 9
Precios de casación 11
Saldo de interconexiones 11
Futuros 12
Mercados de gas 13
Otras materias primas 15
Índices ASE 16

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.

Resumen del último mes

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

POOL

83,30 €/MWh

▲ +24,9% vs mayo 2021

▲ +172% vs junio 2020

MERCADO LIBRE

86,87 €/MWh

▲ +146,7% vs junio 2020

DEMANDA

19.699 GWh

GENERACIÓN

18.884 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- » Q3-21: 89,00 (+14,5%)

YR-22:

- » España: 73,07 (+16,8%)
- » Francia: 73,65 (+14,8%)
- » Alemania: 72,20 (+12,9%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- » Brent: +8,4%
- » Gas Natural (MIBGAS): +13,4%
- » Carbón (API2 Yr-22): +7,9%
- » CO2 (EUA): +7,3%

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

+1,4%

vs mayo 2020

ASE CTEI Total

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

+5,56%

vs mayo 2020

El análisis

El POOL del primer semestre se sitúa un 26% por encima de la media de los últimos 5 años

Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE

- **El encarecimiento del gas, que triplica su precio respecto a 2019, dispara un 84% el POOL de junio y es responsable del 90% de la subida de la luz acumulada en el primer semestre.**
- **Las renovables crecen considerablemente, pero no lo suficiente para frenar el POOL porque continúan requiriendo el respaldo del gas.**
- **Europa registra una fuerte subida de los precios energéticos.**
- **La demanda se recupera, pero no alcanza los niveles pre-covid.**
- **Los futuros están en máximos históricos a corto, pero en mínimos a largo, con España muy bien situada.**

Mercado SPOT eléctrico español (OMIE)
El precio diario del mercado mayorista (POOL) en junio ha sido de 83,30 €/MWh. Es un 24,9% más alto que el de mayo y un extraordinario 172% más elevado que hace un año. Además, es un 84% superior a la media de los últimos 5 años de un mes de junio y el más alto (de un mes de junio) desde que hay registros. Con el dato de junio, el precio del POOL del primer semestre de 2021 se ha sitúa en 58,6 €/MWh, un 26,9% por encima de su promedio de los últimos 5 años.

Una visión general del mercado energético
Aunque las energías renovables ganan terreno dentro del mix energético, el gas y el carbón siguen proporcionando una gran parte de la generación de electricidad en Europa. Durante junio, los ciclos combinados de gas (CCG) han producido el 17% de la electricidad española. Son la tercera fuente del mix y juegan un papel muy relevante para garantizar el suministro, ante la intermitencia de las renovables. Y así seguirá siendo, hasta que las limitaciones de la renovables (intermitencia y estacionalidad) puedan resolverse (hidrógeno verde, baterías...).

Los máximos históricos que se están registrando son fruto del fuerte incremento del precio del gas y de las emisiones de carbono (EUA) en 2021. Han elevado los costes de producción de los generadores térmicos (ciclos combinados de gas y de carbón) en más de un 200% respecto a hace un año.

Escalada general de las materias primas
Los mercados de futuros apuntan a que los precios europeos del gas natural, la electricidad y los hidrocarburos se mantendrán muy elevados este verano. Los mercados de materias primas se enfrentan a una situación muy compleja, con fuertes tensiones para equilibrar la oferta y la demanda, a raíz de los desajustes que ha provocado la COVID-19.

La retirada de las medidas sanitarias y el levantamiento de los bloqueos ha supuesto una brusca recuperación de la actividad industrial y comercial a nivel mundial. Sin embargo, la producción energética no ha podido acoplarse tan rápido a este crecimiento, debido a los mantenimientos de las infraestructuras y a los retrasos en los nuevos proyectos que ha provocado la pan-

demia. Desde finales de 2020, la oferta de gas hacia Europa es incapaz de aumentar al compás de la demanda, lo que ha provocado que los niveles de stock estén en mínimos y los precios estén en máximos

El precio del gas TTF cotiza para el Q3-21 (tercer trimestre 2021) por encima de los 32 €/MWh, un valor que contrasta con los 7,8 €/MWh del verano pasado o los 10,2 €/MWh del verano de 2019. Este incremento de la cotización del gas supone un impacto directo en la subida de electricidad de más de 35 €/MWh. O, lo que es lo mismo, es responsable del 90% de la subida de 2021.

Rusia presiona a Europa

En el corto plazo cuesta identificar algún factor en el mercado europeo de gas que pueda "relajar" el actual nivel de precios de esta materia prima, tan elevado, y provocar una bajada de los precios de electricidad.

Las existencias europeas de gas están cerca de sus mínimos históricos estacionales, tras un invierno prolongado, que ha sufrido un suministro escaso desde Rusia y Noruega y la competencia con Asia por los cargamentos de gas natural licuado (GNL) que se transportan por mar. La creciente demanda asiática y los trabajos de mantenimiento noruego continuarán afectando negativamente las inyecciones de gas en los almacenes europeos durante el verano.

Se trata de un momento crítico. Una carrera por restablecer los niveles de stock de gas antes de que llegue el invierno, para afrontarlo con garantías. Pero enfrentando una fuerte demanda de gas desde el este de Asia, que está desviando parte de los cargamentos de GNL, por lo que siguen subiendo los precios de los centros europeos.

Para añadir más leña al fuego, Rusia se ha mostrado reacia a facilitar el gas adicional que Europa requiere a través de Ucrania, como medida de presión. Ahora que la administración Biden ha levantado los embargos para la finalización del nuevo gaseoducto Nordstream2, que unirá Alemania y Rusia, las inyecciones rusas deberían aumentar como respuesta a los precios atractivos.

Además, a partir del cuarto trimestre de 2021, el aumento de los flujos de gas ruso por el nuevo gaseoducto Nordstream2 debería llevar a una relajación del precio del gas y de la electricidad en Europa, también a medida que Noruega restablezca su suministro.

Las emisiones consolidan la subida

El sentimiento general alcista y los altos precios del gas están empujando al mercado de emisiones de CO2 (EUA) a niveles de más de 50 €/t, que no se esperaban hasta dentro de tres o cinco años. Desde finales del año pasado, el incremento de los precios del gas está provocando un efecto que retroalimenta la subida de las emisiones de CO2, también reforzado por los objetivos de descarbonización de la economía de la UE para 2030.

El petróleo se une a la fiesta de las subidas

Los compromisos de los países de la OPEP+ para limitar la producción, junto con el crecimiento de la demanda, están dando sus frutos. Si esta organización no aumenta la producción y mantiene los recortes de suministro, el precio del barril de brent seguirá subiendo en respuesta al aumento de la actividad económica por el desconfinamiento mundial.

El sentimiento alcista del mercado, por los buenos datos de vacunación, y la llegada del verano, que aumenta la movilidad, incrementan las expectativas de subida del precio del crudo. En este contexto se plantea la posibilidad de que Estados Unidos e Irán recuperen su acuerdo y Norteamérica elimine sus sanciones, lo que implicaría un aumento de la oferta iraní. En todo caso, el crecimiento de la demanda tiene capacidad para absorber estos barriles adicionales.

La demanda de petróleo en 2021 se mueve en los 95 millones de barriles diarios, aún por debajo de los niveles pre-covid de 100 millones de barriles. Para 2022 se espera que se alcance un nuevo pico y se superen los 102 millones. Responder a este crecimiento tensionará los precios. La oferta es ajustada, por el declive de las inversiones en nueva producción desde hace años, y solo deja un margen de capacidad de aumento de 10-12 millones de barriles diarios a la OPEP, sus países aliados (OPEP+, que incluye a Rusia) y los productores de esquisto de EEUU. En 2022 se absorberá la mayor parte de esta capacidad ociosa. Por tanto, si entramos en un periodo expansivo durante los próximos años, es muy probable que volvamos a ver el barril por encima de los 100$.

El crecimiento de las renovables no frena la escalada del precio

La generación renovable en España ha crecido un 19,6% en el primer semestre de 2021 y ya cubre el 54% de la demanda nacional. La generación fotovoltaica es la que más, con un incremento espectacular del 36,2% anual. Y aunque en junio solo represento el 12% de la generación total, en las horas centrales del día lidera el mix con más del 25% de la generación.

La tecnología renovable con más influencia sobre los precios es la eólica, que representa el 18% del mix de junio. Su crecimiento, del 23,7% en lo que va de 2021, está siendo muy notable. Sin embargo, su intermitencia es la que provoca que los precios energéticos

sean tan volátiles. Por ejemplo, en febrero el precio del POOL se redujo hasta los 28,5 €/MWh y fue gracias a esta tecnología, que llegó a abastecer más del 60% de la demanda en determinados días. En junio ha crecido un 8,8% y se ha situado como segunda tecnología del mix, con un 18%, justo por detrás de la nuclear con el 18,5%.

Pero la estacionalidad de la fotovoltaica y la intermitencia de la eólica continúan requiriendo respaldo de las tecnologías fósiles para garantizar el suministro. Con la práctica desaparición del carbón en España, las centrales de ciclo combinado de gas (CCG) asumen ese papel. Y aunque en los últimos años están reduciendo su peso en el mix, por la entrada de las renovables y reducción de la demanda, siguen jugando un papel determinante en la formación de los precios de electricidad.

En el primer semestre han representado un 10,5% del mix, con una reducción del 9,4% de la producción. Pero los meses que elevan su peso, como ha sido junio (hasta el 17% del mix), en este caso por una menor aportación nuclear, el precio del POOL se incrementa. El coste de generación de estas centrales se ha triplicado en 2021 respecto a hace un año por el impacto que supone la subida del precio del gas y de las emisiones y se traslada directamente al POOL.

En determinados momentos de este mes ha llegado a haber tres centrales desacopladas, de manera que el parque nuclear ha trabajado al 70% de su capacidad a plena carga. Sin duda esta situación ha tenido efecto en el incremento de los precios porque esa menor aportación la han suplido las centrales de ciclos combinado de gas. En los últimos días de junio ya se han acoplado todas las centrales y el parque está al 100%.

Cabe destacar también a la producción hidráulica, que ha reducido su producción un 5,2% y ha supuesto un 11,4% del mix. Sin embargo, gracias a su capacidad de almacenar y acoplarse rápido, ha aprovechado para ofertar en las horas más caras y ha marcado precio en el 66% de ellas, a 84,8 €/MWh. Ligeramente por debajo de los ciclos combinados de gas, que marcaron el precio en el 25% de las horas a 85,32 €/MWh.

La generación total de este mes ha crecido un 2,7%, en respuesta al crecimiento de la demanda (+ 7,3%) y no lo ha hecho más porque también han crecido las importaciones desde Francia.

La demanda crece, pero sigue sin alcanzar los niveles pre-covid

La demanda eléctrica ha crecido en junio un 7,3%. Corregido por los datos de temperaturas y laboralidad, la subida queda en el 6,6% frente al año pasado. Se trata de un fuerte aumento, que obedece a una recuperación de la actividad por el efecto post-covid, pero sigue sin recuperar los niveles previos a la pandemia. Con respecto a junio de 2019 y 2018 se reduce un 1,3% y un 3,2% respectivamente.

Los índices ASE

Por otro lado, el índice ASE CTEI del pasado mes de mayo revela que la curva de demanda de las empresas clientes de Grupo ASE, mayoritariamente medianas y pequeñas del ámbito industrial, han registrado un notable crecimiento de su consumo, del 6,05% interanual, y consolidan la recuperación de la actividad.

Fuerte subida de la electricidad en Europa

Europa está viviendo una situación muy compleja a nivel energético, como reflejan los precios máximos históricos diarios de electricidad y de gas del primer semestre de 2021.

En esta primera mitad del año, las principales economías europeas han sufrido una fuerte escalada de precios respecto a la media de los últimos 5 años. En términos relativos, Alemania registra la mayor elevación del precio, de alrededor del 54,9% mientras que España es donde menos sube (+26,9%). Por su parte, en Francia se incrementa un 43,9% y en Italia un 35,1%.

Los futuros prosiguen su escalada histórica, impulsados por emisiones de CO2 y gas

Los mercados de futuros eléctricos europeos llevan seis meses de subida continua de sus cotizaciones. El producto año 2022 ya ha superado la barrera de los 70 €/MWh en los principales mercados, tras encarecerse un 40% desde el inicio del año. En España y Alemania se cotiza a 71 €/MWh y en Francia supera los 72 €/MWh. Los fundamentos de estas subidas son los altos precios del gas y de las emisiones.

La curva de precios de largo plazo en España se desmarca del resto de Europa

Mientras los futuros a corto plazo en España y el resto de Europa cotizan en máximos históricos, a partir de 2023 la curva de precios en España baja notablemente y se desmarca del resto de Europa. El precio a 10 años se sitúa en el entorno de los 40 €/MWh, mientras en Alemania o Francia se mueve alrededor de los 60 €/MWh.

Nuestro análisis: el riesgo a una subida estructural de los precios energéticos

El precio del POOL en el primer semestre de 2021 en España se ha situado en 58,6 €/MWh, lo que supone un incremento del 26,9% respecto al promedio de los últimos 5 años. Los altos precios eléctricos en Europa son consecuencia, en primer lugar, del incremento del precio del gas y, en segundo, del de las emisiones. Una parte de la subida del gas puede ser coyuntural, por la situación excepcional de recorte de suministro que llega desde Rusia y Noruega, que se resolverá más pronto que tarde.

Pero, desde nuestro punto de vista, hay algo más profundo. La aceleración de la economía ha desvelado

que el mercado gasista se muestra incapaz de abastecer el crecimiento de la demanda de los últimos meses. Las energías renovables aún son incapaces de dar respuesta firme a la demanda y los hidrocarburos (gas y petróleo) viven un declive de sus inversiones, que provoca una escasa capacidad para incrementar la oferta durante los próximos años. Observamos que un crecimiento prolongado de la actividad económica mundial podría suponer una elevación sostenida de los precios del gas y del petróleo.

Solo la destrucción de la demanda de hidrocarburos permitirá una relajación de los precios energéticos. Y esto solo se producirá con una transición paulatina hacia las renovables y la movilidad eléctrica. Pero para que eso se produzca es necesaria una señal de precio energética alta y atractiva, que acelere y rentabilice las inversiones en tecnología renovable (hidrógeno verde, baterías, etc.). Y eso puede ser precisamente lo que está ocurriendo. Se trata de un proceso que no tiene vuelta atrás.

Aquellas empresas que pongan las luces largas y afronten la transición energética con una visión estratégica a largo plazo pueden obtener una ventaja competitiva frente al resto. Mantenemos dos recomendaciones en las que venimos insistiendo: compras a largo plazo, aprovechando la señal atractiva del mercado español, e instalaciones de autoconsumo, si lo aconseja su potencial rendimiento.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado el mes en 83,30€/MWh, un 24,9% más elevado que en el pasado mes de mayo y con un aumento del 172% frente a junio del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

83,30
€/MWh

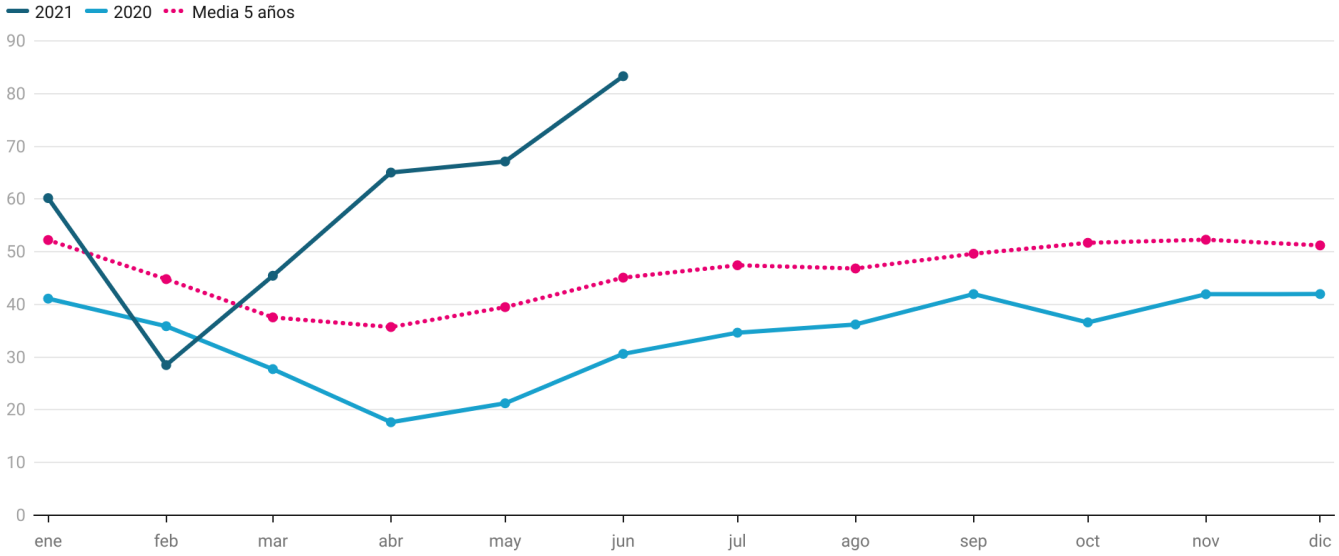
▲ +24,9% vs mayo 2021

▲ +172% vs junio 2020

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

48,67
€/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)



PVPC

0,14910
€/kWh

▲ +67,4% vs junio 2020

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 0,14910 €/kWh. Sube un 67,4% respecto a junio del año pasado.

Precio medio final mercado libre

86,87
€/MWh

▲ +146,7 vs junio 2020

El precio final medio de este mes para los comercializadores libres y consumidores directos ha sido de 86,87€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone una subida del 146,7% sobre el mismo mes del año pasado.

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 un coste de 3,57€/MW. Los sobrecostes bajan 1,17 €/MWh frente a junio del año pasado, por la bajada de los pagos por capacidad (-2,15 €/MWh) con la nueva tarifa.

Demanda

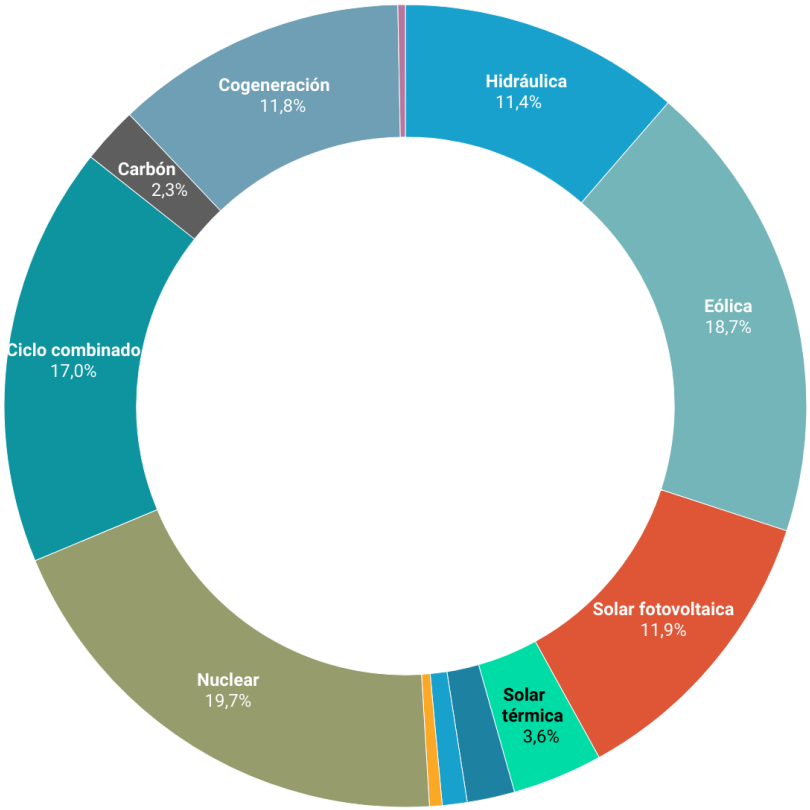
La demanda peninsular de energía eléctrica ha registrado un aumento del 7,3% respecto a junio de 2020. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda peninsular de energía eléctrica ha aumentado un 6,6%. El incremento de la demanda ha más intenso entre las 7:00 y 10:00, como viene ocurriendo en los últimos meses. En las horas de mayor radiación solar disminuye la demanda, posiblemente por el aumento del autoconsumo. También hay un menor crecimiento en las horas punta de la noche.

Generación

La generación de electricidad ha crecido un 2,7%. La producción nuclear y eólica han liderado el mix, con el 20% y 19% respectivamente. Les siguen las centrales de ciclo combinado (17%), dado que parte del parque nuclear ha estado desacoplado y ha aumentado la demanda de generación de los CCG. La generación fotovoltaica ha sido la cuarta fuente de generación del mix, con el 12% del total y un crecimiento del 28,3%. La producción hidráulica ha contribuido con el 11% y la cogeneración con el 12%.

Este mes la generación ha estado muy diversificada. La menor producción nuclear, y una moderada generación eólica, han permitido que los ciclos combinados de gas y la cogeneración hayan participado muy activamente en el mix de generación. La elevada producción fotovoltaica en las horas centrales, liderando el mix con el 25%, redujo la participación de los ciclos combinados de gas en esas horas.

Mix junio 2021



- **Hidráulica** (11,4%)
- **Eólica** (18,7%)
- **Solar fotovoltaica** (11,9%)
- **Solar térmica** (3,6%)
- **Otras renovables** (1,9%)
- **Residuos renovables** (1,0%)
- **Turbinación bombeo** (0,5%)
- **Nuclear** (19,7%)
- **Ciclo combinado** (17,0%)
- **Carbón** (2,3%)
- **Cogeneración** (11,8%)
- **Residuos no renovables** (0,3%)

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables represento el 47,9% del mix frente al 46,1% del mes pasado, gracias al aumento de la generación fotovoltaica y eólica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha representado el 68% del mix, frente al 66,7% de junio del año pasado. Las emisiones, en volumen de Toneladas de CO2, descienden un 16,6% respecto al mismo mes del año pasado, debido al aumento de las importaciones.

Generación eólica

La generación eólica apenas ha cubierto más del 30% un solo día, por lo que no ha permitido una reducción del precio del POOL. La producción eólica ha sido un 8,8% superior a la del mismo mes del año anterior y un 14,7% superior a la media de los últimos 5 años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico ha crecido en junio hasta el 19,2% del mix, frente al 21,6%, del año anterior. El aumento de la generación renovable y las importaciones han reducido la aportación de los ciclos combinados de gas respecto al año pasado.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas descienden y se encuentran a un 86% en relación a las del año pasado y a un 93,5% sobre la medida de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

La generación hidráulica ha cerrado el 66% de las horas de casación con un precio medio de 84,8 €/MWh. La ventaja de esta tecnología, frente al resto, para almacenar y generar energía de forma muy ágil le está permitiendo sacar gran provecho de la situación actual de altos precio, provocada por el encarecimiento de la producción de los ciclos combinados de gas. Las energías renovables y la cogeneración apenas participaron en la casación marginal, solo lo hicieron en el 2,8% de las horas.

Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión ha sido importador, con 991 GWh y un aumento del 300% frente al año pasado. El principal motivo de este incremento ha sido el diferencial de precios con el mercado francés.

Mercados de futuros eléctricos

Los mercados de futuros en España y Europa siguen su escalada histórica, impulsados por el gas y las emisiones de CO2

En España, el mercado de futuros ha experimentado un fuerte repunte en el corto plazo. El Q3-21 (tercer trimestre de 2021) sube un 14,4%, hasta 89 €/MWh. El 4º trimestre también incrementa su cotización de forma notable (+28%) hasta 98 €/MWh. Se trata de precios nunca vistos. El Yr-22 español avanza un 16,8% hasta los 73,07 €/MWh. El comportamiento ha sido similar en el resto de los mercados europeos. El Yr-22 francés ha subido hasta 73,65 €/MWhy el alemán hasta 72,05 €/MWh.

Señal atractiva a largo plazo en el mercado de futuros español

Mientras los futuros a corto plazo cotizan en máximos, tanto en España como en el resto de Europa, muy por encima de los 70 €/MWh, en cotas inéditas, la señal de precio a largo plazo en España se mantiene en mínimos históricos. Nuestro precio a 10 años se sitúa alrededor de los 40 €/MWh. Y eso no ocurre en Alemania o Francia, donde se mueven en torno a los 60 €/MWh.

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot Jun. 21	83,30	24,11	73,51	33,00	74,08	38,90
Q3-21	89,00	14,47	81,18	21,30	80,91	20,50
Q4-21	98,00	28,32	98,84	21,90	86,54	20,60
Q1-22	87,00	31,02	96,18	17,40	86,04	16,70
Q2-22	65,25	14,65	61,23	18,20	65,00	14,20
Yr-22	73,07	16,82	73,65	14,80	72,20	12,90
Yr-23	54,35	2,16	62,88	9,40	59,84	−0,40
Yr-22-26	50,48	6,57	62,72	7,10	61,75	3,80

(1) Diferencial respecto a la última cotización del mes anterior

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

Asia pone a Europa contra las cuerdas

Estamos viviendo la misma situación que el pasado invierno, cuando la elevada demanda asiática alejó de Europa los cargamentos de gas natural licuado (GNL) que venían por mar. Pero ahora la situación es más grave por la debilidad de los niveles de almacenamiento europeo, al 41% de su capacidad y, además, con un bajo suministro por gaseoducto, desde Noruega y Rusia, que no responde a la demanda.

Previsión de un de verano de precios récord
Se prevé que la demanda de GNL desde Asia crezca este verano un 8% respecto al año pasado, lo que reducirá la llegada de GNL a Europa y elevará los precios. Al mismo tiempo, en julio habrá interrupciones del suministro ruso hacia Europa por mantenimientos, lo que aumentará la escasez de suministro y mantendrá los precios en niveles récord durante todo el tercer trimestre. Todo ello, con un riesgo creciente de escasez de suministro hasta muy entrado el invierno.

Incertidumbre y riesgo para el próximo invierno
Una previsión de escaso suministro de GNL durante el verano, junto con los problemas de mantenimiento noruegos y rusos, hace prever que Europa llegue a octubre con los almacenes por debajo 77% respecto a su volumen de 2018. Por eso se está elevando la prima de los mercados europeos sobre el invierno, ante el riesgo de escasez si las temperaturas resultarán más bajas del promedio. Ya que, de ser así, elevaría los precios a los niveles de este verano.

No todo está perdido....
Sin embargo, también hay factores que podrían hacer caer los precios bastante rápido:

- La producción de GNL de EEUU está creciendo con fuerza y la previsión es que supere la de 2020. Esta situación favorecerá la llegada de cargueros de GNL a Europa.
- La puesta en marcha del nuevo gaseoducto Nord Stream 2, que conecta Rusia y Alemania supone aumentar la capacidad de transporte de gas equivalente al 12% de la demanda total de la Unión Europea y Reino Unido.
- Se espera el restablecimiento de las inyecciones noruegas al 100%, después de los importantes trabajos de mantenimiento que han reducido su flujo durante el segundo trimestre.
- Si la climatología trae unas temperaturas más suaves de las del inverno pasado en Asia y en Europa, se reduciría la demanda, sobre todo de Asia, y permitiría llegar más GNL a Europa.

El mercado de GNL sigue evolucionado muy rápido. Con los datos de junio, China ha superado a Japón como mayor importador de GNL mundial en el último año y EEUU se ha convertido en el primer productor mundial por delante de Australia. Además, se abre la ruta del mar del Norte por al Ártico durante el verano de 2021.

TTF Holanda
Los precios diarios del mercado TTF holandés (mercado de referencia europeo) han aumentado con fuerza durante la última semana. Se han colocado por encima de los 30 €/MWh, impulsados por la escasez de suministro y los altos precios de las emisiones de carbono CO2. La elevada cotización de las emisiones de CO2 está "castigando la generación de electricidad de carbón" y elevando la demanda de gas (menos contaminante), lo que hace aumentar los precios y crea una espiral de subida.

La escasez prevista para el tercer trimestre, debido a que la presión asiática pueda alejar el GNL de Europa de nuevo, junto con las obras de mantenimiento del gaseoducto ruso Yamal (entre el 6 y 10 de julio) y el Nord Stream (entre el 13 y 25 de julio), ha disparado la cotización del Q3-21 (tercer trimestre de 2021) por encima de los 33 €/MWh, con una subida del 34%. El Yr-22 se sitúa en 25 €/MWh, con un avance del 22%.

PVB español (MIBGAS)
El precio diario del gas en España cierra junio por encima de los 28 €/MWh, con un incremento del 16,6% respecto al mes pasado y del 400% en comparación con el año pasado. El precio de MIBGAS ha aumentado por la fuerte demanda de gas para producir electricidad, a causa de la parada de hasta tres centrales nucleares y por la tendencia del TTF y el mercado de emisiones. El precio del mercado de futuros para el Q3-21 sube un 33% hasta los 34 €/MWh y el Yr-22 se encarece un 21% y se coloca en 26 €/MWh.

Hubs gas

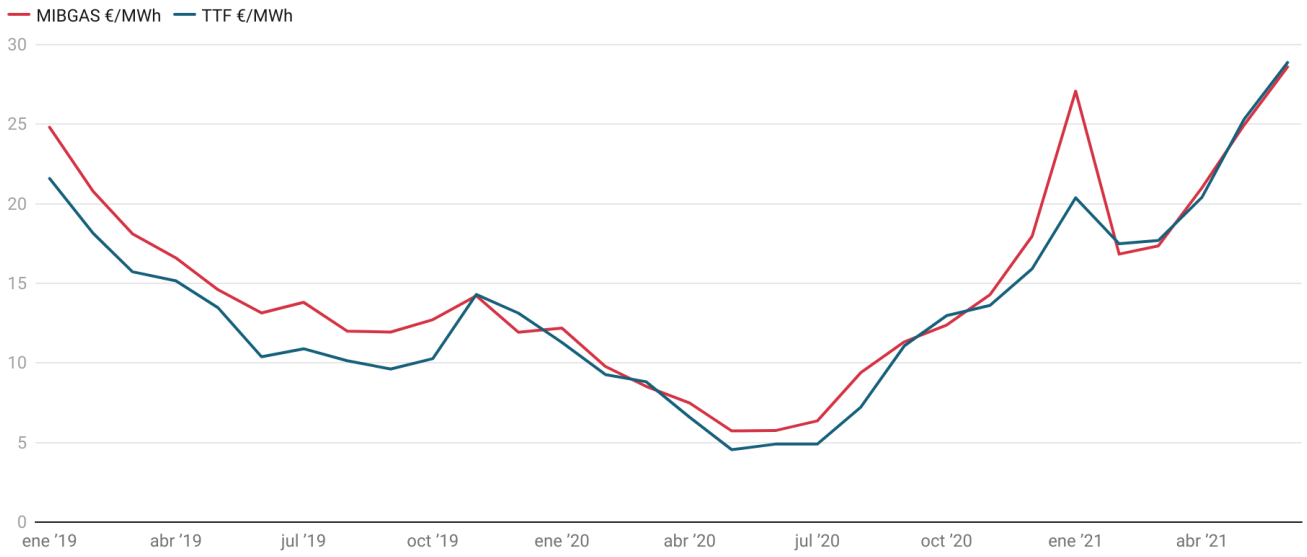


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

OTRAS MATERIAS PRIMAS

Emisiones de CO_2

La Unión Europea está preparando una reforma estructural del mercado de emisiones, que conoceremos con la publicación del paquete 'Fit for 55' de la Comision Europea, el 14 de julio. En este documento, en el que se está trabajando, se especificarán las ambiciones climáticas de la UE con todo detalle. Mientras se publica, los inversores están tomando posiciones en el mercado de emisiones (EUA), lo que incentiva la especulación. El precio de emisiones ha recuperado el nivel cercano de los 55 €/t, en la última semana, tras corregir en la mitad de junio hasta los 50 €/t.

EUA (CO2)

Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Índices ASE

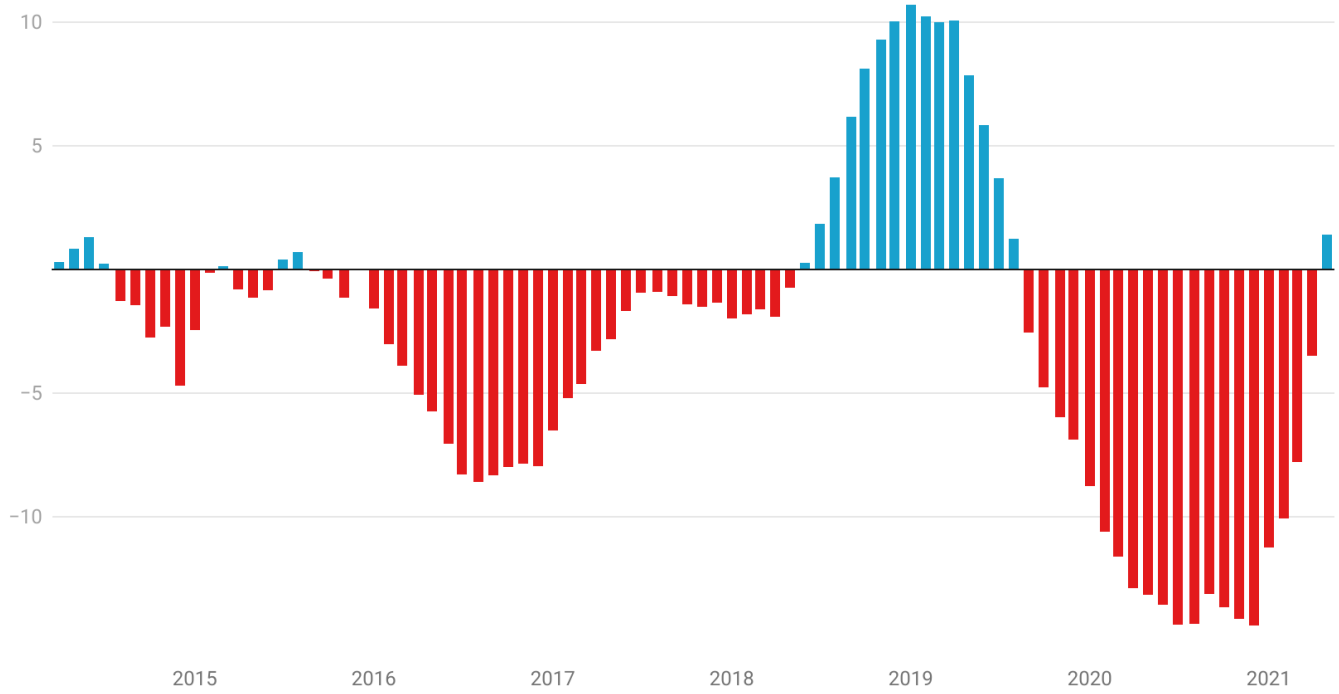
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

- **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.

ASE PTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE PTEI Total

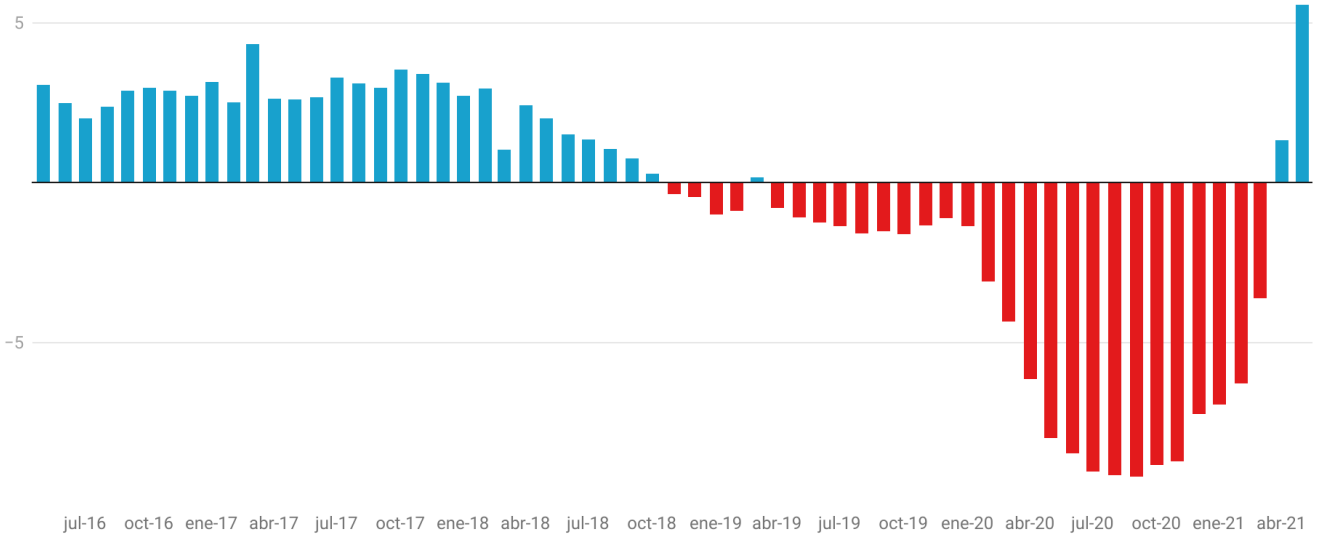
El índice ASE PTEI Total sube un 1,4% frente a mayo de 2020. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, sube en mayo un 4,92%. El coste de los accesos (distribución) baja un 4,93% en relación a mayo de 2020.



ASE CTEI

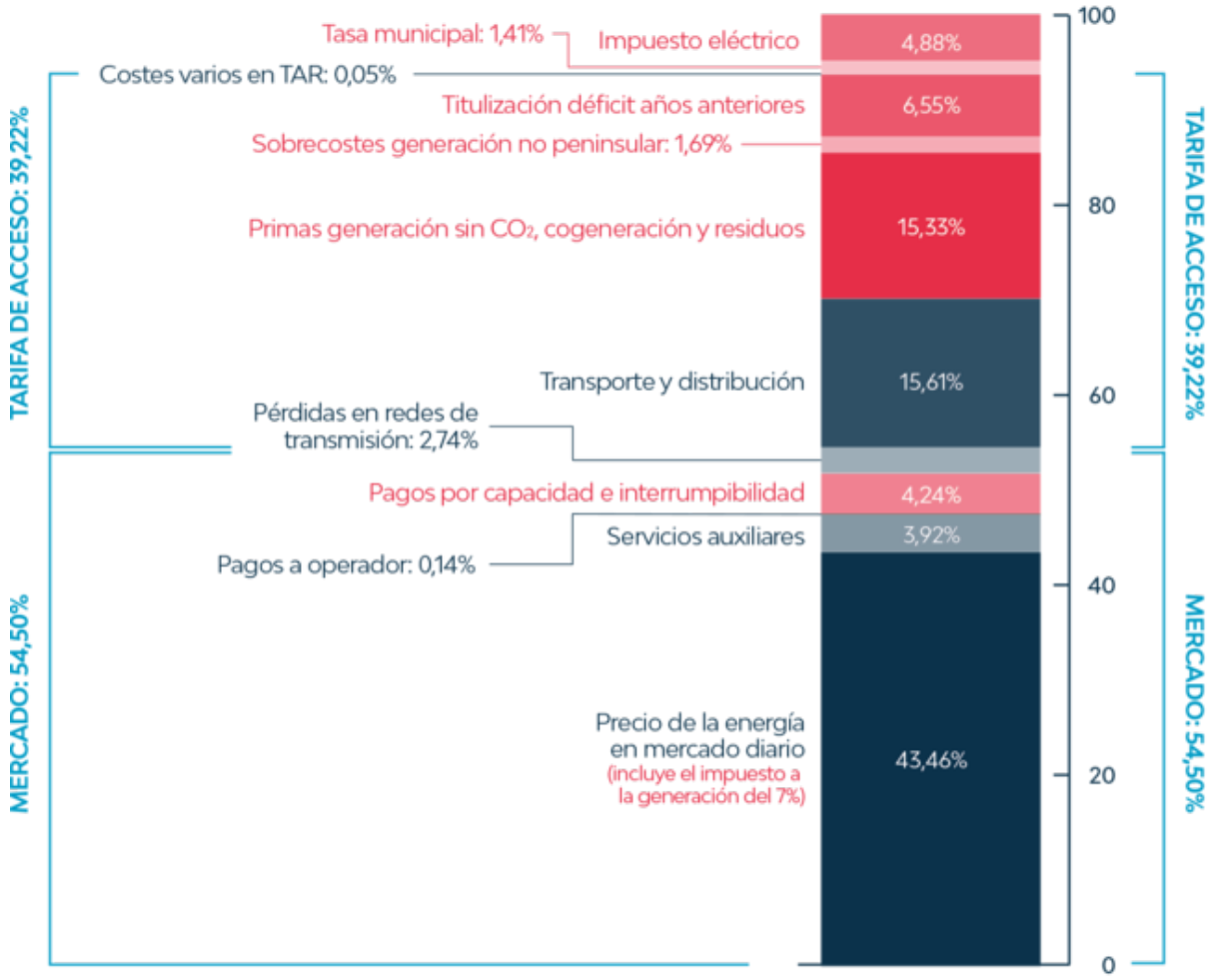
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

Mayo registró un fuerte aumento del 5,56% del consumo frente al mismo mes del año anterior.



Informe de mercado Junio 2021

Escalón 1 · Base 100%



34,09%*
del importe corresponde a subvenciones, pago de deudas, tasas e impuestos

65,91%
es el porcentaje relativo a producción, distribución y gestión para llegar al consumidor

* Si se sumara el impuesto a la generación del 7% que se incluye en el precio de la energía en el mercado diario, este porcentaje supera como mínimo el 41% del coste de la electricidad para el consumidor de alta tensión en el escalón 1.

ase
grupo ase

Toma el control del coste eléctrico de tu empresa

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 800 puntos de suministro.

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

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

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

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net