

Resumen ejecutivo

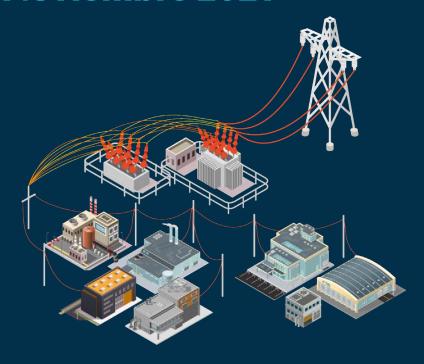
Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net



# Informe de mercado

# **Noviembre 2021**



# Índice

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

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 analitas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromente allevar 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 en 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** 

**193,43** -3,2% vs octubre 2021

€/MWh

+361,2% vs noviembre 2020

#### **DEMANDA**

**20.361** GWh

#### **MERCADO DE FUTUROS**

Mercado ibérico:

» Q1-22: 240,00 (+54,84%)

YR-22:

» España: 154,65 (+38,08%)

» Francia: 167,54 (+22,7%)

» Alemania: 141,18 (+29,5%)

#### **ÍNDICES ASE**

**ASE PTEI Total** 

Evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión. +49,3%

vs octubre 2020

MERCADO LIBRE

200,28 €/MWh

▲ +326,9% vs noviembre 2020

#### **GENERACIÓN**

**21.983** GWh

#### **MATERIAS PRIMAS**

Respecto al mes anterior:

» Brent: -16,4%

» Gas Natural (MIBGAS): -3,9%

» Carbón (API2 Yr-22): -6,6%

» CO2 (EUA): +28,1%

#### **ASE CTEI Total**

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión. +8,74%

vs octubre 2020

### El análisis

# Los mercados de futuros vuelven a máximos con subidas en el corto y en el largo plazo



Juan Antonio Martínez y Leo Gago Analistas de Grupo ASE

- » La previsión de escasez de gas este invierno en Europa se afianza y los mercados eléctricos regresan a máximos.
- » Los ciclos combinados de gas aumentan su producción en un 79% en noviembre por la reducción de la generación nuclear.
- » Crecen las exportaciones de electricidad española a Francia por la alta producción renovable y los altos precios europeos.
- » Las bajas temperaturas elevan la demanda eléctrica en España un 3,5%.

#### Mercado SPOT eléctrico español (OMIE)

El precio diario de la electricidad en el mercado mayorista (POOL) se sitúa en 193,43 €/MWh en noviembre. Es un 3,2% más bajo que el precio del pasado mes de octubre, pero un extraordinario 361% más alto que hace un año. Además, es un 270% superior a la media de los últimos 5 años de un mes de noviembre.

## La demanda crece un 3,5% por las bajas temperaturas

Las bajas temperaturas registradas a final de mes han llevado a una recuperación de la demanda del 3,5% respecto al mismo mes del año pasado. Esta diferencia se reduce al 2,2% si la comparamos con respecto a 2019. Y, de hecho, la demanda anual apenas se ha recuperado un 2,8% en lo que va de año, lejos de los niveles anteriores a la pandemia, tras su caída del 5% en 2020. La escasez de gas prevista para este invierno lo encarece un 460% frente al año pasado

La cotización del gas en el mercado europeo de referencia (TTF holandés) recupera fuerza, tras la corrección que experimentó al cierre de octubre con el anuncio de Putin de aumentar los flujos de gas hacia Europa. Sin embargo, ninguno de sus gaseoductos ha aumentado los niveles de exportación en noviembre y el mercado ha ido tensionándose. El Q1-22 (primer trimestre de 2022) sube cerca de un 45% en noviembre y toda la curva del año 2022 se eleva un 10,2%, por varios factores:

## Un final de noviembre más frío aumenta la demanda doméstica

Las bajas temperaturas de final de noviembre podrían confirmar las predicciones de un invierno más gélido de lo habitual.

En Asia las grandes empresas eléctricas mantienen un fuerte ritmo de compras para garantizarse el abaste-

cimiento durante su período máximo de calefacción, que va de diciembre a febrero. Se quiere evitar que se repita la crisis del invierno pasado, cuando las bajas temperaturas les pillaron desprevenidos.

Durante los próximos años, China precisará un aporte adicional anual de gas para calefacción doméstica equivalente a la del consumo total de España. Las grandes empresas energéticas asiáticas ya están negociando contratos a largo plazo con los productores de gas de EE. UU. para proveerse durante esta década. Solo EE. UU. parece tener flexibilidad para incrementar la producción en los próximos años, gracias a sus bajos precios por la abundancia de gas de esquito.

En un contexto de escasez de oferta, el final de noviembre también está siendo especialmente frío en Europa.

4 Grupo ASE

## Incertidumbre de suministro y bajos inventarios en Europa

Rusia sigue mostrando poco interés por incrementar sus volúmenes de exportación. Ejerce su poder de influencia hacia Europa como medida de presión para que se ponga en funcionamiento el nuevo gaseoducto Nord Stream2 (NS2). Con los precios del gas por las nubes en Europa, el gigante energético ruso Gazprom ha acumulado un beneficio neto de 21.000 millones de dólares en los primeros nueve meses de 2021y aún aumentará mucho esa cifra en el cuarto trimestre.

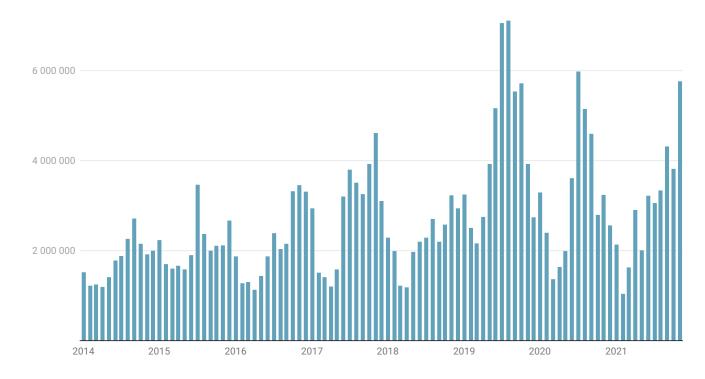
Para que los precios del gas en Europa volvieran a los niveles previos de la pandemia, se necesitaría un volumen adicional desde Rusia muy importante, tanto que no está claro que disponga de tanto gas sobrante. Con una cada vez menor producción propia, Europa necesita compensar las menores importaciones de gas natural licuado (GNL) y reponer sus inventarios. Algo que parece muy complicado, incluso con el NS2 en funcionamiento.

#### Los almacenes europeos se encuentran al 75% de su capacidad, veinte puntos por debajo del nivel al que suele encontrarse en estas fechas (95%)

Altos costes de fletes y saturación del canal de Panamá El aumento de las tarifas de los fletes que transportan el GNL es una de las causas de la elevación de los precios en los mercados de gas. La elevada demanda asiática no se puede satisfacer desde sus mercados naturales, como Australia o Qatar. Por eso recurren al procedente de EE. UU. Pero la distancia desde allí hasta Asia es más del doble que hasta Europa. Por tanto, también crecen los precios de los fletes. De esta forma, los precios de oferta asiáticos se elevan para compensar estos mayores costos y así atraer las cargas de EE. UU.

Si el mercado de GNL ya estaba muy ajustado en cuanto a transporte marítimo, el aumento de la demanda asiática lo complica más. La limitada capacidad del ca-

#### Producción mensual de CCG



nal de Panamá ha elevado los tiempos de espera de los metaneros más de 18 días desde principios de octubre, lo que implica tarifas de fletamento más altas. Las limitaciones del transporte, sumadas a la escasez de oferta, provocan más tensiones sobre el precio del gas.

#### En los últimos nueve meses, la curva de precios a largo plazo acumula una subida del 84% a 5 años y del 43% a 10 años

La expectativa de que los precios corregirán en primavera puede llevar a confusión porque ese descenso es relativo. Aunque del segundo trimestre de 2022 en adelante hay una importante diferencia respecto a los niveles actuales y al del primer trimestre de 2022, se trata de un rango desorbitado. Es un 175% superior a la media de los últimos 5 años (sin tener en cuenta el 2021). En noviembre toda la curva del Yr-22 ha subido un 38%.

Lo mismo está sucediendo con las cotizaciones a largo plazo. Podemos observar cómo desde finales de primavera, cuando los precios de POOL comenzaron a subir, toda la curva de precios a largo plazo ha ido elevándose.

En nuestro especial de octubre explicamos que, hasta mediada la década, los productores gasistas serán incapaces de responder al fuerte crecimiento de la demanda mundial de gas, lo que llevará los precios energéticos (gas y electricidad) a un nivel muy superior al anterior a la pandemia y a fluctuaciones considerables. Con un nivel de precio medio del gas de alrededor de 30-40 €/MWh durante los próximos 5 años (actualmente está en 95€/MWh) y con las emisiones en niveles superiores a los 75 €/tCO2, el precio de electricidad se situaría en un nuevo rango de 80-120 €/MWh.

#### Los ciclos combinados marcan el cuarto registro más alto de producción en un mes, por la parada programada del parque nuclear

En el contexto actual de precios de gas en máximos históricos, los ciclos combinados han generado el 26,2% de la electricidad de este mes en España, que se ha convertido en el cuarto mes con la producción de los ciclos combinados más elevada hasta la fecha, con 5.755 GWh. El motivo de este fuerte incremento ha sido el descenso de la producción nuclear, que se ha reducido un 23% por las paradas programadas en las centrales de Cofrentes y Almaraz I.

La desaparición del carbón en España ha dejado a los ciclos combinados de gas (CCG) como la única tecnología con carga firme para abastecer la demanda eléctrica, ante la intermitencia de las renovables. Los costes de generación de los ciclos combinados de gas han crecido de forma exponencial en 2021. Con el gas en niveles de 83 €/MWh (MIBGAS) y la cotización de los derechos de emisión de CO2 en 70 €/tCO2 (EUA), el coste de oportunidad de un CCG en el mercado diario (POOL) supera los 180 €/MWh, lo que impulsa los precios eléctricos.

Los ciclos combinados han ganado presencia por la descarbonización del mix español durante los últimos

3 años (incluso durante la pandemia) respecto al anterior periodo de 2014-2018. De momento, y a pesar del crecimiento de las renovables, siguen marcando los precios de casación y parece que así será hasta que las renovables u otras tecnologías puedan ofertar energía firme al sistema.

#### Los elevados precios en Europa disparan la exportación de electricidad española a Francia, gracias a nuestra alta producción renovable

La generación en España ha crecido un 16% en noviembre, aunque la demanda solo ha aumentado un 3,5%. Esta diferencia la explica el incremento de las exportaciones por la alta producción renovable.

La generación renovable en España de este mes de noviembre es un 19% superior a la del mismo mes del año pasado. La producción eólica ha subido un 52,5% y de la fotovoltaica un 65,2%. Las renovables han aportado el 43% del total de la electricidad generada y la eólica ha liderado el mix con el 29%, seguida por los CCG con el 26%.

#### Crecimiento de las exportaciones

La elevada generación renovable de noviembre y el diferencial positivo del precio español (193,43 €/MWh) frente al POOL francés (217 €/MWh) ha impulsado las exportaciones hacia el país galo hasta alcanzar los 1.388 GWh, su tercer registro histórico más alto. Para hacernos una idea del volumen que se exporto a Francia, fue el equivalente a toda la producción fotovoltaica de España en el mes de noviembre. Para sintetizar, lo que ha pasado es que la energía renovable "barata" se ha vendido en Francia, que ofrecía un coste de oportunidad mayor. Esto sin duda ha encarecido nuestro mercado interno, aumentando el hueco térmico y la presencia de los CCG.

Se trata de un dato revelador de lo que puede depararnos el futuro, si ampliamos las líneas de interconexión. España, por su alto potencial renovable, será exportadora neta de energía a medida que avance la descarbonización en el resto de la UE. En los dos últimos años las exportaciones a Francia han aumentado significativamente y, en gran medida, por el aumento de la generación renovable.

Este es un factor que deben analizar quienes piensan que las renovables van a hundir el precio en España y quienes defienden las nucleares.

#### Las emisiones de carbono retoman impulso y suben un 28% en noviembre, aunque no frenan la quema de carbón en Europa

El mercado de emisiones de CO2 europeo (EUA) ha experimentado un fuerte incremento en noviembre, del 28%, y supera los 75 €/MWh.

Este fuerte avance puede estar motivado por el compromiso del nuevo gobierno alemán por acelerar la salida del carbón de aquí a 2030 y poner un suelo de 60 €/t.CO2. Aunque pueda parecer contradictorio porque menos uso de carbón puede disminuir a corto plazo la demanda de emisiones, el mercado parece valorar, en un sentido más amplio, es el refuerzo político de la UE a este mercado (EUA) como mecanismo de descarbonización. Acelerar la transición hacia una economía sin emisiones requiere de un precio de emisiones mucho mayor, que propicie el abandono del carbón por otras tecnologías renovables y el gas como respaldo.

#### El incremento de la quema de carbón en Europa

Sin embargo, puede haber mucho más de detrás de esta subida del mercado de derechos de emisión. El actual precio del gas en Europa está anulando el efecto de las emisiones como coste de cambio de carbón a gas. Con los precios actuales del gas (por encima de los 80 €/MWh) para que una central de eléctrica de carbón alemana de lignito, que tiene un coste opera-

tivo de aproximadamente 25-30 €/MWh (excluido el carbono), dejara de ser competitiva frente a una central de ciclos combinados de gas, se requeriría que las emisiones estuvieran a 250/t.CO2. O, lo que es lo mismo, que el precio del gas bajara de 40 €/MWh.

De ahí que el alto precio del gas haya supuesto una elevada quema de carbón en Alemania, que en el último mes ha aumentado un 41% y en el último año un 14%. Con la perspectiva del precio del gas por encima de los 90 €/MWh en el primer trimestre de 2022, es previsible que las centrales de lignito y carbón alemanas sigan funcionando y aumenten su producción un 82%.

Gracias a esta alta capacidad de combustión aún disponible, de aproximadamente, 15 GW, el POOL alemán ha sido el más competitivo en precio de la zona UE, con la electricidad a 176,15 €/MWh. Se trata de una capacidad firme muy alta que permite que, en momentos de fuerte producción eólica, los ciclos combinados de gas no lleguen a entrar.

Dadas las circunstancias, durante los próximos meses la quema de carbón seguirá siendo más rentable que los CCG, por el alto precio del gas. En consecuencia, por el mayor factor de emisión del carbón frente al gas, se incrementará la demanda de derechos de emisión de CO2 en el mercado (EUA).

En este sentido, hay que tener en cuenta que en el mercado de emisiones podría haber un exceso de oferta superior a los 1.000 millones de derechos, en manos de coberturas y especulación. Sin embargo, el Mecanismo de Estabilidad del Mercado (MSR) de la UE, creado precisamente para ajustar los excesos de oferta, podría reducir este excedente en 800 millones en las subastas de los próximos años. Si se produce un aceleramiento de la demanda de carbón para generación de electri-

cidad, este excedente se erosionará rápidamente y podría elevar los precios de las emisiones por encima de los 100 €/tCO2 en el corto plazo.



#### Nuestro análisis

Tras el espejismo que generaron las declaraciones de Putin en octubre, noviembre nos ha devuelto a la realidad con extrema dureza. El mercado energético global, y en especial el del gas, sigue muy restringido. Además, el mercado de CO2 que vuelve a tomar impulso.

Pese a los buenos datos de generación eólica y fotovoltaica, las renovables aún son incapaces de reducir el precio del mercados diario (POOL), ante la fuerte subida del gas. Los ciclos combinados (CCG) mantienen una alta cuota del mix, con el 26% este mes de noviembre y el 15% en 2021. Además, hemos visto dos acontecimientos que muestran que aún estamos lejos de que las renovables impacten en el mercado diario.

El primero ha sido el crecimiento de las exportaciones hacia Francia. La tensión que viven los precios en Europa, con precios muy altos, provocan que la generación renovable competitiva española se exporte. La exportación de electricidad en noviembre fue el equivalente de toda la producción fotovoltaica del mes.

El segundo ha sido que el desacoplamiento de nuestro viejo parque nuclear, por paradas técnicas, hace necesaria la participación de los ciclos combinados, como única tecnología firme, ante la desaparición del carbón.

Es posible que las nuevas variantes del COVID puedan reducir la demanda, amortiguando la subida, pero no solucionarán el problema subyacente ni los desafíos que conlleva la descarbonización. Probablemente, incluso, lo agravarán más en el largo plazo (más allá de 2024 o 2025) al añadir volatilidad y complejidad a la incertidumbre de inversión que requiere el sector gasista para equilibrar la oferta.

### Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL de noviembre ha cerrado a 193,43€/MWh, con un aumento del 361% frente al mismo mes del año pasado. En comparación con octubre, los precios del POOL se han reducido un 6,7% en las horas valle y un 2% en las horas punta. En las horas solares el precio ha bajado un 4,5%.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

**193,43** €/MWh



-3,2% vs octubre 2021

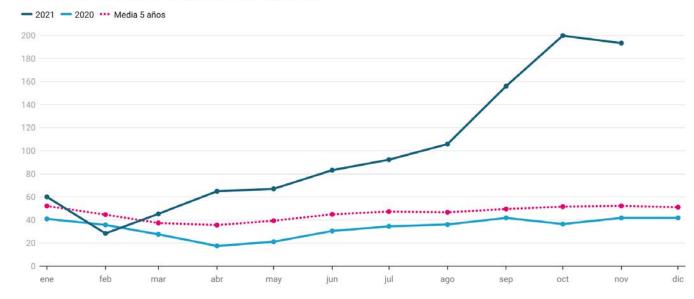


+361,2% vs noviembre 2020

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

**95,21** €/MWh

#### Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)





#### **PVPC**

**0,2516** €/kWh



+140,1% vs noviembre 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, sube en relación a noviembre de 2020. Se coloca en 0,25160 €/kWh, con un incremento del 140%.

# Precio medio final mercado libre

200,28 €/MWh



+326,9 vs noviembre 2020

Una vez sumados todos los componentes, el precio final medio para los comercializadores libres y consumidores directos ha sido de 200,3€/MWh. Esto supone una subida sobre el mismo mes del año pasado del 326%.

# 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 6,85€/MW. Los sobrecostes suben 1,7 €/MWh (un 37,5%) en comparación con el mismo mes del año pasado, por el fuerte incremento de las restricciones del 75%. Por su parte, los pagos por capacidad se han reducido en 1,7 €/MWh debido a la nueva tarifa publicada el 1 de junio.

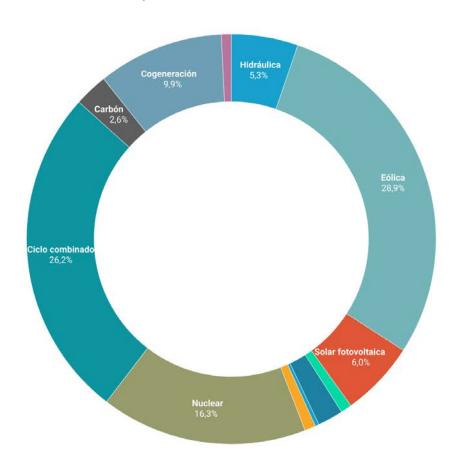
#### **Demanda**

La demanda de electricidad sube un 3,6% en noviembre con respecto a 2020. Pero si comparamos el dato con 2019, cae un 5,8%. Además como observamos el mes pasado, la curva de demanda se está "aplanando". La demanda en las horas punta disminuye en niveles muy superiores al descenso que se produce en las horas valle.

## **Generación**

#### **Mix noviembre 2021**

La generación de electricidad ha aumentado un 16% respecto a noviembre de 2020 por el crecimiento de la generación renovable (+19,1%) y de la demanda del (+3,6%). Este mes la generación la nuclear ha liderado las horas valle de las noches y la fotovoltaica las horas centrales del día.



#### Renovables

Hidráulica (5,3%) Eólica (28,9%)

Solar fotovoltaica (6,0%)

Otras renovables (2,0%) Residuos renovables (0,3%)

Turbinación bombeo (0,9%) Nuclear (16.3%)

Ciclo combinado (26,2%)
Carbón (2,6%)
Cogeneración (9,9%)

Residuos no renovables (0,8%)

Solar térmica (0,9%)

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 43,2% del mix, frente al 42% del mismo mes del año pasado, por el crecimiento de la generación eólica e hidráulica.

#### Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 asciende al 60,4% del mix, frente al 67,7% del mismo mes del año anterior.



#### Generación eólica

La generación eólica ha producido más del 30% del mix durante quince días de noviembre y ha reducido ligeramente los precios del POOL en la primera semana. La producción eólica del mes de noviembre fue un 26,2% a su media de los últimos 5 años.

#### Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico en noviembre se ha incrementado hasta el 28,9% del mix frente al 18,9% del año anterior.

# Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 71,5% de su nivel el año pasado y a un 78,5% en relación con la media de los últimos 10 años.

# Precios de casación por tecnologías

En el 73,6% de las horas de noviembre, el precio del POOL lo ha marcado el hueco hidrotérmico, es decir, una central de ciclo combinado de gas, carbón o una central hidroeléctrica. La hidráulica ha cerrado con un precio medio de 199,6 €/MWh y los ciclos combinados a 199,8 €/MWh. Las tecnologías del régimen especial en 200,10 €/MWh.

### Saldo de las interconexiones

La elevada generación renovable y el diferencial positivo del precio español (193,43 €/ MWh) frente al POOL francés (217 €/MWh) han impulsado las exportaciones hacia el país galo hasta alcanzar los 1.388 GWh, su tercer registro histórico más alto.

#### Mercados de futuros eléctricos

### Los mercados de futuros vuelven a la senda alcista y recuperan lo perdido en octubre

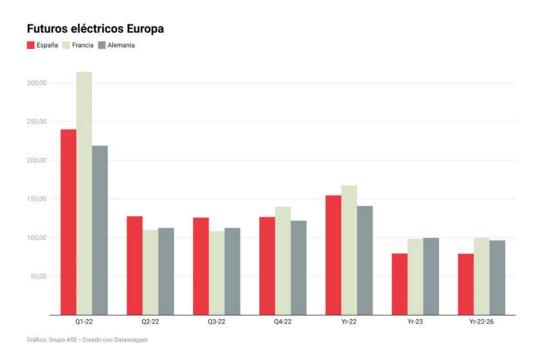
En noviembre se han desvanecido las expectativas optimistas de final de octubre, cuando Putin anunció un aumento de sus exportaciones de gas a Europa. La posterior decisión del regulador de energía alemán de suspender la certificación del gaseoducto Nord Stream 2 descartaba esta posibilidad en el corto plazo. La gran empresa estatal rusa Gazprom, que monopoliza la explotación del gas ruso, no ha aumentado sus flujos hacia Europa ni tampoco ha reservado capacidad para diciembre en las subastas recientes para el punto de entrada Mallnow del gasoducto Yamal.

Podría ser una medida de presión o, también, que Rusia no tenga tanta capacidad como se cree, pero esta situación conlleva una previsión de escasez de gas este invierno en el noroeste de Europa, que además tiene las reservas en mínimos, por debajo del 70%.

Por otra parte, en noviembre ha habido un incremento del 28% en el precio de las emisiones de CO2, tras el firme apoyo manifestado por el nuevo gobierno alemán para acelerar la descarbonización.

Las perspectivas de un encarecimiento del gas y de las emisiones se ha trasladado en forma de subidas al mercado eléctrico europeo. En España toda la curva del año 2022 ha subido un 38%, hasta los 154,65 €/MWh. Y se nota más en el primer trimestre de 2022, con un avance del 55% hasta los 240 €/MWh.

En Francia, donde la última semana de noviembre el precio diario ha estado muchos días por encima de 300 €/MWh, toda la curva del año 2022 se ha encarecido un 44,1%, arrastrada por la fuerte subida del Q1-22 hasta los 314,2 €/MWh (+77,5%). En Alemania el Yr-22 sube un 29,5 % hasta los 141,2 €/MWh.



Respecto a la cotización de los precios de los futuros a largo plazo (5 años), también han registrado importantes avances en Europa. A pesar de la subida en España, crece su descuento frente a Alemania y Francia, que ya supera a los 20 €/MWh. La cotización de 5 años en España se mueve en torno a 79,5 €/MWh, un 19,6% por encima del mes pasado. En Francia cotiza en 100 €/MWh y en Alemania en 96,4 €/MWh.

12 Grupo ASE



#### **MERCADOS DE GAS**

### **ANÁLISIS**

#### El gas ruso sigue sin llegar a Europa y Asia sigue absorbiendo el GNL

El invierno ha entrado con fuerza en Europa, marcando temperaturas por debajo del promedio en la última semana de noviembre. Paralelamente, la fortaleza de la demanda asiática sigue restringiendo las llegadas de gas natural licuado (GNL) a Europa que, además, ve cómo la promesa de Putin de aumentar los flujos rusos de gas no se cumple. Los gaseoductos de las rutas de Ucrania y Polonia, aunque han amentado su caudal, siguen muy por debajo de los promedios de los últimos 5 años.

Y esto con unas reservas europeas en mínimos, a solo al 68% de su capacidad, 22 puntos menos que hace un año. Si el invierno europeo fuese frío, como el del año pasado, las reservas podrían descender por debajo del 10%. Además, provocaría un aumento de las necesidades de compra de gas durante todo el año 2022, lo que elevaría toda la curva de precios hasta el final del siguiente invierno (1ºtrimestre de 2023).

La decisión del regulador alemán de suspender la certificación del Nordstream 2 ha sido un jarro de

agua fría para las expectativas europeas de aumento de la oferta de gas este invierno. La descarbonización de la economía China y las restricciones de países como Corea del Sur al carbón, mantendrán muy solida la demanda de gas durante el invierno y posiblemente durante todo el 2022. Entre los países asiáticos, solo India está disminuyendo sus compras de gas por su alto precio. Pero puede ser puntual, dado que una reducción del precio del GNL supondría un aumento de su demanda.

Esa demanda asiática está presionando el mercado de gas de EE. UU., que ve cómo el precio del Henry Hub se ha duplicado respecto al año pasado. Grandes compañías asiáticas están firmando contratos a largo plazo con los productores de gas americanos. No obstante, aunque el precio de gas en EEUU se ha duplicado y cotiza en precios de 15 €/MWh, sigue muy por debajo de los europeos, en niveles de 80-90 €/MWh.

La subida de los combustibles en EE. UU. ha despertado algunas voces que abogan por reducir las exportaciones de GNL para proteger a los consumidores nacionales. En todo caso, parece poco probable que esto ocurra porque los productores de GNL que están exportando tienen una autorización del Departamento de Energía, para poder vender a terceros países durante 20 años.

No obstante, EE. UU. solo puede exportar una parte muy pequeña de su capacidad total, por lo que su mercado seguirá dependiendo de su demanda interna tanto industrial como para calefacción doméstica, muy influenciada por las temperaturas y menos por lo que pueda ocurrir en Europa o Asia.

Mientras, la administración Biden, a diferencia de la anterior, está apostando por las renovables con un paquete de inversión superior a los 60.000 millones de euros y sigue sin despejar la incertidumbre regulatoria que restringe los permisos para la inversión en nuevas explotaciones de gas y petróleo de esquisto.

#### TTF Holanda

Aunque en la primera quincena de noviembre los precios habían retrocedido por debajo de 75 €/MWh, la ola de frío de final de mes ha impulsado los precios de gas del TTF por encima de los 90 €/MWh muchos días. El precio medio diario del gas holandés de noviembre ha sido de 80,34 €/MWh, un 461% más elevado que hace un año. Se trata de niveles estratosféricos, impulsados por la escasez de gas, tanto del procedente de Rusia como del GNL, y con la caída de sus reservas de almacenamiento hasta el 62%.

El precio de los futuros de gas también se ha visto reforzado por el incremento del 28% de las emisiones de CO2 durante el final de noviembre. Los productos a corto plazo son los que más se han incrementado. El Q1-22 subió hasta los 89,91 €/MWh (+43,8%) y el Yr-22 se situó en 55,26 €/MWh (+21,1%).

#### **PVB Español (MIBGAS)**

#### El mercado español corrige a la baja, a pesar del cierre de uno de los gaseoductos de Argelia

En España las temperaturas bajas y también la escasa producción nuclear aumentaron la demanda de gas en la última semana y presionaron al alza el precio diario por encima de los 90 €/MWh. El precio medio diario español de noviembre ha sido de 83,12 €/MWh, con un aumento de la prima sobre el TTF, que se sitúa en los 2,8 €/MWh, frente a los 1,4 €/MWh del mes pasado.

Las importaciones de GNL de las ultimas semanas siguen a buen ritmo y superan las llegadas de cargas del año pasado en estas fechas.

#### **FUERTE CAÍDA DEL BRENT**

En los últimos días de noviembre, la preocupación por las recientes restricciones vinculadas a la nueva variante de COVID ha provocado una fuerte caída de la cotización del crudo. Baja un 16,4% hasta los 70,57 \$ el barril, ante el temor de un posible desplome de la demanda.

#### **Hubs** gas

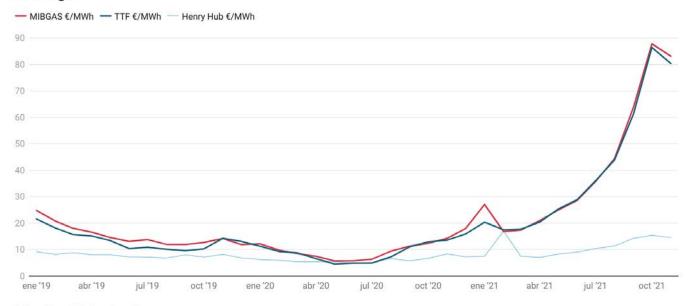


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

De esta forma se rompe la tendencia alcista que había llevado el precio del barril por encima de los 80 \$ y que provoca una rigidez artificial del mercado, ante la decisión de la OPEP de no aumentar la producción de petróleo en 2021. Los productores mundiales del petróleo tienen una capacidad sustancial de aproximadamente 6 mill de barriles sin utilizar. El crecimiento de la demanda en 2021 y el estancamiento de la oferta ha aumentado la presión de suministro de petróleo y gas, con una aumento de los precios del crudo que se han duplicado en el transcurso de 2021.

Ante la decisión firme de la OPEP de no aumentar la producción y para detener la subida de los precios del petróleo, el presidente Biden anunció la liberación de petróleo de las Reservas Estratégicas de Estados Unidos, coordinada con China. A pesar de la decisión, los precios del petróleo subieron ese mismo día y los siguientes. Solo la variante Omicron ha sido capaz de detener esta subida, por lo que podría tratarse solo de una corrección en una clara línea alcista

14 Grupo ASE



### **Índices ASE**

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

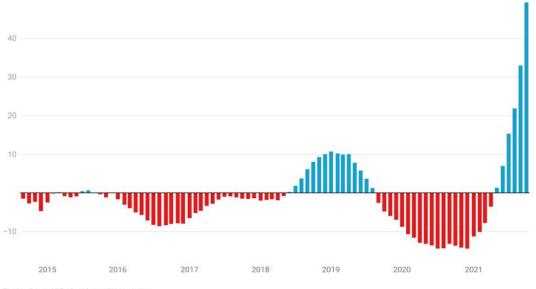
- » Índice ASE PTEI: muestra la evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.
- » Índice ASE CTEI: muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

#### **ASE PTEI**

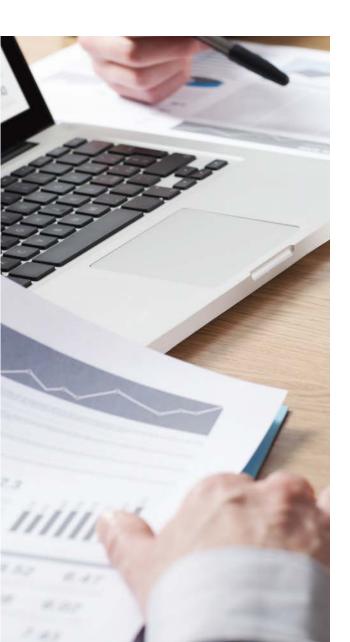
#### Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE PTEI Total

El índice ASE PTEI Total de octubre se incrementó un 49,3% frente al mismo mes de 2020. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, aumentó en octubre un 82, 04% y el coste de los accesos (distribución) bajó un 5,5% en relación a octubre de 2020.

#### Tasa de variación interanual (%) del Índice ASE PTEI Total



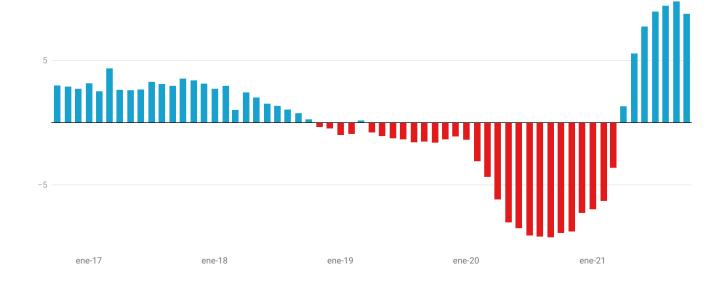
Fuente: Grupo ASE · Creado con Datawrapper



#### **ASE CTEI**

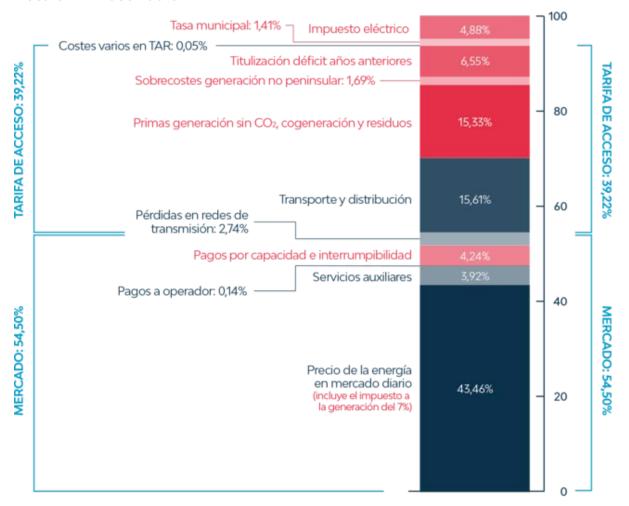
#### Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

En octubre el índice ASE CTEI mostró un aumento del consumo del 8,74% frente al mismo mes del año pasado.





#### Escalón 1 · Base 100%







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.



# 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 6° 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









