Informe de mercado

Febrero 2022

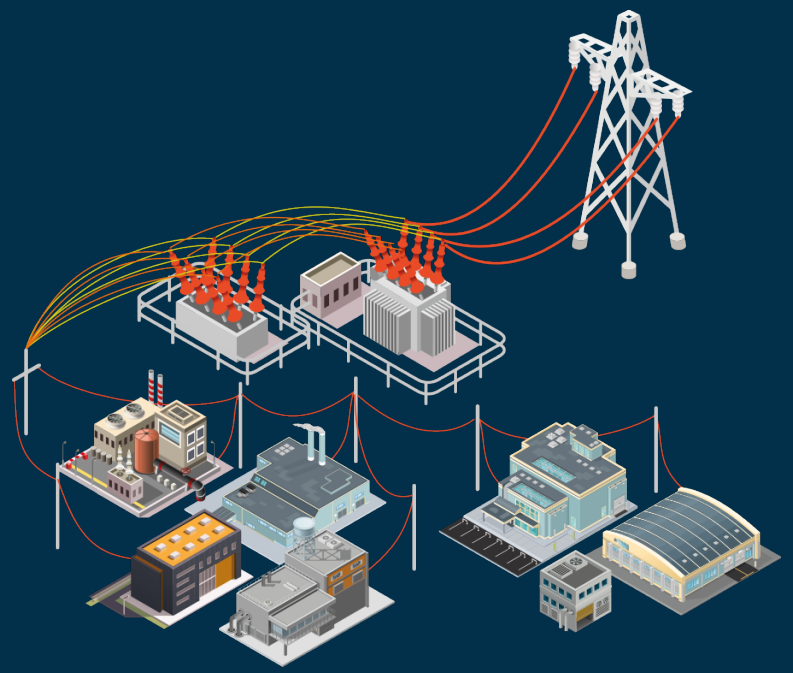
Resumen ejecutivo

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

Febrero 2022



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 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

200,22 €/MWh

▼ -0,74% vs enero 2022

▲ +602,77% vs febrero 2021

MERCADO LIBRE

201,13 €/MWh

▲ +469,6% vs febrero 2021

DEMANDA

19.118 GWh

GENERACIÓN

20.057 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q2-22: 238,00 (+16,4%)

YR-23:

- España: 144,60 (+16,1%)
- Francia: 176,95 (+15,9%)
- Alemania: 151,12 (+6%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +9,9%
- Gas Natural (MIBGAS): -2,6%
- Carbón (API2 Month +1): +6,9%
- CO2 (EUA): -8,2%

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

+91,29%

vs enero 2021

ASE CTEI Total

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

+6,71%

vs enero 2021

El análisis

El temor a una interrupción de suministro ruso dispara los precios energéticos europeos un 40%

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El aumento de los flujos rusos hacia Europa desde que comenzó la invasión tiene explicación económica, no geoestratégica.**
- **Los mercados de futuros europeos se disparan por el temor a la posibilidad de un corte de suministro.**
- **La volatilidad de los precios energéticos reduce la liquidez de los mercados de futuros, amenaza a las pequeñas comercializadoras y hace urgente las subastas en las que está trabajando la CNMC.**
- **La escasa generación renovable dispara la producción con gas y añade más presión al mercado eléctrico español.**
- **El autoconsumo provoca una caída de la demanda en las horas centrales del día.**

La baja producción renovable mantiene la electricidad por encima de los 200 €/MWh

El precio diario de la electricidad en el mercado mayorista (POOL) español cierra febrero con un precio medio de 200,22 €/MWh. Apenas registra cambios respecto a enero (-0,7%) pero es un extraordinario 603% más alto que hace un año.

La escasa generación renovable en España, por la situación anticiclónica y de sequía asociada, que se prolonga desde hace más de 6 semanas está encareciendo el precio en España. El aumento de peso de los ciclos combinados de gas ha mantenido el precio de la electricidad por encima de los 200 €/MWh en la mayoría de los días de febrero.

Entre las grandes economías europeas, solo Italia (211,69 €/MWh) registra un precio más elevado. En el norte, la situación climatológica ha favorecido un aumento de la producción eólica (borrasca Franklin) y una menor demanda (temperaturas suaves). Alemania ha registrado un precio medio de solo 128,80 €/MWh, muy por debajo del resto. Le siguen Holanda (168,37 €/MWh), Francia (185,55 €/MWh) y Reino Unido (193,40 €/MWh).

Contra todo pronóstico, la invasión incrementa las importaciones rusas

Cuando el pasado jueves, 24 de febrero, Rusia invadió Ucrania, los mercados energéticos europeos experimentaron una subida de más del 50%. La cotización spot de gas del TTF subió rápidamente hasta los 123,56 €/MWh (desde los 89,01 €/MWh del día anterior). Sin embargo, el viernes, una vez pasado el pánico y ante el normal funcionamiento del suministro ruso, los precios del gas y de la electricidad en Europa cayeron un 30%.

No obstante, a medida que el conflicto se ha ido endureciendo se aprecia una subida de más del 40% en toda la curva de precios del gas de 2022.

A pesar de ese temor imperante, y de forma aparentemente contradictoria, el mismo jueves crecieron las exportaciones rusas por gaseoducto hacia Europa de forma notable. Este aumento de las exportaciones estuvo impulsado por un incremento de la demanda de los compradores europeos, que disponen de contratos a largo plazo con el proveedor ruso Gazprom.

La subida del mercado diario (spot) del jueves provocó que el precio del gas ruso derivado de estos contratos fuera más competitivo. Y esto se debe a que los precios de los contratos a largo están indexados a productos "atrás" como el precio "Month Ahead". Es decir, llevan un retraso sobre la subida que se produce en el mercado diario. Por eso el grado de flexibilidad que tienen los compradores, para poder aumentar o disminuir el volumen dentro del periodo contractual, les permitió el jueves optimizar sus compras diarias a través de estos contratos respecto a la opción de comprar en el mercado diario europeo.

Esto confirma lo que explicábamos en nuestro anterior informe, aunque en sentido contrario. La avalancha de GNL de las últimas semanas provocó una caída de los precios diarios. Y, por eso, los flujos importados desde Rusia disminuyeron a causa de una menor demanda europea de los contratos a largo. En definitiva, las variaciones de los volúmenes de gas entre Rusia y Europa obedecen a motivos económicos de los mercados, no a factores geopolíticos.

De momento, al menos de momento, la invasión no ha interrumpido el suministro ruso. El operador de gas de la red de Ucrania ha confirmado que sus operaciones estaban "funcionando sin problemas y en modo de alta seguridad" y que su intención era continuar el tránsito del gas hacia Europa. El viernes, una vez pasado el pánico inicial y ante el normal funcionamiento, incluso aumento de los flujos del gaseoducto ruso, los precios del gas y de la electricidad cayeron un 30% en Europa.

La preocupación por las sanciones y la interrupción del suministro, mantienen en vilo a los mercados

En los últimos 5 años las importaciones rusas han representado entre el 25-42% del gas importado en Europa. Sin embargo, en lo que va de 2022 las importaciones rusas han representado su valor más bajo, solo el 17%.

Origen del suministro de gas en Europa

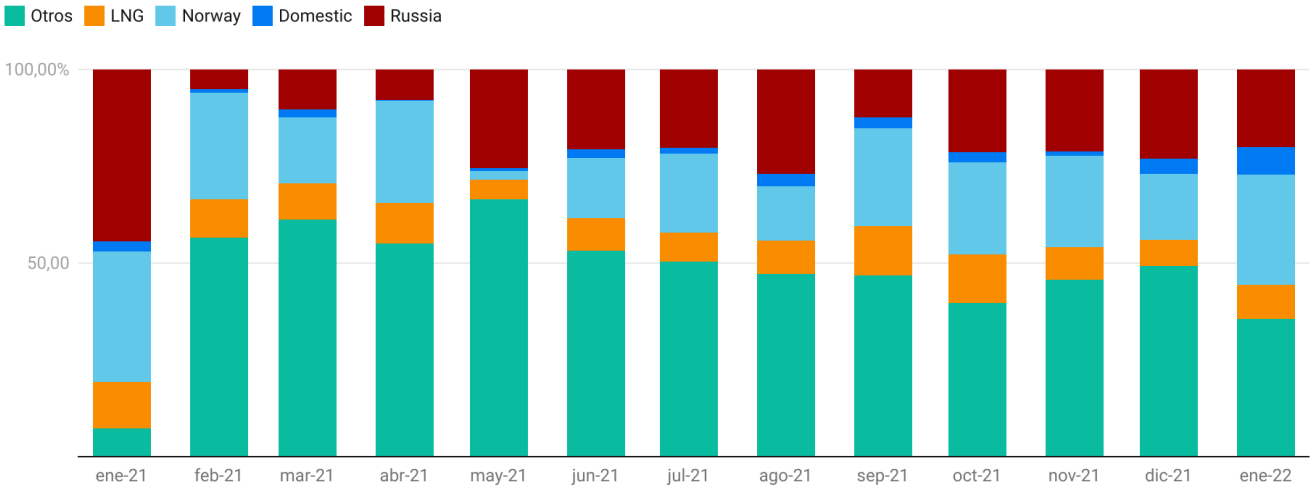


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Como hemos explicado, la disminución de las importaciones rusas no tiene nada que ver con las decisiones geopolíticas derivadas del conflicto ruso. Más bien se debe a la caída de la demanda de gas en el este de Asia, que ha permitido desviar los cargamentos de GNL hacia Europa y, por eso, los compradores europeos han reducido los volúmenes de sus contratos a largo con la rusa Gazprom. Pero se trata de algo puntual, se prevé que la demanda asiática siga creciendo a tasas muy altas y que atraiga de nuevo al GNL, más pronto que tarde. Por tanto, Europa no puede depender del suministro de GNL como fuente de aprovisionamiento estable.

Cualquier caída o cese de los flujos rusos como consecuencia de una serie de sanciones que comienzan a anunciarse o por la misma decisión de Rusia, supondría una grave amenaza para el equilibrio gasístico y energético europeo.

En las condiciones actuales del mercado, es difícil valorar el riesgo y es lógica la elevadísima volatilidad reinante en el mercado energético europeo. Con la información actual, se pueden considerar algunos escenarios:

Escenario 1: Gazprom cumple sus compromisos de volumen hacia Europa

Europa es el principal cliente de la empresa estatal rusa de gas y la economía rusa depende en gran medida de las exportaciones de gas. Si Gazprom no cumpliera con sus obligaciones contractuales (salvo una interrupción física de fuerza mayor), se enfrentaría a importantes

demandas por daños y perjuicios y causaría daños irreparables a largo plazo a su base de clientes europeos. Así que Gazprom hará todo lo posible por cumplir con sus volúmenes comprometidos contractualmente con los compradores europeos.

Parece uno de los escenarios más probables, a pesar de la invasión y las sanciones. De hecho, hemos comprobado cómo ha incrementado sus volúmenes en los últimos días. Si se confirmara, a medida que avancen los días se irán reduciendo la prima de riesgo y los precios. Se recuperaría una cierta normalidad, aunque en un rango de precios claramente más alto. Así mismo, también dependerá en gran medida de si las llegadas de GNL siguen a buen ritmo y de si las temperaturas en Europa continúan siendo templadas.

Escenario 2: interrupción del suministro ruso total o parcial.

Si los flujos rusos, a través de Ucrania u otras rutas, se interrumpen físicamente, la situación puede complicarse a niveles desconocidos en Europa.

Estas posibles interrupciones podrían deberse a varios factores, como un daño estructural en las infraestructuras, por la cancelación del sistema de pago SWIFT, por una decisión de Putin, que utilizara el corte del suministro como un arma hacia Europa, o por otros factores difícilmente previsibles en este momento.

En cualquier caso, a nuestro entender es muy poco probable un escenario de interrupción del suministro por la vía de Ucrania durante meses o años. Las consecuencias serían extremas en términos de impacto en los precios energéticos e imposibles de predecir. Todas las partes saldrían altamente perjudicadas.

Si Europa pierde los volúmenes de flujo rusos a través de Ucrania, no podrá reemplazar este volumen a través de otras fuentes de suministro. La capacidad para importar más gas natural licuado (GNL) es muy limitada por las infraestructuras. España que cuenta en sus puertos con el 25% de la capacidad de regasificación europea. Por tanto, es el único país de la UE con capacidad adicional, pero la interconexión con Europa (por Francia) por gaseoducto es muy limitada. Así que, aunque los políticos europeos afirmen que pueden autoabastecerse sin gas ruso, saben que no es viable.

No obstante, resulta más plausible contemplar un corte temporal de días o semanas. Causaría un gran aumento rápido de los precios energéticos hasta que se resolviera. Pero, en este caso, cuando se restableciera el suministro, los precios volverían a caer y el daño económico sería temporal, durante un período pico.

Esa interrupción temporal podría provenir del riesgo de que se destruyan los oleoductos como resultado de los combates en Ucrania o por la restricción del acceso ruso a la red de pagos SWIFT. Pero es muy probable que, entre las excepciones del recorte de SWIFT, se permita la continuidad del pago de la energía a Rusia.

En definitiva, uno de los grandes problemas a los que se enfrenta Europa es el daño económico y político del aumento de los precios de la energía. Por lo tanto, el suministro de gas será la parte fundamental de cualquier resultado negociado con Rusia.

No hay que descartar una desescalada del conflicto y un acuerdo con Rusia, que podría revertir la situación. Desde una perspectiva de producción, Rusia probablemente tenga capacidad para aumentar los flujos a Europa en un 10% sobre los niveles de 2021. Pero en parte requeriría la apertura del NordStream2 (NS2). Estaba prevista para el tercer trimestre de 2022, pero Alemania ha cancelado el proceso tras la invasión a Ucrania.

Una solución al conflicto y un arma de negociación para Europa sería la puesta en marcha del NS2. Se trata de un escenario ahora mismo políticamente poco defendible y difícil de asumir, pero no debe descartarse. La aprobación del NS2 podría ser vista como una concesión a Rusia, un alivio para Europa y un revés a nivel de ingresos para Ucrania.

El carbón se une a la fiesta de las subidas

Mucho antes de la invasión rusa de Ucrania, los mercados energéticos se movían con extremada volatilidad desde hace semanas. La dirección y el impulso de los precios ha cambiado rápidamente, de un día para otro e incluso en el mismo día. Pero identificamos dos tendencias claras dentro de esta volatilidad:

1.- Por un lado, los precios del gas estaban bajando por la avalancha de GNL que llegaba a Europa y por la climatología "favorable" que se viene registrando este invierno. La abundancia de GNL ha ayudado a mitigar las preocupaciones por la caída del 20% del nivel de reservas de gas en Europa. Las temperaturas templadas y la fuerte generación eólica en el norte de Europa (tormenta Franklin) han reducido la demanda de gas para generación eléctrica durante febrero y estaban aliviando las tensiones del mercado.

2.- Pero la invasión de Ucrania y la incertidumbre del suministro ruso ha elevado la prima de riesgo y el precio de los mercados energéticos. Las exportaciones rusas en enero y febrero han sido bajas y las tensiones geopolíticas muy altas. El mercado bajó el día 15 con las declaraciones rusas sobre la retirada de tropas. Sin embargo, una semana después la entrada de tropas rusas en Ucrania y el anuncio de Alemania de suspensión de la certificación del gasoducto NS2 volvió a elevar el precio del gas.

La incertidumbre en torno al suministro ruso, que supone un tercio del abastecimiento de gas europeo,

pesa más que otros factores y supone un enorme desafío para Europa. La capacidad de regasificación está al 100% y no se puede compensar un "apagón ruso" importando más GNL porque no existe capacidad adicional. Esto lleva a ciertos países, como Alemania, a incrementar el uso del carbón para generar electricidad y, paralelamente, a invertir en su parque renovable o en instalaciones de regasificación de GNL.

De esta forma, el carbón se ha unido a la fiesta de las subidas de las materias primas, en respuesta al aumento de su demanda.

Como advertimos en diciembre, como el CO2 estaba muy caro, había perdido su fundamento como factor palanca para empujar al cambio del carbón al gas para generación eléctrica. Pero, como también explicamos entonces, lo recuperaría por una subida del precio del carbón o por una bajada del gas. Desde el 1 de enero, el carbón acumula una subida superior al 60%. El carbón vuelve a ganar protagonismo ante la estrechez, falta de seguridad de suministro y altos precios del gas.

Impacto de la volatilidad en los mercados eléctricos

El nivel de volatilidad que están experimentando los mercados eléctricos y de gas es de tal magnitud que supera lo conocido hasta ahora y desvirtúa la señal de precio de los mercados.

Esta volatilidad está reduciendo la liquidez de los mercados de futuros eléctricos en España (OMIP y OTC) y en el resto de Europa. Unida a los altos precios, provoca que las contrapartes hayan agotado su capacidad de crédito e impide el normal funcionamiento del mercado, salvo en las operaciones de corta duración.

Esta situación está causando graves problemas a muchas comercializadoras que, por su tamaño, procesos y acceso al crédito, no están diseñadas para hacer frente a este nivel de precios y de volatilidad y les hace inviable gestionar el riesgo de sus carteras.

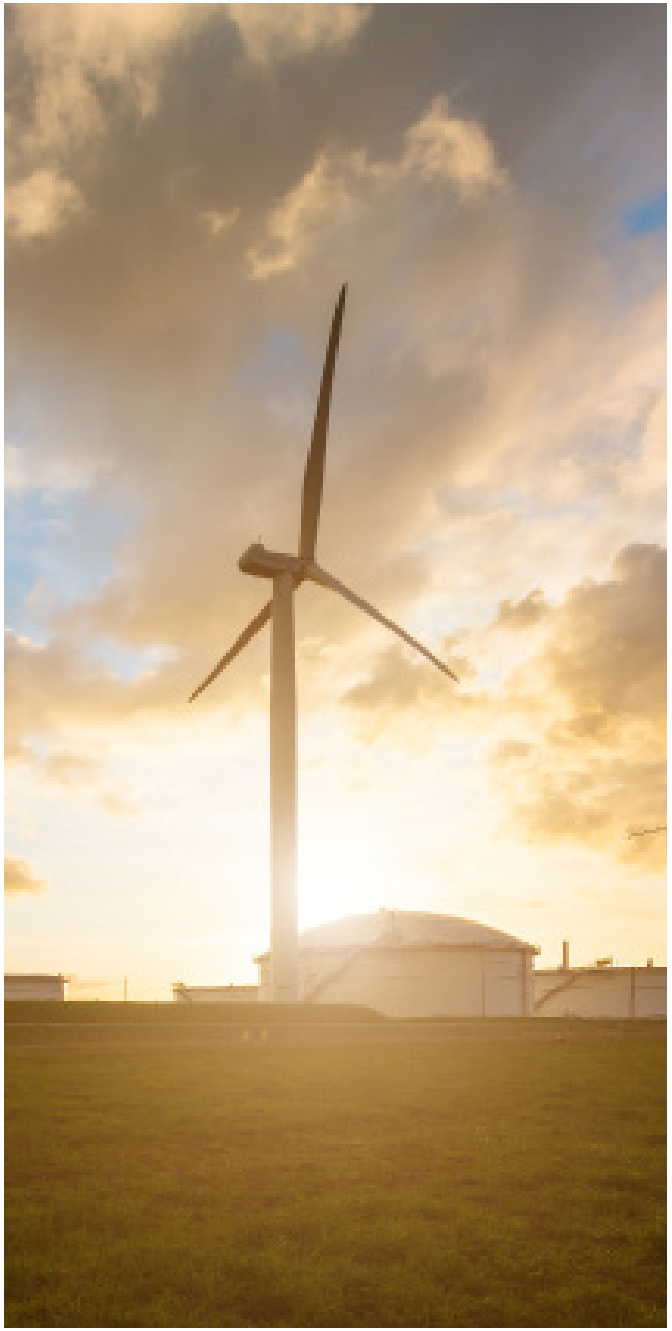
Los mercados energéticos líquidos son fundamentales para garantizar suministros seguros y ofrecer una señal de precio competitiva a compradores y vendedores. La subasta, que se está trabajando desde la CNMV, para que las grandes compañías saquen al menos un 25% de su generación renovable puede ayudar a favorecer un mercado más eficiente y transparente. Por tanto, no tiene sentido oponerse a ello, ni siquiera para las grandes.

La sequía y el anticiclón reducen las renovables un 34%

Este mes la generación eléctrica ha registrado una caída del 1,1%.

La generación renovable ha descendido un 34% respecto al año pasado. Su peso en el mix ha representado el 40,4% frente al 60,5% que alcanzó en febrero de 2021. Se debe al fuerte descenso de la producción hidráulica (-72,2%) y de la generación eólica (- 26,7%), principalmente por la situación anticiclónica, que implica ausencia de borrascas (viento) y sequía y que dura ya más de 6 semanas. La producción hidráulica es la menor desde 2014. Las reservas de los embalses están al 39% de su capacidad y a un 57,9% de su nivel el año pasado.

En el lado opuesto, el anticiclón ha favorecido que la generación fotovoltaica haya crecido un 69,9% y prácticamente duplicado su producción del año pasado. Solo así se explica este fuerte incremento, dado que la potencia instalada ha crecido un 24,5%.



La generación eléctrica a base de gas (CCG) aumenta un 281%

La tecnología que más ha aumentado su producción es la de los ciclos combinados de gas, un extraordinario 281%. El descenso de hidráulica y eólica les ha permitido incrementar su producción y liderar el mix muchos días. La generación de electricidad a través del gas supone una elevación de los precios del POOL, dado que los mercados de gas y CO2 se encuentran en máximos.

La mayor producción de los ciclos combinados y la menor aportación renovable han aumentado de forma notable las emisiones de CO2 en febrero, un 128,7%, respecto al mismo periodo del año pasado.

El hueco hidrotérmico (hidráulica, gas y carbón) ha intervenido en el 72,4% de las horas de casación, aunque solo ha cubierto el 30,8% del mix. El precio medio de casación en febrero de la hidráulica ha sido de 223,74 €, por encima de los CCG (190,64 €/MWh).

La demanda se reduce un 0,5% en febrero

La demanda eléctrica ha registrado un recorte del 0,5% sobre el mismo mes del año pasado. En gran medida, puede deberse al aumento del autoconsumo. Si observamos los datos de variación horaria, el autoconsumo es, sin duda, lo que causa una bajada significativa de la demanda en las horas centrales del día.

Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en el último año se han instalado en España 1.203 MW de potencia para autoconsumo, lo que duplica la cifra de 2020 y el 41% de este total fue para uso industrial. Esto supone darle un "bocado" a la demanda de 0,6% en el último año. Al concentrarse en las horas de radiación, tiene una enorme trascendencia en la curva de demanda nacional, como se aprecia en el gráfico.

La incertidumbre en torno al suministro eleva la prima de riesgo sobre toda la curva de futuros eléctricos

La falta de seguridad de suministro de gas ruso y la "congelación" de la certificación del NS2 han elevado la prima sobre todo los productos de la curva de futuros a corto y a largo plazo. La volatilidad de los últimos días hace imprevisible el mercado eléctrico, que reacciona ante cualquier noticia acerca del conflicto ruso.

El Q2-22 español sube hasta los 238 €/MWh, se ha incrementado un 16,4% respecto a su cotización de final de enero. El resto de la curva del año 2022 también sube en torno al 18%. En la primera quincena de febrero, la llegada de abundante GNL había reducido la curva de futuros a corto, pero desde que comenzó a incrementarse la tensión del conflicto, los precios del Yr-22 han subido cerca del 40%.

El Yr-23 ha visto incrementada su cotización un 16,1%, hasta los 144,60 €/MWh. El resto de los mercados europeos han subido igual o más. En este momento el Yr-23 español cotiza con una fuerte prima de descuento sobre el francés (176,95 €/MWh) y el alemán (151,12 €/MWh).

Nuestro Análisis

Reducir la exposición al riesgo y volatilidad del mercado

Achacar toda la subida de los precios energéticos al conflicto geopolítico ruso sería simplificar la actual crisis energética que atraviesa Europa. Como venimos explicando, hasta el momento la reducción de las exportaciones rusas responde, única y exclusivamente, a las decisiones económicas de compradores y vendedores para maximizar los beneficios de sus "carteras".

Desde otra perspectiva, podríamos afirmar que, de momento, Europa está escapando de una situación que podría haber derivado en caos absoluto. La avalancha de GNL y el invierno templado climatológico que está viviendo el continente, junto a la alta producción eólica, han permitido que algunos países de la UE, muy dependientes del gas, hayan evitado el riesgo de interrupciones de suministro y que los precios no se hayan disparado aún más.

El subyacente de la subida de los precios energéticos que vive Europa, y que es previo a la crisis con Rusia, es el déficit de capacidad que se está originado con la retirada de potencia firme (cierre de centrales térmicas de carbón y nucleares) junto a la estrechez del mercado del gas a nivel mundial.

El pasado 1 de enero Alemania retiró dos de las cuatro centrales nucleares que le quedaban y tiene previsto cerrar las otras dos al final de este año. A esto hay que unir su compromiso de eliminar el carbón de su mix en 2030. Como Alemania, otros muchos países europeos están retirando potencia firme para cumplir sus compromisos de descarbonización.

La retirada del carbón y de parte del parque nuclear eleva aún más la dependencia del mix eléctrico europeo de las renovables y, sobre todo, del gas como única fuente de generación firme para compensar la irregularidad renovable.

La decisión de la UE de incluir como energías "verdes" la generación nuclear y el gas no es más que la aceptación de que no existe un plan viable y creíble de transición energética. Las expectativas poco realistas depositadas por parte de la Comisión Europea en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento renovable (Hidrógeno verde) y en la aceleración de las inversiones en nueva potencia renovable como única alternativa a la descarbonización están resultando claramente insuficientes.

En este contexto, algunos consumidores industriales siguen ponderando sus decisiones de compra en base a los precios históricos y a la narrativa de que la situación actual se debe a una situación coyuntural. Es muy probable que estén subestimando su exposición al riesgo en un mercado donde la falta de suministro y la extrema volatilidad han cambiado las reglas del juego. Si la electricidad ya era uno de los productos más volátiles por su escasa capacidad de almacenamiento, la descarbonización lo acentuará.

La realidad es que Europa dependerá del gas como combustible de transición hasta que se pueda implementar suficiente energía de reemplazo flexible con bajas emisiones de carbono. Y lo cierto es que los altos y volátiles precios del gas están acelerando el impulso renovable.

Desde hace tiempo venimos recomendando la estrategia de laminar el precio con productos a largo durante este periodo de transición. Sin embargo, la falta de liquidez y volatilidad en las últimas semanas, derivadas del conflicto, ha complicado aún más este tipo de operaciones, ya de por si complejas. Quizás ahora sea el momento de no tomar decisiones y no dejarse llevar por el pánico del mercado.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado el mes con un precio medio de 200,22 €/MWh y un aumento del 602,8% frente a febrero del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

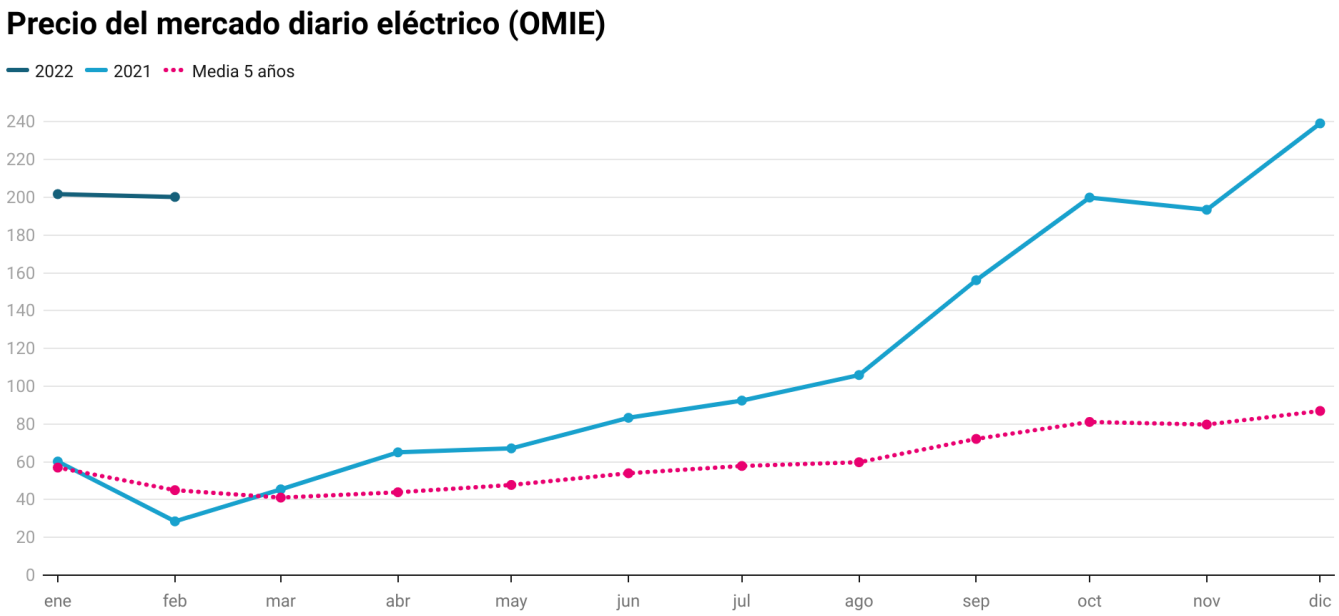
200,22
€/MWh

-0,74% vs enero 2022

+602,77% vs febrero 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

137,15
€/MWh



PVPC

282,37
€/kWh

▲ +214,6% vs febrero 2021

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 0,28237 €/kWh. La cifra representa una subida del 214,6% respecto a febrero de 2021.

Precio medio final mercado libre

201,13
€/MWh

▲ +469,6% vs febrero 2021

El precio final medio para los comercializadores libres y consumidores directos ha sido de 201,13€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto implica una subida del 469% respecto al mismo mes del año pasado.

Demanda

La demanda de electricidad desciende un 0,5% respecto a febrero del año pasado. Además, en línea con lo que observamos el mes pasado, la curva de demanda se está "aplanando". Disminuye durante las horas centrales del día a causa del autoconsumo. Sin embargo, crece en las horas valle.

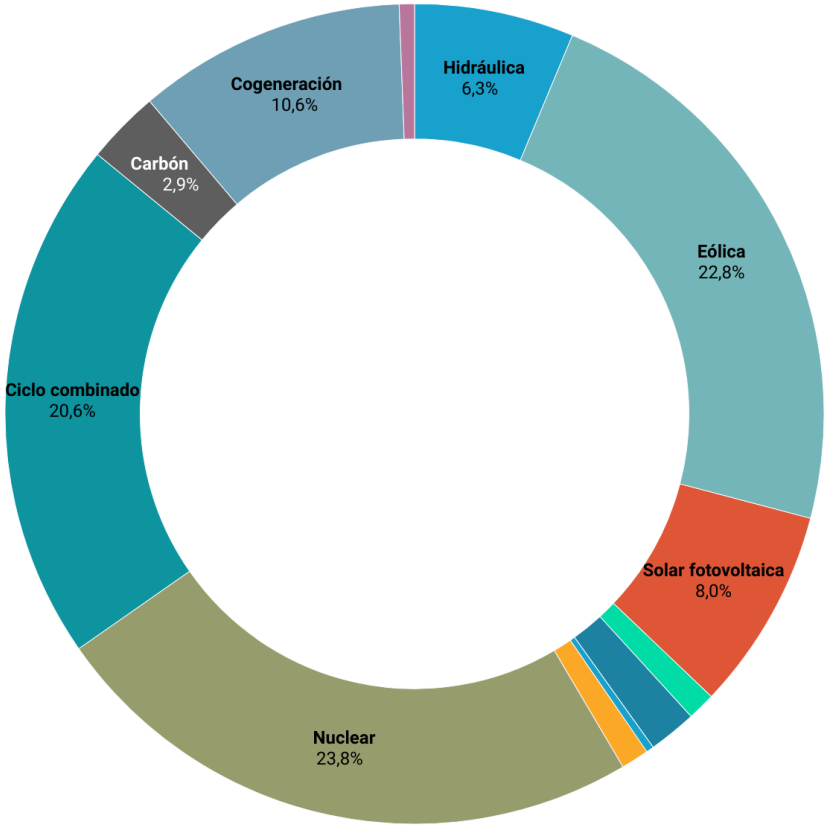
Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

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 3,78 €/MW. Los sobrecostes bajan un 3,04 €/MWh (-44,57%) frente al mismo mes del año pasado.

Generación

Mix febrero 2022

La generación de electricidad ha disminuido un 1,1% respecto a febrero de 2021. La generación nuclear y eólica han dominado la generación eléctrica, seguidas muy de cerca por los ciclos combinados de gas (CCG).



- **Hidráulica** (6,3%)
- **Eólica** (22,8%)
- **Solar fotovoltaica** (8,0%)
- **Solar térmica** (1,1%)
- **Otras renovables** (1,9%)
- **Residuos renovables** (0,3%)
- **Turbinación bombeo** (1,1%)
- **Nuclear** (23,8%)
- **Ciclo combinado** (20,6%)
- **Carbón** (2,9%)
- **Cogeneración** (10,6%)
- **Residuos no renovables** (0,6%)

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado en febrero el 40,4% del mix eléctrico, muy por debajo del 60,4% que alcanzaron el mismo mes del año pasado, por la disminución de la generación eólica e hidráulica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones de CO2 ha representado en enero el 65,2% del mix frente al 83,9% del mismo mes del año anterior, por la disminución de la producción renovable.

Generación eólica

La generación eólica solo superó el 30% de aportación al mix en los días centrales del mes, pero ha tenido escaso impacto en la reducción del precio del POOL. La producción eólica del mes ha sido un 7,75% inferior a la media de los últimos 5 años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico ha crecido hasta representar el 25,8% del mix frente al 11,5% del año pasado.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 57,9% respecto a su nivel del año pasado y a un 72,2% sobre la media de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

Este mes el hueco hidrotérmico (carbón + gas + hidráulica regulable) ha cerrado precio el 72,36% de las horas de casación.

Saldo de las interconexiones

El saldo de las interconexiones ha sido exportador por cuarto mes consecutivo, con 471 GWh. Aumenta un 177% respecto a febrero de 2021.

Mercados de futuros eléctricos

La incertidumbre de un corte de suministro de gas eleva la prima de riesgo sobre todos los productos en la curva de futuros

El mercado de futuros energético ha visto cómo la inseguridad del suministro de gas ruso y la "congelación" de la certificación del Nord Stream 2, ha elevado la prima sobre todos los productos de la curva de futuros a corto y a largo plazo. La volatilidad de los últimos días hace ciertamente imprevisible el mercado eléctrico, que reacciona ante cualquier noticia vinculada a la guerra en Ucrania.

En España, el Q2-22 se ha incrementado en un 16,4% hasta los 238 €/MWh, respecto a su cotización de finales de enero. El resto de la curva de 2022 también sube en torno al 18%. Aunque la curva de futuros a corto había visto una reducción de los precios en la primera quincena de febrero, por la llegada de abundante GNL, desde que comenzó a escalar el conflicto los precios del Yr-22 han subido cerca del 40%.

La cotización del Yr-23 ha aumentado un 16,1% hasta los 144,60 €/MWh. El resto de los mercados europeos han experimentado un crecimiento igual o superior al español. De hecho, el Yr-23 español cotiza con una fuerte prima de descuento sobre el francés (176,95 €/MWh) y el alemán (151,12 €/MWh).

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot Feb. 22	200,22	0,25	185,55	−12,20	128,40	−23,40
Q2-22	238,00	16,38	242,90	20,10	228,09	19,90
Q3-22	242,33	18,79	242,50	17,20	196,75	0,00
Q4-22	240,33	17,81	317,58	21,90	211,93	0,00
Q1-23	230,00	17,35	313,59	19,70	208,80	0,00
Yr-23	144,60	16,14	176,95	15,90	151,12	6,00
Yr-24	92,00	15,72	117,50	10,90	106,20	2,30
Yr+5	79,67	14,55	123,39	14,00	106,83	2,40

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

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

El precio del gas registra un fuerte repunte tras la invasión de Ucrania

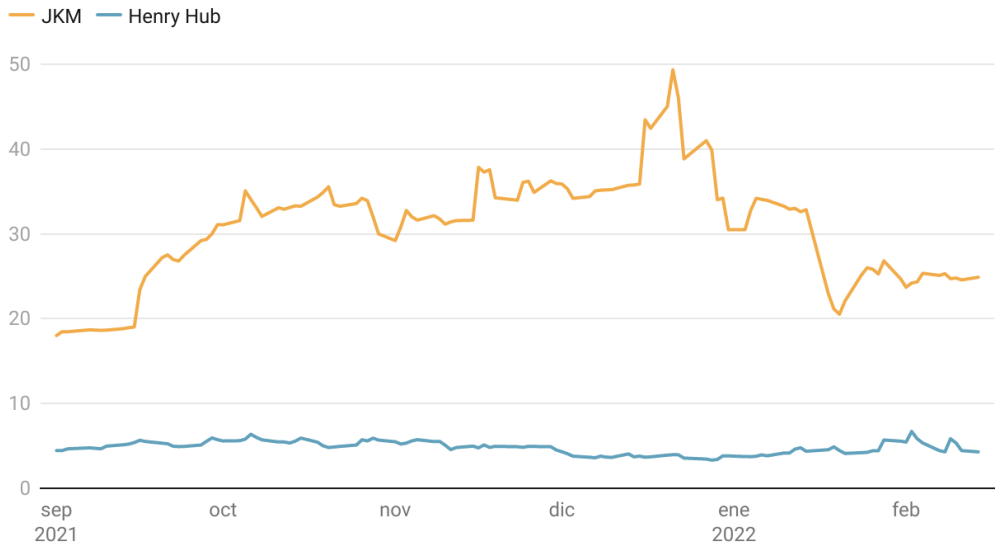
La respuesta de los mercados a la invasión de Ucrania y el consiguiente temor de un corte de suministro del gasoducto Nord Stream 1, que conecta Rusia con Europa, fue muy rápida. El 24 de febrero el TTF registró un precio de 123,54 €/MWh (+39%) cuando el día anterior se situaba en 89,08 €/MWh. El precio de MIBGAS registró también un importante incremento, el jueves llegó a alcanzar 113,06 €/MWh.

Pero, contra todo pronóstico, los flujos rusos registraron un fuerte aumento de caudal el mismo día de la invasión, que ha tenido continuidad hasta hoy. Esta situación de normal funcionamiento del suministro ruso hacía Europa tranquilizó a los mercados en los días siguientes y rebajó los precios de los mercados, tras el pánico del día anterior. No obstante, desde la invasión, la curva de precios de los mercados de futuros de gas ha elevado sus precios cerca de un 40%, porque un corte de suministro total o parcial sigue siendo una posibilidad.

El martes 22 de febrero, Alemania detuvo la certificación del proyecto de gasoducto Nord Stream 2, como represalia a las amenazas rusas sobre Ucrania. La respuesta del mercado no se hizo esperar y el precio de la curva de futuros de gas de final de 2022 y 2023 creció. La puesta en marcha del Nord Stream 2 prevista para el tercer trimestre de 2022, era clave para aliviar la estrechez de los mercados europeos de gas.

El precio del JKM LNG, el indicador de referencia para las entregas de gas natural licuado en Asia. también registró una importante subida el mismo jueves día 24, tras la invasión. Se incrementó un 27,8% respecto al día anterior y alcanzó su máximo de los dos últimos meses, en USD 37,01 MMBtu. Unas temperaturas más cálidas de lo esperado y unos niveles de reservas altos han reducido la demanda desde los grandes mercados asiáticos (China, Japón y Korea). Pero, tras varias semanas de estabilidad, su precio del GNL se disparó más de un 50% la semana pasada.

Precios JKM LNG vs Henry Hub (€/MMbtu)



Fuente: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Sin embargo, en EE. UU. el precio en el NYMEX para los contratos en el Henry Hub bajó a 4,57 USD/MMBtu, solo 1,2% menos que el día anterior, ajeno a cualquier factor exterior y con buenos datos de producción interna. En lo que va de año, las exportaciones de cargamentos de GNL norteamericano están aumentando con fuerza y lo convierten en el mayor exportador de GNL mundial, superando a Qatar y Australia.

El aumento del volumen exportador de Estados Unidos, unido a la menor demanda asiática, ha permitido que se incrementaran de forma importante las importaciones de GNL europeas durante enero y febrero y que redujeran la tensión en los mercados que provocaba el bajo suministro ruso y su escaso nivel de reservas. Pero la invasión de Ucrania ha cortado la tendencia a la baja de los precios.
Ante un eventual corte de suministro ruso, Europa no puede sustituirlo incrementando las importaciones de GNL más allá de los niveles actuales. Existe un número limitado de terminales para regasificar el GNL en el norte de Europa y se encuentran al 100% de su capacidad. España, que cuenta en sus puertos con el 25% de la capacidad regasificadora de Europa, es el único país de la UE con capacidad adicional, pero la interconexión con Europa por gaseoducto a través de Francia es muy baja. Así que, cuando los políticos europeos afirman que pueden autoabastecerse sin gas ruso, saben que no es viable.

Además, es muy posible que la actividad de compra en los países asiáticos se recupere en cualquier momento, dado que la mayoría de los volúmenes de los grandes productores, como Qatar, están sujetos a contratos a largo plazo, principalmente con compradores en Asia.

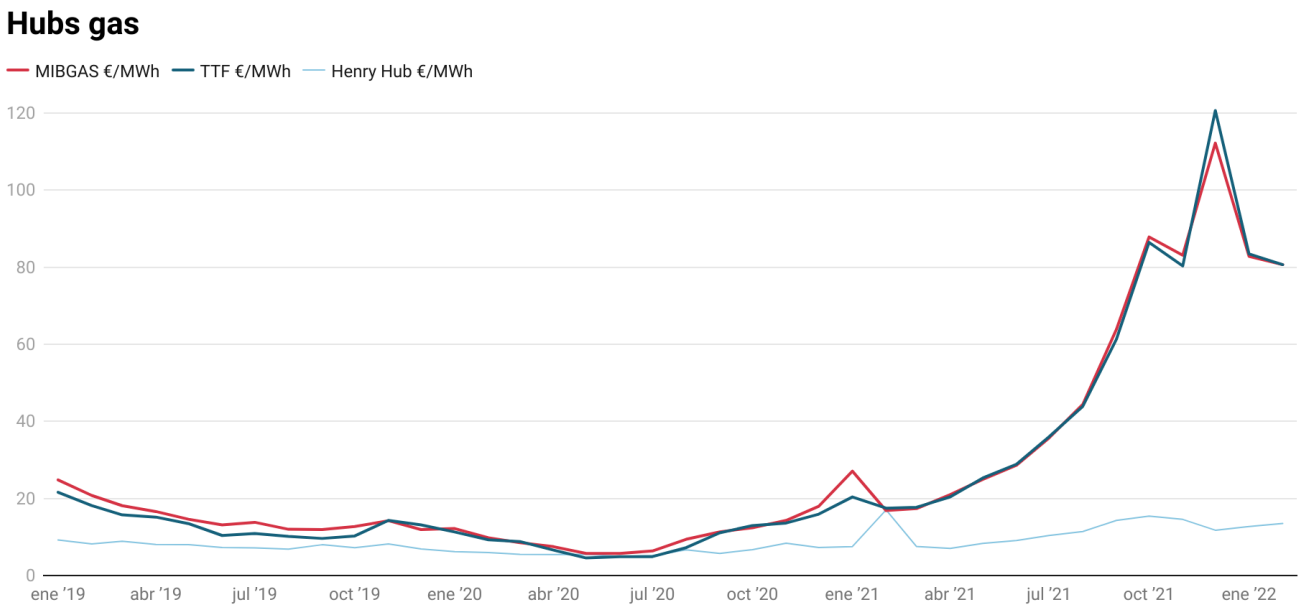


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Índices ASE

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

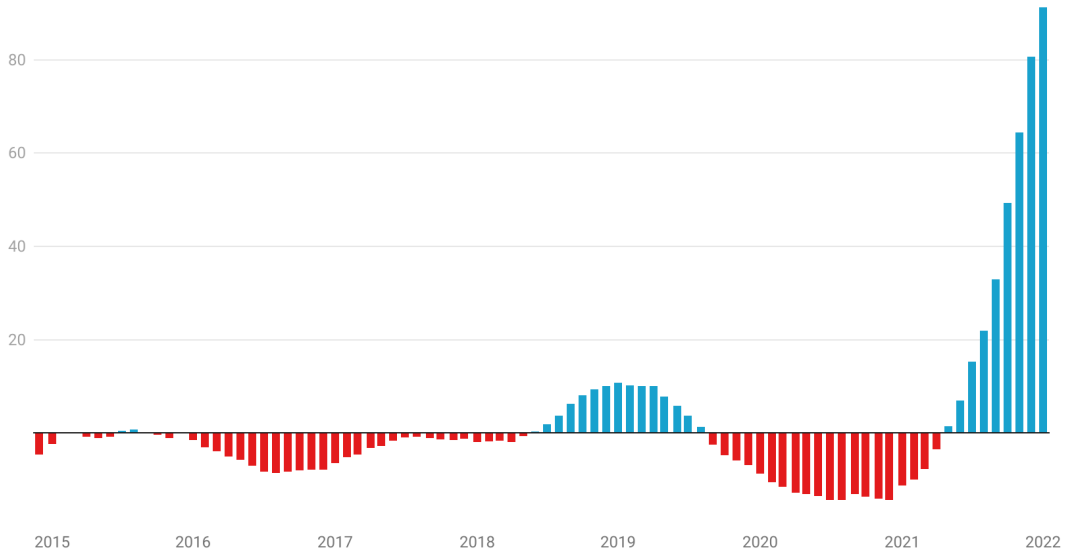
- **Índice ASE PTEI:** muestra la evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.
- **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE PTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE PTEI Total

El índice ASE PTEI Total se incrementa un 91,29% frente a enero de 2021. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, aumentó un 149,86% en enero y el coste de los accesos (distribución) bajó un 7,63% en relación a enero de 2021.

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



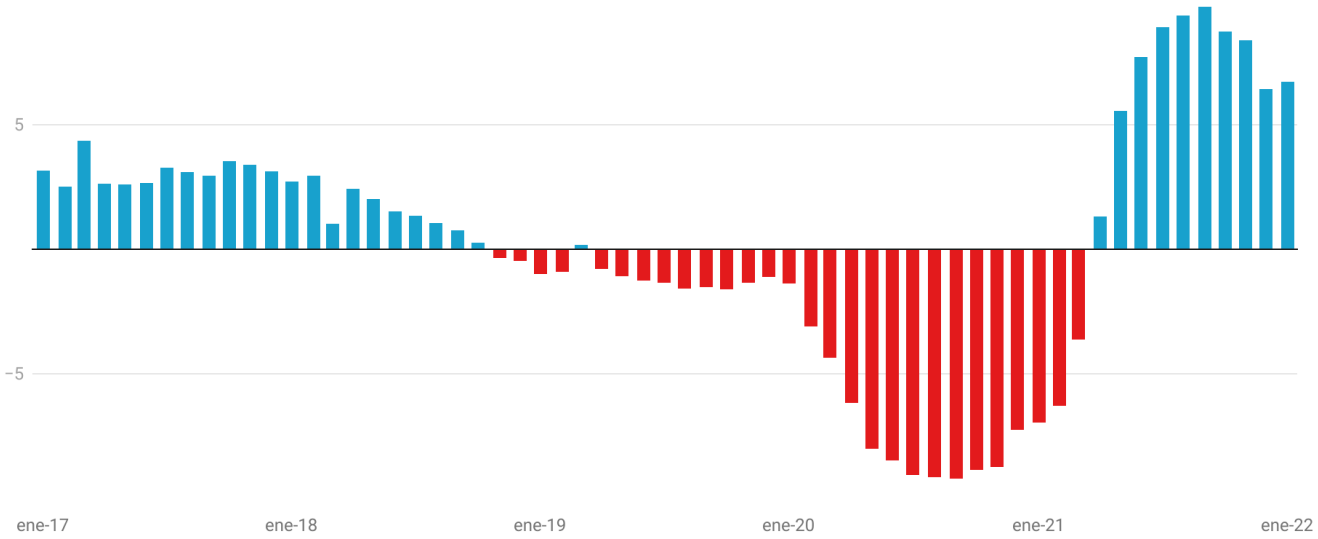
Fuente: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Informe de mercado Febrero 2022

ASE CTEI

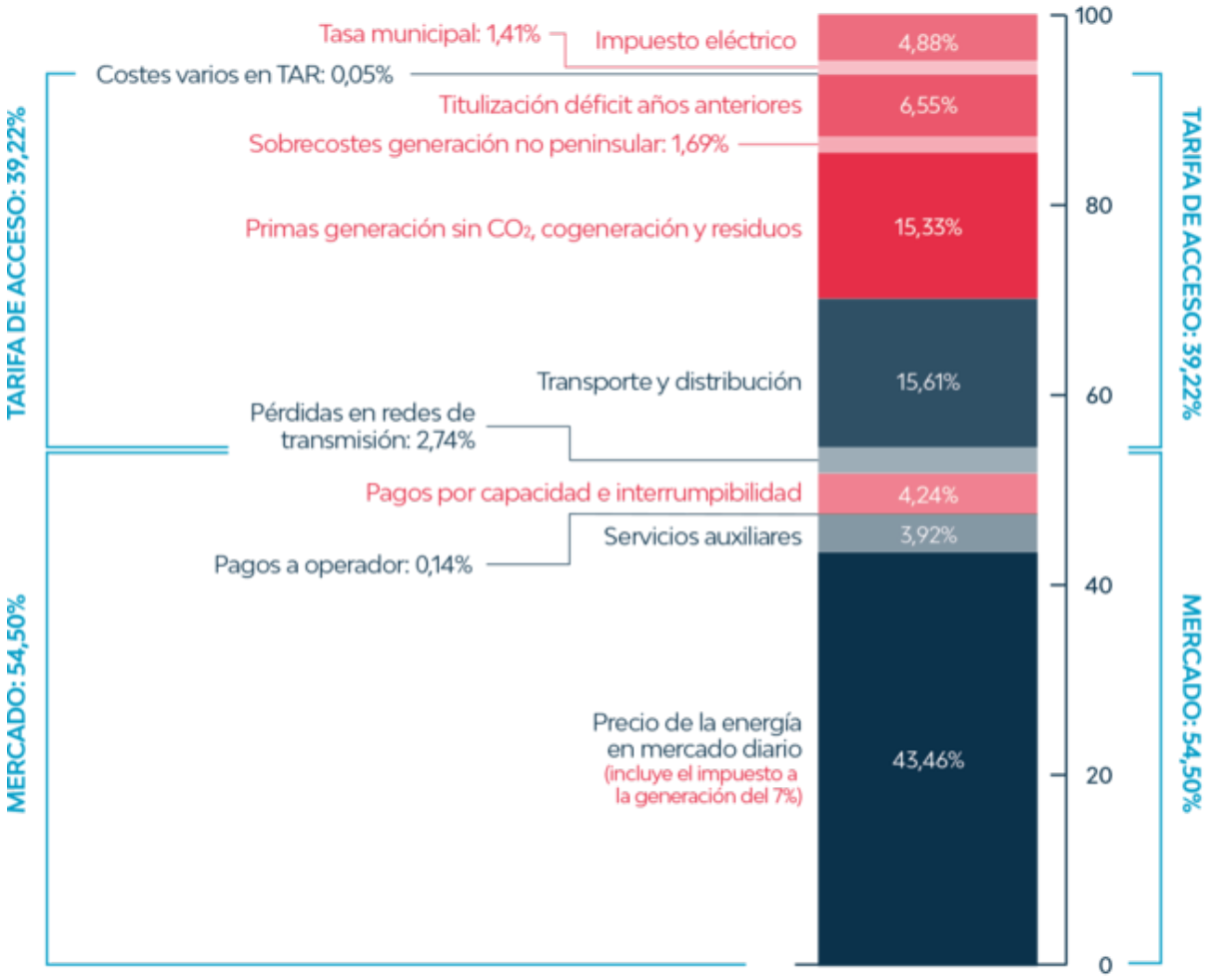
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

Enero mostró un aumento del 6,71% frente al mismo mes del año pasado.



Grupo ASE

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.

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