Informe de mercado

Junio 2022

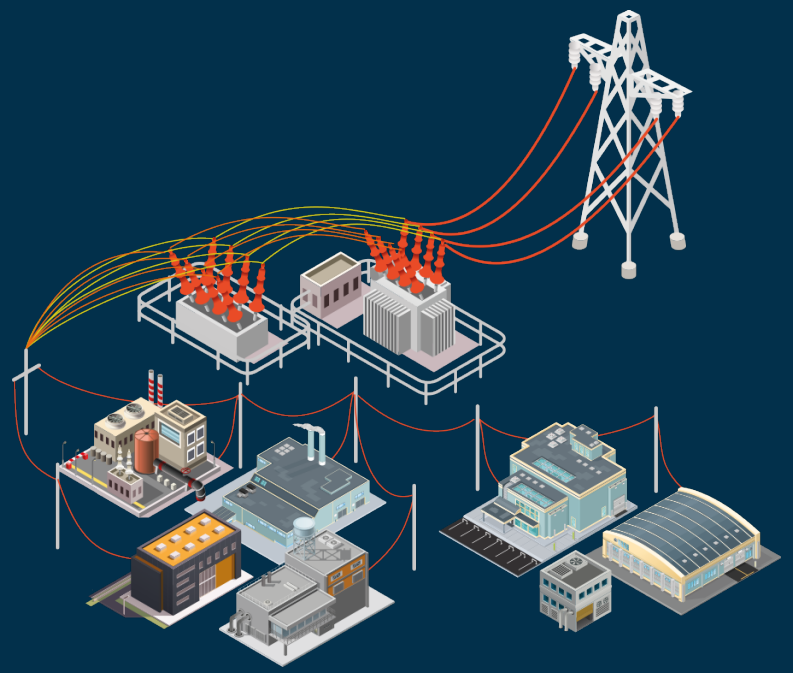
Resumen ejecutivo

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

Junio 2022



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 11
Demanda y generación 12
Precios de casación 11
Futuros 14
Mercados de gas 15
Índices ASE 17

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

218,37 €/MWh

▲ +16,69% vs mayo 2022

▲ +162,1% vs junio 2021

DEMANDA

19.991 GWh

GENERACIÓN

22.019 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-22: 150,00 (-11,5%)

YR-23:

- España: 180,53 (+16,47%)
- Francia: 365,67 (+19,7%)
- Alemania: 295,23 (+23,3%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: -3,4%
- Gas Natural (MIBGAS): +23,8%
- Carbón (API2 Month +1): +14%
- CO2 (EUA): +6,9%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

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

+0,63%

vs mayo 2021

El análisis

El tope de precio al gas reduce el precio de eléctrico ibérico un 30% respecto a Europa

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

NOTA IMPORTANTE
En el presente informe hacemos una valoración del precio de la electricidad incluyendo el precio horario de ajuste a los consumidores publicado por OMIE respecto al mecanismo del "tope del precio al gas para generación eléctrica" (RD-L 10/2022). En los próximos días el precio de ajuste horario podría sufrir modificaciones por componentes adicionales, que tengan origen en el RD-L 10/2022 y que pueda publicar REE. Por tanto, la información que les trasladamos debe considerarse como provisional y orientativa respecto al precio de ajuste y a su valoración definitiva.

- **Las exportaciones a Francia no se han disparado con la entrada del "tope al precio de gas".**
- **El recorte de suministro ruso a Alemania y el descenso de llegadas de GNL, tras el incendio en una de las mayores plantas norteamericanas, disparan el gas y llevan a máximos históricos los precios de la electricidad en toda Europa.**
- **Vuelve el carbón, pero no en España.**
- **El camino hacia la independencia energética será caro y largo para Europa**
- **Nuestro análisis: Europa sin soluciones para resolver la estanflación por los precios energéticos**

Precio diario de la electricidad Francia - Alemania - España (con ajuste)

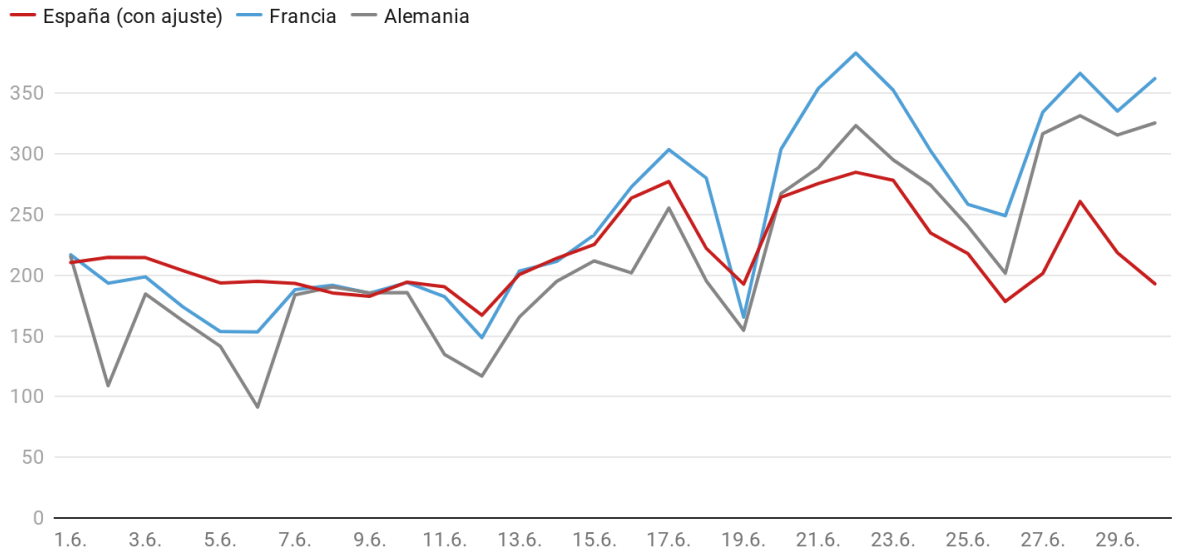


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

El POOL de junio, incluido el ajuste de la compensación al gas, sube un 16,8% desde mayo

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de junio se sitúo en 169,63 €/MWh. Sin embargo, si tenemos en cuenta el sobrecoste para los consumidores del ajuste por la compensación al "tope del precio del gas", que ha sido de 91,27 €/MWh (durante la segunda quincena), el precio medio de junio se sitúa en 218,37 €/MWh. Por tanto, sube un 16,8% respecto a mayo y es un extraordinario 162% más alto que hace un año.

¿Cuál ha sido el impacto del "tope al precio del gas" en el precio de electricidad?

El precio POOL en España en los primeros 14 días de junio se situaba en 197,15 €/MWh, justo antes de la entrada del tope del precio al gas en España y Portugal. Desde el día 15 al 30 de junio el precio del POOL, con el nuevo mecanismo, fue de 145,66 €/MWh, pero al sumarle el coste del ajuste por la compensación al gas (91,27 €/MWh), el precio de electricidad asciende a 236,93 €/MWh. A primera vista, el nuevo mecanismo no ha reducido el precio de electricidad para los consumidores. Es más, desde su aplicación el precio ha subido.

Una valoración objetiva del nuevo mecanismo

Sin embargo, esta interpretación superficial de que la medida no está rebajando el precio no es correcta. Hay que tener en cuenta que el mecanismo del precio depende de dos factores: el precio del gas y el volumen de gas utilizado para generación de electricidad.

El mecanismo entró en vigor el 15 de junio, justo coincidiendo con la decisión repentina de Rusia de reducir en un 60% las exportaciones de gas a Europa, lo que provocó un fuerte aumento de los precios de gas en los mercados europeos.

Como se puede observar en el siguiente gráfico, el mercado español (MIBGAS) y el holandés (TTF) de referencia en Europa, se han elevado más de un 50% desde el día 15 de junio.

El aumento de los precios del gas incide directamente en los de la electricidad, puesto que los precios marginales de electricidad los marcan los ciclos combinados de gas. Por tanto, desde el 15 de junio los precios de los mercados eléctricos europeos experimentaron también un fuerte incremento, como refleja el siguiente gráfico.

Sin embargo, si observamos la línea de color rojo, que corresponde con el precio del eléctrico español (ya incorporado el ajuste de compensación), vemos que, aunque su evolución ha sido alcista, se ha situado muy por debajo del precio en Francia (línea azul) y Alemania (línea gris) a partir del 15 de junio.

Del 15 al 30 de junio, el precio francés se ha elevado un 63,77% hasta los 303,56 €/MWh y el alemán un 57%, hasta los 262,45 €/MWh. En cambio, en España (con ajuste) solo ha subido un 20,1% hasta los 236,93 €/MWh. Si en España se hubiera incrementado, como en Francia y Alemania, entre un 57-60%, el precio eléctrico hubiera alcanzado los 310-320 €/MW. Lo cual nos deja un balance de que el mecanismo del tope del precio al gas ha reducido el precio de electricidad en España entre un 30-34% desde que se viene aplicando, con respecto a los mercados eléctricos de referencia.

Como conclusión, aunque en términos absolutos, la estimación del precio final de electricidad, aplicando el tope de precio al gas, ha sido muy superior a los cálculos iniciales del ministerio (y también del nuestro), se ha debido al extraordinario aumento del precio del gas. Sin embargo, en términos relativos, el mecanismo sí ha

conseguido reducir el precio de electricidad, incluso en niveles superiores de alrededor del 15-20%, como se estimaba inicialmente.

Las exportaciones a Francia no se disparan por el efecto del "tope al precio de gas"

La asociación Aelec (formada por Iberdrola, Endesa y EDP) había anticipado que las ventas a Francia por exportaciones de electricidad se multiplicarían por cinco con la puesta en marcha del tope de precio al gas y que alcanzarían su máximo nivel posible: unos 25 TWh/año (aproximadamente 68.500 MWh/día).

A ojos del sector afectado por la reducción de los precios del POOL, el problema sería que, para cubrir esa demanda extra francesa, España tendría que producir más electricidad para exportarla y, por tanto, necesitaría utilizar más gas para activar unidades de ciclos combinados de gas (CCG). De acuerdo con estas grandes compañías eléctricas, iba a tener un efecto directo sobre el tope y, en concreto, sobre la compensación. Como habría que aumentar el consumo de gas, la compensación sería mucho más alta y restaría efecto al mecanismo.

Sin embargo, los datos de REE de junio de las exportaciones a Francia muestran que la previsión de las grandes eléctricas, de que se exportaría toda la energía que cabe por la interconexión, no se ha cumplido. Las exportaciones a Francia se han mantenido entre el 15 y el 30 de junio en una media del 50% de su capacidad máxima (unos 35.000 MWh) lejos de los 68.500 MWh anunciados.

Aunque se observa un ligero aumento en los últimos 15 días respecto a la primera quincena de junio, se mantiene muy próxima a la media de 2022 (hasta mayo), de 32.500 MWh. Por tanto, aunque las exportaciones pueden haber ocasionado un ligero aumento del coste de compensación a los consumidores españoles, está muy lejos de las estimaciones de Aelec. Además, las exportaciones generan ingresos desde Francia, por las rentas de congestión, que se destinan a minorar el ajuste de compensación de los consumidores en España.

Los ciclos combinados aumentan su producción un 80% en junio

Como viene ocurriendo desde hace meses, los ciclos combinados de gas (CCG) españoles registran en junio un importante aumento respecto al año anterior. El principal motivo de su crecimiento es la caída las importaciones francesas. El parque nuclear galo está funcionando al 75% de su capacidad, debido a fallos de seguridad en dos centrales importantes, Chooz y Chivaux) y a los trabajos de mantenimiento que requiere su viejo parque nuclear, junto a los cortes por repostaje.

La capacidad nuclear francesa es clave para la disponibilidad energética de Europa, por lo que su reducción provoca desequilibrios en el resto de sus países vecinos. Además, el impacto de este déficit de generación nuclear se ve reforzado por la escasez de gas en nuestro continente y por los bajos niveles de embalse hidroeléctrico. Especialmente en Italia y España, pero también por debajo del promedio en los países nórdicos.

El siguiente gráfico muestra que la reducción de la producción hidráulica en 2022 y el cambio de signo de los intercambios con Francia (antes importadores y ahora exportadores), está siendo compensada por un aumento de la producción de los CCG en España.

Esta situación podría prolongarse durante meses porque los embalses hidráulicos se encuentran a solo el 41% de su capacidad, frente al 57% del año pasado y a un 62% sobre la media de los últimos 10 años. Respecto a las importaciones francesas, EDF proyecta una mejora escasa en la producción nuclear para 2023 (300-330 TWh).

En el crecimiento de la aportación de los ciclos combinados también ha influido el incremento de la demanda (+2%) y una reducción de la producción de la cogeneración, que no se ve afectada por el mecanismo de tope de precio al gas.

El precio del gas retoma impulso y lleva a máximos históricos los precios de la electricidad en Europa

Los mercados de gas han registrado una fuerte subida desde el 14 de junio, cuando Rusia anunció repentinamente una reducción del 60% en su suministro de gas a Europa a través del gaseoducto Nord Stream 1.

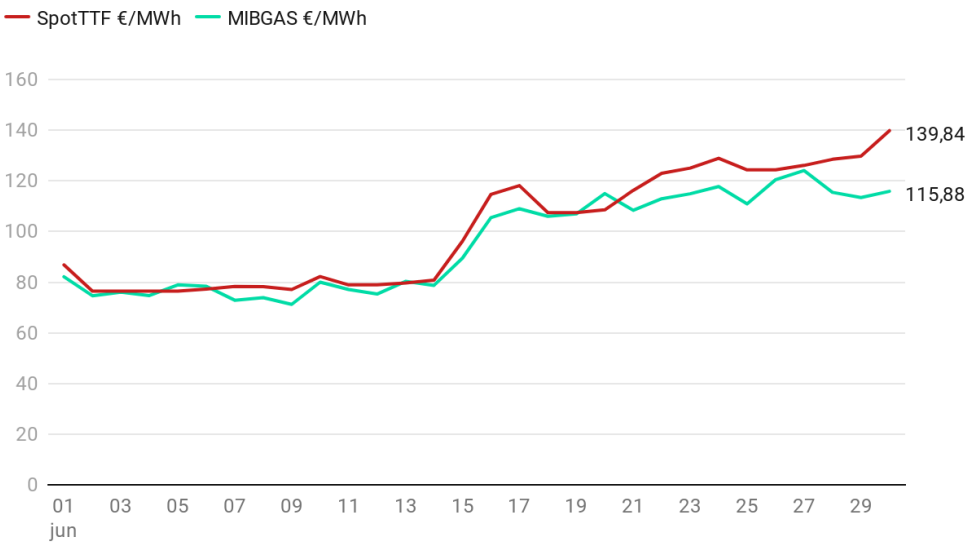
Los precios de gas diarios, como el español (MIBGAS) y el holandés (TTF) de referencia en Europa, se han elevado alrededor de un 40- 50% desde ese día. Los futuros también han experimentado importantes incrementos. En el TTF el 2º y 3er trimestres de 2022 se sitúan por encima de los 130 €/MWh, lo que supone una subida del 35% respecto a los días previos. Y el Yr-23 también se ha visto impulsado más de un 20%, superando los 100 €/MWh.

La subida del gas se ha trasladado de forma inmediata a los precios de la electricidad en los mercados spot y de futuros europeos.

El precio de referencia eléctrico europeo, el spot alemán, se ha situado en valores de 280 €/MWh en la segunda quincena de junio, con un aumento del 52% sobre la primera quincena. Y su mercado de futuros ha visto crecer la cotización del tercer trimestre de 2022 (Q3-22) un extraordinario 50% (superando los 300 €/MWh), su Q4-22 ha alcanzado los 360 €€/MWh y su Yr-23 sube un 30%, por encima de los 280 €/MWh, su máximo histórico para un año frente.

En Francia la reducción de su disponibilidad nuclear y la mayor dependencia del gas han llevado al Yr-23 hasta un estratosférico precio de 353 €/MWh.

MIBGAS vs TTF



Sin embargo, en España el precio del Q3-22 y Q4-22 se ha mantenido invariable, en torno a 150 €/MWh porque el mecanismo del tope del precio al gas para generación limita el impacto del precio del gas durante los próximos 12 meses. En cambio, el Yr-23 sí se ha incrementado un 20% hasta los 180 €/MWh.

Este nuevo impulso de los precios del gas en las últimas semanas tiene su origen en:

1) Reducción del suministro ruso
En la última semana de junio, las importaciones de gas ruso se han reducido un 59,3% hasta los 115 millones de metros cúbicos día (mcm/d) desde los 283 mcm promedio de enero a mayo de 2022.

La repentina decisión rusa de reducir el flujo de gas que viaja por el Nord Stream 1 hacia Alemania desde el 13 de junio ha disparado la alarma de seguridad de suministro en Europa. Los mercados han reaccionado con fuertes alzas y el gobierno alemán, entre otros, se ha visto obligado a accionar planes de emergencia que incluyen la activación de centrales de carbón para garantizar el suministro energético.

2) Caída de las exportaciones de EEUU
En la tercera semana de junio, y por cuarta semana consecutiva, volvieron a caer los datos de exportaciones de GNL en los EE. UU. Se situaron en su nivel más bajo en lo que llevamos de 2022. Entre el 16 y el 22 de junio salieron 18 cargamentos de sus puertos, tres menos que la semana precedente y cinco menos que el promedio semanal de 2022 (23 cargamentos).

El descenso se debe a la que la planta Freeport LNG (Texas), la segunda más grande de las siete instalaciones estadounidenses, no realizó ningún envío debido al cierre por un reciente incendio. Esta planta ha emitido un comunicado en el que informa que no espera recuperar la normalidad hasta finales de 2022, aunque sí tiene previsto reanudar parcialmente sus operaciones en aproximadamente tres meses.

3) Aumento de coste de los fletes y baja disponibilidad buques de GNL
La actual escasez de buques disponibles para el transporte de GNL porque los buques de vapor son cada vez menos atractivos por su baja eficiencia en términos de consumo de combustible, dado el actual precio del petróleo. Estos buques propulsados por turbina de vapor representan el 41% de los metaneros existentes. Consumen 180 toneladas métricas (tm) al día, mientras que los buques TFDE (Tri-Fuel Diesel Electric) requieren 140 toneladas métricas (tm) y los más modernos, con motores de dos tiempos, solo 100 tm/día.

En este momento, los precios al contado del transporte de GNL se acercan a los 100.000 dólares diarios para los buques TFDE del Atlántico y el Pacífico, muy por encima de los 30.000-45.000 dólares diarios que marcaban a principios de año.

En 2020, la pandemia no solo paralizó la economía y el comercio de gas, también la cartera de pedidos de construcción de nuevos buques. Por eso, este año solo se van a entregar 27 nuevos buques. Si tenemos en cuenta los que serán desguazados por viejos, su crecimiento será de solo un 3%, una cifra muy escasa dadas las nuevas necesidades europeas tras su giro estratégico hacia el GNL.

Sin embargo, para 2023 se espera que entren en funcionamiento 160 nuevos buques, de acuerdo con la cartera de pedidos actual. Este aumento responde a las necesidades que se esperan, dada la construcción de nuevas plantas de licuefacción en el mundo.
Ha crecido el número de solicitudes de entrega de carga al contado en julio, lo que ha impulsado la subida

de los fletes en las últimas semanas. También impulsa su precio el crecimiento de la demanda asiática (viajes más largos) por las necesidades de refrigeración de verano.

Vuelta al carbón de Europa

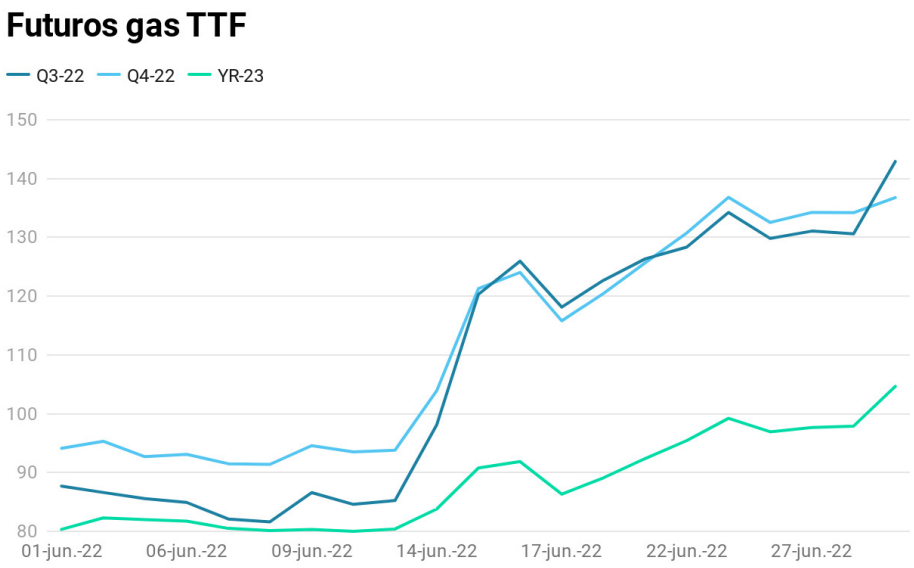
La repentina decisión de Rusia de reducir un 60% el suministro de gas a través del Nord Stream 1 está provocando que algunos países europeos hayan puesto en marcha planes de emergencia para garantizar el suministro energético. El gobierno alemán acaba de autorizar la reactivación de 10,4 GW de capacidad de generación de carbón, lignito y petróleo que estaba en proceso de desmantelamiento.

Otros países, como Holanda, Italia, Austria y Francia, también están tomando medidas para disponer de una mayor capacidad de producción de carbón en prevención de una posible escasez de gas. Desde nuestro punto de vista, aunque las declaraciones políticas califican estas medidas de temporales, para garantizar el suministro, el uso del carbón podría alargarse mucho más de lo que se prevé inicialmente porque el panorama de escasez de gas en los mercados y el conflicto geopolítico con Rusia no se resolverá con el fin de la guerra.

Impacto de la generación de carbón sobre los precios de la electricidad

El crecimiento del carbón como fuente de generación eléctrica en Europa tendrá un impacto en los mercados energéticos. En el último año los precios del carbón (API2 CIF ARA) se han triplicado hasta los 350 $/t. Pero, a pesar de este precio desorbitado, los ciclos térmicos de carbón son más competitivos que los ciclos combinados de gas (CCG) porque el gas ha vuelto a superar los 120 €/MWh en las últimas semanas.

Según nuestros cálculos, con los precios actuales de gas, carbón y emisiones de CO2, el coste variable generación de un CCG (con una eficiencia del 50%) es de 271 €/MWh, muy superior al de un ciclo térmico de carbón (con una eficiencia del 40%) que se sitúa en 169 €/MWh.



Con la ventaja competitiva que están mostrando las centrales de carbón frente al gas, es previsible se reduzcan las horas de funcionamiento de los CCG y, por tanto, también la demanda de gas para generación. Pero esta fuerte señal de precio puede que no sea suficiente para reactivar todo el parque de carbón porque algunas centrales han estado paradas mucho tiempo y ponerlas en marcha requería elevadas inversiones e incurrir en altos costes de mantenimiento.

Aunque es difícil de predecir, en mayor o menor medida la vuelta al carbón en Europa tendrá efectos sobre los mercados energéticos. Al mismo tiempo que sería previsible un aumento del precio carbón y de las emisiones de CO2, podríamos ver una cierta relajación de los precios de gas en Europa por una reducción de su demanda.

En el caso concreto de España, descartamos una vuelta al carbón como está ocurriendo en Europa, al menos de forma generalizada y durante los próximos 12 meses. El motivo es que el mecanismo del "tope del precio al gas para generación" a niveles de 55 €/MWh garantiza que los ciclos combinados de gas sean más competitivos que las centrales de carbón.

El camino hacia la independencia energética será caro y largo para Europa

Desde que comenzó la guerra, se están improvisando medidas energéticas con el objetivo de que Europa pueda independizarse rápidamente del gas ruso. Pero eso está muy lejos de la realidad.

La UE ha anunciado su intención reducirla en dos tercios para finales de este año y llevarla a cero 2027. Los más 100.000 millones de euros que Europa paga a Rusia al año por las importaciones de energía suponen un gran dilema para los políticos: financiar al enemigo o mantener el bienestar y la economía europea.

A mediados de junio, la empresa estatal rusa Gazprom redujo un 60% su suministro a Alemania a través del gaseoducto Nord Stream 1. Ese mismo día los precios de los mercados de gas europeos se dispararon. Evidentemente, el objetivo de Rusia era tensionar aún más el mercado europeo y advertir de lo complejo y costoso que será para Europa independizarse del gas ruso a corto plazo.

La inflación y la desaceleración económica amenazan a Europa

La UE, en su reciente plan estratégico energético (REPowerEU), señala como medidas clave para la reducción de la demanda de gas ruso:

» Acelerar las inversiones en energías renovables.
» Sustituir la calefacción de gas por bombas de calor.
» Aumentar la eficiencia en edificios públicos y hogares.

Aunque se trata de medidas efectivas, su ejecución y resultados no se obtendrán en el corto plazo porque requieren planificación y grandes inversiones.

La medida más efectiva a corto plazo para destruir la demanda de gas ruso es la que impone el propio mercado: el aumento de los precios. Pero sus consecuencias económicas son nefastas: aumento de la inflación y rápida desaceleración económica. De momento y a falta de soluciones políticas, el mercado está imponiendo sus reglas, con una inflación disparada y determinados sectores económicos destruyendo demanda por su pérdida de competitividad.

La incomoda realidad energética de Europa

Sólo hay dos formas de reducir las importaciones de gas ruso y, al mismo tiempo, equilibrar el mercado europeo del gas para evitar una escalada de precios:

1. Sustituir el suministro de gas ruso por otras fuentes de origen.
2. Reducir la demanda europea de gas.

La limitada oferta de GNL

Respecto a la estrategia europea de buscar nuevas fuentes y proveedores de gas, que sustituyan al gas ruso, el GNL (gas natural licuado) se presenta como la única solución posible a corto y medio plazo.

La capacidad para aumentar la producción doméstica (campo holandés de Groningen) o la de Noruega y el norte de África es muy limitada.

Hay que tener en cuenta que venimos de una oferta estrecha de GNL ya desde finales de 2020, con una escalada paulatina de los precios del gas durante 2021, que se ha agudizado en 2022 con la guerra de Ucrania.

Desde que estalló la guerra, Europa está tratando de asegurarse una capacidad de regasificación adicional y de firmar nuevos contratos de suministro de GNL, así como de resolver varios cuellos de botella en sus interconexiones en el sur de Europa y aumentar su capacidad de regasificación y almacenamiento en el norte.

Pero estas nuevas inversiones que se están desencadenando, provocadas por el giro de Europa hacia el GNL, no tendrán ningún impacto en el aumento adicional de oferta global hasta 2026. Los plazos de capital de las nuevas explotaciones de gas y GNL, que se ejecutarán principalmente en EE. UU. y Qatar, tienen un ciclo de capital previsto de 5 años para comenzar a producir, si todo va según lo previsto.

Por tanto, durante los próximos años Europa tendrá que seguir compitiendo con Asia y América Latina para conseguir un mayor suministro de GNL que facilite la reducción de sus importaciones por gasoducto de Rusia. Esto implicará precios más altos y más tensión para los mercados de gas.

La limitada capacidad de reducción de la demanda

Respecto a la reducción de la demanda de gas, el plan (REPowerEU) se centra en tres sectores:

» Calefacción: El clima en 2022 ha sido relativamente suave frente a las temperaturas más frías de principios de 2021, lo que ha rebajado la demanda de gas para calefacción. Pero este efecto del clima no representa una reducción estructural de la demanda en respuesta a la política o al precio. Podría revertirse si el próximo invierno es muy frío.
» Energía: La demanda de gas para generación eléctrica ha disminuido en 2022 por "retorno del carbón" (el aumento de los precios del gas resta competitividad a los ciclos combinados de gas frente a las centrales de carbón). Pero seguir reduciéndola es complicado, dado que hay planificados cierres de centrales nucleares y la potencia de carbón disponible es limitada.
» Industria: La destrucción de la demanda industrial en 2022 debido a los altos precios ya es una realidad. Podría agravarse si los precios energéticos siguen subiendo o se imponen medidas de racionamiento de gas el próximo invierno. La destrucción de la demanda industrial tendrá un alto coste económico.
» Almacenamiento: Los países de toda Europa tienen el mandato de la UE de alcanzar unas reservas mínimas del 80% a 1 de noviembre. Para lograr su objetivo, deben mantener un fuerte ritmo de importaciones durante los próximos meses.

Es posible que los políticos europeos estén satisfechos porque la demanda de gas europea hasta mayo ha descendido un 9% en comparación con 2021. Pero está reducción puede tener su origen en condiciones climatológicas favorables y en el uso del carbón como sustituto del gas, lo que tiene poco recorrido y un alto coste por la subida de las emisiones de CO_2.

Nuestro análisis

Actualmente, Europa depende del suministro de gas ruso. Por mucho que se esfuercen los políticos, resulta difícil de creer que en los próximos cinco años podamos independizarnos energéticamente de Rusia o que el mercado de GNL pueda alcanzar un equilibrio razonable.

Europa está tratando de aumentar rápidamente la capacidad de regasificación de sus puertos del norte, con nuevas inversiones, y de firmar nuevos contratos de suministro de GNL a largo plazo con productores de Qatar y EE. UU. Esto ya lo estaban haciendo las grandes potencias energéticas asiáticas, que nos llevan mucha ventaja.

La batalla por el GNL disponible será un juego de suma cero durante los próximos 4-5 años, hasta que las inversiones que se están acometiendo en la actualidad comiencen a funcionar.

Por tanto, la única forma de que Europa pueda atraer un mayor volumen de GNL es haciendo subir los precios del mercado en una curva de oferta inelástica, para crear una destrucción de la demanda en Asia y América Latina. De hecho, los actuales precios del GNL están provocando que países como India o China estén recurriendo a otros combustibles como el carbón y fuel.

Esta batalla por el GNL disponible implica que los precios energéticos muy probablemente se van a mantener en niveles muy altos durante años y con episodios de volatilidad extremos.

La inflación de los precios de producción en Europa ya supera el 30% anual. En España, los precios industriales se han incrementado un 49% en último año. La inflación de los precios al consumo en la zona euro se ha acelerado hasta el 8,1%. El Banco Central Europeo se ha visto obligado a dar un giro de timón este mes para intentar evitar la estanflación y subirá los tipos en julio y en septiembre.

No parece existir un camino para reducir rápidamente la dependencia del gas ruso y alcanzar un equilibrio del mercado de gas que no pase por inducir una mayor inflación y una grave recesión a causa de los precios de la energía. La actual situación es el fruto de una estrategia energética, sobre todo del norte de Europa, absolutamente errónea y dependiente de Rusia.

Hace solo seis meses, el plan de Alemania pasaba por abrir el nuevo gaseoducto Stream2, que aumentaba la dependencia del gas ruso. Con la nueva situación geopolítica, Alemania y otros países del norte de Europa tendrán que volver a abrir sus centrales de carbón para garantizarse el suministro energético el próximo invierno.

Sin duda, se trata de un paso hacia atrás. La reactivación del carbón podría elevar las emisiones de CO2 entre un 5-10% en la UE. ¿Veremos las emisiones (EUA) en más de 100 €/t antes de que acabe 2022? Abrir la vía del carbón como solución es echar más leña al fuego y provocar una nueva espiral de subida de los precios energéticos. Europa se encuentra en un callejón sin salida.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 218,37 €/MWh (ya incorporado el ajuste de compensación, con los datos conocidos hasta el momento). Es un 162,1% superior al precio de junio de hace un año.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

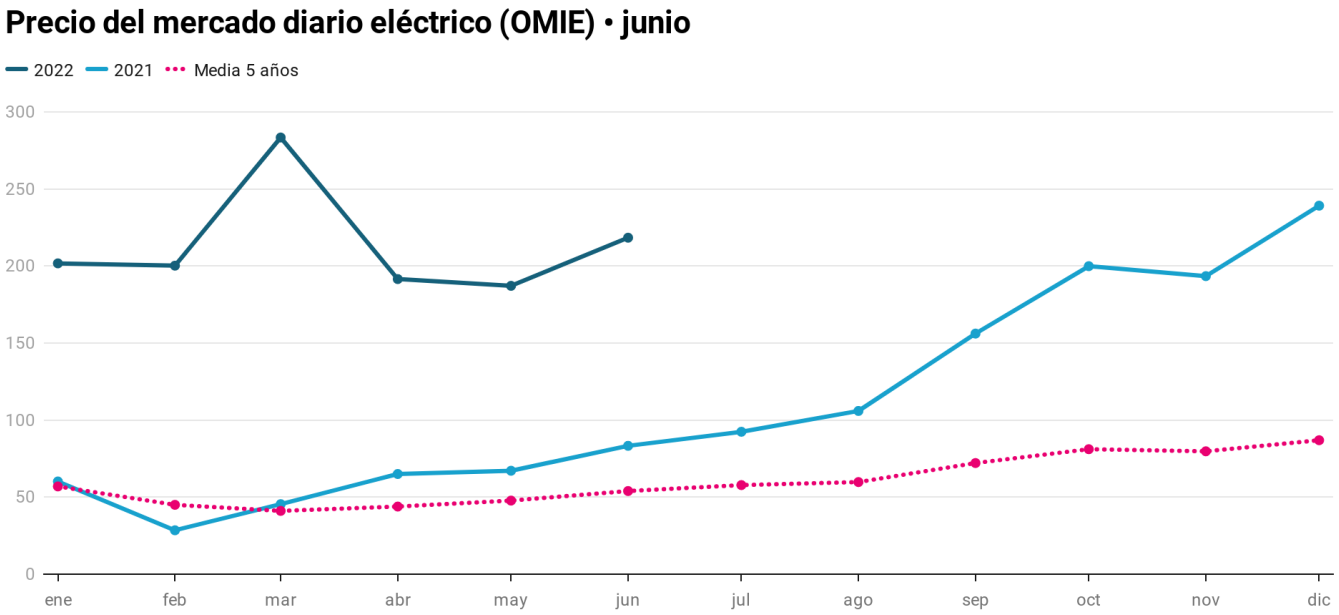
218,37
€/MWh

▲ +16,69% vs mayo 2022

▲ +162,1% vs junio 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

189,01
€/MWh



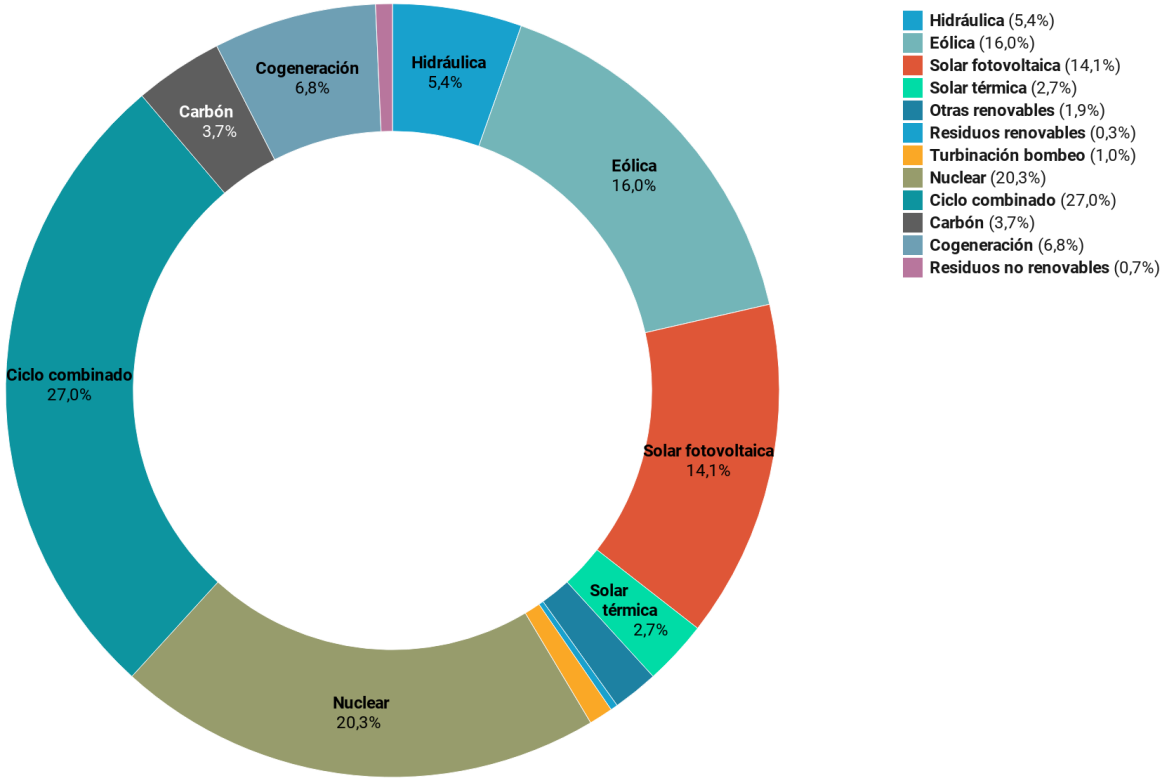
Demanda

La demanda de electricidad ha subido un 2% respecto al mismo mes del año pasado.

Generación

Mix junio 2022

La generación de electricidad ha crecido 17,2% respecto a junio del año pasado y los ciclos combinados de gas han liderado el mix. La generación solar ha dominado este mes las horas de máxima radiación solar, alcanzando casi el 30% en algunos momentos.



Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 40,4% del mix frente al 48,3% de junio del año pasado, debido a la disminución de la producción hidráulica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones de CO2 ha alcanzado el 61,8% del mix, por debajo del 68,4% de junio de 2021, por la disminución de la producción hidráulica.

Generación eólica

La generación eólica no ha llegado a superar el 40% del mix ningún día de junio. La producción eólica de este mes de ha sido un 9,8% superior a la media de los últimos cinco años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico se ha elevado hasta el 30,7%.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 72,5% sobre su nivel del año pasado y a un 68,6% de la media de los últimos diez años.

Saldo de las interconexiones

Por octavo mes consecutivo, el saldo de la interconexión ha sido exportador.

Mercados de futuros eléctricos

Los futuros eléctricos se disparan en Europa por el encarecimiento del gas, mientras en España el efecto del tope al gas bloquea la subida

El aumento de los precios del gas se ha trasladado de forma inmediata a los precios de la electricidad de los mercados spot y de futuros de Europa.

El precio de referencia eléctrico europeo, el spot alemán, se sitúa en valores de 280 €/MWh en la segunda quincena de junio, con un aumento del 52% sobre la primera quincena. En su mercado de futuros, la cotización del tercer trimestre de 2022 (Q3-22) ha crecido un extraordinario 24,4% hasta los 273 €/MWh y el Q4-22 alcanza los 378 €€/MWh. En cuanto al Yr-23, sube un 23% y cotiza en 295 €/MWh, el máximo histórico para un año frente.

En Francia su menor disponibilidad nuclear actual y su mayor dependencia del gas ha llevado al Yr-23 hasta un estratosférico precio de 365 €/MWh.

Sin embargo, en España el precio del Q3-22 y Q4-22 se ha mantenido invariable en torno a 150 €/MWh, como consecuencia de la entrada en funcionamiento del mecanismo del tope del precio al gas para generación, que limitará este impacto durante los próximos 12 meses. Sin embargo, el Yr-23 sí que ha visto un incremento del 20% en su precio, que se coloca en 180 €/MWh.

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot jun 22	218,49	16,76	248,40	25,80	210,78	18,80
Q3-22	150,00	−11,50	343,35	38,80	273,46	24,40
Q4-22	147,75	−7,37	790,00	66,40	378,00	39,60
Q1-23	177,50	5,97	634,90	18,90	351,13	2,60
Q2-23	179,72	16,32	233,15	25,60	260,35	28,20
Yr-23	180,53	16,47	365,67	19,70	295,23	23,30
Yr-24	110,00	4,76	208,25	−4,00	187,31	0,70
Yr+5	94,61	8,37	207,17	4,20	181,88	5,70

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

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

TTF Holanda
Los contratos de futuros gas holandés TTF experimentaron una fuerte subida en la segunda quincena, debido al incremento de la demanda por temperaturas más elevadas de lo normal, por la reducción de la producción y por la disminución de las importaciones rusas. La incertidumbre sobre el suministro de GNL para los próximos meses, que provoca el incendio que ha sufrido la planta norteamericana de Freeport, también está impulsando los precios.

MIBGAS España
España sigue recibiendo gran cantidad de cargamentos de GNL, en su mayoría de Estados Unidos, lo que le ha permitido comenzar a exportar a Marruecos. Se hace a través del gaseoducto que se utilizaba para transportar el gas argelino a España, pero el acuerdo garantiza que el gas exportado a Marruecos no procede de Argelia.

El precio español vuelve a presentar una prima de descuento sobre el TTF holandés por séptimo mes consecutivo. Sin embargo, los precios también suben por el fuerte aumento de la demanda de gas para generación de electricidad, aumentada por la disminución de la producción hidráulica y por las exportaciones a Portugal y Francia.

El precio del gas retoma impulso y lleva a máximos históricos los precios de la electricidad en Europa
Los mercados de gas registraron una fuerte subida el 14 de junio, tras la repentina decisión rusa de reducir en un 60% su suministro de gas a Europa a través del Nord Stream 1. Los precios diarios del gas, tanto el español (MIBGAS) como el de referencia en Europa, el holandés TTF han subido un 40 – 50% desde el día 15 de junio. Los precios a futuro también registraron fuertes incrementos. En el TTF el Q2 y Q3 de 2022 se situaron por encima de los 130 €/MWh, lo que supone una subida del 35% respecto a los días previos. El Yr-23 también se ha visto impulsado más de un 20%, superando los 100 €/MWh.

Este nuevo impulso a los precios del gas de las últimas semanas tiene origen en:

Reducción del suministro ruso
En la última semana de junio, las importaciones de gas ruso se han reducido un 59,3% hasta los 115 millones de metros cúbicos día (mcm/d) desde su promedio de enero a mayo de 2022, de 283 mcm. La decisión repentina de Rusia de reducir el flujo de gas que viaja por el Nord Stream 1 hacia Alemania disparó la alarma de seguridad de suministro en Europa. Los mercados han reaccionado con fuertes alzas y el gobierno alemán, así como los de otros países, se han visto obligados a accionar planes de emergencia para activar centrales de carbón que garanticen el suministro energético.

Caída de las exportaciones de EEUU
Por cuarta semana consecutiva, la tercera semana de junio volvieron a caer los datos de exportaciones de GNL en Estados Unidos y se situaron en su nivel más bajo en lo que llevamos de 2022. Del 16 al 22 de junio, salieron 18 cargamentos de sus puertos, tres menos que la semana precedente y cinco menos que el promedio semanal (23 cargamentos) que llevamos en 2022.

El descenso se debe que no ha salido ningún cargamento de la planta Freeport LNG (Texas), la segunda más grande de las siete instalaciones de EE. UU., debido al cierre por un incendio en la instalación el 8 de junio. La planta ha informado en un comunicado oficial de que sus operaciones no se normalizarán completamente hasta finales de 2022, aunque espera reanudar parcialmente sus operaciones dentro de 90 días.

El aumento de los fletes y baja disponibilidad buques de GNL
La actual escasez de buques para transporte de gas se ha visto magnificada por el hecho de que los buques de vapor son cada vez menos atractivos por su baja eficiencia en términos de consumo de

combustible, dado el actual nivel de precios del petróleo. De los 648 metaneros activos en la actualidad, el 41% son buques propulsados por turbina de vapor, que consumen 180 toneladas métricas ™ al día, frente a los buques TFDE (Tri-Fuel Diesel Electric) que necesitan 140 tm/día y a los más modernos motores de dos tiempos, que tienen un consumo de 100 tm/día. Los precios al contado del transporte de GNL se acercan a los 100.000 dólares diarios para los buques TFDE del Atlántico y el Pacífico, muy por encima de los 30.000-45.000 dólares diarios de principios de año.

El hundimiento de la demanda y del precio del gas durante la pandemia paralizó la construcción de nuevos buques. Por eso en 2022 solo se entregarán 27 barcos. Si tenemos en cuenta los que podrían desguazarse durante este año por su antigüedad, su crecimiento solo será del 3%. Una cifra muy escasa para las nuevas necesidades de Europa, tras su giro estratégico hacia el GNL. Sin embargo, en función de la cartera de pedidos actual, para 2023 se espera la puesta en funcionamiento de 160 nuevos buques. Este aumento tan significativo responde a la construcción de nuevas plantas de licuefacción en el mundo.

Ha crecido el número de solicitudes de entrega de carga al contado en julio, lo que ha provocado la subida de precio de los fletes durante las últimas semanas. También ha influido el aumento de los flujos hacia Asia, cuya demanda aumenta por las necesidades de refrigeración en verano e impulsa los fletes al contado a medida que se alargan los viajes.

Hubs gas

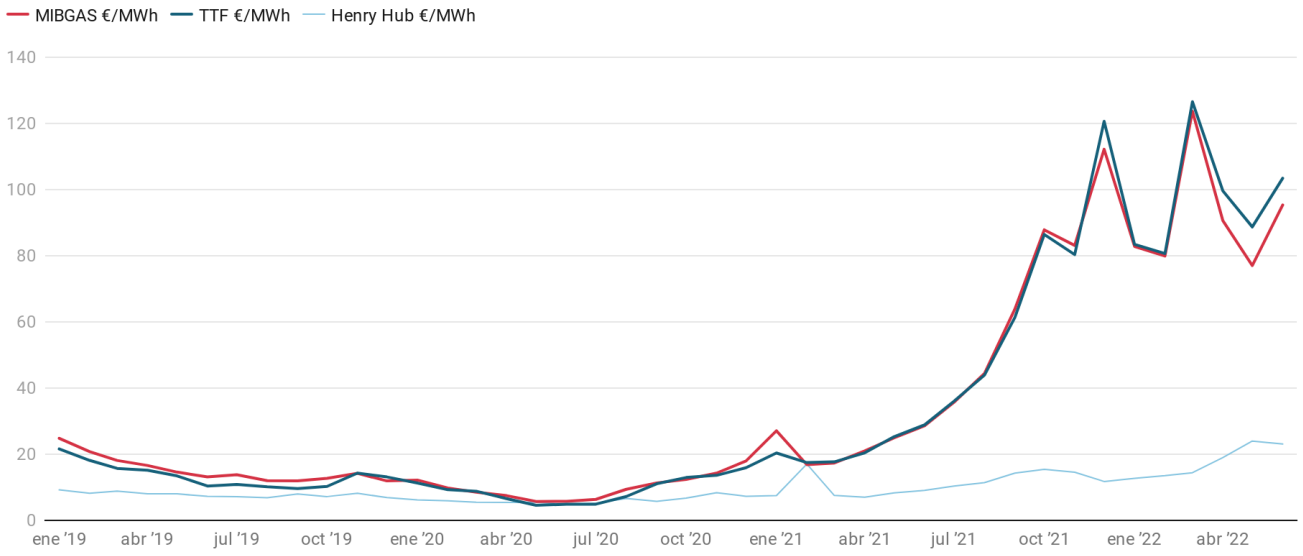


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Índices ASE

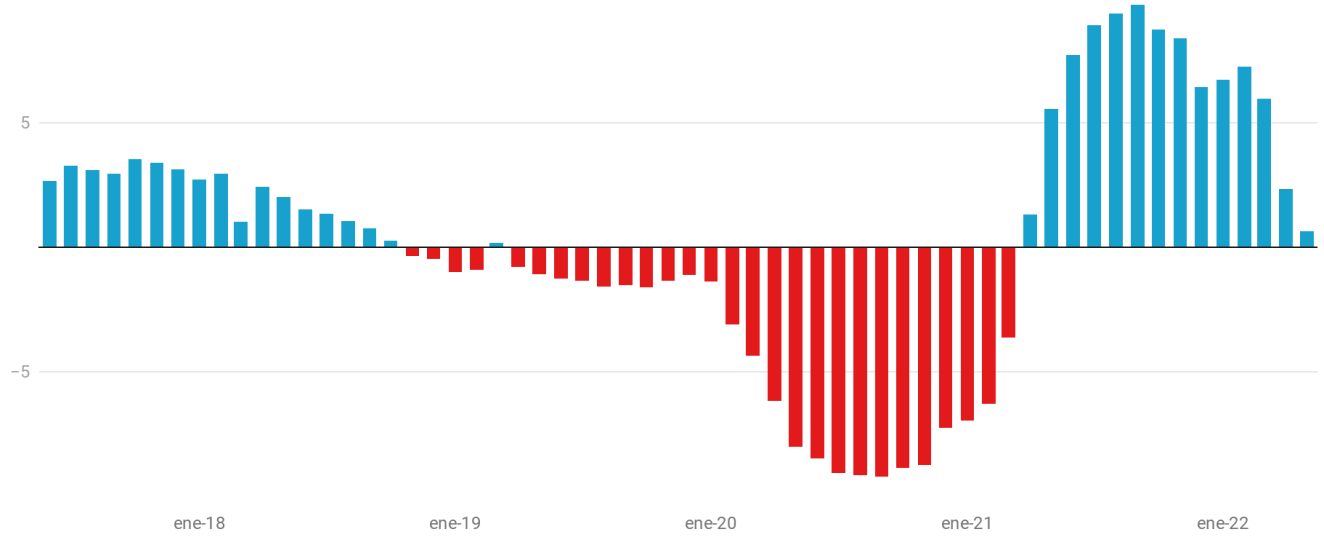
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

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

ASE CTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

En mayo aumentó el consumo un 0,63% frente al mismo mes del año pasado.



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