

## Los conflictos geopolíticos tensionan los mercados: incremento de la volatilidad y precios que se estabilizan en el último mes

A lo largo del verano hemos asistido a una progresiva subida de los precios debida tanto a la prolongación de los recortes en la oferta mundial, principalmente en julio, como al tirón de la demanda en agosto. Solo se han estabilizado los mercados ya en septiembre coincidiendo con la bajada de las temperaturas, dando paso al periodo de transición entre los meses de mayor consumo o *shoulder months*.

Durante todo este tiempo los conflictos internacionales han continuado tensionando los mercados, provocando volatilidad en los precios, siendo Europa el mercado más expuesto.

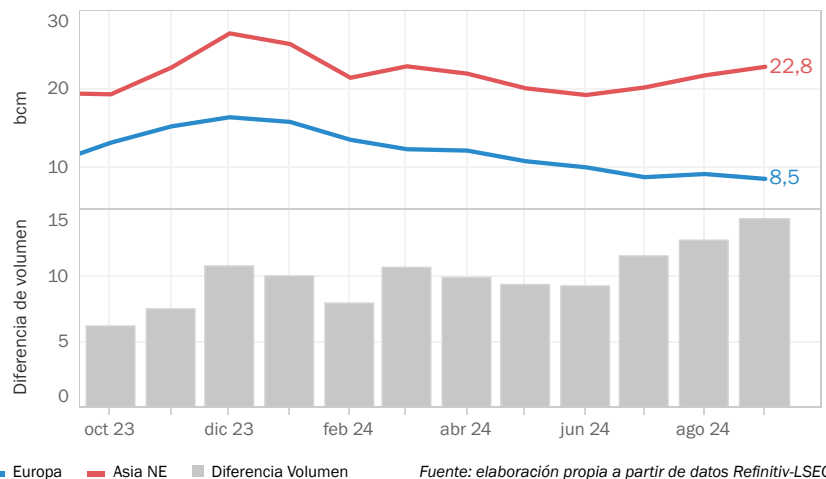
A lo largo de julio, la **producción** mundial ha continuado ajustada por diferentes incidentes en las plantas de producción: indisponibilidades no previstas, mantenimientos programados o problemas inesperados en el suministro de gas de origen. Se han visto afectadas plantas distribuidas por todo el mundo como: Corpus Christi y Cove Point en Estados Unidos, Argelia, Gorgon o Ichthys en Australia, Bintulu en Malasia, Botang en Indonesia o Trinidad. La recuperación de los niveles de producción en EE.UU., gracias a la reincorporación de la planta de Freeport a finales de julio y la puesta en marcha de Altamira FLNG, ha permitido aliviar las limitaciones y dar más estabilidad al suministro durante agosto.

En cuanto a la **demand**a, en líneas generales su comportamiento ha respondido a los patrones estacionales habituales, ejerciendo una mayor presión a nivel global y confirmando el ritmo de crecimiento observado desde el trimestre anterior. Asia sigue siendo la región con mayor actividad, comenzando a ralentizarse moderadamente en septiembre. Corea del Sur, Japón o China han aumentado sus importaciones de GNL más de un 15% durante 2024, en el caso de China algunas fuentes estiman el crecimiento de sus importaciones de

GNL en un 20% en relación con el año anterior. Mientras, en Europa, el consumo se mantiene muy aletargado provocando una progresiva disminución en la llegada de metaneros a las terminales europeas.

En ambos casos, la evolución de la meteorología ha sido determinante: Asia ha experimentado temperaturas por encima de las habituales desde mayo; países como India, China y Japón han sufrido varias olas de calor intensas, (como ya mencionábamos en la anterior *newsletter*). Sin embargo, en Europa el

### Importaciones GNL (bcm)



Fuente: elaboración propia a partir de datos Refinitiv-LSEG.

verano se ha concentrado en los meses de julio y agosto, con unas temperaturas en las medias históricas, siendo un año de una gran hidraulicidad. Las abundantes lluvias en primavera y el deshielo han reducido mucho el hueco térmico en generación. Agosto ha sido el único mes con un incremento neto en la demanda de electricidad, sin que se haya trasladado a la demanda de gas. Además de la generación renovable, la recuperación de la producción nuclear en Francia y Bélgica ha contribuido a disminuir el consumo de gas para generación, amortiguando la leve recuperación del consumo industrial.

En el último mes, la moderación de las temperaturas, el buen nivel de llenado de los almacenamientos mundiales, el periodo vacacional en China y la continuidad en el suministro, gracias a la ausencia de fenómenos meteorológicos extremos en el Golfo de México, han logrado estabilizar el mercado internacional.

En Europa los **almacenamientos** se han llenado hasta el 94% de su volumen total, alcanzando el nivel objetivo (90%) dos meses antes de la fecha prevista; si bien es cierto que el invierno finalizó con un

volumen remanente superior a la media de los últimos años (58%) permitiendo posponer la inyección y hacerlo de una manera más progresiva.

Noruega sigue siendo el primer **suministrador** de gas a Europa, a pesar de que las paradas por mantenimientos iniciadas en septiembre han reducido su suministro alrededor de un 30%. Según la planificación prevista, los trabajos de mantenimiento se prolongarán hasta octubre, y no van a ser tan intensivos como el año anterior, por lo que se espera un menor impacto en el volumen suministrado.

En cuanto al **GNL** el primer país exportador a Europa es Estados Unidos, aunque, como ya se ha mencionado antes, las llegadas de metaneros se han reducido significativamente en los últimos meses (-20% de media respecto al año anterior) siendo agosto el mes con menos descargas.

Respecto al transporte marítimo, los precios de fletamento se encuentran en niveles muy bajos, los mínimos de hace 5 años, con precios alrededor de 60.000\$/d para la región del Pacífico, y por debajo de 50.000\$/d para el Atlántico. Esto confirma

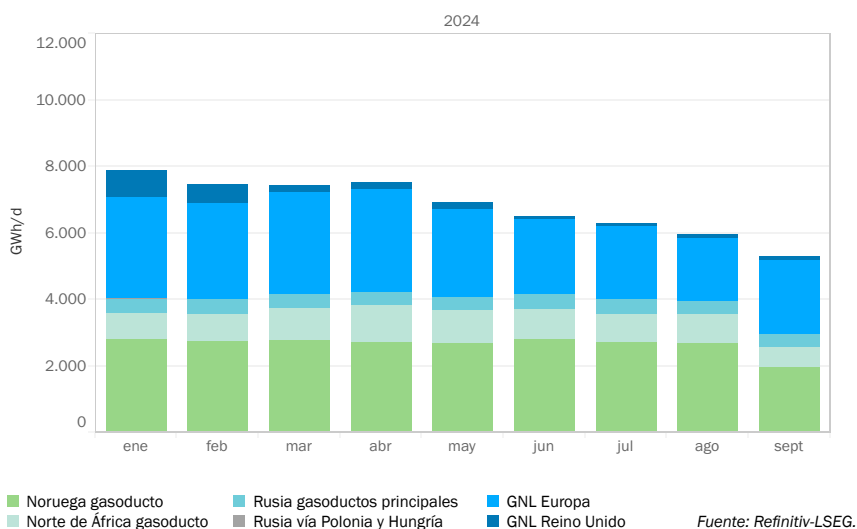
que la flota disponible es amplia, gracias a la entrada en servicio de nuevos buques, permitiendo atender las operaciones del mercado spot con holgura, a pesar de la mayor duración de los trayectos, que siguen evitando el tránsito del Canal de Suez y en medida por el de Panamá.

La evolución de todos estos factores se ha recogido en los **mercados** de manera desigual y con fluctuaciones inesperadas, pero con encarecimientos netos en todas las referencias de precios. Si en julio se frenó el ritmo de subidas del mes anterior, en agosto se revertió esa tendencia, siendo las subidas importantes y más pronunciadas para el TTF, que en momentos puntuales tocó máximos similares a los alcanzados en el otoño de 2023. Estas subidas se han frenado durante septiembre gracias a la estabilidad general aparente, que se ha visto interrumpida en las últimas semanas por el recrudescimiento del conflicto en Oriente Medio y en menor medida por el adelanto en el descenso de las temperaturas en Europa. Las subidas más recientes no se han trasladado al mercado asiático, es decir, podría haber indicios de un pequeño desacoplamiento entre ambos mercados. A pesar de esto, la referencia asiática siempre ha estado por delante de la europea, ampliándose el spread entre ambas hasta 2,7 \$/MMBtu, confirmando que el tirón de la demanda asiática puede asumir un premium si hay recursos limitados por los que competir.

En cuanto a la posible evolución de los **precios** hay que considerar que el mercado asiático ya se aproxima a unos niveles de precio disuasorios para algunos países, por encima de los contratos referenciados a Brent y solamente se optaría por el mercado spot de gas en el caso de que no hubiese alternativas. De la misma manera, los precios del gas en Europa empiezan a superar la banda de precios de la referencia carbón *coal switching price*, restando competitividad y, por lo tanto, demanda al gas para generación.

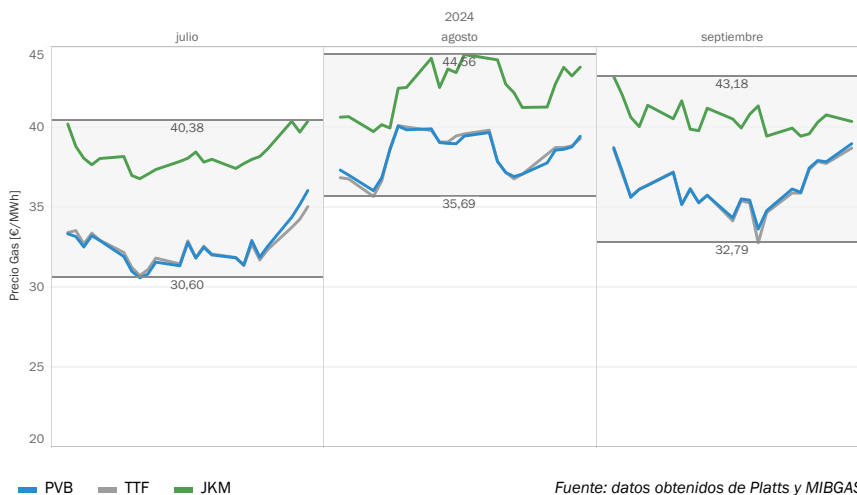
La evolución de los acontecimientos internacionales será determinante

## Suministro de gas a la Unión Europea (GWh/d)



en el mercado de gas, a medida que nos aproximamos al cierre del año y la época invernal. Europa en concreto está a la espera de finalización y posible renovación del acuerdo para el tránsito de gas ruso a través de Ucrania, cuyo suministro se ha mantenido en niveles muy bajos pero regulares. La escalada de tensión entre Israel y los países de Oriente Medio afecta también a los mercados energéticos y con mayor exposición a Europa por su proximidad. Por lo tanto, seguiremos en un contexto de volatilidad pendientes de la evolución de los conflictos y del próximo invierno, a la espera de confirmar si las previsiones más altas para que el fenómeno de “La Niña” suceda son correctas o no.

### Evolución de precios en el trimestre en el PVB, TTF y JKM (€/MWh)



## Los agentes encuentran en las subastas bajo petición un instrumento flexible para negociar los nuevos productos

La flexibilidad que ofrecen las subastas bajo petición para que los agentes puedan cubrir sus necesidades ha hecho que se hayan reactivado en el mes de septiembre. Así, a primeros de mes, [en concreto el día 4](#), [MIBGAS Derivatives](#) celebró una subasta de venta de gas –por iniciativa de un agente– del [producto futuro indexado PVB-TTF](#), [correspondiente al Q4 de este año \(último trimestre\)](#). Este mismo producto fue el que se negoció también en otra subasta el pasado [día 3 de octubre](#), [mientras que el 26 de septiembre](#) [el producto negociado fue el futuro indexado PVB-LPI](#) [donde se casaron un total de 276 GWh para el Q4, último trimestre de este año](#). La liquidación de los contratos cerrados se realizó a través de la cámara de compensación OMIClear por lo que no existe riesgo de contraparte.

### Productos PVB-TTF

Los contratos PVB-TTF son productos con entrega física del gas en el PVB

español y no financieros, cuyo precio está referenciado al producto del mercado holandés TTF-Day Ahead, más un diferencial (spread) resultado de la casación. En la subasta del 4 de septiembre el precio del *spread* fue de -0,40 €/MWh, mientras que en la del 3 de octubre fue de -0,35 €/MWh.

Este producto permite realizar la compleja gestión de riesgos de los agentes simplificando en una sola operación, múltiples operaciones de cobertura de riesgos. El producto físico reproduce de forma idéntica, en términos de liquidación, la estrategia que los agentes emplean hoy en día para hacer coberturas en TTF sin tener que operar en múltiples *exchanges*.

En definitiva, el producto de PVB indexado a TTF de MIBGAS Derivatives permite a los agentes no tener que deshacer posición en el TTF y replicar el índice al mismo tiempo

usando el *spread* que hayan considerado adecuado para ajustar el *assessment* del TTF a las particularidades del PVB español.

**Más información:** [Especificaciones del producto PVB-TTF](#)

### Producto PVB-LPI

El precio de este tipo de productos está referenciado al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index Day Ahead), más un diferencial o *spread* que es el resultado de la casación.

En la subasta celebrada el 26 de septiembre el precio del *spread* fue de 0,09 €/MWh; de manera que el vendedor recibe del comprador el precio diario del gas del índice LPI de cada día de entrega más el *spread* casado durante todo el Q4.

**Más información:** [Especificación de los productos PVB\\_LPI](#)

## Nuevas transacciones de contratos mensuales de GNL

MIBGAS Derivatives y su cámara de compensación OMIClear cuentan, entre la oferta de servicios que ofrecen a sus agentes, con productos mensuales de GNL en los siguientes horizontes: M+1, M+2, M+3. Son contratos con entrega física en el tanque virtual de balance (TVB), que permiten la compraventa de GNL a precio fijo.

El mes de julio pasado se cerraron varios de estos contratos, en concreto del M+1, con un volumen de 9.021 MWh y que fueron liquidados a través de OMIClear.

Este tipo de productos mensuales de GNL tienen un perfil similar a los futuros del

punto virtual de balance (PVB), al ser con entrega física y no financieros, lo que les hace estar fuera de MIFID II.

Para negociar estos contratos es necesario estar registrado y dado de alta en MIBGAS Derivatives. La guía de acceso está disponible en la [web pública](#). [↗](#)

## MIBGAS reordena su página web para una mejor experiencia

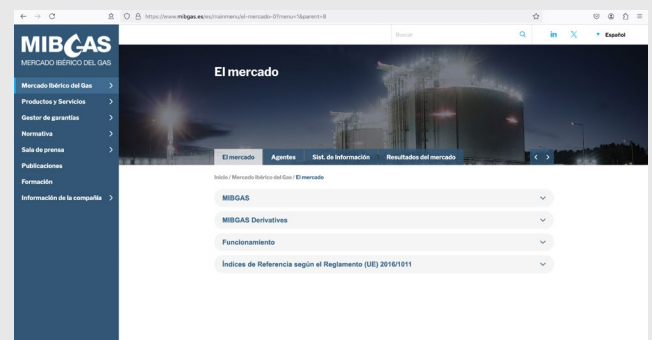
MIBGAS ha reestructurado su página web al introducir una serie de mejoras con el objetivo de ofrecer una experiencia más clara y eficiente tanto para los agentes del mercado como para los usuarios interesados en la información del sector.

Así, se ha reordenado el árbol de navegación y, desde primeros de septiembre, se puede encontrar un nuevo apartado denominado 'El mercado', donde se ha concentrado toda la información que antes se encontraba en MIBGAS Spot y MIBGAS Derivatives (anteriormente "MIBGAS futuros, GNL y AVB"). De esta

manera, se puede acceder de manera más directa a toda la información sobre el mercado de gas natural.

### Reunificación de la información de agentes

De cara a simplificar la información que MIBGAS facilita a las empresas, y como forma de unificar el contenido más solicitado, se ha creado un apartado denominado "Agentes", donde se reúne toda la información relacionada con los agentes, tanto de MIBGAS como



de MIBGAS Derivatives, en un solo lugar. En este nuevo apartado, se agrupa todo lo relacionado con altas, el listado de agentes, convocatorias de creadores de mercado y el Comité de Agentes del Mercado (CAM).

Estas mejoras están diseñadas para ofrecer una navegación más ágil y completa.

## MIBGAS lidera la tercera reunión del grupo del hidrógeno renovable

MIBGAS lideró el pasado 17 de septiembre un nuevo encuentro del grupo de trabajo para promover el primer índice español de precios del hidrógeno verde. Una vez más, más de

50 empresas del mercado implicadas en el desarrollo de este índice para el hidrógeno verde, siguieron avanzando en su objetivo de obtener un precio basado en el coste de

producción del hidrógeno y en el precio que el consumidor industrial estará dispuesto a pagar para emplear este vector en su proceso de descarbonización.