

## Un otoño moderado y tranquilo, marcado por unos fundamentales que anticipan un exceso en la oferta y un escenario geopolítico cambiante

El cuarto trimestre de 2025 se ha caracterizado por una transición hacia una mayor liquidez global, impulsada por la convergencia entre una oferta creciente, una demanda moderada y una logística fluida sin restricciones en las principales rutas.

A pesar de la persistencia de factores geopolíticos de riesgo, la elasticidad de la oferta norteamericana, con la progresiva puesta en marcha de los nuevos proyectos, junto con el retraso en la llegada del frío, ha permitido optimizar la gestión de los inventarios en Asia y Europa logrando contener la volatilidad en los mercados que han cerrado el año con tendencias ligeramente bajistas.

El mercado inicia 2026 en un estado de equilibrio cauteloso, donde la abundancia de recursos físicos se ve contrapesada por el aumento de la tensión internacional, mientras Europa reconfigura su portfolio de aprovisionamiento tras el cese de las importaciones rusas a la vez que introduce nuevas exigencias normativas en materia de emisiones.

### Niveles récord de exportación de EE. UU.

Durante el Q4 2025, el mercado ha continuado incrementando la capacidad de oferta de GNL, principalmente en la cuenca atlántica. La progresiva

introducción de los nuevos trenes de licuefacción ha permitido a EE. UU. alcanzar niveles récord de exportación; se estima que el volumen total exportado es superior a 100 Mt, lo que supondría un aumento cercano al 15% respecto a 2024. Destaca la planta modular de Plaquemines que ha confirmado su capacidad de producción por encima del nominal y ha iniciado la tramitación para solicitar una segunda ampliación de capacidad. En la actualidad, el volumen autorizado es de 28 mtpa. Por su parte, la planta de Corpus Christi también ha incorporado nueva producción con la ampliación de la tercera fase (stage 3) consistente en cuatro nuevos trenes *midscale*, mientras que, en noviembre, la planta de Canada LNG ha puesto en marcha su segundo tren.

Otros países que también han aumentado su producción en Q4 son Nigeria, Angola, Argelia, Omán, Qatar, Malasia y Australia, este último ha podido recuperar capacidad e incrementar sus exportaciones.

Rusia sería la otra cara de la moneda, siendo el proyecto de Artic LNG el más afectado con un descenso en su producción del 12% de octubre a diciembre de 2025 y una caída del 3% respecto al 2024. Esta bajada se debe al efecto combinado de las sanciones

impuestas y las restricciones logísticas al cerrarse la ruta del Ártico.

El aumento de producción ha permitido que Europa pivotara su estrategia de aprovisionamiento, reforzando las descargas de metaneros que han representado el 40% del total del aprovisionamiento de gas en Q4. Sólo hasta octubre de 2025 Europa habría importado 89,3 MMt frente a 82 MMt de todo 2024. Los países europeos que importaron más volumen de GNL son Francia (18%), Países Bajos (14%), España e Italia (13% en ambos casos). En líneas generales se estima que el aumento respecto al último trimestre de 2024 estará próximo al 30%.

En cuanto a Noruega, en el último trimestre del año y una vez finalizadas las paradas por mantenimientos de los meses anteriores, ha recuperado su producción hasta los niveles habituales, incrementándose en noviembre y diciembre; aportando alrededor del 40% del suministro. No obstante, la estimación de cierre del año indica que el volumen total habría descendido moderadamente respecto al año anterior (-4%).

### Demandas condicionadas por suaves temperaturas

La demanda de gas se ha visto condicionada por las suaves

temperaturas del otoño y la desigual llegada del invierno en las diferentes regiones. En términos generales el perfil de la demanda ha respondido a los patrones habituales, con el repunte típico estacional pero más moderado (sobre todo en Asia) y en algunos casos más tardío.

Asia ha mantenido un perfil más prudente al cierre del año; de hecho, en octubre las importaciones de GNL fueron inferiores a las del año anterior tanto en el caso de China como Corea, recuperándose a partir de noviembre con la llegada del frío. La razón de este cambio estaría en China, que ha estado más rezagada en los mercados spot: las suaves temperaturas, el incremento de la producción local y el posible estancamiento de la demanda interna habrían contribuido a que el mercado estuviera largo a principios de otoño, llegando a reexportar cargamentos a principios de noviembre. En su lugar, Japón ha retomado el liderazgo como primer país importador, motivado por la necesidad de recuperar sus almacenamientos y los compromisos de los contratos

a plazo. Por su parte, Corea ha sido el país que más ha aumentado sus importaciones respecto a 2024, en este caso las paradas de las centrales nucleares han aumentado el consumo de gas para CCGT impulsando las importaciones.

Este cambio en la estrategia comercial de los principales importadores asiáticos ha permitido a Europa absorber los excedentes de la nueva producción mundial de GNL, contribuyendo a reponer las existencias en los almacenamientos.

Durante este trimestre la inyección de gas para almacenamientos y la demanda para generación eléctrica han sido los dos pilares sobre los que se ha sustentado el consumo de gas en Europa, consolidando una ligera recuperación frente a años anteriores. Este crecimiento en el consumo de gas se ha debido principalmente por el aumento de la demanda para generación eléctrica ya que el descenso del recurso renovable ha permitido aumentar el hueco térmico. En concreto destacan países

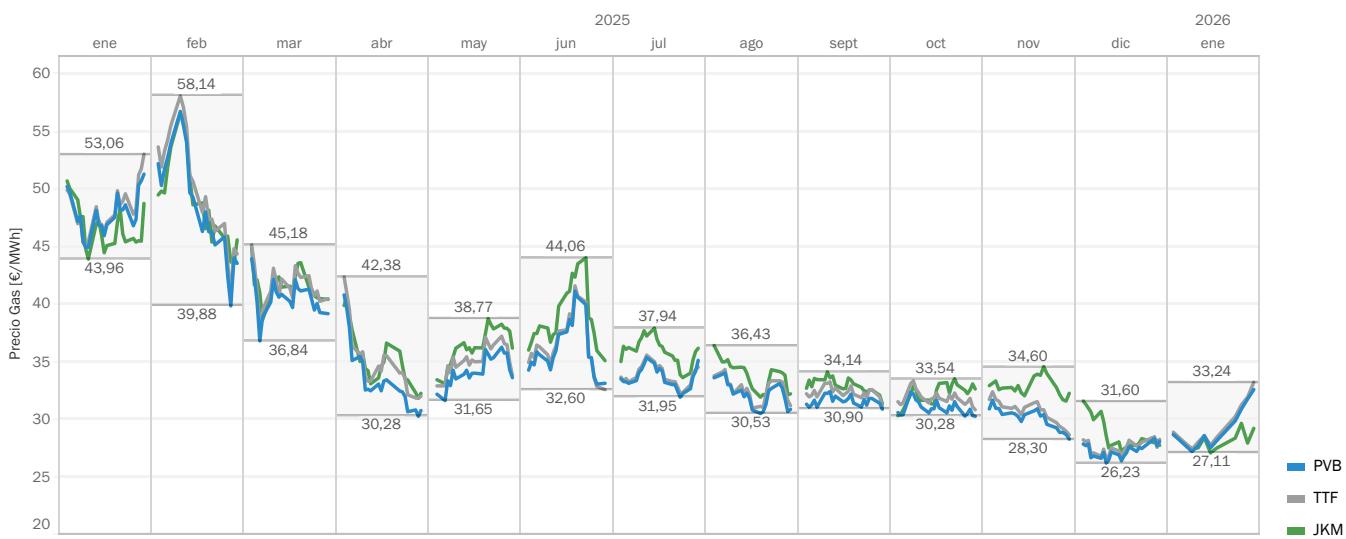
como Portugal, España, Países Bajos y Alemania. Además, la reforma del mercado de emisiones europeo a partir de 2026 hará al gas más competitivo frente a otros combustibles fósiles por lo que esta tendencia se mantendrá a futuro.

En cuanto a la demanda industrial sigue mostrando una débil recuperación operando un 15% por debajo de los niveles promedio entre 2017-2021.

Por otra parte, la UE prorrogó el marco de almacenamiento hasta 2027 (Reg. UE/2025/1733) manteniendo los objetivos del 90% de llenado en Europa, pero introduciendo más flexibilidad en cuanto a los plazos. Las continuas llegadas de metaneros han facilitado prolongar la inyección hasta entrado el otoño.

Entre noviembre y diciembre los almacenamientos han representado el 27% del suministro. Al finalizar el trimestre el nivel medio era del 55%, lo que supone un 10% por debajo del año previo, pero dentro de la banda inferior promedio de los últimos 5 años.

**Gráfico 1**  
**Precios del gas durante 2025 en PVB, TTF y JKM (Asia)**



## Más buques de GNL

El año 2025 ha concluido con la entrada de un volumen significativo de buques de nueva construcción superando las 65 entregas anuales. Parte de esta flota está destinada a nuevos proyectos de licuefacción que se han retrasado. Esta situación ha creado un superávit de buques que han quedado disponibles para el mercado spot. Algunos se han destinado a almacenamiento y en general el exceso de oferta ha supuesto el abaratamiento en los fletamientos, principalmente en octubre y noviembre.

La disponibilidad de flota y la ausencia de restricciones en las rutas principales a finales de año ha permitido un arbitraje más fluido entre las cuencas del Atlántico y el Pacífico; consolidando el crecimiento del comercio global de GNL durante 2025 (~4%, 429 Mt), destacando el mes de diciembre.

## Entorno estable y bajista en los precios

La confluencia de todos estos factores ha consolidado un entorno estable y bajista con un gran acoplamiento entre las distintas referencias. La referencia asiática (JKM) mantiene su premium respecto la europea (TTF), recortándose de manera progresiva a medida que los precios cotizaban en los valores más bajos de los últimos 20 meses.

Por último, la referencia norteamericana (HH) se ha revalorizado respecto a 2024, ante una creciente demanda por una meteorología más fría y el aumento de las necesidades de feedgas por los nuevos proyectos.

## Factores clave al inicio de 2026

Las proyecciones para el primer trimestre de 2026 sugieren la continuidad en este escenario, si bien hay algunos aspectos que resultarán cruciales en los próximos meses:

- Riesgos climáticos: la evolución de la meteorología en el hemisferio norte durante los meses más fríos va a ser clave para definir la tendencia de los mercados. Durante este periodo, tanto el consumo doméstico como el de generación pueden incrementarse en gran medida. La prolongación del invierno con las existencias en niveles bajos supondría un riesgo en los mercados con subidas importantes.

- Almacenamientos subterráneos en Europa: optimizar su gestión durante el Q1 será clave, el objetivo es mantener las existencias próximas al 30% cuando acabe la campaña de invierno.

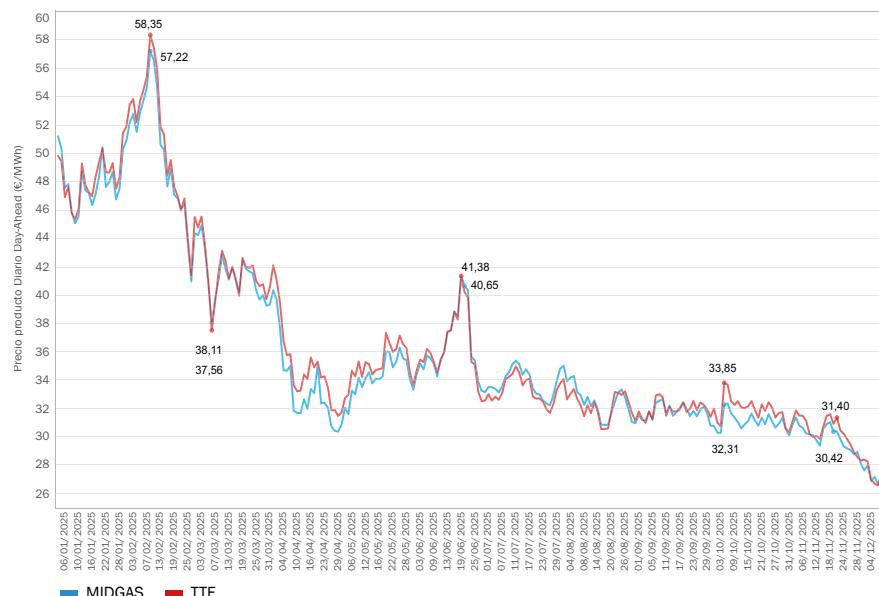
- Fundamentales bajistas: la entrada de nueva capacidad de licuefacción así como el superávit de flota de transporte han contribuido a garantizar el suministro durante el invierno, dando estabilidad a los mercados.

# MIBGAS cotizó por debajo del TTF durante 182 días en 2025

Durante 2025 los precios del producto Day Ahead en MIBGAS y en el TTF (la referencia europea) estuvieron alineados (ver gráfico 2) y en el 70,5% de los días el PVB estuvo por debajo del TTF, lo que corresponde a un total de 182 días.

Aún más, si se mira el producto M+1 -con entrega el mes siguiente y que tiene una menor variabilidad que el producto Day Ahead- el número de días que el precio del gas en MIBGAS se situó por debajo del precio del TTF ascendió a 244 días. En resumen, el precio del gas en MIBGAS fue más competitivo que el precio en el TTF para el producto M+1 prácticamente todo el año (en un 95,3%).

Gráfico 2  
Evolución del precio del PVB-TTF Day Ahead durante 2025



## MIBGAS celebró su décimo aniversario

MIBGAS celebró el pasado 16 de diciembre un acto en sus oficinas con motivo del décimo aniversario del inicio de la negociación de gas natural en la plataforma del mercado ibérico del gas, al que asistieron un centenar de personas del sector, entre agentes, organismos y entidades relacionadas con el mundo gasístico.

Desde 2015, MIBGAS no ha parado de crecer; de hecho, en su primer día, el 16 de diciembre de 2015, se



negociaron 50 MWh de gas y diez años después la negociación de ese día alcanzó los 775 GWh, reflejo del sólido desarrollo y confianza del mercado.

Raúl Yunta, presidente de MIBGAS, dedicó unas palabras de agradecimiento a todos los que, con su apoyo, talento y compromiso, han hecho posible celebrar una década de consolidación y progreso.

## MIBGAS superó los 182,2 TWh de negociación en 2025

En 2025 se cumplieron diez años desde el inicio de operaciones en el mercado organizado de gas y, coincidiendo con el aniversario, las cifras de negociación han sido las mejores de su historia. Así, el volumen negociado en MIBGAS el pasado ejercicio superó los 182,2 TWh, lo que supone un 15,2% de incremento respecto a 2024 cuando se negociaron 158,2 TWh.

Esto demuestra, una vez más, el afianzamiento de la negociación en el mercado organizado de gas de la península ibérica y su buena evolución. El número de agentes también ha aumentado durante el pasado ejercicio, desde los 238 con los que se finalizó 2024 hasta los 273 registrados el 31 de diciembre de 2025, lo que implica un incremento del 14,7%.

## MIBGAS colabora con el Observatorio Tecnológico del Hidrógeno

MIBGAS ha sido invitado a participar en el nuevo informe técnico lanzado por el Observatorio Tecnológico del Hidrógeno promovido por Enagás, en el que se ha publicado un documento en el que explica y desarrolla cómo se realiza la metodología del índice MIBGAS IBHYX, el primer índice de precio de hidrógeno renovable de la península ibérica lanzado por el operador del mercado organizado de gas hace exactamente un año.



Tal y como se recoge en el documento, el índice MIBGAS IBHYX proporciona una referencia alineada con la lógica real de inversión y con los requisitos regulatorios europeos para el despliegue del hidrógeno renovable que permite orientar a productores, consumidores e inversores en el desarrollo del mercado del hidrógeno renovable en Iberia.

Para más información  
[www.greenenergy.mibgas.es](http://www.greenenergy.mibgas.es)  
Acceso al informe completo