MIBGAS newsletter

NÚMERO 19 | TERCER TRIMESTRE 2025

La oferta y demanda mundial de gas se estabiliza en el tercer trimestre pese a la inestabilidad geopolítica

En el tercer trimestre del 2025, el mercado global de gas natural se ha caracterizado por el reequilibrio entre la oferta y la demanda mundial, permaneciendo balanceado a pesar de la inestabilidad geopolítica. Los fundamentales han logrado estabilizar los precios, al margen de los conflictos internacionales, manteniéndose dentro de los niveles previsibles y en línea con las referencias de otros combustibles de sustitución.

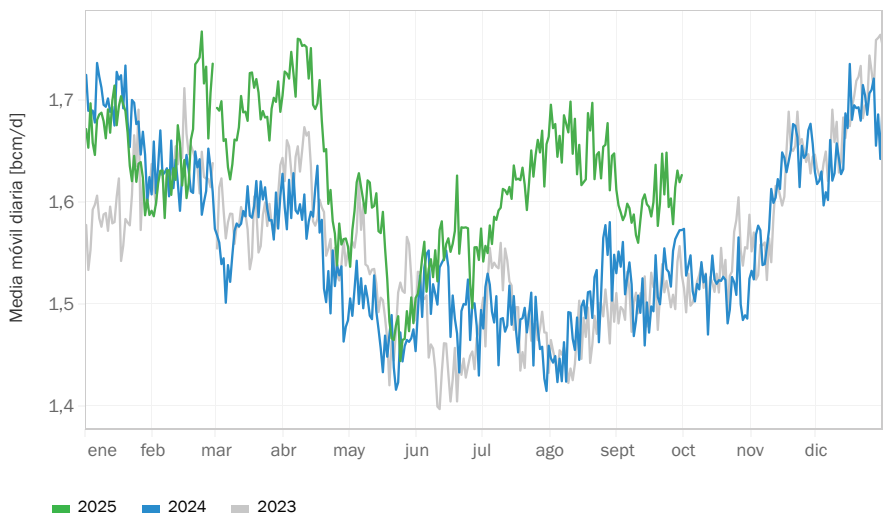
A lo largo del verano la oferta ha sido amplia, con unos niveles que han permitido atender con holgura la demanda, cuyo comportamiento ha respondido a los patrones previstos sin movimientos ni acciones inesperadas.

En los últimos meses la producción mundial de GNL se ha mantenido en niveles altos, experimentando un ligero descenso en septiembre, habitual, por otra parte, en el comienzo del otoño. A pesar de esto, la producción mundial sigue por encima de los niveles de 2024 gracias al aumento de producción en Estados Unidos, donde la incorporación de nuevas plantas de licuefacción como Plaquemines (planta multimodular) o la ampliación de Corpus Christi están impulsando el crecimiento de capacidad, situándolo a la cabeza de los países exportadores de GNL, con un 25% de la cuota mundial.

Otro gran productor como Qatar ha continuado con unas elevadas ratios de producción durante los meses de julio y agosto, retrasando las paradas por mantenimiento hasta ya avanzado el mes de septiembre. Este hecho, junto el escaso impacto de la temporada de huracanes y ciclones en el Golfo de México ha permitido contrarrestar el descenso de producción en la cuenca del Pacífico, en donde otro gran productor, Australia, ha tenido problemas en varias plantas, que han obligado a parar la producción en algunos casos. Muchas de estas incidencias se han debido a las restricciones regulatorias para acceder al gas de suministro para exportación de GNL. A lo largo de septiembre, se han podido subsanar estos problemas y algunas plantas, como Wheatstone y Pluto, han vuelto a operar a plena capacidad, recuperando parcialmente las exportaciones en la región.

En cuanto a la producción de gas, Noruega –el primer exportador de gas a Europa– ha aumentado su suministro un 2% respecto al trimestre previo. El incremento ha sido principalmente durante julio y agosto, ya que en septiembre ha vuelto a descender por los mantenimientos programados (con

Gráfico 1
Exportación mundial GNL



© MIBGAS S.A.

una caída del 20% respecto a agosto). Los volúmenes exportados han sido 10,1 bcm en julio y 9,3 bcm en agosto. En términos generales, Noruega ha reducido moderadamente su suministro, en relación con 2024, pero se mantiene dentro de la media de los últimos 5 años. De acuerdo con los datos el primer semestre del año, el descenso total podría ser del 2%.

Asia al frente del consumo mundial

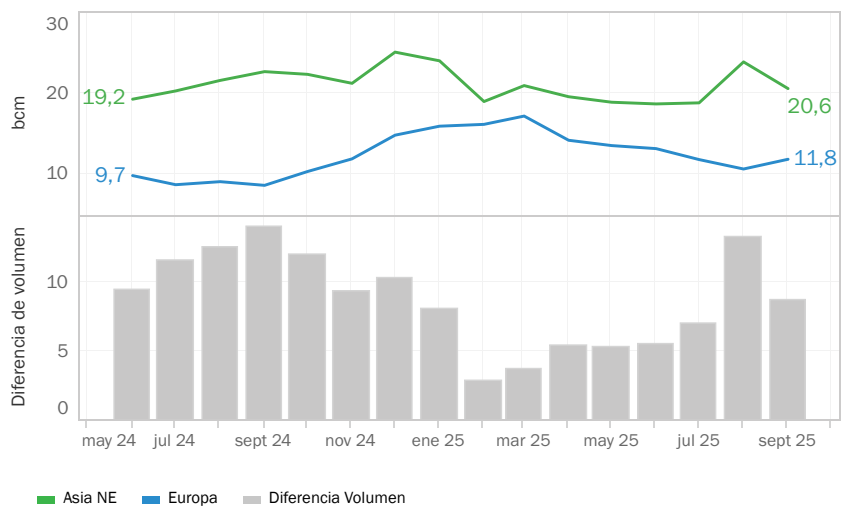
Si se analiza la evolución de la demanda durante el verano, se observa un crecimiento moderado, pero por debajo de las previsiones iniciales (1,5% vs 2,7%) y asimétrico entre regiones. De nuevo es Asia quien lidera el crecimiento del consumo mundial, pero esta vez China comparte su protagonismo con Japón, seguidos muy de cerca por Corea. China ha reactivado su presencia en los mercados desde la primavera, pero no ha sido de forma disruptiva. El crecimiento del consumo se ha concentrado en julio y agosto por las elevadas temperaturas del verano, que han impulsado la demanda. La recuperación de los inventarios también ha tenido un peso importante, sobre todo en Japón que a finales de septiembre todavía tenía bajos los almacenamientos. No obstante, los volúmenes importados han sido inferiores a los del año anterior; en septiembre, las importaciones han descendido de manera generalizada (-12% de media respecto a 2024) por la moderación de la demanda, una vez han finalizado las olas de calor estival. Las suaves temperaturas confirmarían el inicio de la shoulder season, época del año de transición con menor consumo que, según las previsiones meteorológicas actuales, podría extenderse en toda la región hasta bien entrado el mes de octubre.

En el caso de China además hay que tener en cuenta el paso del tifón Ragasa, que ha afectado de manera muy importante a la provincia de Guangdong, forzando el cierre de las terminales de regasificación durante días. Además, los precios actuales del mercado internacional han restado interés a las compras para el sector transporte y se están ajustando las reservas a la espera de adquirir gas en el mercado spot a precios más competitivos; y no hay que olvidar que su economía se ha visto afectada por el conflicto arancelario.

Por último, habría que recordar que su producción interna sigue creciendo y el gasoducto que suministra gas ruso (Power of Siberia) está ya funcionando a plena capacidad, de manera que estos aprovisionamientos están contribuyendo a disminuir el suministro de GNL al país, que continúa reforzando lazos con Rusia como muestra la recepción de seis buques procedentes de la planta de Artic LNG 2.

Las sanciones internacionales a las exportaciones rusas han motivado que se busquen destinos refugio para la producción de GNL. Novatek, empresa rusa de capital privado, retomó las operaciones en junio (aprovechando la apertura de la ruta del Ártico en verano) y desde finales de agosto seis metaneros se han descargado en el puerto chino de Beihai (su terminal regasificadora cuenta con una capacidad de 6 MMt/a y entre sus accionistas están las grandes empresas estatales PetroChina, Sinopec y CNOOC). De esta forma Rusia lograría dar salida a su producción de GNL, y China aseguraría su suministro energético a pesar de desafiar a la administración norteamericana.

Gráfico 2
Importaciones GNL



Nuevas medidas sancionadoras a Rusia

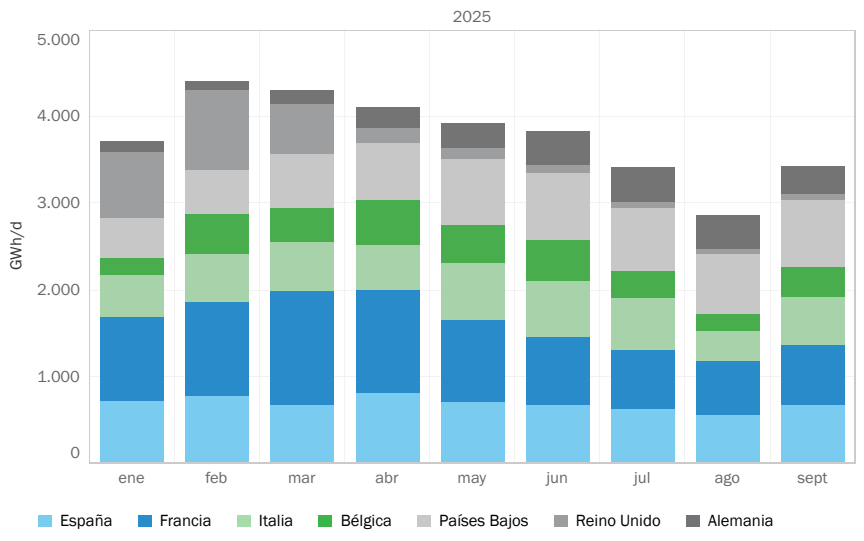
Mientras tanto en Europa, la Comisión sigue adelante con la tramitación del último paquete de medidas sancionadoras a Rusia, con el objetivo de impedir las importaciones de gas ruso a partir del 1 de enero de 2027 y un año antes de parar las importaciones de crudo. Está previsto que este paquete de medidas quede aprobado en octubre. Asimismo, desde marzo están prohibidas las transferencias entre buques y entre buques -terminal y, a partir de entonces, las descargas de metaneros rusos se han reducido progresivamente en todos los países europeos (-20% respecto a 2024) siendo las terminales de Zeebrugge (Bélgica) y Montoir (Francia) –que actuaban como *hubs* de transferencia desde rompehielos a metaneros más pequeños– las más afectadas.

La evolución de la demanda en Europa sigue a la baja en términos globales con un descenso promedio del -2.7% de mayo a septiembre en relación con 2024. La demanda para generación no ha tenido el mismo comportamiento y ha sostenido el consumo de gas durante los meses de julio y agosto: las olas de calor, los problemas con la generación nuclear en Francia, la escasez de hidráulica y eólica han hecho que fuera necesario un mayor uso de la generación eléctrica de CCGT; en el caso de España el consumo para generación en julio ha crecido un 31% respecto a 2024. En septiembre, y pese a la recuperación de la actividad industrial habitual, su demanda se ha mantenido en niveles muy similares a los de 2022 y 2023. Solamente los episodios de frío adelantado en algunos países europeos, han provocado un inesperado repunte del consumo doméstico (+16% sobre el promedio de los tres últimos años) compensado los niveles de demanda a finales de mes.

No obstante, Europa ha seguido asegurando su suministro a través del GNL con dos objetivos claros: apoyar el llenado de los almacenamientos y garantizar un suministro sustitutivo del gas ruso (6,5 bcm). Las importaciones de GNL siguen siendo más abundantes que en el año anterior (+37% solo en el 3Q 2025) con Estados Unidos como primer suministrador (60% del total). Sin embargo, las llegadas de metaneros se han reducido progresivamente durante julio y agosto, recuperando una mayor frecuencia a partir de septiembre. Las descargas se han intensificado más en los países del arco NWE como los Países Bajos (+64%), Bélgica (+35%), o Francia (+23%). En el Mediterráneo destaca Italia (+27%)

España ha seguido esta misma tendencia, con incremento del 10% en las descargas durante el mes de septiembre, en relación con el mes de agosto, y un mayor aprovisionamiento de GNL que hace un año. La cartera de suministro nacional se apoya

Gráfico 3
GNL Europa por países



principalmente en el GNL (+65%) frente al gas natural (35%), siendo el primer origen Argelia (considerando ambos productos) y Estados Unidos.

En cuanto al llenado de almacenamientos europeos, como ya se vio al inicio de la campaña, el ritmo de inyección ha sido más rápido que la temporada anterior (+11%) para recuperar el déficit en las existencias, provocado por la retirada total del gas ruso. De esta manera a finales de septiembre los almacenamientos ya estaban al 80%, aunque países como Alemania llevan algo más de retraso. El nuevo reglamento, aprobado en junio, permite una mayor flexibilidad para alcanzar los objetivos de llenado, intentando evitar acciones comerciales que pudieran alterar los mercados. No obstante, entre las obligaciones se mantiene el hito del 90% a principios de noviembre; que podría alcanzarse sin dificultad si se mantiene la actividad de inyección al mismo ritmo.

Con estas dinámicas en los fundamentales, los mercados iniciaron el trimestre con subidas generalizadas y una marcada volatilidad, que fue cediendo a medida que la demanda perdía impulso mientras la oferta seguía respondiendo con garantías; anticipando un mercado largo en los próximos meses a medida que continúe incorporándose la nueva producción que se espera a partir del primer trimestre de 2026.

Subida de los precios

Los precios comenzaron el verano con subidas, siendo la referencia europea la que más subió en julio (+12% TTF *month ahead*, respecto a 2024). Esta tendencia se corrigió a partir de agosto y sobre todo en septiembre, con caídas de más del 16% en la referencia asiática. A lo largo de todo el trimestre la referencia asiática ha estado por encima de la europea, si bien se ha ido reduciendo el spread o diferencial a medida que bajaba el interés de compra en la región. El resultado ha sido un mayor acoplamiento entre ambas referencias y la reducción del spread, confirmando la globalización del mercado.

De cara a los próximos meses los factores que podrían condicionar la evolución de los mercados serán:

- **Riesgo geopolítico:** a pesar de que el conflicto en Oriente Medio poco a poco parece llegar a su fin, el de Ucrania no termina de encontrar una solución inmediata. Con relación a esto, el futuro de los contratos de tránsito de gas ruso a través de Ucrania es otro factor para tener en cuenta a la espera de la resolución del conflicto.

- **Niveles de almacenamiento y ritmo de extracción:** con las reservas europeas previsiblemente cerca de su capacidad máxima, el foco se trasladará al ritmo de extracción y la gestión de la demanda.

- **El "cisne negro" o la variabilidad de la meteorología:** las olas de frío simultáneas en el noreste de Asia y Europa son el mayor riesgo para la seguridad del suministro y la estabilidad de precios. Si bien las últimas previsiones del fenómeno La Niña, bajan las posibilidades de que suceda.

- **Ramp-Up de oferta:** el ritmo de entrada de la nueva capacidad de producción, principalmente en EE. UU., marcará la respuesta del mercado.

MIBGAS mejora el registro de operaciones bilaterales OTC

MIBGAS ha incorporado una nueva funcionalidad para los registros OTC de operaciones bilaterales que permite que las transacciones del producto D+1 de gas natural o GNL negociados en el PVB (punto virtual de balance) y en el TVB (tanque virtual de balance) se registren, liquiden y se notifiquen a través de MIBGAS Derivatives.

Esta funcionalidad mejora y complementa el servicio existente actualmente, sin sustituirlo, y se realizará a través de la Plataforma de Registro y Consulta, tanto por pantalla como por fichero csv. La tarifa de registro, liquidación y notificación será de 0,02 €/MWh.

Para registrar transacciones OTC es necesario estar dado de alta en MIBGAS Derivatives; el proceso es sencillo (se inicia en el apartado correspondiente de la página web) y está recogido en la Guía de acceso, también publicada en el sitio web.

Una vez que se es agente de MIBGAS Derivatives, las operaciones pueden ser registradas directamente o mediante brókeres autorizados (el listado de los cuales está disponible en la página web). Asimismo, al igual que en MIBGAS, los agentes podrán participar en el mercado directamente o a través de un representante.

Para más información
otc@mibgas.es

MIBGAS actualiza el método de cálculo del precio del hidrógeno renovable

MIBGAS acaba de introducir la primera revisión del método de cálculo del precio del hidrógeno renovable, tras liderar una nueva reunión del grupo de trabajo el pasado 12 de junio.

Estos cambios suponen un nuevo avance del índice IBHYX para convertirse en una referencia cada vez más fiable, conforme madure el mercado ibérico del hidrógeno renovable.

La actualización de los parámetros es fruto de la reunión celebrada el pasado 12 de junio donde se acordó con los asistentes realizar la revisión de la metodología de cálculo del índice MIBGAS IBHYX (publicada en www.greenenergy.mibgas.es). Esta actualización ha supuesto incluir dentro del modelo de cálculo algunas revisiones, entre ellas: la actualización del precio del CO_2, que ahora se extiende hasta diciembre de 2027; la revisión del precio de los contratos (PPAs) de compraventa de energía (eólico y solar) comenzando en 2027; y la revisión del valor de la degradación del *stack* (electrolizadores).

Más información sobre la metodología en:
MIBGAS - Green Energy

MIBGAS celebra sus consejos de administración en la planta de Barcelona

Los Consejos de Administración de MIBGAS y MIBGAS Derivatives celebraron en julio sus sesiones en la planta de GNL de Barcelona, en concreto el día 17. De esta manera, los consejeros de ambas compañías pudieron visitar sus instalaciones y conocer in situ la primera planta de GNL que se construyó en Iberia y la de mayor tamaño.

Acompañados por personal directivo y técnicos de Enagás, los consejeros recorrieron sus instalaciones comprobando la envergadura de la terminal y el funcionamiento de esta infraestructura clave para la seguridad de suministro del sistema gasista español.