



*Raquel Martínez Farreres\**

*Pedro Antonio Merino García\*\**

## EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EUROPEO

El mercado mundial del gas natural sufrió un gran impacto en 2022, con la reducción del suministro procedente de Rusia a Europa, lo que ejerció una presión sin precedentes en el mercado del gas europeo, desencadenando una crisis de precios del gas mundial. A pesar de esta inesperada reducción de suministro, Europa consiguió acumular inventarios de gas muy por encima de los promedios históricos antes de la llegada del invierno. Esto fue posible por una entrada récord de gas natural licuado (GNL) y una fuerte caída en el consumo, particularmente en industrias intensivas en energía. También contribuyó a la caída del consumo de gas para calefacción el clima invernal inusualmente templado en el hemisferio norte. El incremento de las entradas de GNL fue posible, en parte, por la entrada en funcionamiento antes de lo que muchos analistas calculaban de centrales flotantes de regasificación en Alemania. Para 2023 y 2024 las perspectivas han mejorado con respecto a las de hace solo seis meses, cuando el análisis más extendido era que el problema grave de desabastecimiento sería en el invierno de 2023/2024. Hoy, aunque el balance mundial de gas no está exento de riesgos y todavía persisten incertidumbres, la visión más generalizada es que no habrá un problema de abastecimiento en Europa y que no volveremos a los máximos históricos de precios registrados en 2022.

**Palabras clave:** gas, demanda, oferta, GNL, importaciones, inventarios, balances, convergencia de precios.

**Clasificación JEL:** L71, L95, Q31, Q32.

### 1. Análisis de la evolución reciente de precios

Durante el primer trimestre de 2023, los principales marcadores de precios del gas global continuaron con la tendencia bajista, con

niveles muy por debajo de la media de 2022 en el mes de marzo. Así, el HH (marcador Henry Hub) en marzo se situó en 2,5 \$/MBTU, frente a 6,5 \$/MMBtu de media en 2022. El marcador central europeo, el TTF, se situó en 13,8 \$/MMBtu, frente a los 37 \$/MMBtu de 2022. Adicionalmente, se registró una debilidad progresiva en los indicadores en Europa y Asia, que cayeron intermensualmente unos 3 \$. Además, se mantuvo la convergencia entre los precios de ▷

\* Analista Senior de Energía, Repsol.

\*\* Director de Estudios de Repsol.

Versión de abril de 2023.

<https://doi.org/10.32796/bice.2023.3157.7583>

Asia y Europa, frente al diferencial positivo a favor del precio europeo visto en 2022, consecuencia de la necesidad de traer GNL a Europa.

En marzo, el mercado no experimentó cambios relevantes que pudieran afectar a la cotización de los precios. Las temperaturas suaves, junto con los elevados niveles de inventarios, ejercieron una presión bajista sobre los mismos.

Tal y como comentamos, los fundamentales del mercado se mantuvieron debilitados por las siguientes razones:

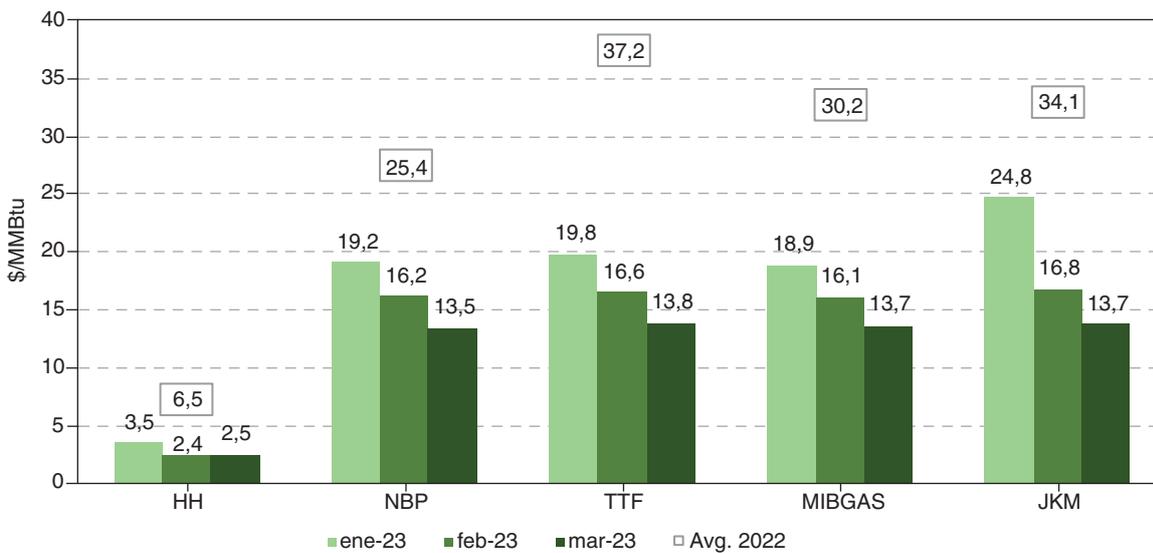
- Las temperaturas fueron, en general, suaves, lo que mantuvo la demanda estacional limitada, no solo en marzo, sino durante todo el primer trimestre de 2023.
- Los inventarios de gas, tanto en la cuenca atlántica como en la asiática, se mantuvieron en niveles saludables.
- Debido a lo anterior, *no existió competencia entre cuencas por atraer gas*, que, por otra parte, fue de fácil acceso al no existir la necesidad de un rápido consumo.

El mes de marzo finalizó con una fuerte convergencia entre los precios de Europa y Asia, que se mantuvieron próximos a los 14 \$/MMBtu, consecuencia de la falta de competencia por el gas entre ambas regiones. Ni las huelgas en las plantas de GNL francesas ni pequeñas restricciones en el suministro por tareas de mantenimiento puntuales en Noruega tuvieron impacto reseñable sobre los precios, cada vez más desinflados ante la seguridad proporcionada por los elevados inventarios, el fácil acceso al gas (recordemos que hay GNL circulante «de sobra» y Asia se mantiene sin apetito importador) y los elevados niveles de inventarios.

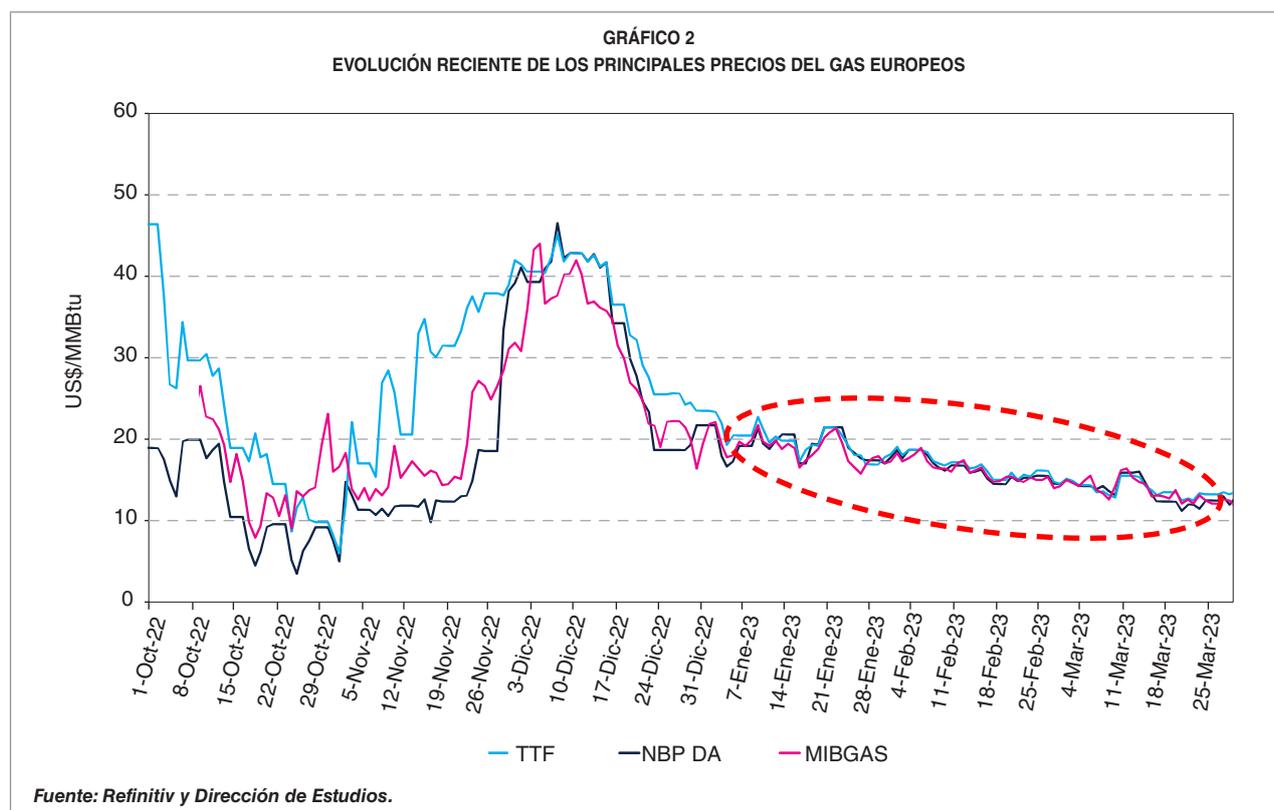
Por su parte, el HH se mantuvo bajo, finalizando en 2,5 \$/MMBtu en respuesta a un balance doméstico relajado al que contribuyeron los constantes retrasos en el reinicio de la actividad exportadora en la planta de Freeport LNG, ya en funcionamiento.

Si prestamos más atención a lo ocurrido en Europa, observamos que la convergencia de precios se ha mantenido desde comienzos ▷

GRÁFICO 1  
PRECIOS GLOBALES DEL GAS VS. 2022



Fuente: Refinitiv y Dirección de Estudios Repsol.



de 2023. Esto se ha debido a la ampliación de capacidad de regasificación en el centro del continente con la entrada en funcionamiento de unidades flotantes, lo que ha permitido una mejor redistribución del GNL, fulminando el diferencial entre los precios.

Profundizando en los aumentos de capacidad regasificadora en Europa, se ha observado un rápido progreso desde el año pasado para facilitar el acceso al gas, principalmente en Alemania, para evitar cuellos de botella y «contener» los precios. Aunque hay indicios de que varias terminales ya operativas estarían trabajando por debajo de los objetivos declarados originalmente.

La capacidad agregada instalada a día de hoy es de algo más de 14 Bcm/a, pero las terminales estarían funcionando en un promedio alrededor de los 10 Bcm/a, aunque se espera que esta cifra aumente durante el periodo de

inyección de gas, es decir, hasta el próximo mes de octubre.

Las tres terminales nuevas de regasificación se ubican en Alemania:

- *Wilhelmshaven*: la primera que entró en funcionamiento, con una regasificación promedio de unos 5,7 Bcm/a. Aunque la cifra es elevada, está por debajo de lo previamente esperado (unos 7,3 Bcm/a).
- *Deutsche Ostsee*: la segunda, con una capacidad reportada de 4,9 Bcm/a. Sin embargo, esta capacidad incluiría la de interconexión con el gasoducto del norte de Europa, siendo menor la capacidad de regasificación (unos 2,8 Bcm/a). No obstante, el operador de la terminal ha dicho que durante el próximo mes debería alcanzarse la capacidad total (regasificación + interconexión). ▷

- *Elbehafen*: entró en funcionamiento a finales de marzo. De momento, funciona con «capacidad limitada» debido a restricciones con la tubería de interconexión y se espera que sea así durante todo el año. Durante los primeros días, la capacidad declarada fue de 1,7 Bcm/a, aunque se revisó al alza hasta los 3,8 Bcm/a. Sin embargo, la instalación aún no ha registrado volúmenes superiores a los 2,6 Bcm/a.

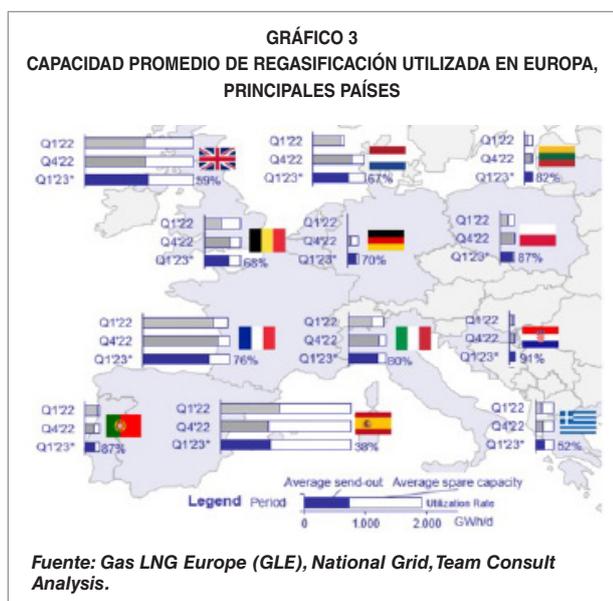
A corto plazo se espera que al menos otras dos terminales entren en funcionamiento en el cuarto trimestre de 2023, además de que se está trabajando en reforzar las conexiones de los gasoductos para evitar problemas con la distribución del gas. Estos dos proyectos añadirían 11-15 Bcm/a de capacidad de regasificación. En combinación con la existente, la capacidad agregada de regasificación alemana (el grueso europeo) estaría por encima de las recepciones de gas previstas para el próximo invierno, que podrían alcanzar los 17,5 Bcm/a.

Ante esta situación «plácida», con abundancia de gas y capacidad de regasificación suficiente, los marcadores europeos finalizaron marzo en un promedio de 13 \$/MMBtu, manteniendo una tendencia suavemente bajista. A corto plazo, se espera que los precios se mantengan relajados, al menos hasta un posible repunte de la demanda estacional (elevadas temperaturas) o hasta que entre más gas en el *mix* de generación eléctrica, desplazando al carbón por ser competitivo en costes con este, como está sucediendo actualmente en Alemania. Adicionalmente, una menor entrada de energía nuclear (paradas en Francia) y la escasez de agua (poca hidro) podrían potenciar el consumo de gas para generación, tensionando los precios al alza. En cuanto a la posible recuperación de la demanda china, no se espera ningún repunte «peligroso» de forma inminente.

## 2. Balance: oferta, demanda e inventarios

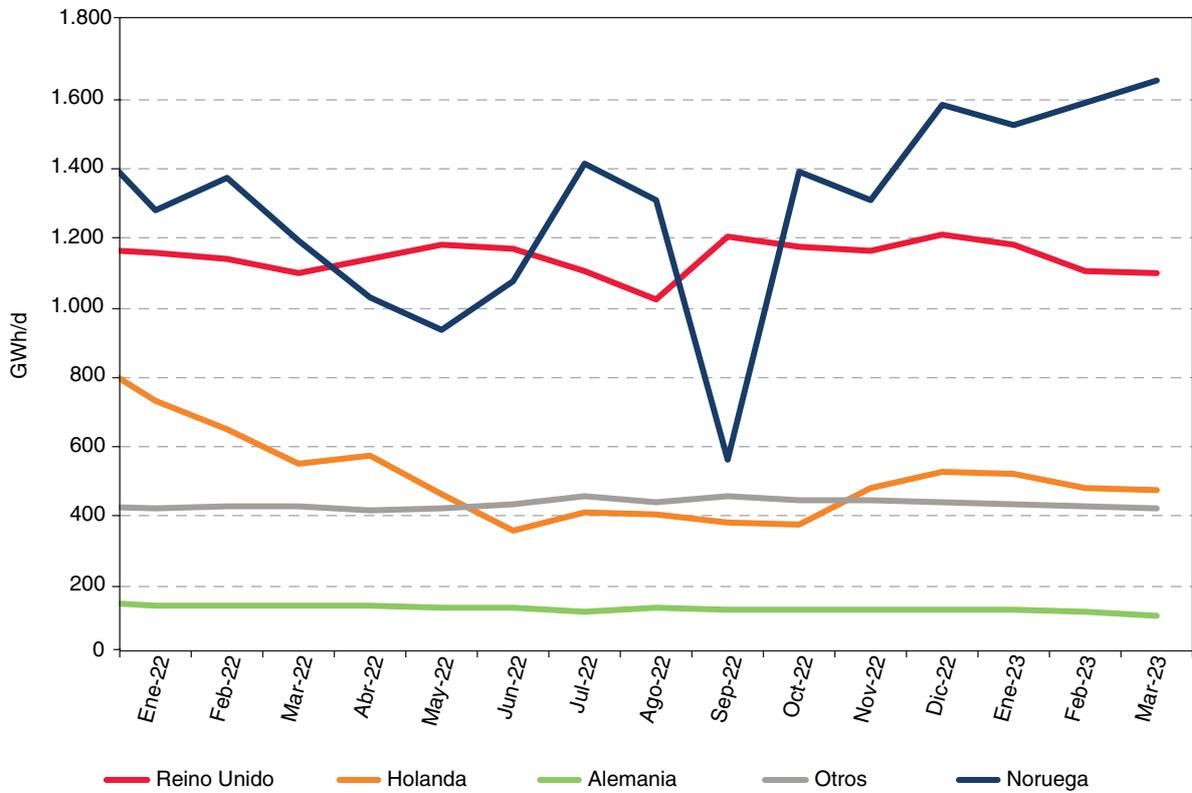
### 2.1. Oferta: producción e importaciones

La producción de gas natural en Europa habría finalizado en marzo en niveles próximos a los 6.100 GWh/d, en línea con el mes previo. Respecto al mismo mes de 2022, la producción habría sido un 3% superior, debido a la fuerte producción procedente de Noruega, que habría sido un 8% superior a la de marzo de 2022, a pesar de puntuales parones para realizar tareas de mantenimiento, y que habría compensado el pequeño declive vs. febrero registrado en el resto de los países productores europeos. La producción procedente de Noruega supone el 66% de la producción doméstica europea, y en el mes de referencia se mantuvo en los 4.000 GWh/d.



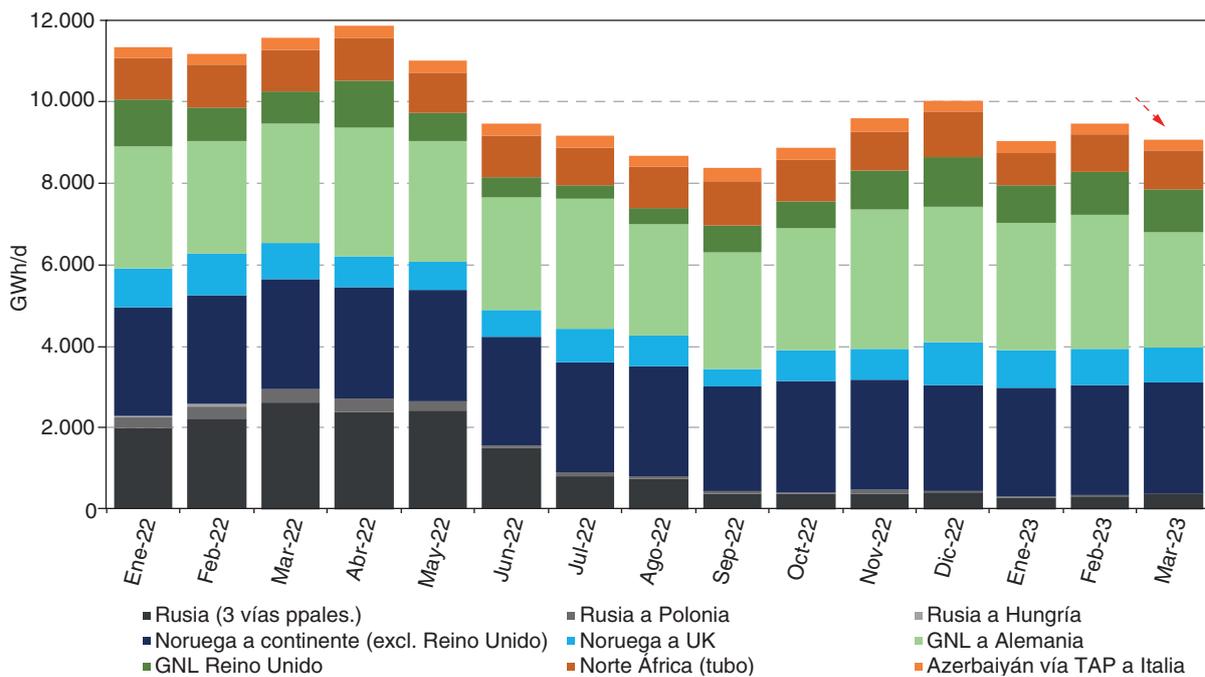
EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EUROPEO

GRÁFICO 4  
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN EUROPA



Fuente: Refinitiv y Dirección de Estudios.

GRÁFICO 5  
EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS EN EUROPA



Fuente: Refinitiv y Dirección de Estudios Repsol.

En cuanto a las importaciones totales, marzo habría finalizado con una caída intermensual del 4%, en el entorno de los 9.000 GWh/d. Esta caída habría respondido a la poca necesidad de gas, tal y como hemos expuesto con anterioridad. Del total importado, el 43% fueron volúmenes de GNL.

Respecto al suministro ruso, en marzo se experimentó cierto repunte con respecto al mes anterior, superándose los 360 GWh/d gracias a los flujos residuales que todavía se reciben por los gasoductos que atraviesan Ucrania y Turquía. Interanualmente, en febrero, los flujos procedentes de Rusia se habrían reducido un 86%.

## 2.2. Demanda: agregado europeo y España

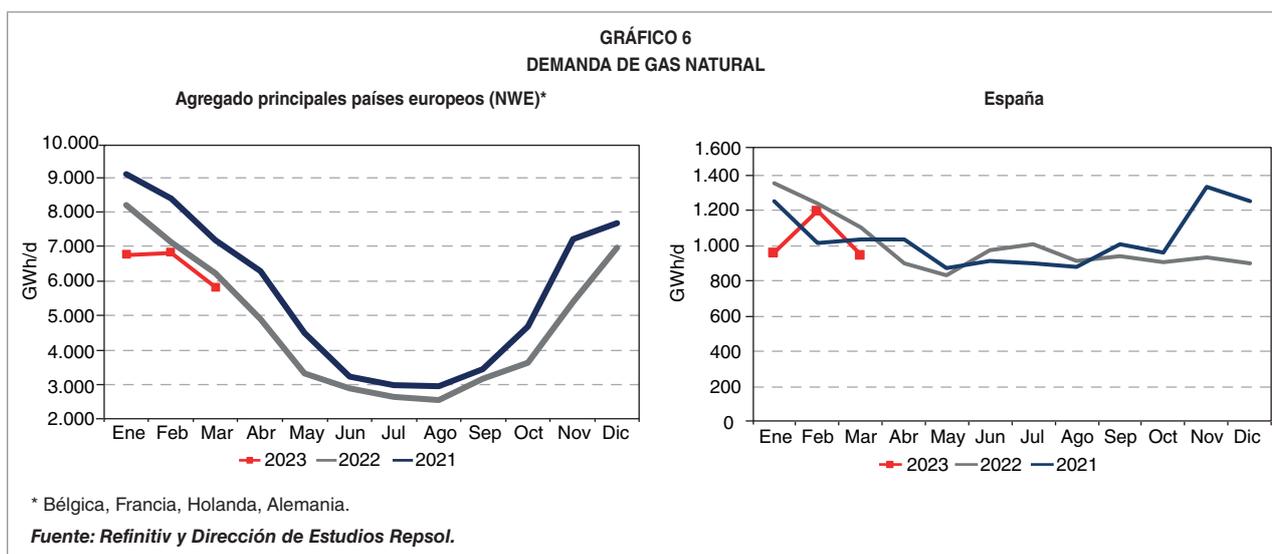
La demanda de gas natural (NWE) continúa en niveles significativamente inferiores a los años previos, en promedio un 14% por debajo de la correspondiente al mes de marzo de los últimos cinco años. En niveles netos, la demanda total se situó en poco más de 5.800 GWh/d, registrando una caída vs. febrero del 15%.

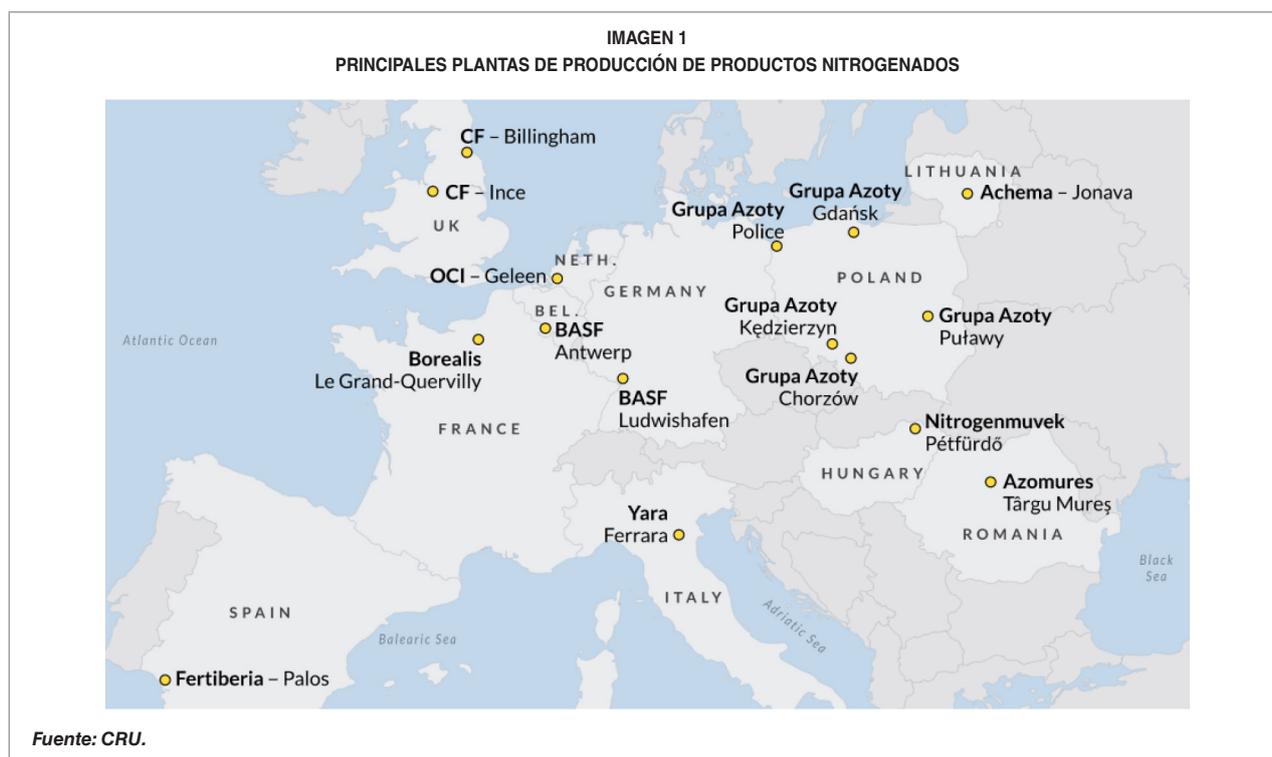
Tal y como viene sucediendo desde hace meses, el grueso del consumo industrial permanece en niveles bajos y, adicionalmente, la fuerte entrada de renovables en el *mix* de generación (eólica, principalmente) y las suaves temperaturas para esta época del año han limitado el consumo de gas.

Esta tendencia se ha replicado en el comportamiento de la demanda en España, donde habría experimentado una caída intermensual del 21%, un 14% por debajo de la de marzo de 2022. La demanda total de gas en España se habría situado en niveles inferiores a los 950 GWh/d.

### Sector industrial: fertilizantes y químicos

Que se inicie y consolide una senda de recuperación en el consumo del sector industrial, principalmente en las compañías dedicadas a la producción de fertilizantes y otros productos químicos, no solo depende de los precios del gas, sino también de que los márgenes que se obtengan por los productos finales sean suficientes. Durante el último mes, ha ocurrido esto (precios del gas más bajos y ▷





márgenes razonables), pero continúa una elevada incertidumbre acerca de si se mantendrá esta estabilidad de los precios del gas y de la demanda de productos. Este es el punto que marcará un reinicio completo de las operaciones en las compañías del sector que han sobrevivido al último año.

Con la relajación de los precios del gas en Europa, muchas compañías han restablecido parcialmente su producción. Según los analistas, en septiembre de 2022 la capacidad productiva de amoníaco europea se habría reducido un 70% en relación con la producción previa a la escalada de precios, mientras que actualmente se habría recuperado parte de la capacidad cerrada, y esa reducción sería equivalente al 36% (datos del Sustainable Fertilizer Production Technology Forum, CRU).

El panorama sería similar en el sector químico, que representa aproximadamente el 10% del consumo total de gas en Europa, con inventarios repletos de productos químicos terminados y

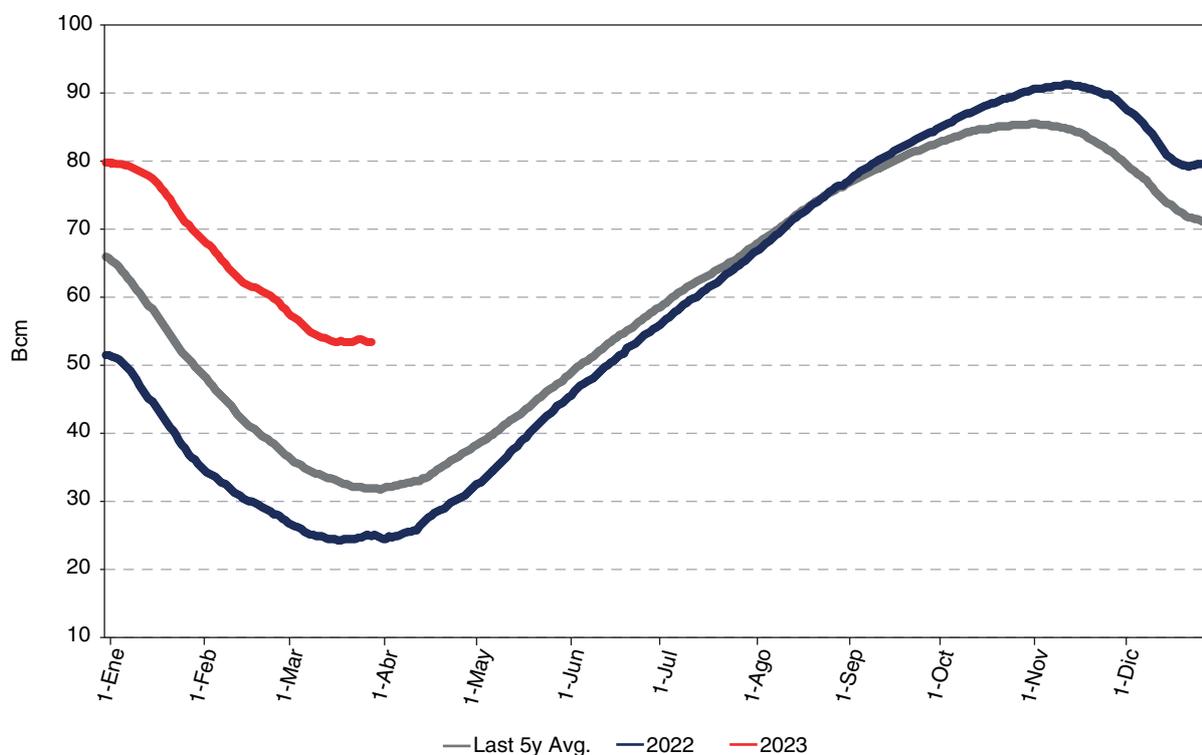
una demanda débil que estaría afectando al flujo de producción. Según comentó recientemente un portavoz de la Asociación Europea de Comercio de Productos Químicos (Cefic),

si bien la disminución de los precios de la energía ha proporcionado un breve alivio al sector, hemos observado altos niveles de existencias de productos químicos terminados y una caída en la demanda de productos químicos. También es importante tener en cuenta que los precios de la energía todavía están por encima de los niveles anteriores a la crisis energética y que la brecha con las regiones competidoras sigue siendo significativa. (Cefic, 2023)

### 2.3. Inventarios

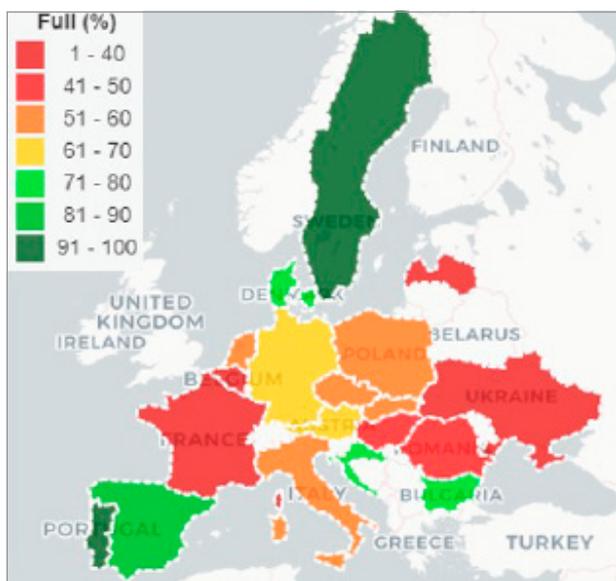
Los inventarios agregados en Europa finalizaron en el mes de marzo en niveles ▷

GRÁFICO 7  
EVOLUCIÓN DE INVENTARIOS AGREGADOS EN EUROPA



Fuente: GIE y Dirección de Estudios.

GRÁFICO 8  
INVENTARIOS DE GAS EN EUROPA, POR PAÍS



País	Inventario Bcm	Núm. días	% días/año
Austria .....	5,5	169	46
Bélgica .....	0,3	4	1
República Checa .....	2,0	67	18
Francia .....	3,2	20	5
Alemania .....	13,8	43	12
Hungría .....	2,6	64	18
Italia .....	9,9	41	11
Holanda .....	7,2	60	17
Polonia .....	1,6	24	7
Portugal .....	0,3	20	5
Rumanía .....	1,2	27	7
Eslovaquia .....	1,9	112	31
España .....	2,5	24	7
Reino Unido .....	0,5	15	4
<b>EU .....</b>	<b>53,9</b>	<b>30</b>	<b>8</b>

Fuente: GIE, IHS y Dirección de Estudios Repsol.

alrededor de los 600 TWh (unos 53 Bcm), al 55% de su capacidad de llenado, muy por encima del nivel de llenado alcanzado en 2022 y de la media de llenado de los últimos cinco años. Los inventarios en España se encuentran llenos, al 77% de su capacidad.

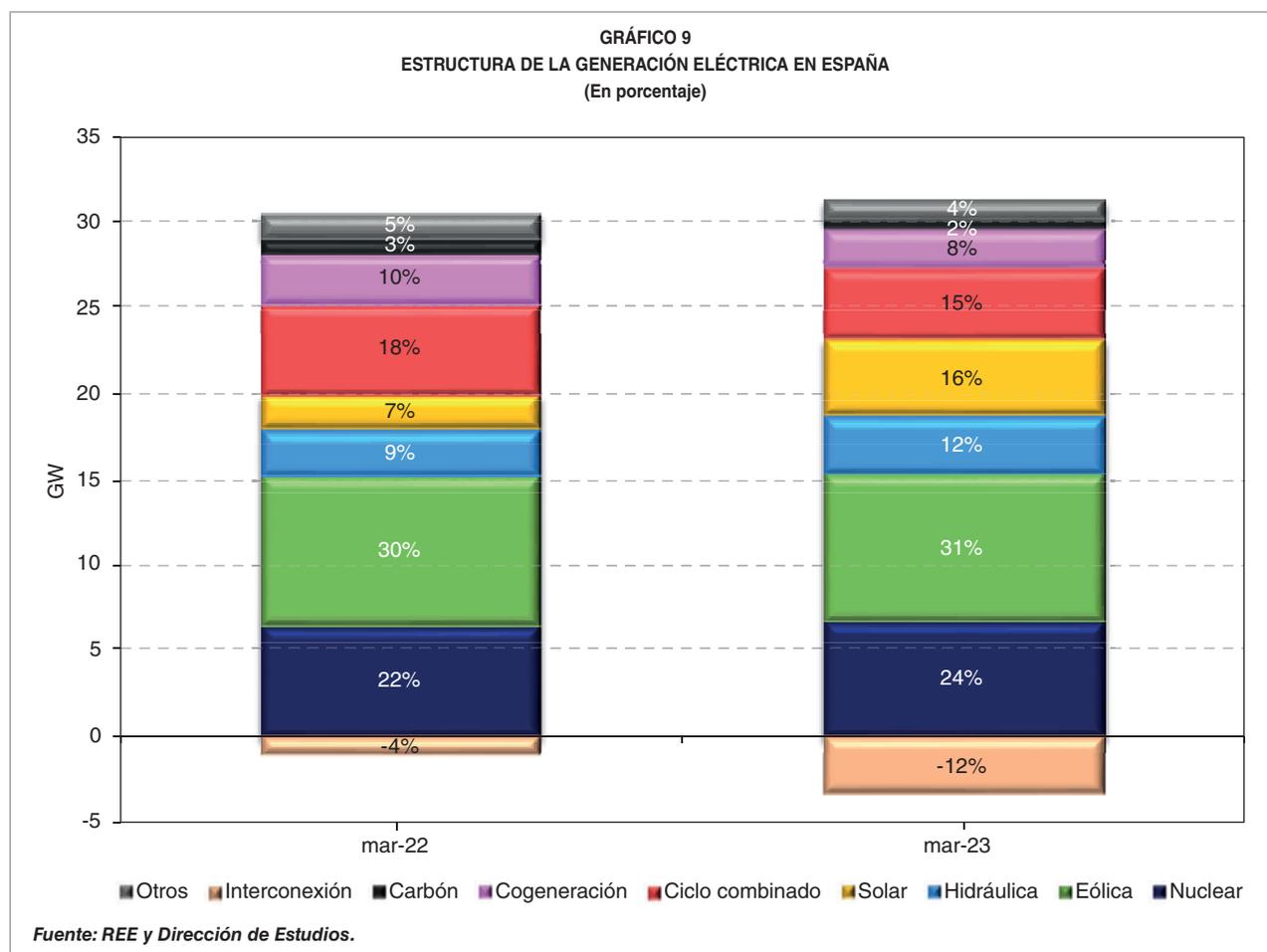
Por países, Ucrania y Letonia han tenido niveles de inventarios recurrentemente bajos (por debajo del 40% de llenado) al verse afectados por el conflicto bélico con Rusia, mientras que en Francia y Bélgica el nivel ha respondido a una menor generación con energía nuclear, lo que ha acelerado la salida de gas para este fin. A pesar de esto, los niveles de gas almacenado son buenos, teniendo en cuenta que ya estamos entrando en temporada de inyección de gas. De hecho, se estima que de darse un ritmo

de inyección similar al del año pasado, podría alcanzarse el objetivo del 90% de llenado a finales de septiembre, siempre y cuando ningún «suceso extraordinario» lo impida.

Esta situación «cómoda» ha dado al mercado un barniz de complacencia, motivo por el que sucesos como las huelgas en las terminales de GNL francesas, registradas durante las últimas semanas, no han tenido impacto sobre los precios.

### 3. Impacto en el mercado eléctrico español

Tres factores caracterizaron el mercado eléctrico español en el mes de marzo. Por ▷



un lado, el fuerte aumento de la generación solar. La combinación de la nueva capacidad fotovoltaica instalada y una climatología favorable permitieron que se registrasen sucesivos máximos en la generación instantánea y se lograra duplicar la generación solar del mes de marzo del año anterior.

El segundo factor fueron las exportaciones. Las buenas condiciones para las renovables, ya no solo solar, sino especialmente eólica, provocaron un excedente de generación que se trasladó a nuestros países vecinos. Las exportaciones a Portugal se duplicaron respecto al año pasado, mientras que las exportaciones a Francia se multiplicaron por cuatro. Incluso el bajo precio del gas se tradujo en que el mecanismo de ajuste a los consumidores lleve sin aplicarse desde finales del mes de febrero.

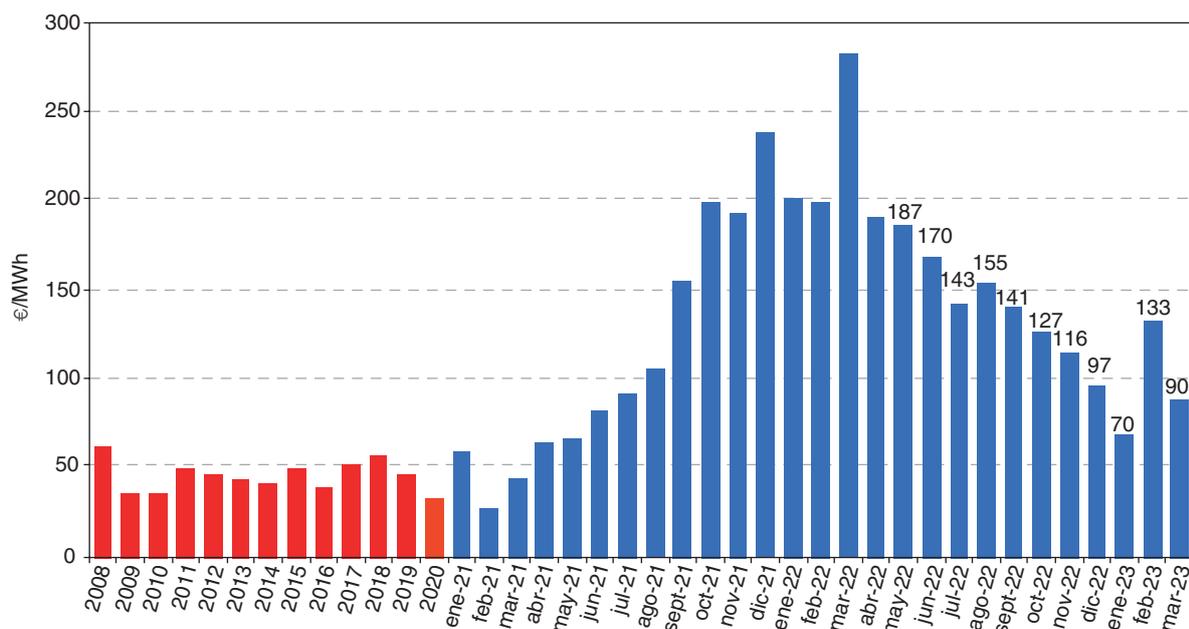
El último factor que caracterizó el sistema fue la contracción de la demanda. En parte por las nuevas instalaciones de autoconsumo y por

unas temperaturas mucho más suaves de lo habitual (1 °C por encima del año pasado), pero también por la situación de la industria, que, a pesar de haber recuperado parte de los consumidores más intensivos (como alguna de las plantas metalúrgicas que habrían vuelto ya a la actividad), continúa sufriendo unos precios muy altos, lastrando su competitividad.

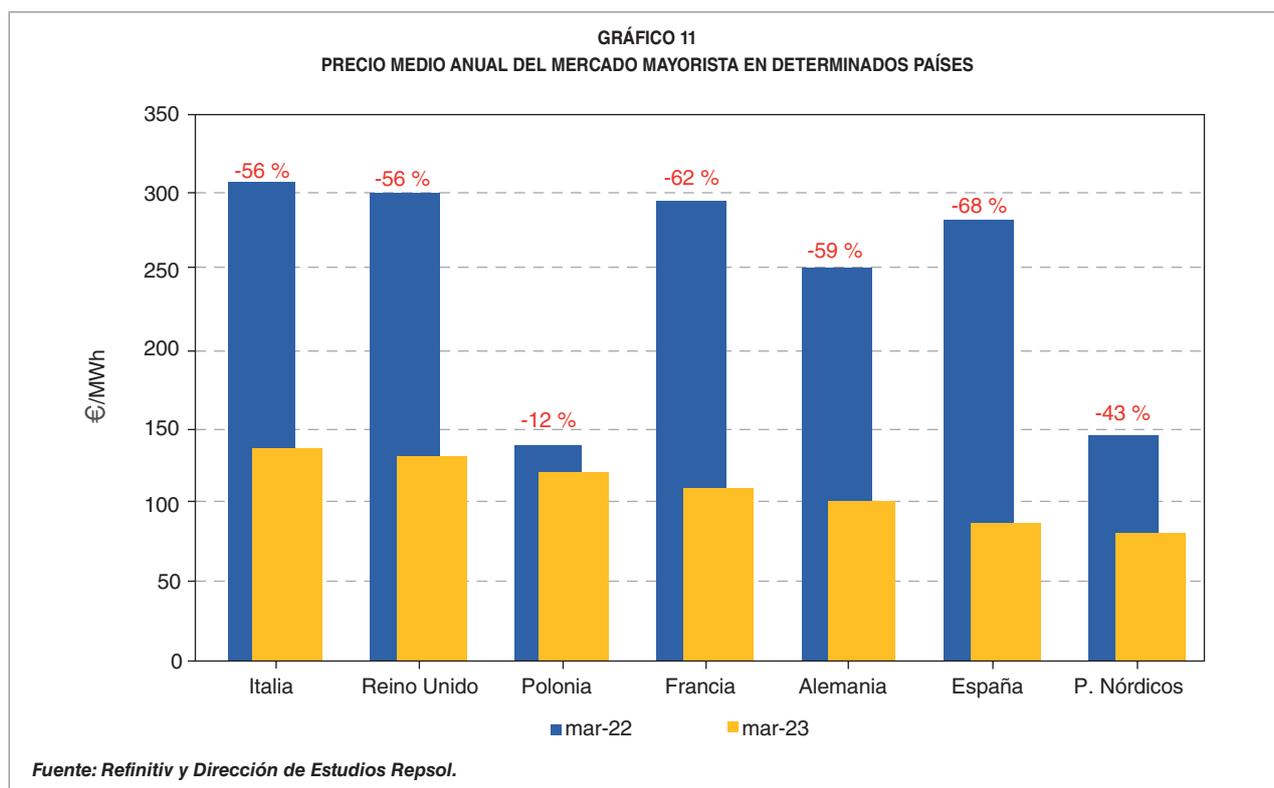
El precio medio del mercado mayorista durante el mes promedió en los 90 €/MWh, lo que supone una caída de casi el 70% respecto al mes de marzo de 2022 (283 €/MWh), aunque continúa siendo más del doble de los valores normales para un mes de marzo (la media 2005-2021 apenas alcanzaba los 40 €/MWh).

El comportamiento de los precios mayoristas en el resto de Europa ha sido similar al español excepto contadas excepciones. La caída del precio del gas respecto al año pasado ha provocado unos precios de la electricidad a menos de la mitad que el año pasado. La ▷

GRÁFICO 10  
PRECIO MEDIO MENSUAL DEL MERCADO MAYORISTA



Fuente: Refinitiv y Dirección de Estudios Repsol.



mayor excepción la encontramos en Polonia, donde el *mix* de generación está basado en el carbón, por lo que no se ha beneficiado de unas caídas similares al resto de Europa. Eso ha provocado que el país vuelva a ser importador neto de electricidad, después de haber terminado 2022 siendo exportador neto por primera vez.

#### 4. Previsión a corto plazo

El devenir del mercado del gas en Europa a corto plazo estará marcado por lo que ocurra con dos variables fundamentales: la demanda y las importaciones de GNL.

##### *Demanda de gas*

En primer lugar, hemos de aclarar que la caída de los precios registrada en las últimas

semanas no significa que el riesgo de potenciales subidas haya desaparecido por completo, aunque creemos que serían leves en relación a lo ocurrido en 2022. A corto plazo, Europa tendrá que seguir compitiendo con Asia por el GNL en un entorno mucho menos flexible, ante la imposibilidad de recurrir al gas ruso. Esto implica que posibles déficits que se produzcan en la oferta tendrán que ser cubiertos, bien por gas previamente almacenado, bien por «recortes» en la demanda. Y el problema reside en que la capacidad de reducir la demanda es cada vez menor a medida que se desmantelan algunas de las plantas del carbón en Europa, en línea con los planes de descarbonización, a pesar de que puntualmente se aplicaron moratorias para extender la vida útil de algunas de ellas, coincidiendo con momentos de máxima incertidumbre y volatilidad en el mercado, ante un posible desabastecimiento de gas tras el inicio de la guerra en Ucrania. ▷

**CUADRO 1**  
**VARIACIÓN INTERANUAL DE LA DEMANDA DE GAS EN EUROPA**  
**(Mcm/d)**

Por tipo	Mar 2016	Mar 2017	Mar 2018	Mar 2019	Mar 2020	Mar 2021	Mar 2022	Mar 2023	Diff (%)
Distribuidores locales .....	513,3	396,9	576,3	429,4	461,4	494,5	442,6	398,0	-17
Industria .....	271,5	263,3	278,4	261,1	256,3	266,6	232,7	205,4	-21
Generación eléctrica .....	101,5	114,5	124,7	125,0	115,1	151,1	149,5	116,0	-13
Sin diferenciar .....	81,3	74,9	100,3	82,4	87,7	99,2	90,5	73,6	-20
<b>Total .....</b>	<b>967,6</b>	<b>849,6</b>	<b>1079,7</b>	<b>897,9</b>	<b>920,5</b>	<b>1.011,4</b>	<b>915,3</b>	<b>793,0</b>	<b>-18</b>

*Fuente: Morgan Stanley Research.*

Está claro que la fuerte contracción de la demanda registrada durante 2022 fue clave para reestablecer el equilibrio en el mercado del gas europeo. Esta situación se mantuvo durante el invierno, de modo que, desde el inicio de la temporada de liberación de inventarios el pasado 1 de octubre, la demanda acumulada se habría situado un 18% por debajo del promedio de los últimos cuatro años.

Además de las fuertes caídas en la demanda del sector industrial (grandes consumidores) ya comentadas, también se produjo una fuerte reducción en la demanda del pequeño consumidor (residencial/comercial). De hecho, se ha observado que, a temperaturas similares, la demanda R/C se situó en la parte inferior del rango la mayoría de los días en comparación con los últimos años.

Dicho esto, cabe esperar que la demanda se mantenga debilitada durante 2023. E incluso algunos analistas apuntan a una recuperación más lenta, afirmando que, en 2030, el consumo seguiría un 4% por debajo del nivel de 2022.

#### *Importaciones de GNL*

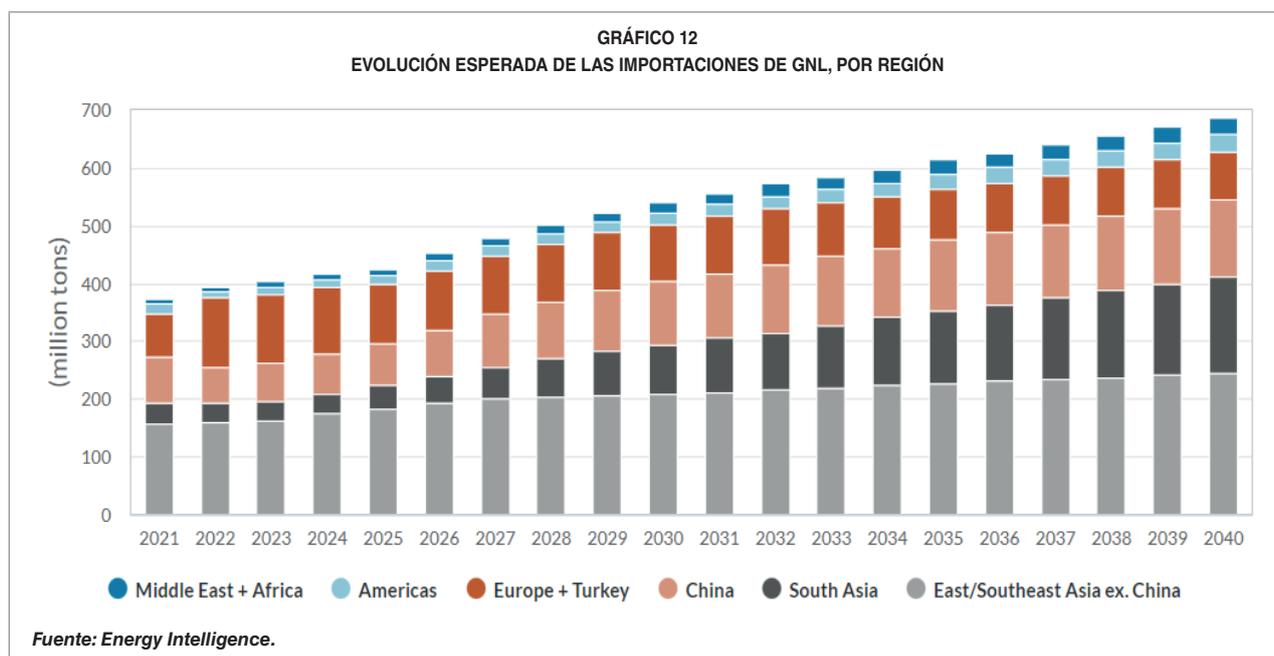
Se espera que la demanda europea de GNL siga siendo fuerte a corto plazo a medida que Europa continúe independizándose de la energía rusa, manteniéndose el estatus de

«mercado premium» para el GNL. Sin embargo, el impulso que desde los Gobiernos se está dando al desarrollo de energías renovables y la incertidumbre acerca de cuál será la evolución de la demanda total podrían provocar un consumo de GNL menor al esperado.

La UE planea eliminar por completo las importaciones de combustibles procedentes de Rusia en 2027, y parece que se podría dejar de importar gas canalizado incluso antes de esa fecha. Pero, a corto plazo, la necesidad de gas permanece y es en 2023/2024 cuando Europa ha de centrarse en llevar a término la sustitución del gas ruso. Sin embargo, hay tensiones dentro de la UE por esta medida, ya que hay países que continúan firmando contratos con Gazprom para aumentar el suministro (como Austria y Hungría).

Puesto que las alternativas de incrementar las importaciones por gasoducto son limitadas, todo apunta a que continúe el *boom* del GNL. Pero las importaciones de GNL para este año aún dependen, en gran medida, del regreso de China al mercado mundial de GNL para competir por las cargas y de las reducciones involuntarias u obligatorias que puedan darse en la demanda de gas en Europa.

A largo plazo, y a pesar de que GNL se va a necesitar, los compradores europeos siguen siendo reacios a comprometerse con acuerdos de más de quince años, ya que es ▷



incongruente con los objetivos de transición energética y de sostenibilidad de la UE, donde el papel del gas natural es «incierto». Esto podría afectar a la demanda futura de GNL y a la accesibilidad a los suministros en la próxima década, obligando a la región a acudir al *mercado spot* con más frecuencia y a un costo mayor.

### Precios

Desde los meses previos al inicio de la guerra en Ucrania se dio un cambio drástico en el mercado del gas natural europeo y tuvo un fuerte impacto no solo sobre los niveles de precios, sino también en la dinámica de sus cotizaciones, como ha quedado reflejado en la evolución del precio del MIBGAS (precio referencia en la Península Ibérica) vs. TTF.

Hasta el pasado año, el MIBGAS cotizaba en un promedio en torno a 1 \$/MMBtu por encima del TTF, reflejando la dinámica de los flujos de gas en Europa. Esto es, Centroeuropa estaba bien abastecida de gas con los flujos

procedentes de Rusia y del norte del continente. Con el inicio del conflicto bélico y los cortes en el suministro ruso, los mercados en el continente se dieron la vuelta y el TTF pasó a cotizar con una prima de riesgo respecto al gas en España que llegó a superar los 30 \$/MMBtu a finales de agosto del pasado año, cuando se alcanzaron máximos de precios con el TTF superando los 95 \$/MMBtu, provocados por el temor de un posible desabastecimiento de gas en Europa.

Con la recepción masiva de GNL para sustituir en lo posible el gas procedente de Rusia en el sur de Europa se produjo un cambio en la dirección de los flujos de gas, de modo que, tras los cortes, el gas se estuvo enviando del sur al norte y centro de Europa, envíos no exentos de problemas ante la falta de capacidad de las interconexiones gasistas, lo que se ha solucionado parcialmente con la entrada en funcionamiento de las FRSU (Floating Storage Regasification Unit), que explicamos con anterioridad. Este redireccionamiento de los flujos provocó una reversión en la cotización de ▷

los precios, con el MIBGAS cotizando por debajo del TTF durante este periodo de recepción masiva de GNL.

La ampliación de capacidad regasificadora en el centro de Europa ha permitido, de manera progresiva, una mejor redistribución del gas, lo que ha provocado la ya comentada convergencia de precios europeos experimentada en el primer trimestre de 2023.

A corto plazo, y partiendo de la situación actual con unos inventarios llenos, la previsión de que se mantenga una demanda «debilitada» y de que continúe un cómodo acceso al GNL, esperamos que los precios se mantengan limitados, en un promedio de entre los 15 \$/MMBtu en 2023 y el entorno de los 17 \$/MMBtu en 2024.

El consenso de analistas también ha revisado sus previsiones a la baja de forma recurrente en respuesta a este contexto del mercado. En cuanto a la curva de futuros del TTF, aunque ha sufrido una reciente corrección alcista, esta no ha sido significativa y se mantendría en niveles alineados con lo esperado por los analistas.

**CUADRO 2**  
**PRECIOS ESPERADOS A CORTO PLAZO:**  
**ACTUAL VS. PREVISIÓN SEPTIEMBRE DE 2022**

		<b>Futuros (\$/MMBtu)</b>	<b>Consenso analistas (\$/MMBtu)</b>
2Q23	Actual	14	14
	Sep'22	43	44
3Q23	Actual	15	16
	Sep'22	36	37
4Q23	Actual	18	20
	Sep'22	40	41
2024	Actual	17	18
	Sep'22	40	40

*Fuente: Dirección de Estudios Repsol.*

Sin embargo, de mantenerse los precios bajos, esta previsión no está exenta de riesgos, que vendrían de la mano de un aumento de la demanda para generación eléctrica y de una reactivación del apetito importador en Asia. En cuanto a 2024, habrá que ver cómo evoluciona el balance y en qué nivel terminan los inventarios este año, pero, en principio, cabría esperar precios moderados, inferiores a la mitad de los registrados en 2022.