

Características y evolución de los principales mercados de GNL

1. Introducción

La consolidación del gas natural como fuente de energía primaria en la economía mundial y el fuerte desarrollo que su comercialización en forma de gas natural licuado (GNL) ha experimentado en los últimos años, merece la revisión de las principales magnitudes de los mercados. Igualmente, cabe destacar el papel que España y sus empresas energéticas juegan en este sector como promotoras y principales demandantes de este tipo de energía.

Son múltiples los informes y publicaciones que cubren distintos aspectos del GNL desde la perspectiva tecnológica, de mercado o económica, por lo que sería complicado y muy extenso tratar de cubrir la mayoría de ellos. Por esta razón, el presente artículo pretende ofrecer únicamente una visión general de las dinámicas y características de los mercados mundiales de GNL, con el objetivo de dotar de información y comprensibilidad en la materia al lector, sea éste profesional o no del sector energético.

Como preámbulo al documento, es preciso hacer una referencia previa a los aspectos fundamentales de la cadena de valor del GNL.

Cadena de valor del GNL

El gas natural está compuesto principalmente por metano, pero también puede contener trazas de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, además de pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, agua y compuestos de azufre. El proceso de licuación para la obtención del GNL, requiere la separación previa de algunos de sus componentes, como el agua y el dióxido de carbono, para evitar su solidificación al enfriar el gas a -163°C .

La cadena de valor del GNL consiste en los procesos y etapas del gas natural licuado desde su yacimiento hasta los puntos de consumo.

El término valor comprende las inversiones en las que se incurre en cada etapa para transformar el gas natural “no aprovechable” por los mercados de destino, en gas natural disponible para estos mercados.

La cadena de valor puede resumirse en cuatro etapas: exploración y producción, licuación, transporte marítimo y almacenamiento-regasificación.

a) Exploración y producción. El gas natural es principalmente el resultado de la descomposición de productos orgánicos sometidos a altas presiones y temperaturas durante miles de años. Se encuentra confinado en estructuras selladas por una formación impermeable y dentro de yacimientos con unas características geológicas determinadas, como son la elevada porosidad y permeabilidad. Los hidrocarburos se encuentran saturando los poros de las rocas que los contienen.

El gas, por su baja densidad, tiende a migrar hacia la superficie desplazando el agua de los poros de la roca, y si no encuentra obstáculos, llega a la superficie.

Para la formación de un yacimiento es necesario que se den estos cuatro factores: existencia de una roca madre, proceso migratorio, existencia de roca almacén, y existencia de algún obstáculo que impida que el gas llegue a la superficie.

En el proceso de exploración se analizan, mediante técnicas geológicas sofisticadas, las formaciones susceptibles de albergar gas natural. Una vez que los estudios concluyen que es factible y rentable su extracción del yacimiento, se procede a su producción y purificación en origen.

b) Licuación. El gas natural se transporta por gasoducto hasta la planta de licuación, donde se purifica para cumplir con los requerimientos técnicos, y para evitar que solidifiquen aquellos productos que pudieran dañar los equipos de la planta. El gas es sometido a un proceso de

licuación mediante el empleo de refrigerantes, que consiste en enfriarlo hasta $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ para su posterior almacenamiento en tanques especiales a presión ligeramente superior a la atmosférica, para después transportarlo mediante buques metaneros a los mercados consumidores.

c) Transporte marítimo. Los buques metaneros transportan el GNL desde la planta de licuación hasta la terminal de regasificación, situada en el país de destino cerca de los puntos de consumo. Estos buques están diseñados para transportar GNL en condiciones criogénicas, lo que disminuye el volumen ocupado por el gas natural unas 600 veces aproximadamente, con el consiguiente ahorro de costes.

d) Almacenamiento-regasificación. La terminal de regasificación está diseñada para recibir metaneros que oscilan entre $35.000\text{-}266.000\text{ m}^3$ de capacidad, que bombean el GNL hacia los tanques de almacenamiento de la terminal utilizando para ello las bombas y los brazos de descarga del buque. Estos tanques almacenan el GNL hasta su regasificación para satisfacer la demanda. Una vez regasificado, el gas natural se transporta por gasoducto hasta los puntos de consumo.

Reseña histórica del GNL

Los comienzos de la industria del GNL se remontan al siglo XIX, cuando el químico y físico Michael Faraday experimentó con la licuación de diferentes tipos de gas, incluido el gas natural. El ingeniero Alemán Karl Von Linde construyó el primer compresor refrigerante en Munich (1873). La primera planta de licuación se construyó en el oeste de Virginia en 1912 y comenzó a estar operativa en 1917.

La primera planta comercial de licuación se construyó en Cleveland, Ohio, en 1941. El GNL era almacenado en tanques a presión atmosférica. En ese momento el gas natural podía ser transportado a grandes distancias, como ocurrió con el primer buque metanero, el *Methane Pioneer*, que transportó el primer cargamento comercial desde Lake Charles, en Lousiana (EEUU), a Canvey Island, en el Reino Unido. Posteriormente, nuevas plantas de licuación y terminales de regasificación fueron construidas en las regiones del Atlántico y el Pacífico.

Reservas y producción de GNL

Existen importantes reservas de gas natural concentradas en áreas donde no hay mercados significativos para su venta, donde las reservas superan con creces la demanda local, o bien donde las opciones para construir un gasoducto son limitadas. De estas reservas, aproximadamente el 75% están localizadas en Oriente Medio y Eurasia. Rusia, Irán y Qatar aglutinan el 57% de las reservas mundiales de gas. Parte del gas producido en estas reservas se licúa para transportarlo por barco a aquellos mercados donde la demanda de gas supera la producción propia o a la oferta de gas por gasoducto, como son Japón, Taiwan, Corea, Europa y EEUU. El total de reservas mundiales en 2008 era de 185 Tcm (185.000 Bcm).

Mapa 1. Principales reservas mundiales de gas natural en 2008 (miles de Bcm)



Fuente: BP

Cuadro 1. Producción mundial de GNL (2009)

2009	Producción GNL (en Bcma)
Qatar	50,5
Malasia	30,1
Indonesia	28,8
Australia	25,9
Argelia	22,8
Trinidad & Tobago	19,9
Nigeria	19,3
Egipto	14,5
Omán	12,7
Brunei	9,1
Emiratos Arabes	6,9
Rusia	6,1
Guinea Ecuatorial	4,9
Noruega	3,8
EEUU (Alaska)	1,2
Libia	0,8
Yemen	0,5
TOTAL	257,8

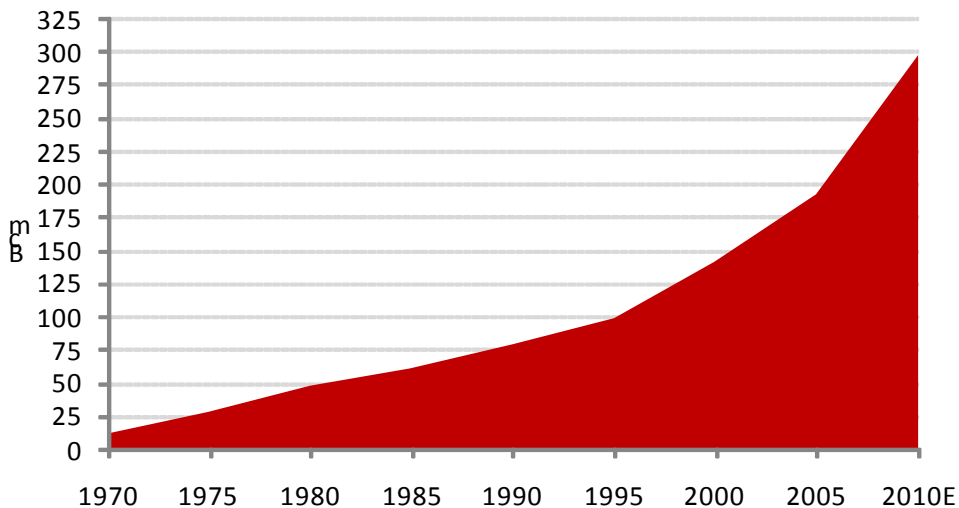
Fuente: WmK

2. Demanda mundial y mercados de GNL

Antes de analizar la evolución de la demanda de gas natural licuado, es importante conocer lo que representa con respecto al consumo mundial de gas natural. Se estima que en 2010 el consumo de GNL sea de aproximadamente 300 Bcm, un 10% del consumo total de gas.

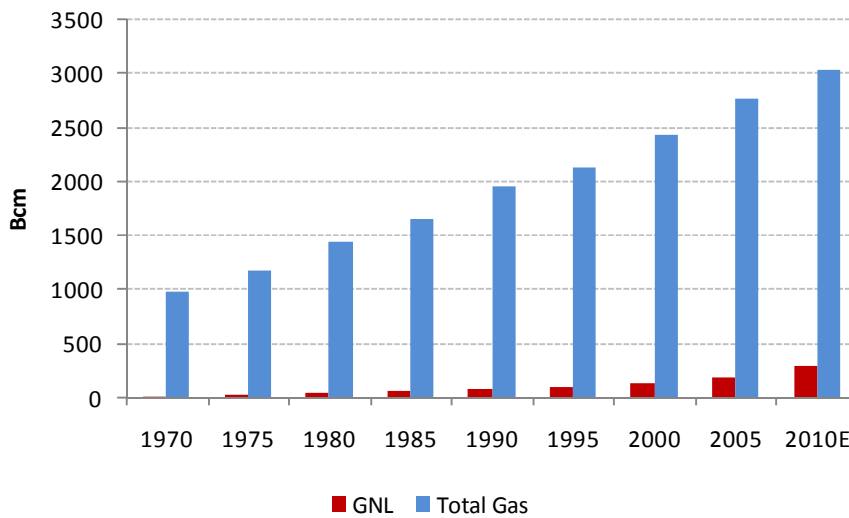
El crecimiento del mercado de GNL en los últimos 40 años ha sido de una media anual (cagr) superior al 8%, mientras que el conjunto de la demanda de gas no llega al 3%. Pero es en los últimos 10 años, cuando el GNL adquiere un especial protagonismo, no sólo por el importante crecimiento experimentado (gráfico 1), sino también por el proceso de “comoditización” que parece estar iniciando.

Gráfico 1. Evolución histórica de la demanda de GNL



■ Evolución de la demanda de GNL

Gráfico 2. Evolución de la demanda total de gas natural y peso del GNL

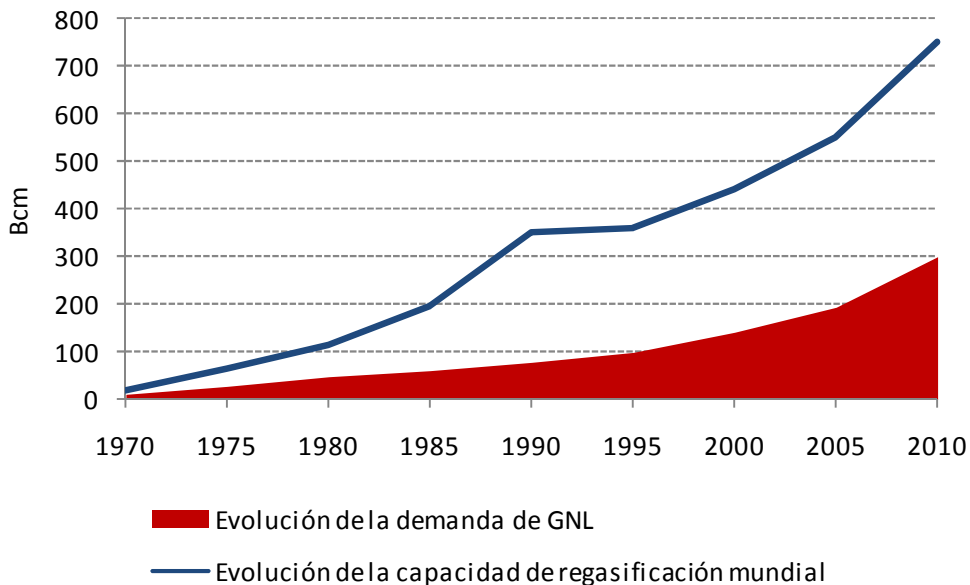


Fuente: Cedigaz y WmK

Evolución histórica de la demanda de GNL

Con respecto a la trayectoria que ha seguido la demanda mundial de GNL, se observan en su crecimiento durante el período 1970-2010, tres tramos uniformes de evolución bien diferenciados: 1970-1995, 1995-2005, y 2005-2010. A su vez, la evolución de la capacidad de regasificación ha seguido una trayectoria algo más acentuada, dando lugar al actual ratio de 2,5 veces mayor la capacidad de regasificación que la demanda (gráfico 3).

Gráfico 3. Evolución histórica de la demanda de GNL en el mundo frente a la capacidad de regasificación (1970-2010)



Fuente: Cedigaz y WmK

Período 1970-1995

Aunque el inicio de operaciones comerciales de GNL fue a partir de 1964, con la puesta en marcha de la primera planta de licuación en Arzew (Argelia), fue en la década de los 70 cuando las grandes empresas tradicionalmente involucradas en el sector petrolero, como Exxon y Shell, iniciaron su desarrollo en el negocio del GNL en las áreas de producción y transporte. Asimismo, se consolidaron importantes compañías del sector, como la argelina Sonatrach que, entre otras, jugó un papel muy relevante en el principio de la industria del GNL, a través del desarrollo de sus reservas de gas para exportarlas vía GNL.

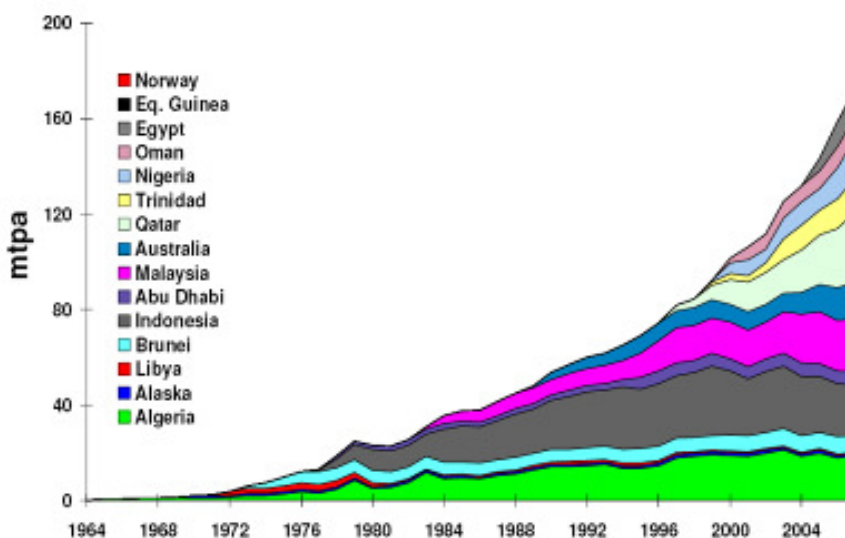
A finales de los años 60, casi en la década de los 70, Europa comienza a importar GNL (España, Francia, Italia y Reino Unido) proveniente de Argelia, mientras que en 1969 la planta de Kenai en Alaska comenzó a exportar GNL a Japón (principal importador en el mundo). Desde entonces, el mercado del GNL ha crecido de forma continuada en Asia y Europa, y de modo menos uniforme en EEUU.

Durante los años 70 y 80, Libia, Abu Dhabi, Brunei, Indonesia, Malasia y Australia, se incorporaron como productores de GNL, a la vez que lo hacían como importadores Bélgica, Corea y EEUU.

Las compañías productoras de gas nacionales (National Oil Companies o NOCs), las empresas internacionales del sector petrolero (IOCs o International Oil Companies) y Japón, establecieron un modelo de negocio consistente en la creación de un vínculo a largo plazo entre el comprador y el vendedor para cada proyecto de GNL. Las claves para este modelo de negocio son las siguientes:

- A. Compromiso por parte del comprador para cubrir un volumen significativo de compra de GNL producido para cada proyecto.
- B. Contratos a largo plazo (20-25 años) con cláusulas de *Take or Pay* que obligan al comprador a pagar por el gas lo consuma o no.
- C. Mecanismo para fijar un precio estable incorporado a los contratos, mediante fórmulas vinculadas al precio del petróleo y sus derivados.
- D. Planes de inversión para todos los segmentos de la cadena de valor, desde la exploración y producción hasta las terminales de regasificación.
- E. Planificación total para cada una de las inversiones.

Gráfico 4. Exportación de GNL por suministrador



Período 1995-2005

El actual principal productor de GNL mundial, Qatar, comenzó a operar en 1997, mientras que en 1999 entraron en funcionamiento las primeras plantas de licuación de la cuenca atlántica en Nigeria y Trinidad & Tobago. En esta última, la petrolera española Repsol forma parte del capital con un 23% de Atlantic LNG, siendo esta planta de GNL la más cercana al mercado norteamericano. Por otro lado, en el Mediterráneo, Egipto exporta GNL por primera vez en 2005 a través de las plantas de Idku y Damietta, con la importante participación de la actual energética española Gas Natural Fenosa en el desarrollo del proyecto de Damietta a través de su filial Unión Fenosa Gas (propietaria del 80% de Segas LNG).

Durante 2004 y 2005, las economías emergentes de India y China inician la importación de GNL a través de las terminales de regasificación de Dahej (Petronet) y Hazira (Shell y Total) en India, y Dapeng y Fujian (Cnooc) en China.

En este período se inicia un cambio respecto al modelo de negocio de la época anterior, comenzando a observarse una diversificación en las fuentes de suministro. Europa, donde el aprovisionamiento por gasoducto ha prevalecido, busca suministros alternativos a través del GNL. Por su parte, el mercado norteamericano de GNL está en plena expansión, debido al incremento de plantas de generación de gas que, junto a las previsiones de declive de la producción doméstica, dan como resultado múltiples proyectos de construcción de plantas de regasificación, con la finalidad de poder cubrir las previsibles e importantes importaciones futuras de gas, con GNL.

En estos años, el mercado en EEUU se vuelve más atractivo, debido al aumento de la demanda de GNL y al incremento del precio de referencia del gas en este mercado, (el Henry Hub), con respecto al resto de índices gasistas. Desde 1995, los socios de Atlantic LNG en Trinidad & Tobago comienzan a elaborar un nuevo modelo de negocio basado en el suministro de GNL a Europa o EEUU, aprovechando las oportunidades de arbitraje provocadas por las diferencias de precios entre estos mercados.

Mientras tanto, Australia, Indonesia y Malasia incrementan su producción, y a pesar de que los principales consumidores asiáticos son reacios a compromisos adicionales de compra a largo plazo, éstos adquieren volúmenes en el corto-medio plazo para adaptarse a las posibles fluctuaciones de la demanda. Qatar, consciente de su posición ventajosa para suministrar a las regiones de Asia Pacífico y Oriente Medio, planea incrementar su producción.

Más del 50% de la capacidad de regasificación actual ha sido incorporada a partir del año 1995 (gráfico 3).

Período 2005-2010

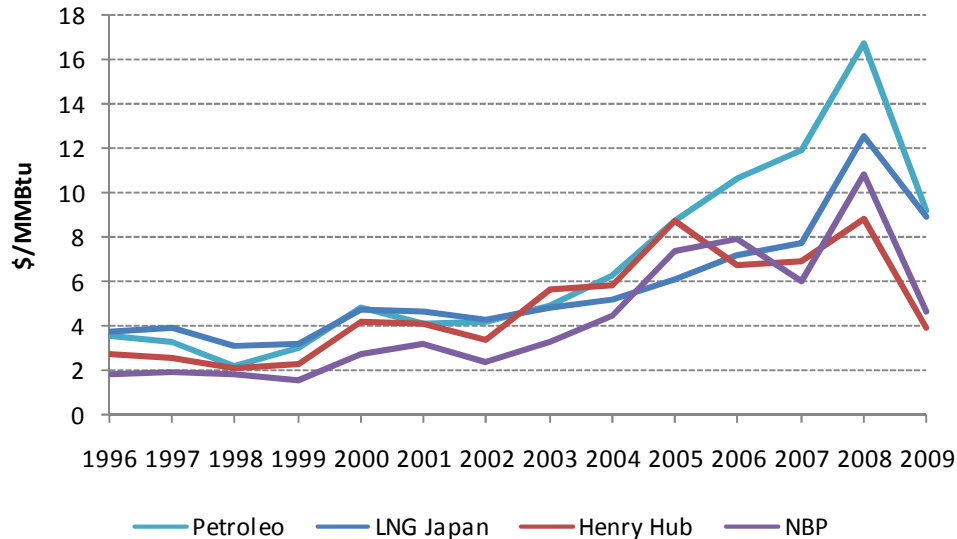
Durante estos cinco años, se incorporan como países productores de GNL Guinea Ecuatorial y Noruega (Proyecto Snohvit). Pero destaca sobremanera en este período, la incorporación de 120 Bcm de nueva capacidad de licuación, lo que supone un incremento del 55% de la capacidad instalada. Qatar se convierte en el principal productor mundial de GNL, iniciando la operación de 44 Bcm de sus nuevos megatrenes de licuación.

Hay que destacar en este último período la evolución del precio del crudo, que se dispara continuando con la tendencia alcista observada desde 2002, hasta duplicar el precio entre 2005 y 2008 (gráfico 5, traducción a gas de los precios del petróleo). En 2008 se alcanzó el máximo valor, para después descender, a finales de 2009, hasta los valores que se registraron en 2005.

El alto precio del crudo ha afectado a los mercados de GNL de diferentes maneras, ya que mientras EEUU cuenta con su propio índice de referencia del gas (Henry Hub), en los mercados asiáticos y europeos los precios del gas mayoritariamente están referenciados al

precio del petróleo y sus derivados, con la excepción del Reino Unido y algunos otros mercados europeos que cuentan con índices de gas propios de mayor o menor liquidez.

Gráfico 5. Evolución de los principales índices de precios.



Fuente: Stream

Mercados de GNL

Siguiendo una clasificación geográfica de los mercados de GNL, destacamos los siguientes por su relevancia: Asia Pacífico, Europa y Norteamérica. Otra posible clasificación podría ser la diferenciación entre Cuenca Atlántica y Cuenca Pacífica, al tener características comunes. Sin embargo, sería importante distinguir dentro de cada cuenca al mercado norteamericano (Costa Este y Oeste) ya que entendemos que por sus características debe ser tratado aparte.

No se incluyen dentro de esta clasificación los nuevos mercados sudamericanos de GNL. Argentina y Brasil iniciaron la importación de GNL en 2008, a través de terminales flotantes de regasificación, para cubrir las puntas de demanda del invierno austral. Por su lado, Chile comienza la importación de GNL con la puesta en marcha durante 2009-2010 de las nuevas terminales de regasificación de Mejillones y Quintero. Tampoco se incluye en dicha clasificación el incipiente mercado de Oriente Medio, actualmente de carácter estacional, pero con perspectivas de alcanzar demandas permanentes en países como Kuwait y Dubai.

Asia Pacífico

Las principales demandas de esta región (Japón, Corea del Sur y Taiwan) consumen aproximadamente 137 Bcm de GNL (datos de 2009), el 54% de la demanda mundial de GNL. Se caracterizan por no contar con reservas propias de gas ni con una red de gasoductos que les conecte con países productores, por lo que el GNL cobra una especial relevancia, ya que dependen totalmente de él para satisfacer sus necesidades de gas. Además, en el caso de Japón existen obstáculos geográficos que impiden el desarrollo de infraestructuras que permitan la interconexión entre regiones, y por esta razón cuentan con gran número de terminales receptoras de GNL a lo largo de toda su costa (27 terminales).

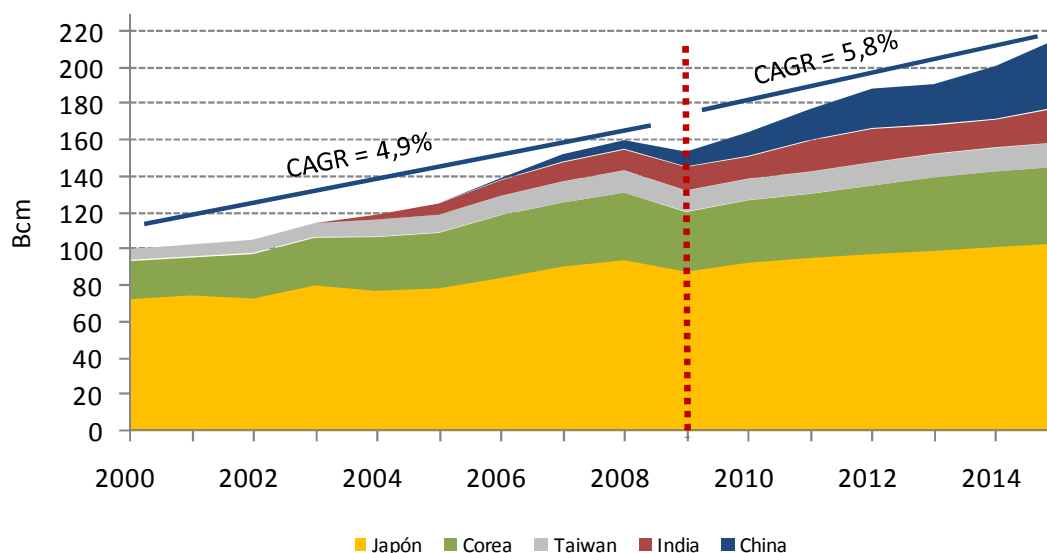
En las demandas de gas de Japón (89 Bcm en 2009), y de Corea del Sur (36 Bcm en 2009), el segmento de consumo de generación eléctrica tiene un peso muy importante en la demanda total (entre 50-60%), mientras que los consumos domésticos comerciales tienen mayor peso en Corea (aprox. 35%) que en Japón (aprox. 20%), con la consiguiente alta estacionalidad.

Cabe destacar la importante influencia de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica japonés, ya que en caso de no disponibilidad nuclear la generación por gas debe cubrir su funcionamiento, y por tanto, requerir volúmenes adicionales de GNL para su consumo. Tal y como pasó en 2007, con la parada nuclear de determinados reactores de la central de Kashiwazaki-Kariwa, de 8.000 MW.

Los mercados emergentes de India (13,2 Bcm en 2009) y China (7,6 Bcm en 2009), actualmente suponen conjuntamente el 13% de la demanda de GNL de la región. Existe un alto grado de incertidumbre en la posible evolución de estos mercados: ambos países tienen un bajo nivel de penetración del gas en su perfil energético, y en el caso chino, la incertidumbre se incrementa por el impacto que puedan tener combustibles alternativos como el carbón (aprox. 70% del total de energía consumida), así como la propia evolución del desarrollo de las reservas domésticas de gas. De todos modos, ambos países se han incorporado como nuevos *players* en el mercado internacional de GNL, atrayendo volúmenes de GNL *spot* (corto plazo) y firmando sus primeros contratos de suministro a largo plazo. En el caso de India, su situación geográfica a medio camino entre Oriente Medio y el lejano Oriente (Japón y Corea), la sitúa en una posición ventajosa al permitir ahorros logísticos a los suministradores de GNL.

Con respecto a las dinámicas de precios de los mercados asiáticos, cabe destacar que en los principales mercados de Japón y Corea del Sur -muy concienciados con la seguridad de suministro-, la mayor parte del GNL está comprometido a través de contratos a largo plazo (20-25 años). Las fórmulas de precio de estos contratos en su mayoría están indexadas a la cesta de crudos del JCC (*Japanese Crude Cocktail*). Tradicionalmente, estas indexaciones se consideran algo superiores a las de los precios europeos del GNL por la inexistencia de alternativas por gasoducto con las que competir. En cuanto a los mercados emergentes de China e India, los estructuras de precios están también indexados al crudo, aunque con diferentes niveles en función del momento de negociación de los mismos.

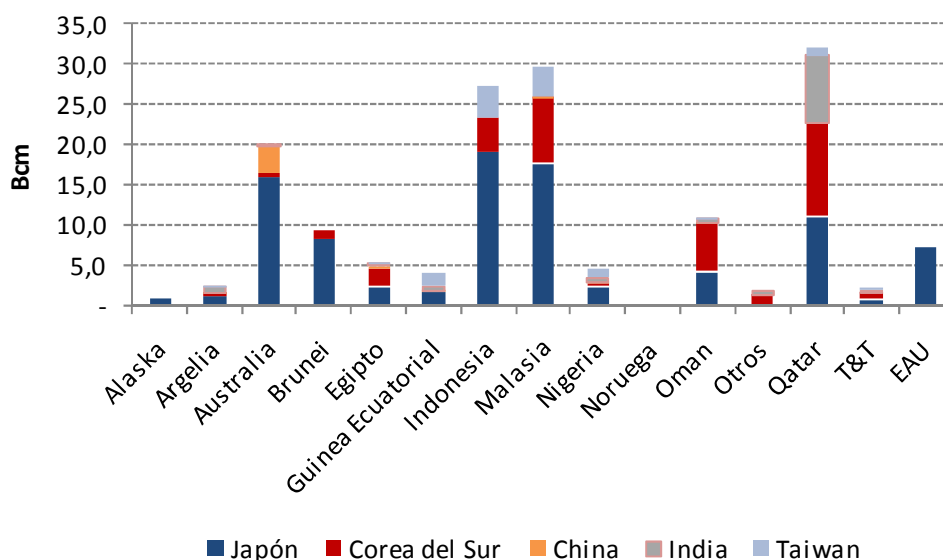
Gráfico 6. Evolución de la demanda de GNL en Asia Pacífico-Oriente Medio



Fuente: WmK

En cuanto al suministro de GNL, cabe destacar el papel de Qatar, Malasia, Indonesia y Australia como principales suministradores, que representan respectivamente el 20%,19%,17% y 13% (datos 2008), del total de aprovisionamientos. En el gráfico 7 se representan los principales suministradores.

Gráfico 7. Principales suministradores en la región Asia-Pacífico en 2008



Fuente: WmK

Europa

Europa consume aproximadamente 70 Bcm de GNL (2009), un 28% de la demanda mundial. Los consumidores de GNL más importantes en Europa son España, Francia y recientemente Reino Unido, cuyos datos de consumo en 2009 son respectivamente 27,8 Bcm, 13,3 Bcm y 10,4 Bcm (en 2008 consumió 1 Bcm). Al contrario de lo que ocurre con el mercado asiático, el mercado europeo se encuentra interconectado parcialmente mediante una amplia red de gasoductos, además de 19 terminales de regasificación con una capacidad total de 160 Bcm aproximadamente.

A pesar de que Europa cubre una importante parte de su demanda de gas natural con producción doméstica (Rusia 602, Noruega 99, Reino Unido 70 y Holanda 68 Bcma de producción en 2008), ésta no solo no es suficiente para satisfacer las necesidades de consumo, sino que se requiere del GNL como herramienta de diversificación y de seguridad del suministro. No hay que olvidar que la dependencia de Europa con Rusia representa un 40% del total de importaciones por gasoducto, y un 35% si se le suma el GNL. La crisis entre Rusia y Ucrania de enero de 2009, provocó el recorte de las exportaciones a Europa en un 35% durante ese mes, con el consiguiente impacto en los hogares y economías de algunos países del centro y este de Europa.

Con respecto a la tipología de demanda, se describen únicamente las de España, Francia y Reino Unido, por ser los mercados europeos más importantes de GNL.

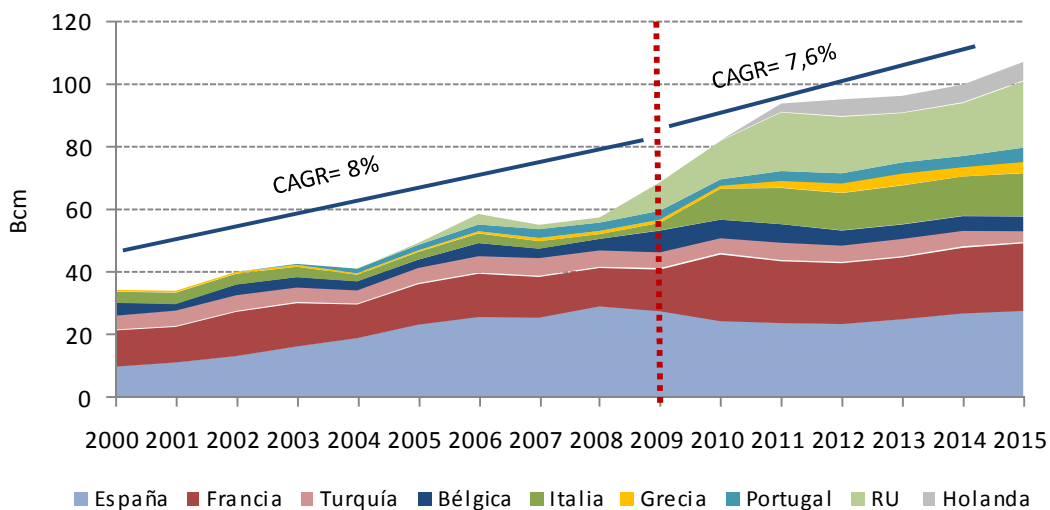
En España el consumo de gas para generación eléctrica ha sido el principal vector de crecimiento de la demanda desde el año 2000. En España, en el 2009, el sector industrial y el sector de generación eléctrica supusieron el 50% y el 35% de la demanda de gas, respectivamente.

Por el contrario, en Francia la demanda residencial / comercial tiene un peso en la demanda total de gas del 54% frente al 11% de la demanda de generación eléctrica. Una singularidad del mercado francés es el grado de penetración del gas, que representa únicamente el 15% del total de energía consumida en comparación con el 23% de la media europea, debido principalmente a la elevada participación de la energía nuclear en su *mix* energético (43%).

En el Reino Unido, los segmentos residencial / comercial y el de generación, representan respectivamente el 43% y 36% de la demanda. Pero el rasgo más característico del mercado británico no es sólo la estructura de su demanda, sino la evolución de su capacidad de producción de gas. Desde el año 2000 ha visto reducida su producción de gas desde los 115 Bcm hasta los 62 Bcm del 2009, y se espera que las actuales reservas se agoten en menos de 10 años. Por esta razón, el Reino Unido ha apostado por el GNL, y buena prueba de ello son los más de 33 Bcm de capacidad de regasificación con los que cuenta actualmente, y los más de 30 Bcm adicionales que tiene en proyecto en el horizonte 2015.

Otra característica común de los mercados europeos de GNL es el limitado nivel de almacenamiento que poseen. En el caso de los tres principales mercados (España, Francia y Reino Unido), éstos no superan los 20 Bcm, representando alrededor del 10% del total de su demanda conjunta. Esta cifra se ve distorsionada por la inclusión de Francia, que cuenta con 13 Bcm de capacidad de almacenamiento. El escaso nivel de almacén tiene una relevancia importante en el GNL, dado que la modulación del déficit invernal o el exceso de verano, se hace parcialmente con las compra-ventas de GNL en los mercados *spot* (no es así en el caso del Reino Unido, ya que la modulación se ha venido realizando con la producción propia y las importaciones de Noruega).

Gráfico 8. Evolución de la demanda de GNL en Europa

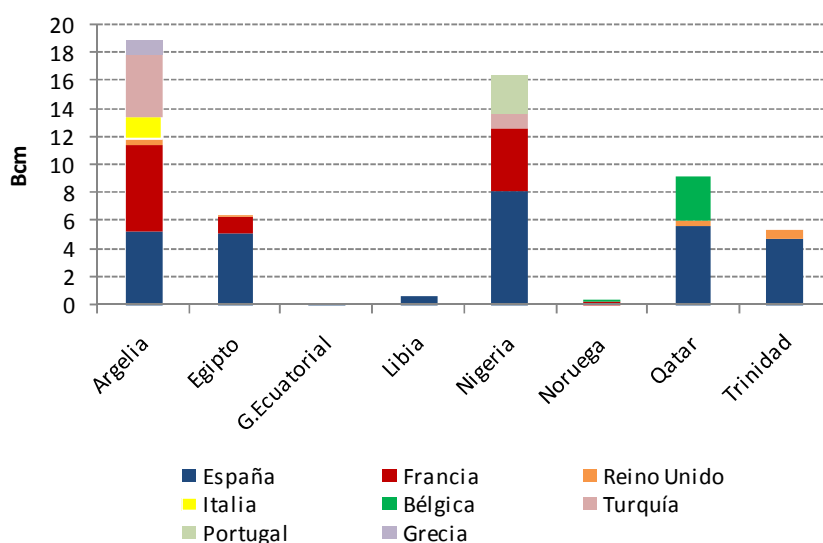


Fuente: WmK

Mientras que en Europa, en los últimos diez años, España ha sido el principal receptor y fuente de crecimiento del mercado de GNL, en los próximos cinco años el protagonismo recaerá fundamentalmente en el Reino Unido.

En cuanto a los países exportadores de GNL a Europa, los principales son Argelia, Nigeria y Qatar. En el gráfico 9 se indican los suministradores más representativos.

Gráfico 9. Principales suministradores a Europa en 2008



Fuente: WmK

Otro rasgo característico de Europa, es la proliferación de *hubs* o mercados locales de gas, tanto en la Europa continental como en el Reino Unido. Los orígenes del primer mercado líquido de gas natural se remontan a 1996, cuando se crea el NBP (National Balancing Point) como punto de entrega virtual de gas en el Reino Unido, lo que conduce a la creación de un mercado organizado de gas. A finales de 1998 se abre el gasoducto de interconexión entre el Reino Unido y el continente europeo a través de Bélgica (Interconnector), permitiendo así el tránsito y la comercialización de gas, conectando con el *hub* de Zeebrugge (Bélgica) en dónde además de la terminal de GNL convergen importantes gasoductos.

Más adelante se inaugura la conexión entre Holanda y el Reino Unido a través del BBL. En Holanda también existe un punto virtual de intercambio, el TTF (Title Transfer Facility), que cuenta con una relativa liquidez (80 Bcma), situándose por delante del de Zeebrugge (40 Bcma) y tras el NBP (1400 Bcma), tanto en negociación diaria como en productos a futuro. La conexión entre estos tres mercados hace que las cotizaciones de sus precios estén altamente correlacionadas y que de alguna manera el NBP, por su tamaño y liquidez, influya en el resto.

En Europa no existe un precio de referencia de importación de GNL. Los precios publicados son los precios estimados de gas por gasoducto entregado en la frontera del país en cuestión, excepto en los que hay mercado líquido, donde la referencia es la propia del punto virtual o el *hub*. No obstante, en el resto del continente europeo, donde no existen mercados líquidos de gas, el precio del gas natural es el fijado en los contratos a largo plazo con fórmulas indexadas a derivados del petróleo.

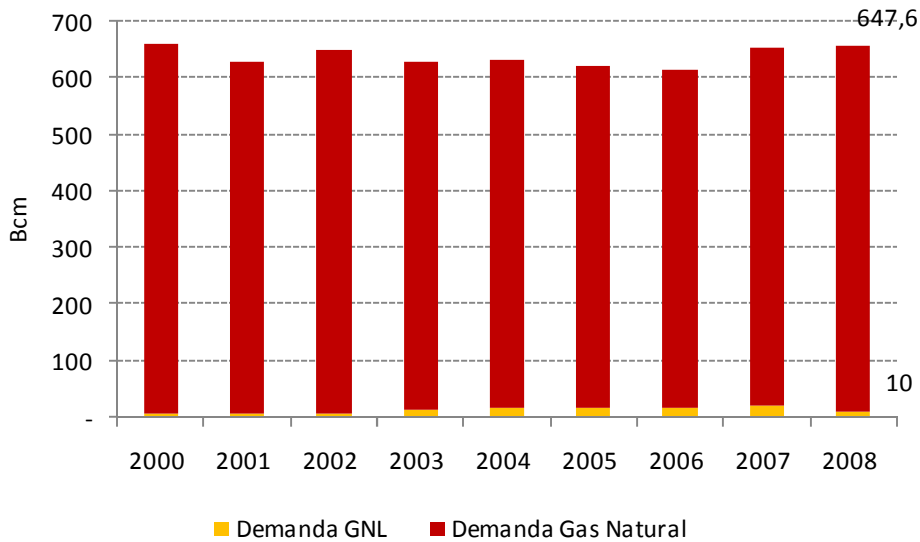
Norteamérica

Norteamérica cuenta con 8.300 Bcm de reservas probadas de gas, el 4,1% del mundo, mientras que Centro y Sudamérica disponen de 7.100 Bcm, el 4%.

Aunque en Norteamérica existen terminales de GNL además de en Estados Unidos, en México, Canadá, República Dominicana y Puerto Rico, este epígrafe se centra en los Estados Unidos, por ser el mercado más grande de gas del mundo y por la relevancia que tiene como referencia de mercado para el GNL.

El GNL representó únicamente el 1,5% (10 Bcm) de la oferta de gas de EEUU en 2008, cuando el consumo total de gas natural fue 657 Bcm. En el gráfico 10 se expone la evolución de la demanda de GNL en EEUU.

Gráfico 10. Evolución de la demanda de gas y GNL en EEUU



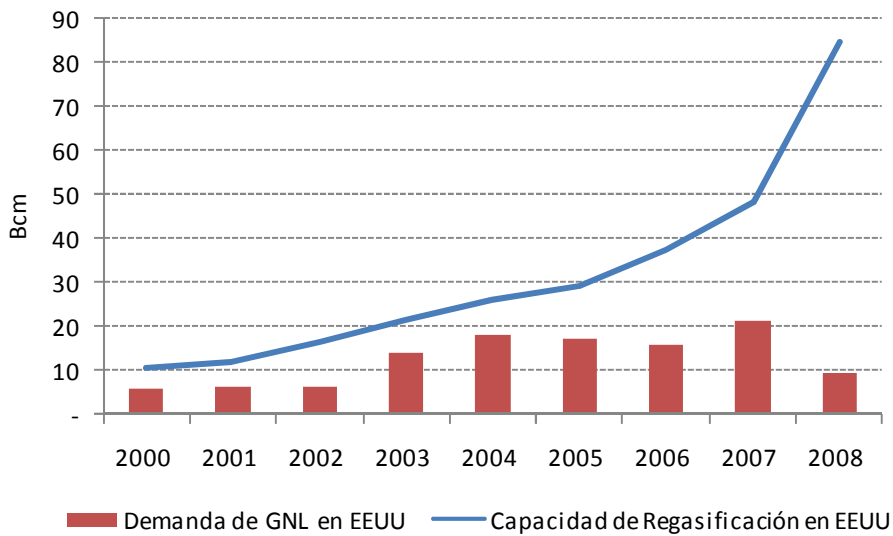
Fuente: WmK y CERA

EEUU y Canadá cuentan con una importante producción propia de gas natural (aprox. 582 Bcm y 175 Bcm respectivamente en 2008), mientras que la demanda de gas natural en ambos países es de 657 Bcm y 100 Bcm. El importante y reciente desarrollo de las reservas no convencionales de gas natural, *Shale gas* y *Tight gas* principalmente, ha transformado el panorama de producción de ambos países. Mientras que hace cinco años se esperaba un declive progresivo de la producción de gas local, lo que impulsó el desarrollo de terminales de importación de GNL, ahora, el potencial de estas reservas no convencionales ponen en riesgo la viabilidad de muchas de las terminales de regasificación (gráfico 11).

Actualmente y a lo largo de la costa este y el Golfo de México, están en operación las terminales de regasificación de Cameron LNG (7,8 Bcma), Cove Point (14,7 Bcma), Elba Island (9,6 Bcma), Everett (7,4 Bcma), Freeport LNG (16 Bcma), Gulf Gateway (5,2 Bcma), Lake Charles (18,6 Bcma), Northeast Gateway (4,1 Bcma) y Sabine Pass (30,5). Las últimas terminales en entrar en operación han sido Sabine Pass, Northeast Gateway y Freeport LNG, que están en funcionamiento desde 2008, y Cameron LNG que comenzó a operar en 2009.

En el período 2003-2008, Estados Unidos ha importado entre el 13% y el 16% de sus necesidades de gas natural. La mayoría de estas importaciones han sido a través de gasoducto desde Canadá, mientras que las importaciones de GNL oscilaron entre el 1% y el 3% de sus necesidades en el mismo período.

Gráfico 11. Capacidad de regasificación vs demanda en EEUU



Fuente: WmK

El mercado del gas natural en EEUU es el mercado de gas más líquido del mundo, en donde el precio se fundamenta en los principios de oferta y demanda que se reflejan en su *hub* más importante, el Henry Hub. En este punto físico situado en Louisiana, convergen 16 gasoductos intra e interestatales que recogen las entregas de productores locales. Esta red de gasoductos da servicio a mercados en la costa este, a la costa del Golfo de México, y al medio oeste hasta la frontera con Canadá.

El precio del gas en boca del pozo se liberalizó a principios de los 80, y desde entonces se ha desarrollado un comercio físico y de opciones y futuros cotizados en el NYMEX, y además de en el Henry Hub, en otros *hubs* de carácter más local. El precio de estos otros *hubs* o puntos de entrega, está fijado como diferencias (+/-) entre el Henry Hub, y se le denomina “Basis”, que a su vez están influenciados por la situación de la demanda de la región, las restricciones en el transporte y la distancia a los consumidores finales.

Este sistema totalmente liberalizado parece haber funcionado de manera adecuada, habiendo podido transmitir las señales de precio suficientes para garantizar la inversión en nuevas infraestructuras en los sistemas gasistas de EEUU.

El precio del GNL en los EEUU no tiene apenas impacto en el nivel del Henry Hub. De hecho, el GNL es precio aceptante (*Price Taker*) del precio del gas del mercado final, una vez descontados los costes de tubería y de regasificación.

Aunque el GNL no tenga un peso importante en el mercado de gas de EEUU, su tamaño y liquidez, le sitúan como una de las alternativas más viables para “absorber” GNL, tanto por el atractivo coyuntural de sus precios, como por ser un mercado de último recurso dónde dirigir un GNL que no encuentra otro destino. Es por ello que los futuros del gas natural del NYMEX, se utilizan como referencia a nivel mundial en operaciones spot y en contratos a largo plazo, principalmente del Atlántico.

3. Conclusión

Con la información y datos vistos a lo largo del documento, es evidente que la industria del GNL se encuentra en un proceso de consolidación y con importantes retos que asumir en el futuro próximo. La evolución del gas natural dentro del contexto energético mundial afecta de modo relevante a la industria del GNL. Entre los retos político-económicos, técnicos y comerciales a afrontar en los próximos años, destacan los siguientes:

Económicos y políticos

- El efecto de la recuperación económica en la demanda mundial de gas y de GNL.
- El impacto que puedan tener en la demanda de gas y de GNL las políticas medioambientales de reducción de emisiones y el consiguiente fomento de las energías renovables.
- La evolución de las economías emergentes, en concreto China y sus políticas energética (carbón y gas) y medioambiental.
- La debilidad del mercado crediticio y su efecto en la consecución de financiación para el desarrollo de nuevos proyectos de licuación.
- La evolución de los precios del petróleo tras la recuperación de su demanda.

Tecnológicos

- El desarrollo de tecnologías flotantes de licuación y regasificación, entre los que se incluyen proyectos a pequeña y mediana escala que puedan impulsar el desarrollo de nuevas reservas y mercados que hasta ahora no estaban en el objetivo de la industria.
- El potencial que las reservas no convencionales de gas puedan tener, ya no sólo en EEUU, donde conocemos sus efectos, sino en mercados como el europeo y el asiático (Australia, China...).

Comerciales

- El efecto en los mercados y en la contratación de GNL que conlleva el incremento de GNL flexible (sin destino prefijado), fundamentalmente de Qatar.
- El desarrollo de acuerdos entre los agentes del mercado de GNL para el incremento de flexibilidad contractual y logística que les permita maximizar el valor del GNL.
- La resolución de procesos de revisión de precios y arbitrales durante el periodo de sobreoferta de gas (2009-2010), que servirá como señal al mercado de nuevos niveles de precio.
- La continuidad o no de la desconexión entre los precios indexados a petróleo y los precios de los mercados de gas, así como la competitividad de los precios internacionales y los precios de los mercados regionales.
- El desafío que supone la integración en el negocio del GNL, tanto de productores en *downstream* como de comercializadores en *upstream*.

Estos son sólo algunos de los retos en los que están inmersos la mayoría de países involucrados de una u otra manera en el sector del GNL. En estos países se encuentra también España, que gracias al impulso de sus gobiernos, del gobierno europeo y también de sus empresas, ha sido y sigue siendo un actor clave en la industria del GNL.

Es de esperar que las empresas españolas sigan asumiendo, aún con mayor protagonismo, el importante papel que juegan en el sector de GNL en todas sus vertientes, tanto de producción como de transporte y comercialización. Con un objetivo final: garantizar la seguridad de suministro a los clientes a precio competitivo, ofreciendo un producto de alto valor añadido.

Autor: Alberto Toca, Consejero Delegado de STREAM (Repsol - Gas Natural LNG)

[Artículo publicado en "Los Cuadernos de Energía" - Club Español de la Energía-Octubre 2010](#)

