

Geoestrategia del gas natural licuado (GNL)

Enrique Locutura Rupérez

Resumen

La industria del GNL nació en la segunda mitad de siglo pasado para poder transportar el gas natural en forma líquida desde los centros de producción a aquellos centros de demanda no accesibles por gasoducto. Su desarrollo ha permitido comercializar las reservas de países alejados de los mercados –por ejemplo Qatar– así como acceder a una energía primaria básica a países no conectados a las redes de gasoductos –por ejemplo Japón, y en su momento España–. La tasa de crecimiento del GNL más que duplica la del resto del gas y se estima que antes del 2050 duplicará su actual cuota del 10% del total del gas comercializado en el mundo, con lo que consolidará su papel de globalización del mercado de energía y contribuirá de forma decisiva a su diversificación y a la seguridad de suministro de muchas regiones del mundo.

Palabras clave

Gas natural licuado (GNL), Licuación, Regasificación, Buques metaneros, Cadena del GNL, *Henry Hub*, *National Balanced Point (NBP)*, *Oil Parity*, *Oil-Gas Decoupling*, Seguridad de suministro, Diversificación.

Abstract

The LNG industry was born in the second half of the last century in order to enable the transport of natural gas in its liquid form from the production centres to demand centres that are not accessible by gas pipeline. Developing this technology has meant that reserves from countries a long way from their markets (such as Qatar) are now able to be commercialized, it has also given access to this basic pri-

mary energy to countries that are not connected to gas pipelines (for example Japan, and formerly Spain). The growth rate of LNG more than doubles that of the rest of gas, and it is estimated that by 2050 its current quota of 10% of all gas marketed in the world will more than double. This fact will therefore consolidate its role in globalization of the energy market, and will contribute decisively to diversification and to the security of supply to many of the world's regions.

Keywords

Liquefied Natural Gas (LNG), Liquefaction, Regasification, Methane Tankers, LNG chain, Henry Hub, National Balanced Point (NBP), Oil Parity, Oil-Gas, Decoupling, Security of supply, Diversification.

Introducción

Como fuente de energía primaria, el gas natural ha venido creciendo en importancia desde la segunda mitad del siglo pasado. El carbón fue la fuente de energía clave en el siglo XIX, y fue el factor determinante de la revolución industrial. En el siglo XX, el petróleo se convirtió en la principal fuente de energía, desplazó totalmente al resto en el transporte, tanto marítimo como terrestre, y permitió el desarrollo del transporte aéreo. A partir de la segunda mitad de ese siglo, el gas natural consolidó con fuertes tasas de crecimiento su papel cada vez más relevante como fuente de energía, basado en la abundancia de sus reservas, su competitividad tanto en precio como en la alta eficiencia en los procesos de su utilización, y sobre todo por sus decisivas ventajas medioambientales. Ante la imperiosa necesidad de reducir las emisiones de CO₂, el gas se consolida como herramienta fundamental en la estrategia de reducción de emisiones. El gas natural, junto con las energías renovables, serán sin duda las energías del siglo XXI.

El gas natural tardó más que el resto de energías fósiles en desarrollarse, a pesar de sus ventajas anteriormente apuntadas, por la dificultad de su manejo, transporte y almacenamiento, que necesitaron el desarrollo de tecnologías más sofisticadas, que las que precisaban el carbón y el petróleo, y el despliegue de grandes proyectos de inversión. El proceso de gasificación de un país necesita décadas para su desarrollo.

El transporte y almacenamiento del gas natural puede hacerse con este en fase gaseosa o fase líquida. En fase gaseosa, el gas se comprime, y se transporta y distribuye a través de gasoductos desde los centros de producción hasta su consumo. Los almacenamientos necesarios para reservas se realizan en antiguos yacimientos de gas o petróleo, en domos salinos u otras formaciones geológicas. Este sistema, con el que nació y se desarrolló la industria gasista, es factible cuando los yacimientos de gas están relativamente próximos a los centros de consumo, como ocurre en los EE.UU. o en Europa central –conviene recordar que muchos países europeos han contado en el pasado con yacimientos relativamente importantes de gas, y que todavía en la actualidad la Unión Europea se autoabastece de gas en un 32%–. Estas limitaciones impedían que regiones con enormes reservas de gas –como Oriente Medio, archipiélagos como Indonesia o Trinidad Tobago– las pudieran desarrollar, y que países muy alejados de las reservas de gas –países isleños como Japón, o aislados de las grandes redes de transporte, como España– tuvieran acceso a tan importante fuente de energía, con la consiguiente pérdida de competitividad. El desarrollo del gas natural licuado –denominado en adelante GNL– ha sido decisivo para el desarrollo energético de muchos países, tanto productores como importadores de gas. En la actualidad, el GNL representa aproximadamente el 10% de la demanda mundial de gas natural, y el 30% del mercado internacional, y es previsible que en el futuro no muy lejano supere el 50% del mismo.

La cadena del GNL

La tecnología que permitió el desarrollo del GNL, se inició en los años cuarenta del siglo pasado en EE.UU., con la construcción de pequeñas plantas de licuefacción de gas natural, con el propósito de extraer del mismo los gases nobles –principalmente helio– que en algunos yacimientos de gas acompañan al metano en proporción significativa. El gas natural licuado, en este caso un subproducto de la producción de gases nobles, pronto se vio que podía utilizarse para almacenar gas en forma líquida –con la consecuente reducción del volumen necesario–, en zonas de EE.UU. donde no se daban las condiciones geológicas para mantener almacenamientos convencionales, y hacer frente a las puntas de consumo, con las llamadas plantas de *peak shaving*. No fue hasta la década de los sesenta cuando comenzó a utilizarse la tecnología para el transporte marítimo de gas mediante la llamada cadena del GNL. Esta cadena consta de cuatro elementos: Reservas, planta de licuación, buque metanero de transporte y planta de regasificación, a los que se suma un quinto eslabón, el del comprador o compradores

En la planta de licuación, el gas natural, a través de un complicado proceso de compresión, expansión e intercambio de calor –similar a los procesos clásicos de refrigeración– se convierte en un líquido a -162°C ., a presión atmosférica, que se almacena en tanques atmosféricos, para su posterior carga en buques para su transporte, ya viable, ya que el volumen del gas se ha reducido 600 veces. Se trata del elemento de la cadena más intensivo en capital, ya que puede representar más del 80% de la inversión en la cadena. Existen diferentes tecnologías en el mercado, aunque existen algunas restricciones para su adquisición. Aunque hay más compañías que comercializan el proceso, solo cuatro tienen experiencia probada en plantas de escala competitiva. Las dos norteamericanas, Air Products y Phillips, representan más del 90% de la capacidad instalada, y la administración norteamericana impone en la práctica serias limitaciones de licencia. La empresa alemana Linde tiene experiencia limitada y solo una planta en operación, y por último Shell no vende la tecnología, y solo licencia en proyectos que desarrolla o en los que participa. Esto ha limitado la posibilidad de que algunos productores de gas hayan podido desarrollar sus proyectos de GNL.

Al ser las plantas de licuación muy intensivas en capital, el tamaño de una planta es un factor determinante para su viabilidad y rentabilidad. Una planta puede tener uno o más trenes. Los primeros trenes instalados en el mundo, como los de Arzew en Argelia (1964), tenían una capacidad de producción de 0,3 Mtpa (millones de toneladas métricas/año). Entre los años 70 y 1990 la capacidad económica aumentó a un entorno entre 1 y 2 Mtpa. En los años 90, la tecnología dio un salto, y la capacidad saltó a los 3 Mtpa, a mediados de los años 2000 a un entorno entre los 4-5 Mtpa, y en la actualidad los trenes que se proyectan se mantienen en ese rango, aunque en los macroyacimientos de gas, como los de Qatar, se han instalado trenes de 7,9 Mtpa, los mayores hasta la fecha. En la mayoría de las plantas en estado de proyecto la capacidad se limita a los 4 o 5 Mtpa, ya que la reducción en costes unitarios de inversión se contrapesa por los

mayores riesgos que todo incremento de inversión conlleva, y por la dificultad de armar una cadena con capacidades tan elevadas, que solo se justifican en yacimientos gigantes.

El transporte del GNL se lleva a cabo en los llamados barcos metaneros, buques de doble casco que transportan el gas en tanques atmosféricos a -162°C . El primer transporte tuvo lugar en 1959. El coste de este transporte se ha reducido sustancialmente al incrementarse rápidamente la capacidad que pasó de los pocos miles de metros cúbicos iniciales a los buques actuales, con una capacidad superior a los 100.000 metros cúbicos. La mayoría de los barcos construidos en la última década tienen una capacidad en torno a los 140.000 metros cúbicos, cuyas dimensiones les permiten la utilización de las grandes rutas marítimas, y la carga y descarga en la gran mayoría de terminales. En cualquier caso continúa la tendencia a la construcción de barcos de mayor capacidad. Los mayores construidos hasta la fecha son los llamados *Qatar-max*, que pueden transportar hasta 162.000 metros cúbicos. Muchos de los que están actualmente en construcción tienen una capacidad aún mayor, hasta de 170.000 metros cúbicos, y los nuevos barcos en cartera hasta los 180.000 metros cúbicos.

Las plantas de regasificación constituyen el tercer elemento de la cadena del GNL. Construidas en terminales marítimos adecuados a la recepción de metaneros, constan de dos elementos: tanques de almacenamiento, que reciben y almacenan el GNL y la unidad de regasificación, a la que el gas se bombea desde los tanques y en los que se regasifica por intercambio de calor, inyectándose posteriormente a las redes de distribución de gas natural.

Gran parte del éxito que la industria del GNL ha tenido desde su inicio, ha sido su magnífico historial en materia de seguridad. A pesar de ser el gas natural un producto potencialmente peligroso, y de que en la actualidad operan más de treinta y cinco plantas de licuación, más de trescientos cincuenta metaneros y más de cien plantas de regasificación, la industria no ha reportado, desde sus inicios en los años 60, más que dos accidentes relevantes, una explosión en una planta de regasificación en 1979 en EE.UU., con un fallecido, y la explosión en 2004 en la planta de licuación de Skikda, en Argelia, a consecuencias de la cual murieron 27 personas y se produjo la práctica destrucción de tres de sus trenes. Cifras estas muy reducidas en más de cincuenta años, y que la sitúan entre las industrias más seguras del mundo.

Características y viabilidad de la cadena del GNL

Cabe preguntarse por qué se habla de la cadena del GNL, y no tanto de la cadena del gas, o del petróleo. La respuesta está en la gran diferencia en el nivel de integración entre los distintos agentes económicos que la hacen posible y después participan, como después se verá, durante muchos años en la misma.

A título comparativo, analicemos brevemente las estructuras de las industrias del petróleo y el gas en comparación con las del GNL.

La industria del petróleo es considerada como una de las más integradas, ya que unos de sus agentes más importantes, las grandes petroleras multinacionales, exploran y producen petróleo y gas, contratan su transporte –en el pasado eran propietarias y operaban una gran parte de la flota que necesitaban–, refinan el petróleo, y posteriormente distribuyen los productos y por último los venden, directamente o a través de su red de estaciones de servicio al consumidor final. Esta integración, por muy importante que sea, en la actualidad, es económica, no física, y la viabilidad económica de cada etapa no viene casi nunca determinada por esa integración. Con carácter general, las petroleras exploran y producen petróleo en todo el mundo con el objetivo de abastecer el mercado, no sus mercados, y tengan o no refinerías o mercado final en esa área geográfica. Solo procesarán su petróleo en sus refinerías si les conviene, pero lo más normal es que lo vendan a otra empresa, algo similar sucede entre refino y comercialización. Las transacciones se materializan mediante contratos o en el mercado *spot*, pero no comprometen a las partes más que por un periodo de tiempo reducido, y por otra parte un posible incumplimiento no pone en grave riesgo la inversión realizada. La estructura de la industria, fuera de la OPEP, es bastante homogénea.

La industria del gas –fuera del GNL–, es bien distinta de la del petróleo, y también presenta grandes diferencias regionales.

La industria gasista en EE.UU. es una de las actividades económicas con mayor intervención pública, vía regulación. Los gasoductos de transporte están sometidos a regulación federal, y las compañías de distribución de gas están reguladas a nivel de estado. La producción y el transporte, por ley, no están integrados, y en la mayoría de los estados tampoco puede haber integración entre productores y distribuidores de gas. La comercialización mayorista está liberalizada, y los productores pueden por tanto participar por esa vía en el mercado. Las relaciones comerciales se materializan a través de contratos de larga duración solo si se trata de garantizar la viabilidad de una nueva inversión o asegurarse una capacidad de transporte, pero el mercado se rige con contratos de media o corta duración, y con el tiempo se ha venido incrementando el volumen de transacciones puntuales o *spot*. Aunque debido a la extensión del territorio y las restricciones en las redes de transporte existen grandes diferencias regionales, se trata de un mercado relativamente integrado, a diferencia de cómo veremos el mercado europeo.

Con excepción de Holanda y el Reino Unido, el resto de países de la Unión Europea se han visto desde el principio obligados a asegurar el suministro mediante contratos con tres países básicamente, Rusia, Argelia y Noruega. En esos tres países, tanto la producción como las exportaciones a Europa están en manos de tres compañías nacionales, la Gasprom rusa, la argelina Sonatrach, y la noruega Statoil. Hasta muy recientemente, el desarrollo de la industria del gas en los países de la UE se ha venido desarrollando a través de estrategias exclusivamente nacionales y en su origen, con monopolios públicos –la original British Gas en el Reino Unido, Gas de France, el Eni en Italia, Enagás en España, etc.–

encargados de gasificar en el país respectivo, desarrollar la red de transporte, y asegurar mediante contratos el suministro. Dentro de cada país, la distribución del gas se ha configurado de forma distinta, aunque siempre con una presencia importante del sector público a nivel estatal, regional o municipal.

Con la excepción de España y Portugal, aislados de las redes europeas, el resto de países continentales se han visto obligados, en una relación de fuerte dependencia, a comprar la mayor parte de sus necesidades de gas a los tres productores antes citados, que se han preocupado de mantener el mercado europeo fragmentado, con rigurosas cláusulas de restricción del destino del gas. A pesar del evidente desequilibrio entre las partes, el sistema funcionó desde el principio de forma bastante satisfactoria. A pesar de sus deficiencias, los monopolios fueron originalmente necesarios para desarrollar esta industria. Los distintos países de Europa Central se han, mal que bien, coordinado para desarrollar una red de transporte y almacenamiento de seguridad que cumple razonablemente con sus fines. En interés de las dos partes, las relaciones comerciales se han desarrollado con contratos de largo plazo, que les han permitido planificar y viabilizar las grandes inversiones que tanto los países productores como los de la UE, han tenido que realizar para al final dotar a Europa de un nivel de potencial gasificación similar al de EE.UU. Los tres grandes proveedores han demostrado con el tiempo ser proveedores muy fiables, asegurando en todo momento el suministro, y los problemas puntuales recientes derivados de las relaciones entre Rusia y Ucrania se han saldado hasta el momento sin consecuencias relevantes para la seguridad del suministro.

Desde el punto de vista de los precios, y dada la estructura de la industria y la situación de dependencia antes citada, el nivel medio de precios en el largo plazo en Europa ha sido mayor que en EE.UU. pero ello no ha mermado de forma sustancial la capacidad del gas para sustituir a otras fuentes de energía.

Los condicionantes negativos inherentes al desarrollo del sistema gasístico europeo –excesiva dependencia exterior, fragmentación del mercado, excesiva integración vertical y persistencia de monopolios nacionales, y, como consecuencia, excesivo nivel de precios– han sido el objeto de una serie de políticas de liberalización y fomento del mercado único por parte de las autoridades comunitarias. Las cláusulas de restricción de destino se declararon ilegales por la UE, y, en teoría, una vez que el gas ha entrado en su territorio, el comprador puede recomercializarlo o llevarlo al punto de destino que prefiera. Los grandes monopolios se han visto obligados a desinvertir parte de sus activos. En particular se han dado pasos para regular a nivel comunitario –como sucede en EE.UU.– la actividad de transporte y obligado a los estados miembros a separar, a través del denominado *unbundling*, primero las redes de transporte y posteriormente las de distribución, de las actividades de producción y comercialización.

Aunque todavía sin resultados concretos, se ha esbozado un programa destinado a mejorar y optimizar las grandes redes de transporte, y crear nuevas redes, como la que uniría la península ibérica con el sistema europeo.

Estas medidas están dando, aunque lentamente, sus frutos, aunque quedan muchos pasos que dar, especialmente, en la diversificación de las fuentes de suministro. Para ello, hay dos vías posibles: el GNL—cuyo desarrollo en Europa se tratará más adelante— y la materialización de algunos de los proyectos de conectar Europa por gasoducto vía Turquía con países asiáticos con grandes reservas, como algún país caucásico, países ribereños del mar Caspio e incluso Irán. Estos proyectos, de los que el más definido hasta el momento es el llamado proyecto Nabucco, se encuentran por el momento en estudios muy conceptuales y de pre-viabilidad, y aunque con el tiempo es probable que alguno se materialice, la complejidad de estos proyectos, el volumen de las inversiones necesarias, y las dudas acerca de la estabilidad política de esta zona del mundo y de cuál sería la reacción de Rusia —hasta ahora un proveedor muy fiable—, hacen pensar que Europa no va a recibir gas por gasoducto de esa zona del mundo en los próximos veinte años. La única alternativa de diversificación viable a corto y medio plazo pasa por el GNL.

La industria del GNL presenta condicionantes que la distinguen claramente de la del petróleo y la del gas canalizado. Al conjugar los intereses del productor con reservas de gas que no puede monetizar en su entorno, y de un consumidor de gas que no se puede abastecerse en el suyo, o no quiere aumentar su dependencia de sus proveedores, establece relaciones de colaboración suprarregionales, con frecuencia entre dos continentes distintos, lo que la convierte en un paradigma de la globalización.

En consecuencia, esta industria, en su conjunto, escapa de las regulaciones nacionales o comunitarias, y del control de las autoridades de competencia. De este modo, la compra de BG —British Gas— por Shell, y la consiguiente creación de un gigante en el mundo del GNL, puede realizarse sin ningún escrutinio en esa materia.

Para que un proyecto de GNL sea viable, es necesario que el promotor del proyecto consiga establecer una cadena con cinco eslabones:

- Reservas e instalaciones de producción del gas, y sistema de transporte hasta la planta de licuación.
- Planta de licuación.
- Flota de metaneros para el transporte de gas.
- Planta o plantas de regasificación.
- Comprador o compradores que consuman o comercialicen el gas.

Para materializar una cadena siempre será necesaria nueva capacidad de licuación, bien mediante la construcción de un nuevo complejo —*grass roots*—, o la ampliación de uno existente —*brown roots*—. También suele ser necesaria la inversión en nuevos metaneros por parte del vendedor o del comprador, dependiendo de que la compra del gas se realice a la entrada de la planta de regasificación —compra CIF— o la salida de la planta de licuación —compra FOB—.

En el caso de la planta de regasificación, y en función del destino del gas, puede ser necesaria una nueva planta, o la ampliación de una existente, aunque en la actualidad muchos destinos cuentan con suficiente capacidad de regasificación y puede esta ser contratada como servicio.

El coste y complejidad de estos proyectos hace que ninguna compañía, por importante que sea, tenga las fortalezas suficientes para acometerlos en solitario, por lo que la cadena se materializa a través de acuerdos contractuales de larga duración, normalmente 15 o 20 años.

Los distintos agentes en la cadena pueden participar en uno en varios, y en proporción distinta, de los distintos consorcios que la configuran, y en la práctica cada cadena de GNL tiene una configuración distinta.

En estos acuerdos contractuales, la relación va mucho más allá de una relación cliente proveedor. Las relaciones son estratégicas. En un proyecto de GNL, uno se casa con sus socios y las consecuencias de un divorcio serían casi fatales. La falta de cumplimiento de cualquiera de los participantes pone en grave riesgo el proyecto durante la vida del mismo, por lo que son muy importantes, además de su solvencia y la conjunción de objetivos, la evaluación de los riesgos y las medidas potenciales para mitigarlos, y la mutua confianza fundamental.

Hay que destacar por otra parte que en estos proyectos, algún o todos los elementos de la cadena tienen que conseguir financiación para sus inversiones. Prácticamente todos los proyectos de plantas de licuación, tienen un esquema de *Project Finance*, por lo que los consorcios financieros que se crean para financiar el proyecto someten los acuerdos a un exhaustivo escrutinio. Todos los participantes en la cadena deben por tanto contar, además de con la confianza de sus socios, con la de los financiadores.

De estos acuerdos, los más importantes son los contratos de compraventa del GNL.

En estos contratos, además de los aspectos económicos, los más relevantes son la duración de los contratos, el destino final del gas, y las penalizaciones por incumplimiento.

Los aspectos relativos a los precios se tratan en el apartado relativo a los precios del gas.

En la negociación de la duración de los contratos, en ocasiones determinada por el volumen de reservas disponible, se debe asegurar la adecuada rentabilidad de los distintos elementos de la cadena. Con un precio del gas a la entrada de la planta de licuación muy barato es posible acordar una duración más reducida. En los proyectos en los que los componentes fundamentales de la cadena, sobre todo la planta de licuación, son proyectos *grass rooty* sin infraestructuras portuarias previas, es necesario alargar los plazos de los contratos. En este tipo de proyectos, un contrato con duración de veinte años es normal. En otras situaciones, pueden acortarse los plazos, pero, excepto para renovaciones de contratos

o ampliaciones de capacidad, que requieren menores inversiones unitarias, y por tanto periodos de recuperación más bajos, la duración de los contratos suele exceder los 10 años.

La flexibilidad en las cantidades retiradas son también importantes, sobre todo para el comprador que prefiere la mayor flexibilidad posible, ya que tiene que asumir las fluctuaciones de la demanda final, mientras que al vendedor le interesa producir el gas licuado de la forma más uniforme posible.

Las cláusulas de destino son también importantes. En general, al vendedor, sobre todo en el caso de los grandes productores, que quieren proteger sus mercados, le interesa un destino lo más definido posible –en algunos casos hasta determinando la planta de regasificación a la que se destina el gas–. Al comprador, le interesa la libertad de destino, ya que le permite adaptarse mejor a la evolución de la demanda –pensemos que estamos hablando de contratos con varios años de duración– y así evitar penalizaciones por incumplimiento. Al mismo tiempo, puede aprovechar situaciones en las que puede aprovechar las grandes distorsiones de precios que, como después se verá, se suelen producir en los mercados para enviar el GNL a otros mercados, y obtener así un beneficio extraordinario. En muchos contratos se pacta que en estos casos ese beneficio extra se reparta entre vendedor y comprador.

Las cláusulas de penalidad por incumplimiento constituyen un elemento esencial en una cadena tan intensiva en capital y con tantos actores siendo las más relevantes y de uso generalizado en la industria, las de *delivery or payo ship or pay*, que castigan al vendedor si no entrega el gas contratado, y de *take or pay*, al comprador que no retire el mismo. En España, tuvimos un problema de *take or pay* en los primeros años ochenta, cuando por retrasos en la construcción de la red nacional gasista, originados por la severa recesión que en esos momentos sufría la economía española, no se pudo cumplir con los volúmenes de compra del primer contrato de GNL que España había firmado con Argelia. Esta llevó a España a un arbitraje internacional, y España tuvo que hacer frente a unas fuertes penalidades económicas.

En una planta de licuación en la que se han construido varios trenes, coexisten varias cadenas, con lo que la estructura final alcanza un alto nivel de complejidad. A título de ejemplo, veamos el caso de Atlantic LNG, en Trinidad y Tobago, cuyo primer tren de licuación, Atlantic 1, entró en operación en 1999, con una capacidad de 3 Mtpa, en base a un consorcio de cuatro compañías, BP, BG (British Gas), Repsol, Cabot, pequeña empresa norteamericana y NGC, la empresa nacional de gas trinitaria. Posteriormente se construyeron tres trenes más, el último de los cuales entró en operación a finales de 2005, con lo que la capacidad total de Atlantic LNG en la actualidad es de 14,9 Mtpa. Recientemente, Repsol y Cabot vendieron sus participaciones en Atlantic, respectivamente a Shell y CNP, una empresa china, sin que el complejo esquema de participaciones y contratos se modificara, y cuya composición se detalla a continuación:

- Tren 1 (Atlantic 1): Capacidad nominal 3 Mtpa. Entrada en operación en 1999. Socios en la planta de licuación: BP (34%), BG (26%), Shell (20%), CNPP (10%) y NGC (10%). Atlantic 1 adquiere el 100% del gas a un consorcio BP-Repsol, y funciona en régimen de planta *merchant*, con lo que se queda con el margen de comercialización del GNL, y vende con contratos de largo plazo el gas a Gas de France Suez (60%) y a Gas Natural (40%).
- Tren 2 (Atlantic 2): Capacidad nominal 3,3 Mtpa. Entrada en operación en 2002. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila, por lo que los márgenes de comercialización revierten a los suministradores del gas, aunque el GNL es formalmente comercializado por Atlantic. Los suministradores del gas son el consorcio BP-Repsol (50%) y BG (50%). Contratos de compraventa de gas, a largo Plazo con: BG (44%), Shell (20%), Gas Natural (21%), Gas de France Suez (10%) BP (5%).
- Tren 3 (Atlantic 3): Capacidad nominal 3,3 Mtpa. Entrada en operación en 2003. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila similar al del tren 2. Los suministradores del gas son el consorcio BP-Repsol (50%) y BG (50%). Contratos de compraventa de gas a largo Plazo con Shell (43%), BG (24%) Naturgas (filial de EDP) (23%) y BP (10%).
- Tren 4 (Atlantic 4): Capacidad nominal 5,2 Mtpa. Entrada en operación en 2003. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila. Comercializan directamente los socios. Los suministradores del gas son: BP (37,8%), Repsol (22,2%), BG (28,9%) y CNPP (11,1%), que retiran el GNL proporcionalmente a su participación.

Inversiones en la cadena del GNL

Condiciones previas al lanzamiento de un proyecto

Para asegurar el éxito de un proyecto de GNL, es necesario contar en primer lugar con reservas de gas suficientes, que aseguren el suministro de los volúmenes de gas necesarios para la vida del proyecto, y un precio competitivo del gas a la entrada del tren de licuación. Como en todo proyecto muy intensivo en capital, son vitales, tanto una correcta estimación de las inversiones necesarias, como contar con la imprescindible experiencia en la ejecución de proyectos muy complejos—tanto en la etapa de diseño como en la de construcción— en entornos con frecuencia remotos, con deficiencia de infraestructuras, y por tanto con costes de construcción mucho más elevados de lo esperado. Es asimismo necesario contar desde las etapas previas del proyecto con los socios adecuados para la comercialización del GNL, con unos contratos cuyas bases estén suficientemente definidas, y asegurar lo antes posible la financiación. Todo ello complementado con un análisis exhaustivo de los riesgos del proyecto.

Lo anterior parece una obviedad, pero, como después veremos, no se ha cumplido en muchos de los proyectos más recientes, ya que muchos de los proyectos iniciados han fracasado o se han terminado con grandes retrasos y sobrecostos, en algunos casos superiores al 50%, que minan la rentabilidad de cualquier proyecto.

Inversiones en licuación

En el CAPEX de una cadena de GNL, el elemento más importante, por representar hasta un 80% de la inversión necesaria, es el complejo de la planta de licuación, que incluye la propia planta como los tanques de almacenamiento y la infraestructura portuaria.

La tecnología de las plantas de licuación de gas natural es relativamente mucho más joven. Desde su nacimiento en los primeros años sesenta, en los primeros treinta años se construyeron trece plantas –casi todas de un solo licenciatario del proceso (Air Products)–. Al finalizar el siglo pasado, había solamente cuatro contratistas de ingeniería y construcción con experiencia, dos norteamericanas –Bechtel y Kellogg– y dos japonesas –Chiyoda y JGC–, y un número reducido de propietarios y operadores de plantas. En definitiva, poca experiencia acumulada, a pesar de lo cual, a lo largo de esa primera etapa, y hasta los primeros años de este siglo, se cumplieron las expectativas de la curva de experiencia, y los costes de inversión unitarios en el periodo 2000-2006 se situaron en torno a los 300 dólares por tonelada, con lo que la inversión en una planta de 5 Mtpa estaba en el entorno de los 1.500 millones de dólares.

A partir del año 2006, la situación cambió radicalmente, y se produjo una imprevisible escalada de costes, que, en el periodo 2007-2014 elevó los costes medios unitarios a 550 dólares por tonelada, para la construcción de un nuevo tren en un complejo de licuación preexistente –proyecto *brownfield*–, y a 1.200 dólares por tonelada en un complejo *grass roots*, con lo que la inversión media para una nueva instalación de 5 Mtpa pasó a ser de 6.000 millones de dólares.

La situación no parece que cambie a corto plazo, ya que la estimación promedio de la inversión en los proyectos que entrarán en funcionamiento en los próximos seis años, es decir en el periodo 2015-2020, de acuerdo con los anuncios hechos por las compañías que los promueven, estará en el entorno de 600 dólares por tonelada para un nuevo tren –proyecto *brownfield*–, y a los 1.400 dólares por tonelada para un proyecto *grass roots*, con lo que una nueva planta de 5 Mtpa costará como promedio 7.000 millones de dólares. Si tenemos en cuenta que, en los proyectos de este tipo, son mucho más frecuentes los sobrecostos que lo contrario, es muy probable que la inversión media final termine siendo mayor. La inversión prevista para el único proyecto de *floating LNG*, actualmente en construcción, alcanza una cifra próxima a los 1.800 dólares por tonelada. El *floating LNG* es un concepto novedoso, pero que está destinado a desempeñar un importante papel en el futuro del GNL, y que posteriormente comentaremos.

Ejemplos muy llamativos de plantas que recientemente han entrado en funcionamiento, o están todavía en construcción, pero que se han encontrado con sobrecostes espectaculares, son los de las plantas de Snohvit, y Gorgon. La planta de Snohvit, con una capacidad de 4,3 Mtpa, fue construida por un consorcio de varias compañías en Noruega, en el mar de Barents, con Statoil como principal accionista y operador. Construida en una zona frontera, por sus condiciones climáticas, la planta entró en funcionamiento en 2007, con un notable retraso, y su inversión unitaria, 2.000 dólares por tonelada, ostenta a la fecha el récord de mayor inversión unitaria. La planta de Gorgon, en Australia, es una planta gigante, con una capacidad de 15,6 Mtpa. La construye un consorcio de seis compañías, por una parte Chevron (47.3%) Exxon (25%), Shell (25%), es decir, tres de las mayores petroleras del mundo, con amplísima experiencia en GNL, y por tres compañías japonesas productoras de electricidad, que compran el gas, Osaka Gas (1,47), Tokyo Gas (1%), y Chubu Electric Power (0,42%). Se trata, como puede verse, de un consorcio de primerísima clase. El primer tren entrará en operación a principios de 2016, los dos trenes restantes están en una avanzada etapa de construcción. En este caso la inversión se estima implique unos costes unitarios de 1.800 dólares por tonelada.

Es difícil explicar una escalada de costes tan importante en una industria tan experimentada como la del petróleo y gas. Lo normal, en una tecnología joven, aunque ya asentada, es que los costes de inversión descieran en lugar de aumentar, a medida que crece el número de plantas construidas y aumenta la experiencia acumulada. Un estudio excelente de las causas del fenómeno, y de qué puede hacer la industria para revertir la tendencia y reducir los costes es el publicado por el Oxford Institute For Energy Studies: *LNG Plant Escalation*, cuyo autor es Brian Songhurst. Es recomendable que quien quiera profundizar en este tema lo consulte.

Una de las razones que se analizan en el citado estudio es que algunas de estas plantas, se han construido en localizaciones muy desfavorables, algunas de ellas en la frontera de la tecnología –condiciones climáticas límite, como en Snohvit, o altísimos costes locales de construcción, como es Australia en la actualidad–. En estos casos, la rentabilidad de una planta de GNL exige contar con un gas muy barato a la entrada de la planta de licuación.

Inversiones en regasificación

Al igual que ha sucedido con las plantas de licuación, los costes de inversión de las plantas de regasificación se han incrementado sustancialmente en los últimos años; los costes medios –estabilizados en torno a los 100 dólares por tonelada en los primeros años– comenzaron una brusca escalada al finalizar la década, que los ha llevado a superar ampliamente los 200 dólares por tonelada, y a que los de las plantas actualmente en construcción superen los 300. Aunque la inflación de precios no ha sido tan acusada como las de las plantas de licuación, la han impulsado similares circunstancias, un boom de nuevos proyectos,

un número reducido de empresas constructoras con la tecnología y experiencia necesaria para construir los tanques de almacenamiento, por cuyos servicios compiten simultáneamente las plantas de licuación. También ha contribuido la tendencia a utilizar barcos de mayor capacidad, lo que ha obligado a aumentar la capacidad de almacenamiento de las plantas para la misma capacidad de regasificación. A una mayor moderación del incremento de costes frente a los de la licuación ha contribuido el factor geográfico, ya que las plantas de regasificación se ubican en zonas más desarrolladas y por tanto, en general, con menores costes de construcción.

Este hecho, y la probable moderación del crecimiento de la capacidad de regasificación en el mundo, como veremos después, con amplia sobrecapacidad en la mayoría de las regiones, hacen prever una normalización de la curva de costes en los próximos años.

A esta tendencia a la moderación va a contribuir la extensión del llamado *Floating Regasification Unit* que consiste en la integración en un barco metanero –al que se le adiciona una planta– de la zona de evaporación de una planta de regasificación. Este novedoso concepto, que se inició en el año 2007, ha permitido el acceso rápido y económico a países que, como Argentina en 2008 y Brasil en 2009, se vieron en la necesidad de importar rápidamente gas sin contar con las necesarias infraestructuras. Se ha convertido en una puerta de entrada rápida para nuevos entrantes a la importación de GNL, sin excesivos desembolsos iniciales, especialmente para aquellos que solo necesitan importar GNL de forma estacional, y que contratan la planta de regasificación durante los meses en que la necesitan, planta que puede viajar e instalarse en otra localización, normalmente en el otro hemisferio, el resto del año. Esta puede ser la solución que se generalice para que un país dé sus primeros pasos en la importación de gas. Tiene sus limitaciones, como la de su escasa capacidad de almacenamiento, y que en determinadas localizaciones, con condiciones climáticas y del mar difíciles, no se pueda regasificar el gas cuando más se necesite. Estos mercados, a medida que la demanda de gas aumenta y la importación de GNL se convierte en estructural, terminan por decidir construir una planta de regasificación convencional. En cualquier caso, las primeras plantas flotantes han demostrado necesitar mucha menor inversión que una planta fija, al poder utilizar metaneros obsoletos, no competitivos en el mercado de transporte, pero todavía adecuados para convertirse en planta flotante de regasificación. Otra ventaja en la inversión de este tipo de plantas incluso de aquellas que se han construido *ex novo*, es la de aprovechar las ventajas competitivas de los astilleros, que les permite ofrecer costes de construcción reducidos. Buena muestra del éxito que ha tenido este nuevo concepto es que en los ocho años que han transcurrido hasta el presente, se han construido quince unidades de este tipo.

Otro novedoso concepto que las condiciones del mercado ha impulsado en los últimos años es el de añadir a una planta de regasificación convencional, originalmente diseñada para la recepción de GNL, un sistema de carga de buques, que permite utilizar la planta, no solo para la importación, sino también como

almacenamiento intermedio y la posterior exportación de GNL. Algunas plantas se han adaptado para poder facilitar el trasvase de carga de un metanero a otro. Esta capacidad de poder reexportar GNL ha permitido la posibilidad, sobre todo en Europa, de compensar la caída de la demanda y reenviar el gas a mercados más lucrativos. Así las seis terminales españolas se han adaptado para poder reexportar GNL.

Inversiones en buques metaneros

En la cadena de GNL, los buques metaneros son los que precisan de menor inversión. Como ya se vio en el punto «Características y viabilidad de la cadena de GNL», en función del tipo de contrato, la responsabilidad del mismo puede corresponder al vendedor o al comprador del gas. Los productores suelen optar por tener los buques en propiedad, y por tanto invierten en flota. En el caso de los compradores, por el contrario, es cada vez más frecuente que subcontraten los buques con una naviera especializada, en régimen de *time charter*, por el periodo de duración de los contratos de compraventa del gas, evitando así la inversión y sustituyendo esta por costes operativos.

En la actualidad hay cerca de cuatrocientos metaneros en servicio en el mundo, de los que las dos terceras partes tienen menos de diez años de antigüedad, y por tanto son barcos de gran capacidad, con consumos de energía eficientes y bajos costes de operación.

A diferencia de lo ocurrido con las plantas de licuación, y en menor medida con las de regasificación, el incremento de capacidad por buque ha permitido una contención de los costes de inversión, de forma que, a pesar de la gran demanda, la inversión por metro cúbico se ha incrementado en menos del 20%. El coste actual de un buque está en torno a los 1500-1600 dólares por metro cúbico, y con tendencia clara a bajar en los próximos años, debido a la menor demanda de nueva capacidad.

Coste medio actual de inversión en la cadena de GNL

El abanico de la inversión necesaria para una cadena de GNL es amplísimo, en función de las variables que inciden en los costes y que se han tratado anteriormente. A título orientativo, la inversión necesaria para una capacidad de 5 Mtpa puede oscilar entre los 3.000 millones de dólares, si se trata de un nuevo tren de licuación en un complejo existente, que no invierta en regasificación, y contrate los barcos en *time charter*, y más 12.000 millones si la planta es *grass roots* en una ubicación remota, se invierte en una planta de regasificación y se compran los barcos.

De acuerdo con las estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía, en su publicación del *World Energy Outlook* del año 2015, los costes totales de la cadena de gas natural, incluyendo los costes del gas a la entrada

de la planta de regasificación y los costes operativos, se desglosan típicamente de la siguiente forma:

- Coste del gas: 32%.
- Licuación: 47%.
- Transporte: 13%.
- Regasificación: 7%.

Precios del gas natural

Antecedentes

Aunque el precio del GNL tiene características particulares, es evidente que sus precios están íntimamente ligados a los del gas natural canalizado, con el que a la postre comparte su destino final, por lo que conviene analizar en primer lugar la formación de precios de este.

Los precios del gas natural vienen principalmente determinados por los fundamentales de oferta y demanda, y como ocurre con los demás *commodities*, tanto del momento como por las perspectivas de oferta y demanda futuras. Por otra parte están correlacionados con las fuentes de energía con las que compiten, carbón y petróleo, principalmente con este último.

A título de recordatorio, el precio del petróleo se fija en base a índices (Brent, WTI, etc.), y el precio de cada partida de petróleo objeto de compraventa se referencia a uno de esos índices, ajustando el precio por la calidad del crudo, su posicionamiento geográfico y cualquier otra variable diferencial. Los índices a su vez están también correlacionados, ya que el mercado del petróleo está globalizado y por tanto, cuando se habla del precio del mismo, basta con referirse solo a un índice, siendo el Brent el más utilizado. En el caso del gas, aunque como veremos también existen índices, el mercado del gas es un mercado fundamentalmente regional, con grandes diferencias incluso a nivel de países. En 2014, el 74% del gas natural que se produjo en el mundo se consumió en el mercado doméstico. Del mercado internacional, el 26% restante –importaciones/exportaciones–, el 14% se realizó por gasoducto, conectando por tanto países/regiones próximas, y el 9% restante vía GNL, siendo este último por tanto el único vínculo de correlación entre los distintos mercados regionales, y el principal impulsor de la globalización del gas natural.

Mecanismos de formación de precios del gas

Existen distintos mecanismos de formación de precios, de los que los más relevantes son los siguientes:

- Competencia Gas–Gas –*Gas-on-gas Competition* o GOG–: En este caso, el precio del gas se referencia, de forma similar al precio del petróleo, mediante índices, de los que con diferencia el más importante es el llamado *Henry*

Hub, que se utiliza en la gran mayoría de las transacciones en EE.UU., y que lleva décadas funcionando y de las que hay por tanto estadísticas. Recientemente se han introducido índices en otros mercados, como el NBP –*National Balanced Point*– en Gran Bretaña. Estos índices se construyen en torno a centros de transacción, llamados *Hubs*, y pueden ser físicos –como el *Henry Hub*–, o virtuales o nacionales –caso del NBP–. Con estos índices se puede operar, como en los del petróleo, tanto en los mercados físicos como en los mercados de futuros. El precio, en este mecanismo, se determina por el cruce oferta-demanda en el mercado de gas. Para ser eficiente y representativo, precisa de amplios volúmenes de contratación, multitud de compradores y vendedores, y por tanto de suficiente competencia y profundidad de mercado, y que un número suficiente de transacciones se realicen en el mercado *spot*. No todas las transacciones se ejecutan en *spot*, de hecho muchas se basan en contratos de medio y largo plazo, en los que el precio se determina en base al índice de referencia. Estos índices se utilizan también en el mercado *spot* de GNL. En la actualidad, el único índice de precios de gas, que por la liquidez del mercado, es suficientemente representativo, es el *Henry Hub*. Los demás, incluido el NBP tienen un carácter mucho menos representativos de los mercados, son mucho más especulativos y por el momento no parece que puedan generalizarse para contratos de medio o largo plazo.

- Precio referenciado a otras energías –*Oil Price Escalation* u OPE–: En este caso, normalmente limitado a contratos de medio y largo plazo, el precio se determina mediante una fórmula que se basa en el precio del petróleo y de alguno de sus derivados, normalmente gasóleo o fuelóleo, en las que a veces entra también el carbón. Este mecanismo de fijación de precios es el más utilizado en los contratos de GNL, por lo que se analizará con más profundidad en el apartado relativo a los precios del este.
- Precio referenciado al precio del producto de destino final del gas –*Netback from final product* o NET–: En este caso, también limitado a contratos de medio largo plazo, se determina mediante una fórmula que se basa en el precio final del producto que el comprador de gas pone en el mercado. Este mecanismo se utiliza principalmente para la producción de electricidad –utilizando por ejemplo el precio de la electricidad en el pool eléctrico del país del comprador–, pero también en las industrias en las que el gas natural es materia prima como la de producción de fertilizantes o de metanol, o muy intensivas en energía, como la del acero. Para que este tipo de contratos se generalicen, es necesario que los productos utilizados en las fórmulas de cálculo tengan índices fiables, representativos y por tanto ofrezcan suficientes garantías al vendedor de gas. Este puede estar interesado en este tipo de contratos para diversificar sus ingresos y que no dependan exclusivamente de los precios del gas o del petróleo, pero también puede cubrir sus posiciones en el mercado de futuros, siempre que el producto en cuestión tenga mercado de futuros y este sea suficientemente líquido.

- Precio regulado (RP): En este caso, una autoridad de regulación o administrativa fija los precios del gas. Este mecanismo está lógicamente limitado a los mercados domésticos, que recordemos, representa aproximadamente las tres cuartas partes del mercado mundial de gas. Para fijar los precios, el regulador tiene en cuenta, lógicamente los precios de producción o adquisición del gas, y el retorno a la inversión, pero a veces también otros factores sociopolíticos, a través el subsidio vía tarifa a determinados consumidores, grandes consumidores de gas en industrias sensibles, o tarifas sociales para pequeños consumidores. En países con grandes excedentes de gas, este suele estar ampliamente subsidiado, tanto para el desarrollo de la industria, como para los pequeños consumidores, y en ocasiones hasta distribuido gratuitamente. Este mecanismo ha sido en el pasado de uso casi universal, pero en la actualidad casi todos los países de la OCDE han liberalizado total o parcialmente sus mercados gasistas.
- Contratos entre monopolios –*Bilateral Monopoly* o BIM–: En este caso el precio, para contratos que suelen tener una duración anual, se fijan entre estados o compañías nacionales.

Como se fijan los precios del mercado doméstico por regiones

- Norteamérica: el consumo de gas en el continente norteamericano representó en 2014 el 27% del consumo mundial. La Práctica totalidad del gas se comerció con un mecanismo de competencia de gas-gas (GOG).
- Europa: representó en 2014 el 14% del consumo mundial. Las estadísticas de ese año muestran un reparto en el que el 61% del gas se comercializó en competencia *gas on gas* (GOG), el 32% con el precio referenciado a otras energías (OPE) y el resto con otros mecanismos. La importancia que ha tomado el GOG es consecuencia de la liberalización de los mercados de gas de la UE y es muy reciente, ya que hasta hace muy poco tiempo el mercado estaba dominado por el OPE, que representaba en el año 2005 el 78% del mismo.
- Países de la antigua Unión Soviética: totalizaron en 2014 el 18% del consumo mundial. En esta región los mercados regulados supusieron más de los dos tercios del total.
- Oriente medio: representó en 2014 el 13% del consumo mundial, muy superior a su cuota de PIB, por la abundancia de su producción –en gran parte un mero excedente de la producción de petróleo–, los bajísimos precios del gas en la región, y dónde la única posibilidad de obtener mejores precios de realización pasa por producir GNL o fabricar metanol, fertilizantes u otros. Más del 80% del mercado es regulado, muy subsidiado y más del 15% del mercado entra en la fórmula de contratos entre monopolios, estado-estado o vía empresas nacionales.

- Asia: en esta región se incluyen los grandes países del Asia continental, con un gran peso de China e India, excluyéndose los países litorales del Pacífico. Al tratarse de países en desarrollo y con escasa producción, la penetración del gas es todavía escasa. En 2014 representó el 8% del consumo mundial. Aproximadamente la mitad del gas se comercializa en mercados regulados, y para el 45% del consumo los precios se fijan con fórmulas de competencia con otras energías (OPE), dado el peso de las importaciones, buena parte en forma de GNL. El resto de mecanismos de fijación de precios es marginal.
- Asia Pacifico: esta región incluye los países isleños del Pacífico, con Japón como el principal consumidor, los países litorales, y Australia. En 2014 representó el 12% del consumo mundial. En esta región hay países con gran capacidad de producción, como Indonesia y Australia, esta con grandes reservas que ya hoy la están convirtiendo en uno de los mayores exportadores de GNL. Por el contrario, los países más industrializados, Japón, Corea y Taiwán, tienen unos recursos energéticos propios muy escasos, y son por tanto grandes importadores de energía. Son países con infraestructuras de gas muy desarrolladas. El GNL tiene un gran peso en su balanza energética, por lo que, en el conjunto de la región, supone más del 40%. En consecuencia, el 56% del gas tiene un precio correlacionado con otras energías (OPE); el 17% es *gas on gas* (GOG), principalmente en Australia; el 18% tiene precios regulados, y los restantes mecanismos de formación de precios son marginales.
- América Latina: en 2014 representó el 5% del consumo mundial, y en la región conviven países con un alto nivel de gasificación, como Argentina, con países con gran potencial de producción, como Venezuela o Bolivia, pero con infraestructuras gasistas escasas, o Brasil, con importante potencial de producción de gas, aunque muy incipiente, y que importa gran parte del gas que consume. Debido a esta diversidad, hay un reparto más equilibrado que en otras regiones de los mecanismos de fijación de precios. El 41% del gas es regulado, el 26% tiene un precio correlacionado con el petróleo (OPE), y el 21% es *gas on gas* (GOG). Llama la atención el peso relativamente importante que tiene el gas cuyo precio se fija con la referencia del precio del producto final (NET).
- África: a pesar de su potencial de producción, y del peso que tradicionalmente ha tendido como exportador de GNL, la región es un consumidor de gas modesto. En 2014 representó el 3% del consumo mundial. Más del 85% del gas es regulado.

Precios del gas en comparación con otras energías

En comparación con la enorme disparidad de precios del gas en el mercado final, tanto entre regiones como entre países de la misma región, los precios en los mercados internacionales, si bien con también notables diferencias, sí que

han convergido más, en gran parte porque en éstos el mecanismo de fijación de precios dominante ha sido el de competencia con otras energías (OPE).

En los inicios del desarrollo de la industria del gas, cuando prácticamente no existían restricciones medioambientales, el gas natural tuvo que desplazar al carbón, y al gas manufacturado producido con petróleo. También hay que tener en cuenta que durante mucho tiempo, y todavía hoy en las grandes zonas de producción de petróleo, el gas era un subproducto de la extracción de este, y dado que no es producto fácil de almacenar, era necesario venderlo a cualquier precio, y la única alternativa era quemarlo.

Las grandes inversiones en infraestructura necesarias para su desarrollo también exigían un menor precio del gas para poder rentabilizar estas inversiones. Una vez que estas inversiones se han venido amortizando en los países desarrollados, y que las grandes ventajas del gas natural lo hacían más competitivo, su precio ha estado siempre, en términos de equivalencia energética, entre los del carbón y el petróleo.

A lo largo del tiempo, fue creciendo el consenso de que, a medio plazo, y a pesar de su relativa mayor abundancia, la diferencia de precio entre gas y petróleo se iría reduciendo, tendiéndose a lo que se denomina *Oil parity*.

Una buena forma de comparar los precios relativos de gas y petróleo en los últimos treinta años se encuentra en las estadísticas que BP publica anualmente en su *BP Statistical review of World Energy*. En la tabla siguiente (Tabla 1), se comparan en términos de energía equivalente los precios del petróleo –precio medio de importación de los países de la OCDE*, con los del gas de importación/exportación en cuatro países desarrollados en los que existen estadísticas, Alemania, Gran Bretaña, Canadá y Japón, y con el precio del *Henry Hub*.

Prices						
US dollars per million Btu	UKG Japan oil	Average German Import Price*	Natural gas US (Henry Hub index)†	UK (Henry Hub)	Canada (Alberta)	Crude oil (OPEC countries)‡
1984	5.10	4.00	—	—	—	6.00
1985	5.22	4.25	—	—	—	4.75
1986	4.10	3.80	—	—	—	2.57
1987	3.35	2.55	—	—	—	2.09
1988	3.34	2.22	—	—	—	2.56
1989	3.28	2.00	—	1.70	—	3.01
1990	3.64	2.28	—	3.64	1.05	2.62
1991	3.96	3.19	—	1.69	0.89	3.32
1992	3.62	2.88	—	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	2.60	—	2.12	1.09	2.82
1994	3.18	2.35	—	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	2.39	—	1.69	0.89	2.96
1996	3.86	2.48	1.87	2.75	1.12	3.54
1997	3.91	2.64	1.96	2.63	1.36	3.29
1998	3.05	2.32	1.86	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	1.88	1.58	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	2.89	2.71	4.23	3.75	4.82
2001	4.84	3.86	3.11	4.07	3.51	4.08
2002	4.27	3.22	2.27	3.33	2.27	4.17
2003	4.77	4.06	3.33	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	4.32	4.46	6.85	5.03	6.27
2005	6.05	5.88	7.28	8.79	7.25	8.14
2006	7.14	7.85	7.87	6.75	6.82	10.06
2007	7.73	8.02	8.01	6.05	6.17	11.95
2008	12.55	11.58	10.79	8.85	7.99	16.76
2009	9.05	8.52	4.85	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	8.01	6.58	4.39	3.89	13.47
2011	14.72	10.49	9.04	4.01	2.47	18.66
2012	16.76	10.03	9.48	3.78	2.27	16.82
2013	16.17	10.72	10.82	3.71	2.93	19.25
2014	16.23	9.11	8.22	4.35	3.87	16.80

*Source: 1984/1990 German Federal Statistical Office, 1991-2014 German Federal Office of Economics and Export Control (BFA).
 †Source: IHS Energy Ltd.
 ‡Source: Energy Intelligence Group, Natural Gas Week.

Note: oil = crude oil-weight average price.

Tabla 1. Precios de petróleo y gas natural en distintos mercados.
 Fuente BP Statistical Review of World Energy, 2015.

El país con el precio del gas más bajo en la serie histórica es siempre Canadá, país muy excedentario en gas, que solo ha podido exportar el gas a los EE.UU., teniendo que compensar los mayores costes de transporte vía precio, ya que Canadá, hasta la fecha, no es productor de GNL. Le sigue este último país, gran consumidor pero también gran productor de gas, y vecino de un gran exportador cautivo. EE.UU. es paradigma en la actualidad de precio de gas barato, y de la competitividad que ese precio le confiere a su economía. Esto no ha sido siempre así. A finales del siglo pasado, como consecuencia del declive de los yacimientos de gas del país, se consideró que la producción doméstica de gas iba a reducirse rápidamente, que esa reducción no podía ser de ninguna forma compensada con importaciones de Canadá o México, y que la única alternativa era la importación de gas de otras regiones productoras. Era unánime la idea de que en 2020 EE.UU. se habría convertido en el primer importador mundial de GNL. Como consecuencia de esa situación del mercado, muchos productores americanos pensaron que no debían hacer esfuerzos para mantener la producción, ya que a no muy largo plazo el marcador de precios vendría marcado por las importaciones de GNL, y que el precio de realización futuro de su gas sería sustancialmente mayor. Los precios aumentaron sustancialmente, y en la tabla podemos ver como el precio del *Henry Hub* llegó en los primeros años de este siglo a superar los precios europeos, y ponerse a nivel del *Oil Parity*. Rápidamente se planificaron infraestructuras para importar el GNL. Se llegaron a planificar más de cuarenta plantas de regasificación de las que se construyeron más de veinte –con lo que incidentalmente hay más plantas de regasificación en EE.UU. que en Europa–. Esta tendencia no duró mucho tiempo, y la imprevista, silenciosa y rápida explosión de la producción de gas no convencional cambió no solo la realidad, también las expectativas de futuro, con lo que el precio del gas en EE.UU. ha pasado en los últimos años a ser la mitad que en Europa.

A EE.UU. le sigue en rango de precios el Reino Unido, que, en los primeros años de la serie, muestra precios inferiores al del *Henry Hub*, como país con grandes excedentes de gas sin, entonces, suficientes infraestructuras para exportarlos. A medida que su producción de gas ha declinado, y ha tenido que recurrir a importar gas de Europa e importar GNL, el precio del gas se ha venido deteriorando. El precio medio en los últimos cinco años más que duplica el del *Henry Hub*. Al analizarse estos datos, hay que considerar que es cuestionable que el índice referenciado, el NBP, en la medida de su relativa corta vida, del escaso volumen de gas que entra en la elaboración del índice, y de su gran estacionalidad, represente tan fiablemente los precios medios del gas en el Reino Unido como el *Henry Hub* o el precio medio de importación en Alemania.

Los precios de importación en Alemania son representativos del nivel medio de precios en Europa Central, región con producción propia, pero con gran dependencia de las importaciones. Las importaciones de gas de países no pertenecientes a la UE proceden de Rusia, Noruega y Argelia, todas ellas por tubería, con muy escasa capacidad de importar GNL en Europa Central. Estos países exportadores, a su vez, tienen una gran dependencia de Europa para colocar

su producción. Con la excepción de Argelia que fue de los primeros países del mundo en apostar por exportar gas en forma de GNL, tanto Rusia como Noruega no se han convertido en exportadores de GNL, hasta hace muy poco tiempo, y como se verá posteriormente, por razones tecnológicas, serán en el futuro productores de GNL poco competitivos. Esta situación de mutua dependencia, seguramente no deseada, al menos por la parte compradora, pero con una relación de fuerzas bastante equilibrada, ha llevado en la práctica a un nivel de precios no muy diferente del que se hubiera producido en una situación de mayor competencia.

Japón, de entre todos los países considerados, es con diferencia el país que en los últimos treinta años ha tenido que pagar un mayor precio por el gas. Sin prácticamente fuentes de energía autóctonas, se ha visto en la necesidad de importar todo el gas que consume en forma de GNL, del que ha sido durante todo ese tiempo, y con gran diferencia, el mayor importador mundial. Por su situación geográfica, el GNL que ha necesitado se ha tenido que importar, de centros de producción muy alejados, y Japón ha preferido siempre asegurar sus necesidades de gas, que han primado sobre el precio. El mercado de compradores de gas en Japón ha estado siempre fragmentado, y éstos, aunque individualmente sean grandes compradores de GNL, no han podido disfrutar del poder de compra que hubieran disfrutado de haber podido concentrar sus contratos.

La figura 1 muestra en forma gráfica la evolución de los precios del gas en estos mismos países ente los años 1997 y 2014.

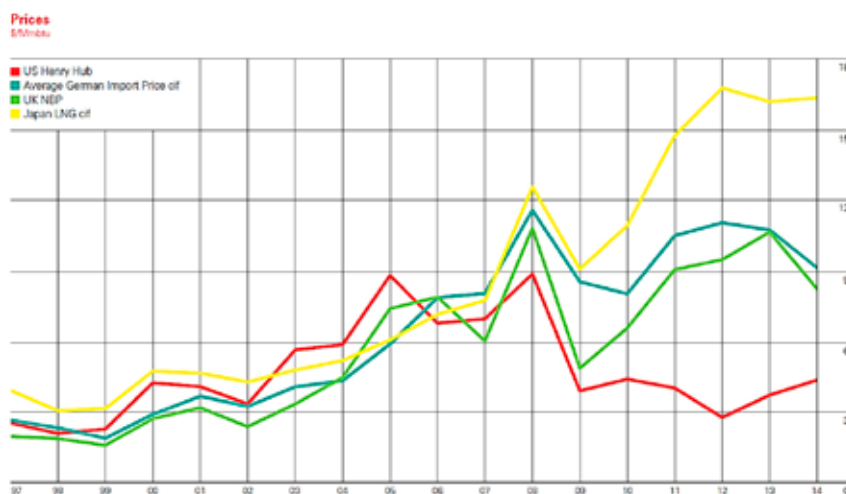


Figura 1. Evolución de los precios internacionales del gas.
Fuente BP Statistical Review of World Energy, 2015.

En el gráfico se observa como las líneas que representan los precios del gas natural de los cuatro países analizados (EE.UU., Alemania, Reino Unido y Japón) se mantienen agrupadas y como los precios van aumentando en línea con la

evolución de los precios del petróleo hasta el 2008, año en el que se produce el mayor pico en la curva de precios del crudo.

A partir del año 2008, los precios comienzan a divergir. Esa divergencia se amplifica en el año 2011 y lo hace de forma extraordinaria, como consecuencia del accidente en la planta nuclear de Fukushima en Japón, en el que el mismo tsunami produce serios daños en otras dos centrales. Se decide revisar a fondo todas las centrales nucleares, lo que obliga al país a parar por un tiempo indefinido sus centrales nucleares, y suplirlas con carbón, petróleo, y sobre todo GNL. Esta sobredemanda provoca que el precio del GNL *spot* se llegue a triplicar en el espacio de pocos meses, se prolonga en el tiempo, y tiene un efecto más duradero que lo que dura la escasez de gas, como se explica en el apartado de precios de GNL.

Al tiempo que se produce esta subida de precios, que dado el peso que Japón tiene como consumidor, ha contagiado al mercado de GNL, se produce una progresiva moderación de los precios del crudo, y el precio de los demás gases sigue esta tendencia, que en el caso del *Henry Hub*, se acentúa como consecuencia de la mayor disponibilidad de gas no convencional.

En la figura 1 se aprecia claramente como se ha ido ampliando el abanico de precios por países, lo que parece apuntar, un tanto paradójicamente, a un mercado de gas cada vez más fragmentado.

Para comparar la evolución relativa de precios, conviene recordar que el gas está en *oil parity*, cuando el precio del petróleo, expresado en dólares por barril, es aproximadamente 6 veces superior al precio del gas natural medido en dólares por millón de Btu's, unidad en la que se expresa el *Henry Hub*. El rango histórico de precios relativos del barril de Petróleo y del *Henry Hub* oscilaba entre cinco (gas caro) y doce veces (gas barato). En los últimos cuatro años, este rango ha pasado a un nivel de entre 23 y más de cuarenta veces la relación de precios entre barril de crudo y precio del *Henry Hub*. En el año 2015, la drástica bajada del precio del petróleo ha moderado esta tendencia, pero, a falta de que termine el año, no parece que este ratio vaya a bajar mucho de veinte.

Esta cada vez mayor divergencia entre los precios de petróleo y gas, conocida como *Oil-Gas Decoupling*, está por el momento circunscrita a los EE.UU. y a su área de influencia regional, pero suscita gran debate entre los analistas acerca de si está aquí para quedarse por mucho tiempo o es un fenómeno pasajero, y si se va a contagiar a otras regiones.

En cualquier caso, en el actual escenario de bajos precios de las materias primas y de la energía en particular, la recuperación de los precios del gas va a ser lenta, pero es evidente que la diferencia de precios entre gas y petróleo es excesiva, y no va a estar sostenida mucho más tiempo por fundamentales; el proceso de sustitución con esta diferencia de precios es inevitable, basta con pensar en el gran incentivo económico que impulsa la penetración del gas en el mundo del transporte. Esta penetración ya se está produciendo aunque, como

todos estos procesos, al principio con un fuerte inercia –en 2014 el gas natural para transporte en el EE.UU. solo representó el 0,1% del consumo total–, pero, como se ha visto en otros países –véase la Argentina–, al cabo de un tiempo estos procesos de sustitución consiguen masa crítica y se aceleran. En contra de estos, opera el actual nivel de precios del petróleo. Aunque a un consumidor americano le resulte muy rentable sustituir su actual calefacción de gasóleo por gas natural, no se ve muy propenso a hacerlo si su factura de combustible es la mitad de la del año pasado.

Con un precio de gas americano tan bajo –sin entrar en los precios de Japón, tampoco sostenibles en el tiempo, el precio del gas en Europa fue en 2014 más del doble–, se presenta clara la oportunidad de exportar gas en forma de GNL. En poco tiempo se han presentado multitud de proyectos de transformación de plantas de regasificación, hoy en desuso, en plantas de licuación, de las que cinco están en construcción. Está previsto que la primera, entre en operación a principios del año 2016, convirtiendo así a los EE.UU. en exportador de GNL, y que las otras cuatro plantas estén ya en operación en el 2018. Las exportaciones de GNL contribuirán más y más deprisa que el gas natural vehicular a reducir, tanto la amplitud del *decoupling*, como la diferencia de precios entre regiones.

Para terminar este apartado del precio del gas, unos breves comentarios en relación con los precios en España. A falta de datos estadísticos comparables, tenemos, a título meramente indicativo, que recurrir a la escasa información oficial disponible y a los datos históricos de precios del gas cuando estaba regulado. A pesar de que, en las primeras etapas del desarrollo del gas en España, todo el gas provenía de GNL, y que ese ha sido durante mucho tiempo el componente más importante de la cesta de gases, existe base suficiente para afirmar que los precios de importación del gas en España se han situado en entornos próximos a los del resto de Europa, si bien ligeramente más elevados, y muy inferiores al nivel de precios de Japón o Corea. A ello ha contribuido la gran diversificación de los suministros de GNL, la gran proximidad geográfica de algunos orígenes –Libia, Argelia, Egipto, incluso Trinidad Tobago–, y la competencia con el poco gas que nos venía de Europa –contrato con Noruega–, y posteriormente el procedente de Argelia a través del gasoducto del Magreb, primero, y del gasoducto Medgas después. Nivel de precios comparable al resto de Europa, pero con una diversificación de las fuentes de suministro mucho mayor, y por tanto, mayor seguridad de suministro.

Precios del GNL

Mecanismos de formación de precios

Como no podía ser de otra forma, el mecanismo de formación de los precios del GNL no puede aislarse del que opera en el resto del gas, aunque con algunos aspectos que lo distinguen, como el mayor peso del contrato de largo plazo y la mayor duración de estos. Desde los principios de esta industria, los precios

del GNL se han venido fijando con este tipo de contratos, con puntos de destino prefijados. Muchos de estos contratos, con vistas a darle al precio del gas más estabilidad, lo fijaban en relación a los del petróleo, pero con un retraso temporal de varios meses –seis o nueve meses–, y también con precios medios de sus derivados, gasóleos y fuelóleos, de los últimos meses. Todos los contratos estaban protegidos con severas cláusulas de confidencialidad, y el mercado era muy poco transparente. El mercado *spot* era marginal, reducido a lo que en la industria se denomina *excess quantities*, es decir al GNL producido en las plantas de licuación en exceso de las cantidades sometidas a contrato, y situaciones estacionales –exceso de gas en verano y picos de demanda en invierno–. A finales del siglo pasado, comenzó a observarse un cambio de tendencia, que se ha venido acelerando en los últimos diez años, por la finalización de contratos, que liberaban GNL, por la expansión del mercado, con cada vez más productores y más clientes, por la proliferación de plantas de regasificación, por existir capacidad sobrante de buques metaneros, y sobre todo por la gran fragmentación del mercado del gas en el mundo y la gran horquilla de precios que ofrecía grandes posibilidades de arbitraje, y por tanto un mercado muy remunerador al agente que podía poner gas en el mercado *spot*. Esta tendencia se ha acentuado en la última década, lo que ha generado una gran diversidad de fórmulas de contratación.

El año 2000, solo el 5% del GNL se comercializaba en *spot* o con plazos contractuales inferiores a dos años. En 2012, esta cifra alcanzó un pico del 27%, y se ha estabilizado los últimos dos años ligeramente por encima del 25%.

Estos últimos años hemos asistido a una gran bonanza del mercado de GNL que ha fomentado esta modalidad de contratación. La opinión generalizada es que esta etapa ha llegado a su fin, y que el mercado de los próximos años va a ser mucho más moderado. Varios factores apuntan en esa dirección: precios del petróleo y del resto de materias primas muy deprimido, y normalización de la demanda extraordinaria de algunos países, sobre todo Japón, pero también Argentina y Brasil. Japón ha recuperado en parte su capacidad de generación nuclear, y ha contratado gas adicional en contratos de medio y también de largo plazo. Argentina, convertida en país estructuralmente importador de gas en invierno, y que no quiere depender exclusivamente de Bolivia, está comprando GNL con contratos de medio plazo.

Estos y otros países importadores, a la vista de un mercado de energías con precios muy bajos, pero con una gran incertidumbre sobre la duración de esta situación y sobre la evolución relativa de los precios de las distintas fuentes de energía, no desean compromisos de largo plazo, pero quieren asegurarse el suministro y no depender de un mercado tan volátil como el del *spot*. Estas circunstancias han provocado un crecimiento de la contratación a medio plazo –tres a cinco años–, aunque los volúmenes contratados bajo esta modalidad son todavía reducidos, y representan apenas el 3% del mercado total de GNL. Es probable, que esta tendencia a una mayor contratación a medio plazo continúe, al menos mientras no se clarifique el futuro de los precios de la energía.

En la reluctancia de los compradores a contratar nuevas cantidades de gas a largo plazo ha tenido también mucho que ver la creciente diferencia entre precios de petróleo y gas, el llamado *decoupling*, sobre todo en EE.UU., y que solo se ha moderado este año 2015 con el desplome de los precios del petróleo. Teniendo en cuenta que un contrato de gas a largo plazo tarda muchos meses en madurar, este último efecto no se ha materializado en contratos recientes de GNL. De los últimos contratos de GNL de los que se ha tenido conocimiento, sí que se deduce la preferencia de los compradores para tomar como referencia el precio del gas americano, es decir del *Henry Hub*, en el convencimiento que la referencia a este índice redundará en menores precios y más estables.

Evolución del precio del GNL

Los últimos diez años, y sobre todo los últimos seis, han sido de gran bonanza para la industria del GNL, en todos los niveles y para la gran mayoría de los agentes, tanto por el crecimiento del mercado como por la evolución de los precios. Con la excepción de compradores estructurales, que, como Japón, han tenido que recurrir a grandes compras no planificadas en el mercado *spot*, todo el resto se ha visto muy beneficiado por la situación. Los productores han podido colocar su gas no contratado en un mercado ávido de GNL a precios muy superiores a los de contrato. También los compradores con contratos de libre destino o con una cierta flexibilidad han podido vender su gas en cada momento en el mercado más remunerador, lo que, en un mercado fragmentado y con gran diferencia de precios regionales, les ha producido beneficios extraordinarios. Incluso la crisis económica que han sufrido los países desarrollados, y la caída de la demanda doméstica de estos países ha redundado en una gran oportunidad, tanto para los productores como para las compañías tenedoras de contratos de GNL destinada a esos mercados. Esos excedentes de gas han podido ser redireccionados al mercado *spot* de GNL, y la diferencia de precios entre precio del contrato y precio *spot* repartida entre comprador y vendedor.

A mediados del año 2014, la situación comenzó a cambiar, y desde entonces, y a lo largo del 2015, la situación ha venido deteriorándose. ¿Se acabó la bonanza? Al parecer sí, por la concurrencia de varios factores. En primer lugar la debilidad de la demanda mundial de materias primas no podía dejar de lado el GNL. La menor demanda de gas *spot* por parte de Japón, un invierno con temperaturas anormalmente moderadas, y la ya palpable desaceleración de la economía china provocaron un desplome del mercado *spot*, que llegó a colocarse por debajo de los 11 dólares por millón de *Btus*, prácticamente la mitad de los precios de años anteriores, y por primera vez en muchos años, el precio del GNL *spot* se situó por debajo de los precios de contrato. En segundo lugar, la brusca caída de los precios del crudo, que se inició en el mes de septiembre de 2014, y qué ya en enero de 2015 los situó por debajo de los 50 dólares, es decir una caída del 50% en cuatro meses.

Esta caída de los precios, ha perjudicado a casi todos los agentes, excepto, claro está, a los importadores estructurales de GNL, tanto de contrato como *spot*.

Los nuevos productores de GNL, muchos de los cuales han preferido orientar gran parte de su producción al mercado *spot*, están en una situación difícil. Los que tienen contratos de gas ligados al precio del petróleo también, aunque su situación se ha visto en un primer momento aliviada por el decalaje temporal de muchos contratos, pero que se ha venido deteriorando a medida que transcurría el año. Menos afectados han sido los contratos ligados a índices como *Henry Hub*, o al precio del *pool* eléctrico, pero este tipo de contratos es minoritario. También ha desaparecido, al menos temporalmente la oportunidad que los compradores de GNL tenían de redireccionar su gas a otros destinos, con contratos de compra ligados al petróleo, pero con precios con un desfase de meses que les obligaba a pagar precios altos del gas, con pocas posibilidades de redireccionarlo al mercado *spot*, y con pérdida de competitividad de su gas en sus mercados domésticos.

Los grandes beneficiados por esta situación, como por otra parte de la del resto de materias primas, son los consumidores finales de las mismas y las economías de los países importadores.

La actual coyuntura, dejando aparte los precios del petróleo, cuyo nivel actual de sobreoferta, y en consecuencia de precios, no se veía desde hace muchos años, no es sino una paulatina vuelta a la normalidad, ya que lo que estaba fuera de la misma era el mercado de GNL. En los próximos años veremos cómo este pasa de una situación de clara sobredemanda a otra de probable sobreoferta. De aquí a 2018, es decir en los próximos tres años, la capacidad de producción de GNL aumentará en más de 60 Mtpa, es decir un 20% más de la actual capacidad de producción, que no parece que el mercado pueda absorber fácilmente.

La evolución de las economías asiáticas y de la denominada región «Asia-Pacífico» será clave para la evolución de los precios del GNL, ya que, como después veremos, esas dos regiones son, no solamente las mayores consumidoras –entre las dos consumen hoy más del 75% del GNL mundial, y su demanda ha crecido en una proporción similar en los últimos años–, sino que serán también en un futuro las regiones donde se concentre más del 50% de la producción mundial. Las perspectivas de crecimiento de otros mercados en los próximos años son mucho menores, con un crecimiento limitado, si es que lo hay, en los países desarrollados, con vistas a aumentar la seguridad del suministro, y con la entrada en el mercado de otros países, también por la misma razón, como Polonia o Lituania, que podrán aprovechar los bajos precios del mercado *spot*, sustituyendo en parte el gas ruso. En estos terceros países la demanda incremental, podría venir, ante la perspectiva de un bajo precio del GNL *spot*, de aquellos que ya cuentan con infraestructuras de regasificación, como Argentina, Brasil o Chile, y también de países como Egipto, tradicionalmente exportador de GNL, pero en el que el crecimiento del mercado interno le ha convertido en importador, sin tener que invertir en infraestructuras al poder utilizar las de sus plantas de licuación para importar gas.

El final del boom extraordinario que ha vivido la industria del GNL en los últimos años no significa que deje de ser una industria atractiva, ya que, como después

veremos, va a seguir mostrando fuertes tasas de crecimiento. En el mundo hay mucho gas cuya mejor alternativa para rentabilizarlo pasa por convertirlo en GNL. Los proyectos de GNL que sean realmente competitivos se materializarán, y los que hayan sido bien desarrollados ofrecerán una buena rentabilidad a los inversores. No será tan fácil como en el pasado reciente desarrollar un proyecto, y los proyectos de partida menos competitivos, o que sufran sobrecostos o retrasos –por una pobre ejecución, o una evaluación previa errónea de las condiciones del mismo– redundarán en una rentabilidad muy deficiente. En definitiva, vuelta a la normalidad.

La producción de GNL. Donde se produce y evolución futura

Distribución de las reservas de gas

Las reservas de gas natural existentes en el mundo son muy abundantes. Según la Agencia Internacional de la Energía, las reservas actualmente probadas, de 216 Tcm, aseguran sesenta años de producción con el nivel actual de demanda, pero los recursos técnica y económicamente recuperables, 781 Tcm, asegurarían satisfacer el actual nivel de demanda durante más de dos siglos. El propio estudio de la agencia apunta que en dichos recursos solo se han contabilizado los recursos de gas no convencional de las regiones donde se han realizado estimaciones suficientemente trabajadas, pero que no incluyen regiones como el Oriente Medio –que con gran probabilidad cuenta con ingentes recursos de gas no convencional–, con lo que puede afirmarse que, solo con el actual nivel de la tecnología, contamos con más de trescientos años de reservas de gas. Aunque las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, el resto está bastante repartido, por lo que si se asimila Rusia a Europa, puede decirse que todas las regiones pueden autoabastecerse de gas natural durante mucho tiempo, aunque, lógicamente, el gas está desigualmente repartido dentro de ellas.

De los diez primeros países del mundo en reservas probadas, solo cinco, Rusia, Qatar, Nigeria, Argelia y Australia, han desarrollado producción de GNL, y cada uno, dentro de sus posibilidades, tiene una estrategia clara de continuar y crecer en el negocio, aunque, –en el caso de Rusia, todavía de forma marginal–.

De los otros cinco, Irán –que se disputa con Rusia la posición de país con mayores reservas de gas del mundo–, no ha podido, por razones políticas, –al estar sometida a sanciones económicas– y de limitación de tecnología, entrar en el negocio del GNL. Sus oportunidades futuras se tratan más adelante. Turkmenistán, cuarto país en reservas, no está ni estará en GNL por razones obvias de su posición geográfica. EE.UU, quinto país en reservas, pero primer consumidor mundial de gas natural, estaba considerado hasta hace seis o siete años el mayor importador futuro de GNL. La entrada en juego del gas no convencional ha provocado un giro total de la situación, y EE.UU. se presenta en la actualidad como un futuro gran exportador. Los dos países restantes, Arabia Saudita y Venezuela, sexto y séptimo respectivamente en reservas probadas, son también grandes productores de pe-

tróleo, y no teniendo grandes consumidores de gas natural en su entorno cercano, podían haberse orientado al GNL, pero no lo han hecho. En el caso de Arabia Saudí, está claro que han optado claramente por exportar petróleo, y reservar el gas natural para el consumo doméstico, para utilizarlo en la recuperación secundaria de petróleo, y para industrializar el país, convirtiendo el gas en fertilizantes, metanol, etc., y no parece que vayan a cambiar su estrategia en el futuro. Venezuela también prioriza, como es lógico, el petróleo, y destina el gas al consumo doméstico. Aunque se ha planteado en algún momento un proyecto de GNL, lo ha hecho sin gran convicción, y tampoco la situación política ha ayudado. Aunque es posible que en el futuro se vuelva a plantear su entrada en GNL, no parece que se vaya a convertir en un jugador relevante.

Producción actual de GNL en el mundo

La capacidad de producción mundial de GNL a finales del 2014 se situó en 301 Mtpa, con Oriente Medio, con 100 Mtpa, como primera región productora, en la que Qatar fue un año más el primer productor mundial (77 Mtpa). Asia Pacífico le sigue muy de cerca, con más de 95 Mtpa, con Australia, Indonesia y Malasia como principales productores. La tercera región productora es África, con Argelia y Nigeria como principales productores, y con también producción en Egipto, Angola y Guinea Ecuatorial, aunque Egipto, con su producción de gas en declive y con un gran crecimiento de su mercado doméstico, se está convirtiendo en un productor marginal. De hecho, en 2014 solo produjo 0,2 Mtpa, y ese mismo año anunció la paralización definitiva de Damietta, su primera planta de licuación. Libia, históricamente uno de los primeros productores de GNL del mundo, lleva también varios años sin producir, y por la situación que atraviesa, no parece que vaya a poder volver al mercado a medio plazo. Latinoamérica —a estos efectos incluye el Caribe— produjo en ese año cerca de 19 Mtpa. Rusia, con su planta de las islas Sajalín es todavía un productor marginal, lo mismo que Europa, con Noruega, con su planta de Snøhvit. En total, hay en el mundo diecinueve países productores.

La utilización de la capacidad global de GNL se sitúa históricamente entre el 75% y el 90%. En 2014 alcanzó el 81%, aparentemente baja, pero en la que influyeron varios factores, entre los que destacan la escasez de gas en algunas plantas, escasez que en varias de ellas —Indonesia, Egipto, Omán, Yemen— es ya estructural, y que varias de las unidades en servicio llevan muy poco tiempo en operación, algunas con problemas de puesta en servicio. De hecho, las plantas de licuación que no han tenido este tipo de problemas operaron prácticamente a plena capacidad.

Nueva capacidad en construcción o en proyecto

Actualmente están en construcción más de treinta plantas, muchas de ellas de gran capacidad, que antes del 2020 incrementarán la capacidad de producción en más de 125 Mtpa, con lo que la capacidad de producción se incrementará en más de un 40%.

De este incremento, aproximadamente la mitad de materializará en Asia Pacífico –Australia, Malasia e Indonesia–, con lo que la región se posicionará claramente como la primera productora mundial, por encima de Oriente medio. Australia, con siete grandes plantas en construcción, añadirá 57,6 Mtpa, con lo que dentro de tres años sobrepasará a Qatar y se posicionará como primer productor mundial.

Los EE.UU. irrumpen en la liga de países productores, y, como no podía ser menos, lo hace a lo grande. La utilización de la gran capacidad ociosa que tiene en plantas de regasificación, y por tanto con las infraestructuras y el almacenamiento ya existentes, le dan la oportunidad de acometer inversiones en licuación en condiciones de *Brown roots*, con el consiguiente ahorro en inversión. Actualmente hay ya cuatro plantas en construcción, con lo que su capacidad alcanzará en 2020 44 Mtpa, lo que le posicionará en tan solo cinco años como tercer productor mundial. Todo un record para un nuevo entrante.

Rusia, con su proyecto Yamal LNG en el ártico, incrementará su producción en 16,5 Mtpa. Su terminación está prevista en 2019, aunque en principio los promotores anunciaron que su primer tren entraría en servicio en 2017. Es este un proyecto frontera, con grandes retos tanto en el diseño, como en la construcción y posteriormente en la operación de la planta, por las condiciones climáticas extremas y una ubicación tan remota; para el transporte del GNL se necesitarán metaneros de diseño especial y la utilización de barcos rompehielos. A estas dificultades se une el impacto de las sanciones impuestas este año a Rusia. El resultado final de este proyecto, de sus posibles sobrecostes y retrasos, y de los posibles problemas operativos, es crucial para el futuro desarrollo del GNL en Rusia, con enormes reservas de gas en el ártico, y cuya única salida viable en principio pasa por el GNL.

Inversiones futuras post 2020

La pujanza del negocio del GNL en los últimos años ha mantenido el lógico interés en seguir creciendo de los actores ya participantes, pero también de multitud de nuevos agentes, empezando por los países potencialmente productores y las compañías petroleras que antes no habían participado, de los compradores, tanto de los tradicionales para integrarse aguas arriba, como de potenciales compradores para asegurarse el suministro en mejores condiciones, y hasta de bancos de inversión que han querido participar como inversores activos en algún proyecto. En consecuencia, se ha producido un aluvión de anuncios de potenciales nuevos proyectos, que en su conjunto totalizan 800 Mtpa, aproximadamente el doble de la capacidad instalada en 2020. Es evidente que muchos de estos proyectos no se materializarán, y que, dado el largo tiempo de maduración de este tipo de proyectos, solo una pequeña parte de ellos se iniciarán en un futuro próximo. Algunos de estos proyectos ni siquiera han anunciado previsiones de fechas de entrada en servicio, por lo que tienen el carácter de mera declaración de intenciones.

Destaca el hecho de que Oriente Medio, en la actualidad primera región productora, está prácticamente ausente, y que los proyectos anunciados se concentran en Norteamérica, históricamente marginal en la exportación de GNL; Asia Pacífico, en proyectos localizados en zonas no tradicionales de producción; en la costa índica de África, hasta ahora sin presencia, y finalmente en el Ártico.

La gran mayoría de los proyectos, más de cincuenta anunciados, están en Norteamérica, que sumarían una capacidad de 615 Mtpa. En EE.UU. la gran mayoría en el golfo de México, pero también en Alaska. En Canadá, la gran mayoría en la costa oeste canadiense, pero también con proyectos en su costa atlántica. De esta forma Norteamérica parece consolidarse como futura tercera gran región exportadora de GNL. Solo bastaría con que se materialice el veinte por ciento de los proyectos anunciados para que Norteamérica se convierta en el primer exportador mundial. Esta, que fue en 1970 una región pionera en la industria con la construcción de una planta en Alaska, Kenia LNG –planta que ya en este siglo había cesado en su producción por falta de materia prima–, vuelve de esta manera con grandes ambiciones al mundo del GNL.

Los proyectos anunciados en Asia Pacífico, por un total de más de 90 Mtpa, son en general, proyectos todavía especulativos, en zonas muy remotas y con experiencias recientes de muy elevados costes de producción.

En la costa índica africana hay descubiertas grandes reservas de gas, que se pretenden monetizar con proyectos de GNL. Se han anunciado proyectos que totalizan cerca de 50 Mtpa, en Mozambique y Tanzania.

Por último, en la zona Ártica, además de los proyectos mencionados anteriormente en Alaska (20 Mtpa), los proyectos anunciados en Rusia incluyen una ampliación de Sakhalin –dos de las islas Sajalín–, que inicialmente se había anunciado para su entrada en operación en 2018, pero que ha sido pospuesto, y otros proyectos más septentrionales todavía muy especulativos.

¿Cuántos de estos proyectos se consolidarán, y cuándo? Es evidente que el «momentum» de muchos de estos proyectos ha pasado. Es significativo que los tradicionales grandes productores de gas no tengan planes, al menos públicos, de crecimiento a corto-medio plazo, aunque están en condiciones de ampliar capacidad con proyectos mucho más competitivos que la inmensa mayoría de los proyectos anunciados. Es evidente que ante el deterioro que va a sufrir la rentabilidad de la industria, no se muestre intención de aumentar la capacidad a corto plazo, pero también es seguro que, antes de que muchos de los proyectos anunciados se consoliden, se decidirán ampliaciones de capacidad en Oriente Medio.

De los proyectos previstos, los que ofrecen menor incertidumbre son los anunciados en la cuenca atlántica de EE.UU., con los que es difícil que cualquiera de las otras iniciativas pueda competir, sobre todo con los del golfo de México. Con sus infraestructuras disponibles, con costes de construcción bajos y previsibles, con gas barato a pie de instalación, con regulación probada y previsible, y bajos costes de financiación, cada proyecto en sí mismo tendría asegurada su viabilidad. Algunos de los nuevos proyectos tienen ya avanzado el trámite de permisos

y la obtención de la licencia de exportación, y probablemente la consigan a corto plazo. Pero es evidente que no todos en su conjunto la vayan a obtener, ya que no hay producción de gas suficiente para asimilar hasta 270 Mtpa de gas adicional sin que aumenten sus precios, y menos en la actual coyuntura, en la que se han reducido drásticamente las inversiones de la industria de petróleo y gas. Las industrias de gran consumo de gas, como la petroquímica, están ejerciendo fuertes presiones para que no se concedan más licencias o al menos se limite la cantidad de gas exportable. Los proyectos anunciados en Alaska no tendrían probablemente esta limitación, pero son proyectos para los que habrá que desarrollar reservas marinas, y plantas *grass roots*, en áreas remotas, sin infraestructuras y con condiciones climáticas difíciles, con muy altos costes de inversión. Su viabilidad con el actual nivel de precios de gas y petróleo es problemática.

Más incertidumbre que los de la cuenca atlántica de los EE.UU. presentan los proyectos previstos en Canadá, aunque disfruten de similares condiciones regulatorias, y probablemente más apoyo político. Son casi todos ellos proyectos *grass roots*, y por tanto con mayores costes de inversión en la planta de licuación y mayores necesidades de infraestructuras de transporte y portuarias.

Son también muy inciertos por el momento los proyectos planteados en Asia Pacífico. La gran mayoría son proyectos con gas marino –gas *offshore*–, que habría que desarrollar, en zonas remotas y con altísimos costes de construcción. La mayoría de estos proyectos precisan de utilizar plantas de licuación flotantes (FLNF), tecnología muy incipiente, con una única planta todavía en construcción, y que tiene por tanto que demostrar su viabilidad. Son por tanto proyectos muy especulativos y de medio-largo plazo.

Los proyectos previstos en el ártico ruso presentan niveles de dificultad similar, si no mayor, que los de Alaska, a los que se suman por el momento serios problemas políticos y de financiación como consecuencia de las medidas de sanciones en vigor.

En conclusión, de los proyectos anunciados, a corto plazo, y mientras no cambien las expectativas de precio de petróleo y gas, seguramente solo veremos desarrollarse los proyectos del Golfo de México, y quizás alguno en Canadá.

Demanda de GNL y evolución a medio plazo

Capacidad de regasificación de GNL en el mundo

La capacidad actual de regasificación en el mundo es de 724 Mtpa, equivalente al 240% de la capacidad existente de licuación. Este exceso se debe a que muchas de las plantas de regasificación se han construido como respaldo para asegurar el suministro, para diversificar sus fuentes de energía, y a que deben absorber los picos estacionales de demanda, para poder aprovechar GNL barato en el mercado *spot*, y también a la significativa capacidad instalada en EE.UU. –con una capacidad de regasificación de 132 Mtpa, tres veces la de España, y que en 2014 tuvo un factor de utilización del 1%–.

Hoy hay treinta países con capacidad de importar GNL. A los grandes importadores tradicionales de Asia Pacífico –Japón y Corea– y Europa –con España como tradicional principal importador europeo, y que cuenta con una capacidad de 43 Mtpa–, se le han sumado con el tiempo, y por las razones anteriormente expuestas, países de todas las regiones del mundo. En Europa hoy cuentan con plantas de regasificación, además de España, siete países: el Reino Unido, Francia, Italia, Holanda, Bélgica, Portugal y Lituania.

La capacidad de regasificación va a continuar creciendo, y en todas las regiones del mundo, con crecimientos proporcionalmente más modestos en Asia Pacífico y Europa, y se va producir más significativamente en Asia –China y la India–. La perspectiva de contar con mejores precios del GNL ha impulsado este año un renovado interés en la construcción de nuevas plantas.

Los grandes importadores de GNL

Japón es con gran diferencia el primer importador mundial, como lo ha sido en toda la historia del GNL, y todo indica que lo seguirá siendo por muchos años. En 2014 importó 89 Mtpa. Aunque es un país con un elevado nivel de gasificación y perspectivas de crecimiento económico, la incertidumbre acerca de la permanencia en el tiempo de sus plantas nucleares persiste, y es posible que podamos ver como su demanda crece, impulsada por menores precios del gas. De hecho ese año entró en servicio una nueva planta de regasificación.

Corea, que en 2014 importó 37 Mtpa, es el segundo importador mundial, también como Japón, de forma estructural.

España, que importó ese mismo año 8,2 Mtba netas –tradicionalmente tercer país en importaciones de GNL–, ha bajado cuatro puestos en el ranking, superada por China (19,9 Mtba), la India (14,5 Mtba), Taiwán (13,6 Mtpa) y el Reino Unido (8,36 Mtba).

Estos ocho países representan aproximadamente el 80% de la demanda mundial.

En los próximos años, es probable que la demanda de GNL en Europa, –que por sus altos precios, había sido desplazado por el gas ruso y por un mayor uso del carbón en la generación eléctrica, y que se había redirigido a otros mercados– aumente, impulsada por un mayor crecimiento económico, ayudada por los bajos precios esperados del mercado *spot* y una mucha mayor capacidad de regasificación en el centro de Europa que le permitirá aprovechar las oportunidades de mercado. Por ejemplo, a finales de 2015 entra en servicio, en el norte de Francia, la planta de Dunkerque LNG, que con 10 Mtpa será la mayor planta europea y una de las mayores del mundo, y Polonia tiene también una planta en construcción.

En Latinoamérica probablemente también se impulse la demanda de GNL, a pesar de la difícil coyuntura económica que está atravesando. Sus importaciones de GNL están en parte ligadas a contratos indexados al *Henry Hub*, o a contratos de corta duración, con lo que esta región podrá comprar el GNL en mejores condiciones, y disponer de GNL *spot* a precios competitivos.

El continente asiático continuará aportando las mayores tasas de crecimiento, impulsadas sobre todo por el Asia continental, con China y la India a la cabeza, pero también Pakistán.

El futuro del GNL

El futuro del gas natural

Existe hoy consenso sobre el prometedor futuro que tiene el gas natural en el siglo XXI. La Agencia Internacional de la Energía, en su publicación anual del *World Energy Outlook* correspondiente al 2015 (*WEO2015*), estima el crecimiento anual de la demanda hasta el año 2040 en un 1,4%, por debajo de la proyección del crecimiento que ha tenido en los últimos años, en su escenario de *new policies*, y por tanto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Aun en ese contexto, el gas natural en 2040, tendría en el conjunto de fuentes de energía prácticamente un peso similar al de las otras dos energías fósiles: petróleo y carbón. En ese año, el gas alcanzaría un 24% en el *mix* de energías. También de acuerdo con las previsiones de la agencia, el 85% de la demanda adicional vendría de los países no OCDE. El crecimiento se produciría, prácticamente en todo el mundo, con la excepción de Europa, Rusia y también con la excepción de Japón. En EE.UU. también crecería la demanda, aunque con una tasa relativamente baja del 0,4%.

También hay consenso en que más avanzado el siglo, la cuota del gas continuará creciendo, desplazando progresivamente al resto de energías fósiles. La reducción efectiva de emisiones conlleva la progresiva electrificación del transporte, y un *mix* de generación eléctrica con renovables, energía nuclear y ciclos combinados con gas natural. El protagonismo de las regiones Asia y Asia Pacífico seguirá presente en el futuro previsible.

Peso futuro del GNL en la balanza energética

Aunque el GNL ha tenido altas tasas de crecimiento desde su nacimiento, la tendencia se ha acentuado en el presente siglo. Desde el año 2000, la demanda de gas natural ha crecido en el mundo al 2,7% anual, mientras que el GNL lo hacía por encima del 7%. Aunque esta tasa se va a moderar en los próximos años, todas las previsiones de largo plazo pronostican que el GNL va seguir incrementando su peso en la balanza energética; así pasaría a representar en 2040 más del 20% del total de gas natural desde el 10% actual. Este crecimiento se debe tanto a las mayores oportunidades que ofrece tanto a los propietarios de reservas de gas como a los consumidores.

El futuro de la producción de GNL

En el pasado reciente hemos visto ampliarse el abanico de productores de GNL, con multitud de nuevos entrantes, entre los que destaca Australia – que en muy pocos años y partiendo de cero se convertirá antes del 2020 en el primer productor mundial–, al tiempo que asistimos a la inminente irrupción de los EE.UU.

como futuro gran productor. Estos dos últimos casos –que nadie hubiera previsto unos años antes– se originan por la explosión del gas no convencional, que no solo aumenta muy significativamente la cantidad de recursos recuperables, cambia también el reparto geográfico de las fuentes potenciales de producción, al estar más repartido que el convencional. Esta tendencia a la diversificación de la producción de GNL se va a mantener. De los dos países con mayores reservas de gas, el primero, Rusia, es todavía un productor marginal de GNL, y el segundo, Irán, no es hoy productor.

El posible futuro de Rusia como gran exportador de GNL depende, por una parte, de la evolución futura y duración de su actual situación de país sometido a sanciones económicas por parte de los EE.UU. y la Unión Europea, y por otra, de la evolución de la tecnología que permita la explotación de las enormes reservas que Rusia tiene por encima del círculo polar ártico. La actual coyuntura y previsiones a medio plazo de precios de la energía no facilitan la posición de Rusia.

Irán, a pesar de sus esfuerzos, no ha podido entrar en el mundo del GNL por su aislamiento económico y las limitaciones a la transferencia de tecnología. Esta situación ha cambiado, pero va a tardar varios años hasta normalizarse, y la incertidumbre regulatoria va a continuar estando presente. Es probable, por otra parte, que la inversión extranjera, imprescindible en cualquier caso, preferirá centrarse en el petróleo –que exige menor inversión de capital y ofrece tiempos de maduración de la inversión más cortos, y un acceso a la tecnología mucho más fácil–. Es también probable que esta preferencia en dar prioridad al petróleo sea también la preferida, y por las mismas razones, por las autoridades iraníes, que son las que al final tomarán las decisiones, por lo que el GNL no aparece hoy como una opción probable a corto plazo. A más largo plazo, las opciones de Irán para convertirse en gran productor de GNL van a continuar presentes, con enormes reservas de gas que, a diferencia de las rusas, pueden desarrollarse y movilizarse en condiciones económicas imbatibles.

Al impacto de la futura presencia de Rusia e Irán, y posiblemente con más trascendencia, se une el futuro que abre el desarrollo del *Floating LNG*, o FLNG, es decir de las plantas de licuación flotantes. De esta nueva tecnología, como se vio anteriormente, no hay todavía ninguna planta en operación, pero se espera que este mismo año entren hasta tres y que en dos o tres años haya más de media docena. Buena muestra de lo prometedora que se presenta, gran parte de la nueva capacidad de licuación propuesta en Asia Pacífico utiliza este concepto. La viabilidad de la tecnología no presenta grandes dudas, pero está por ver la evolución de los costes de inversión, y si se reducen significativamente a medida que crece el número de unidades construidas –y por tanto obedece a la clásica curva de experiencia, o como el resto de las plantas de licuación, se ajustan también a esta anomalía–. El hecho de que se pueda elegir dónde se construye la planta introduce el factor de competencia, y aprovechar los reducidos costes de construcción que puede ofrecer un astillero, reduce también los riesgos, lo que conduce a pensar que esta tecnología va a ser exitosa.

En el mar existen multitud de yacimientos de gas, que por su ubicación remota, lejos de la costa, o por su tamaño, no son susceptibles de justificar las inversiones necesarias para su explotación, por lo que no están conceptuadas como reservas de gas. El conjunto de estos yacimientos constituye lo que llama *stranded gas*, gas perdido o desamparado. Muchos de ellos, se localizan en aguas someras, por lo que la extracción del gas puede llevarse a cabo con inversiones asumibles. El desarrollo del *floating LNG* puede en el futuro hacer posible la explotación comercial de este gas, tanto de yacimientos remotos, como de los de tamaño insuficiente para la instalación de una planta fija. En este último caso, una planta flotante podrá extraer el gas durante los pocos años que las reservas permitan, y, después, esa planta dirigirse a otro yacimiento de similares características. Actualmente hay en marcha iniciativas para la inversión en este tipo de plantas por parte de compañías de servicios, que alquilarían estas plantas a los titulares de los yacimientos, que podrían desarrollarlos y explotarlos sin acometer las grandes inversiones que hoy exige el GNL. Se abre así una oportunidad para muchos países en el mundo que tienen yacimientos de este tipo, y para compañías petroleras y gasistas de medio o pequeño tamaño que hoy tienen barreras infranqueables de entrada al GNL. El mismo concepto puede servir para el desarrollo en tierra de reservas de gas en zonas remotas, pero próximas a la costa. Un buen ejemplo de las oportunidades que el *floating LNG* aporta se aprecia en el proyecto de Rubiales, en Colombia, para el desarrollo de unas reservas próximas a la costa caribeña colombiana. El proyecto tiene prevista la utilización de una planta de licuación flotante de 0,5 Mtpa, actualmente en etapa de construcción avanzada en China por una compañía de servicios. Aunque se ha anunciado que el proyecto se pospone por la situación del mercado, no hay duda de que en el futuro veremos iniciativas similares.

El mayor reto al que se enfrenta la industria del GNL en el futuro –en su competencia con otras fuentes de energía– es el de su actual nivel de costes de inversión, originado sobre todo por la inflación de los correspondientes a la licuación. La concentración en pocas manos de la tecnología del proceso y el cuasi monopolio en el suministro de algunos equipos específicos ha sido uno de los factores que han provocado esa escalada. Es evidente que la actual coyuntura del mercado va a exigir un gran esfuerzo de reducción de costes, y que es imperativo que la industria tenga éxito en esa dirección para asegurar un GNL más competitivo en el futuro. A este objetivo ayudará sin duda la diversificación de los agentes de producción. Esta mayor diversificación, y la previsible expansión del mercado *spot* tendrán un efecto de debilitamiento de la estructura de cadena del negocio, lo que también reducirá la percepción de los riesgos de la misma, y facilitará la financiación de los nuevos proyectos, lo que a su vez facilitará la entrada de nuevos agentes.

El futuro de la demanda de GNL

El peso relativo de los grandes consumidores de GNL, Japón, Corea y España será mucho menor en el futuro, ya que contribuirán poco o nada al crecimiento de la demanda. Son países desarrollados, con fuerte presión para reducir sus emisiones de CO₂, con sin duda un compromiso para conseguir esa reducción, y un po-

tencial de crecimiento industrial reducido. El mayor impulso a la nueva demanda vendrá de los grandes países emergentes, China y la India, pero también del resto de países emergentes que necesitan el gas para su desarrollo. La producción de gas en Europa va a disminuir a medida que transcurra el siglo, con las producciones de gas de Holanda, Reino Unido y Noruega en declive, y sin perspectivas, hoy por hoy, de que desaparezcan las barreras al desarrollo de gas no convencional –cuyos recursos en Europa son por otra parte limitados–. No parece fácil que desaparezcan las grandes dificultades geopolíticas para que se consoliden las iniciativas de traer gas del Caspio y de las repúblicas del Asia central por gasoducto. Si no quiere aumentar su dependencia del gas ruso, Europa tendrá que sustituir al menos parte de la pérdida de producción propia con GNL.

También se convertirán en consumidores de GNL países tradicionalmente productores de gas, incluso productores de GNL en el pasado, como consecuencia del crecimiento de sus mercados domésticos y del declive de sus propios yacimientos. Puede sorprender el hecho de que países como Egipto, Bahrein, Dubai, Omán o Kuwait o algunas islas de Indonesia sean hoy, o en un futuro inmediato, importadores de gas y que utilicen sus antiguas plantas de licuación para importar gas, o tengan en proyecto plantas de regasificación.

Crecimiento del GNL en segmentos y mercados no convencionales

El GNL no estaba hasta ahora presente en el mercado final de energía, ya que se utiliza una vez regasificado en los segmentos tradicionales de utilización del gas, pero aparecen hoy aplicaciones en los que su utilización directa se presenta hoy con ventajas que le permitirán sustituir otras energías. La más importante es la de su utilización como combustible en el tráfico marino, mayoritariamente *fuel oil* marino, al que en muchas zonas del mundo se destinan los fuelóleos de peor calidad, y por tanto muy contaminantes. La exigencia de reducir las emisiones obliga a utilizar Diésel marino, que difícilmente podrá competir en precio y en emisiones con el GNL, por lo que ya se está teniendo en cuenta la utilización de este como combustible base en la construcción de nuevos buques.

La utilización del gas para el transporte terrestre está creciendo en todo el mundo, en sustitución de los carburantes derivados del petróleo por el menor precio del gas. Este crecimiento es más alto donde hay grandes diferencias de precio, y sobre todo en los países emergentes. Se estima que hoy hay en el mundo más de veintitrés millones de vehículos que utilizan gas natural, y su utilización seguirá creciendo, aunque se modere en un escenario de precios bajos. Para los vehículos ligeros, se utiliza y seguirá usándose gas comprimido. Sin embargo, para el transporte pesado, camiones y autobuses, es cada vez más evidente la ventaja de utilizar GNL allí donde esté disponible. La utilización en ese segmento crecerá en el tiempo, aunque desde una base muy pequeña, y lentamente en una primera etapa por la necesidad de desplegar infraestructuras de distribución, pero es una alternativa económica y de futuro para reducir emisiones en los lugares donde el GNL esté presente. Su uso está creciendo en

zonas con altos niveles de contaminación, como en algunas zonas de China pero también en dónde la normativa de emisiones es más estricta, como California. Llama la atención el hecho de que el 7% de los vehículos pesados vendidos en China el año 2013 tengan previsto consumir GNL. En Europa existe un proyecto promovido por la Comisión, para incentivar el consumo de GNL en el transporte pesado por carretera. Este proyecto, llamado *Blue Corridors Project*, prevé inversiones en infraestructura de distribución y en flota de camiones en los cuatro principales corredores de transporte europeos.

Otra utilización, por el momento marginal, pero que se expandirá a medida que haya más instalaciones de licuación y regasificación en el mundo, es la del llamado en la jerga del negocio *Small Scale LNG*, o SSLNG, es decir GNL en pequeña escala, básicamente plantas de almacenamiento y regasificación de reducido tamaño, que operan como satélites de plantas convencionales, y reciben el GNL con metaneros de pequeña capacidad que operan como lanzaderas, o por carretera en el caso de plantas terrestres. Esta modalidad está actualmente en pleno desarrollo en todo el mundo, especialmente en Asia, para introducir el gas en las islas, tanto en Japón como en Indonesia –similar concepto se está utilizando en el Caribe–, y en China para dar acceso al gas a industrias remotas.

El GNL, una industria global en un mundo globalizado

El GNL tiene apenas cincuenta años de vida. Su rápido desarrollo dio acceso al gas natural a países como Japón, Corea, España y fue pieza clave para su desarrollo económico. Para los productores –Argelia, Trinidad– pronto se convirtió en la piedra sillar de sus economías, y ha puesto a Qatar en el mundo en la posición en la que hoy la conocemos.

Ya en este siglo, su crecimiento en volumen y expansión geográfica se ha producido aún más deprisa, y es una pieza importante para más países, tanto productores como consumidores. Hoy asegura el 10% de la demanda mundial de gas y el 30% del mercado internacional del mismo, y cuenta con producción en todos los continentes. Diecinueve países producen GNL, a los que pronto se unirá EE.UU. como gran productor, y treinta países son importadores.

Se prevé que el gas natural siga creciendo más que los demás combustibles fósiles, y que en 2050 sea la primera fuente de energía. El GNL crecerá todavía más de prisa, y que a mediados de siglo suponga el 20% de la demanda de gas.

Tan importante como su mayor peso en el mercado de energía es su contribución a la seguridad de suministro y a su globalización. Su expansión, y la cada vez más importante proporción de las ventas *spot* o a corto plazo, tendrán un efecto cada más mitigador de las grandes diferencias regionales existentes en los precios del gas natural, así como el llamado *decoupling* de precios entre gas y petróleo.