

Perspectivas para la exportación de petróleo y gas natural de Estados Unidos a Europa

Francesco Stipo

Presidente del Houston Energy Club

Introducción

Las nuevas técnicas de extracción de petróleo y gas natural en los Estados Unidos han producido grandes volúmenes de combustibles fósiles, y le han permitido pasar de ser un país importador a ser una economía autosuficiente con un surplus de petróleo y gas.

En diciembre del año 2015, el Congreso de Estados Unidos levantó la prohibición sobre las exportaciones de petróleo que había estado vigente durante 40 años. Dado que la Unión Europea es un importante importador de petróleo y gas, podría convertirse en la nueva frontera para las exportaciones de estos hidrocarburos desde los Estados Unidos. Según las previsiones, parte de la producción norteamericana se destinará al mercado doméstico, parte será enviada a Canadá y México por tuberías y parte será exportada al exterior por navío.

La *Energy Information Administration* (EIA) prevé un aumento en el consumo de gas en los Estados Unidos¹, causado por dos factores principales:

- 1) El desmantelamiento de varias plantas de carbón que actualmente se utilizan para la producción de electricidad y su sustitución por plantas alimentadas por gas natural.
- 2) El desarrollo de vehículos que utilizan gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuado (GNL) como combustible.

Las plantas de carbón están siendo sustituidas por plantas alimentadas por gas natural por ser éste último más limpio que el carbón.

El segundo factor que aumentará el consumo de gas natural en los Estados Unidos es el uso de GNC y GNL como combustibles en los vehículos, el transporte marítimo y en los trenes.

La aplicación del gas natural en estos sectores se enfrenta a desafíos materiales: el desarrollo de las infraestructuras para alimentar los vehículos y los barcos puede tardar varios años, y el uso de GNL en locomotoras requiere inversiones iniciales elevadas para un sector que se caracteriza por una reposición de inventarios lenta.

Sin embargo, los reglamentos estatales están presionando a los fabricantes a desarrollar motores de combustible más limpio. Así, algunos Estados (como California) ya han introducido leyes que requieren que los vehículos estén equipados con motores híbridos para el año 2025. El gas natural comprimido, mezclado con hidrógeno (HCNG), se considera un combustible híbrido.

Existen dos fuentes alternativas de energía para alimentar motores de vehículos, el hidrógeno y la electricidad, ambas se pueden generar a partir de gas natural. Dado que el gas natural se compone principalmente de metano, que está formado por cuatro átomos de hidrógeno y uno de carbono, es la fuente menos cara de producción de hidrógeno. También es una de las fuentes más económicas de generación de energía eléctrica.

Por otra parte, el descubrimiento de grandes áreas de producción de gas natural en Dakota del Norte (Bakken), Texas (Eagle Ford) y los Apalaches (Marcellus) ha incrementado la producción de combustibles

¹ Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/natgas.cfm> accessed July 16 2016.

fósiles, reduciendo los precios del petróleo y del gas.

A la luz de estas consideraciones, es razonable suponer un mayor consumo de gas natural en la economía de EE.UU. durante los próximos 25 - 50 años.

En los Estados Unidos la producción de gas natural supera a la demanda nacional, por lo que el país será capaz de exportar una amplia parte de su producción. Sin embargo, el gas sólo puede ser transportado por mar después de haber sido licuado y los EE.UU. necesitan construir una infraestructura de licuefacción para exportar dicho gas. Varias plantas de licuefacción se están desarrollando en el Golfo de México, la Costa Este (Maryland y Georgia), y Alaska.

La exportación de GNL requiere una doble infraestructura: plantas de licuefacción para reducir el volumen del gas y permitir su transporte a larga distancia en navíos, y terminales de regasificación en el país de destino para transformar el GNL de nuevo a gas y distribuirlo a través del sistema de gasoductos.

Por lo tanto, el comercio de GNL entre América del Norte y Europa requiere el desarrollo de infraestructuras en ambos lados del Atlántico.

Perspectivas para la exportación de petróleo de Estados Unidos a Europa

En diciembre de 2015, el Congreso de EE.UU. decidió permitir la exportación de petróleo y gas natural. Fue una votación 65-33 en el Senado y una votación 316 a 113 en la Cámara de Representantes. Republicanos y demócratas en realidad pasaron un acuerdo bipartidista en base al cual la prohibición de exportación de petróleo fue

levantada mientras que también los incentivos fiscales a la energía eólica y solar fueron extendidos.

Los documentos clave sobre los límites de exportación de Estados Unidos incluyen el *Mineral Leasing Act* de 1920, la *Natural Gas Act* de 1938, el *Energy Policy and Conservation Act* de 1975 y el *Export Administration Act* de 1979. El *Mineral Leasing Act* cambió el enfoque del uso de tierras y los recursos del subsuelo en los EE.UU. de "acceso abierto" para el sistema de arrendamiento con el permiso del Gobierno. Es un importante documento de referencia, que representa la base legislativa para las actividades de extracción de petróleo y gas en los EE.UU.. Algunas de las disposiciones han sido modificadas por leyes posteriores (por ejemplo, la *deregulation* de precios dentro de los EE.UU.), pero las provisiones relativas a la exportación se mantuvieron en su lugar.

La prohibición de la exportación de petróleo tiene sus raíces en la crisis del petróleo de la década de 1970. Durante la guerra árabe-israelí de 1973, los miembros árabes de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEC) impusieron un embargo de petróleo contra los EE.UU., que reveló la vulnerabilidad de la economía estadounidense. Esta vulnerabilidad fue el resultado de la creciente dependencia de las importaciones de petróleo de Oriente Medio, que fue especialmente evidente en tiempos de inestabilidad en la región.

Seguidamente, EE.UU. intentó resolver el problema mediante la diversificación de las importaciones de petróleo, mejorando la eficiencia energética y la disminución de la dependencia del petróleo importado. Es por ello que los EE.UU. se interesaron en nuevas fuentes de producción nacional de petróleo, creando reservas estratégicas e

imponiendo una prohibición a la exportación.

Esto es lo que dio lugar a la adopción del *Energy Policy and Conservation Act*, que regula el suministro de energía doméstica en los casos de interrupciones graves. De hecho, la ley propone crear el almacenamiento de grandes cantidades de productos derivados del petróleo, con el objetivo de disminuir la vulnerabilidad de los Estados Unidos a los efectos de una interrupción del suministro de energía.

La necesidad de limitar las exportaciones fue el resultado del crecimiento de los precios del petróleo, que se disparó a lo largo de la década de 1970. En primer lugar, el embargo del petróleo de 1973 y más tarde la revolución iraní fueron las principales causas del aumento de los precios. Para evitar la carencia de fuentes de energía, Washington introdujo la prohibición de exportación. La *Export Administration Act* era pertinente a este respecto, introduciendo licencias para las actividades de exportación.

Hoy la situación es sustancialmente diferente. El cambio más importante es el aumento de la producción de petróleo y gas natural en los EE.UU., que ha tenido lugar en los últimos siete u ocho años. Los Estados Unidos se han convertido en el mayor productor mundial de petróleo y gas.

Una gran cantidad del *light crude* producido en los Estados Unidos no es apto para sus refinerías (las cuales están equipadas para manejar *heavy crude*, mientras el *light sweet crude* es mejor para otras refinerías en el mundo), por lo que no tiene suficientes compradores nacionales y los productores terminan almacenando el petróleo. Con la expansión del Canal de Panamá barcos *post-Panamax* pueden transportar grandes volúmenes de crudo estadounidense a las refinerías asiáticas.

Algunas refinerías en los EE.UU. probablemente van a cerrar, ya que han disfrutado de una posición ventajosa a través de las antiguas leyes que restringen las exportaciones de crudo, creando una oportunidad para que los cobradores extranjeros adquieran el petróleo refinado y lo importen a sus países.

En general, con respecto a la exportación de petróleo, va a llevar un par de años hasta que comience a afectar a los mercados internacionales. Hasta entonces, los envíos a Europa y otros lugares serán más como envíos de prueba (*test shipments*). Sin embargo, cuando las exportaciones estadounidenses comiencen a despegar, la Unión Europea tendrá el potencial de reducir sustancialmente las importaciones de Rusia y Arabia Saudita.

ConocoPhillips ha enviado el *light crude* del Eagle Ford Shale, que se localiza justo al sureste de San Antonio, a la compañía de comercio internacional Vitol. La primera carga se completó el 31 de diciembre en la Terminal de NuStar situada en el Puerto de Corpus Christi, TX. El cargamento llegó al puerto de Marsella en Francia y se cargó en South European Pipeline que conecta Marsella con la Refinería Cressier de Vitol en Suiza. Otro cargamento de petróleo crudo salió de la terminal de Enterprise Product Partners en el Puerto de Houston el 9 de enero de 2016 y llegó a puerto de Fos-Sur-Mer a las afueras de Marsella². Otras cargas se dirigen a Japón y China, y también ha habido un par de cargas a Venezuela, que está recibiendo el crudo estadounidense

con una media de 30-40 mil barriles / día para usar como diluyentes, mientras que la compañía de comercio de productos básicos-Trafigura ha enviado una carga de crudo americano a Israel³. Sin embargo, aún no se han producido exportaciones de grandes volúmenes.

Los puertos de Houston y de Corpus Christi son propensos a convertirse en los principales centros de exportación debido a su gran capacidad de almacenamiento de petróleo. De acuerdo con diversas autoridades portuarias, la capacidad de almacenamiento de petróleo en Houston se prevé en aumento a un ritmo de 10 mb por año⁴. En la primera semana de enero 2016, Enterprise Product Partners ha exportado de su terminal de Houston una carga de 0,6 MB de crudo a la empresa de *trading* Vitol⁵.

El Puerto de Corpus Christi también se ha convertido en un centro de importancia crítica, ya que está bien conectado por tuberías a los campos de producción de Eagle Ford en el sur de Texas.

En teoría, los puertos estadounidenses de Houston y Corpus Christi podrían destinar más de 1 mb/d de capacidad para la exportación. Sin embargo, la mayor parte del petróleo que se mueve a través del Puerto de Corpus Christi ahora se dirige a las refinerías nacionales, como las de Louisiana, principalmente al Louisiana Offshore Oil Port que es una terminal de importación⁶.

Para que las exportaciones puedan ocurrir desde Louisiana, la tubería Locap necesita-

ría hacerse bidireccional o tendría que construirse un oleoducto paralelo. El proyecto costaría miles de millones de dólares, por lo que estaría justificado sólo si los volúmenes de exportación aumentaran y esto es poco probable en el corto plazo.

El levantamiento de la prohibición de exportación de crudo de Estados Unidos abrió el mercado a los compradores mundiales, aumentando así la demanda de petróleo estadounidense y provocando de inmediato un aumento de los precios. Sin embargo, las exportaciones de grandes volúmenes no son económicamente viables en la actualidad, ya que los precios del WTI no son suficientemente bajos respecto a los del Brent (el índice de referencia petrolero más comúnmente utilizado a nivel internacional, que se basa en el petróleo extraído del Mar del Norte). Por otra parte, desde el punto de vista de la producción, puede haber problemas logísticos que impidan una rápida aceleración de los volúmenes. Aunque el diferencial entre el WTI y el Brent fuese menos de \$2, el precio del petróleo en Estados Unidos, incluyendo el transporte a Europa, todavía no sería competitivo con el del norte de Europa, el petróleo de Rusia y de Medio Oriente.

Los Estados Unidos podrían desplazar a algunos importadores existentes de crudo del noroeste de Europa, pero, de nuevo, la proximidad geográfica y logística del Mar del Norte, Rusia, África Occidental, e incluso Oriente Medio sugiere que los volúmenes de los Estados Unidos van a ser inicialmente limitados y comprados por las empresas

² The Business Journals <http://www.bizjournals.com/sanantonio/news/2016/01/26/texas-crude-oil-export-shipment-reaches.html> accessed July 16, 2016

³ Reuters <http://www.reuters.com/article/trafigura-beheer-israel-oil-idUSL3N16114V> accessed July 16, 2016

⁴ Texas Ports 2015-2016 Capital Program, Executive Summary," Port Authority Advisory Committee, <https://ftp.dot.state.tx.us/pub/txdot-info/tpp/giwww/port-capital-plan-2015-16.pdf> accessed July 16, 2016.

⁵ "Vitol Books 2nd Crude Cargo for Export after US Lifts Bans," Shipping Herald, December 31, 2015, <http://www.shippingherald.com/vitol-books-2nd-crude-cargo-for-export-after-u-s-lifts-ban/> accessed July 16, 2016.

⁶ LOOP, <https://www.loopllc.com/Services/Pipeline-Management> accessed July 16, 2016.

de *trading* como Vitol y Trafigura que pueden ganar de oportunidades de *arbitrage*⁷.

Algunas refinerías pueden preferir comprar el petróleo de los Estados Unidos por su estabilidad política, especialmente en un contexto geopolítico caracterizado por crecientes tensiones con Rusia y los efectos de la guerra en Siria, pero el éxito del petróleo americano en Europa en última instancia dependerá de los precios del crudo estadounidense. En otras palabras, el petróleo de Estados Unidos tendrá que ser descontado para facilitar exportaciones a gran escala y ser competitivo en el mercado europeo.

La producción de petróleo crudo de Estados Unidos ha ido disminuyendo de manera constante en 2016, por más de 0,4 mb/d, la demanda doméstica y se ha reducido la capacidad de exportar. Previsiblemente, sus exportaciones de petróleo aumentarán de manera significativa sólo cuando la producción estadounidense regrese de nuevo a los niveles de 2014, año en el que el precio del petróleo era mucho más elevado. Aunque los precios han comenzado a subir ya en 2016, solamente es probable que vayan a crecer de manera substancial a finales de 2017 y principios de 2018. Además, dado el desfase temporal entre el aumento de la producción y el aumento de los precios, probablemente la producción estadounidense comience a elevarse únicamente en 2017.

Perspectivas para las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a Europa

Estados Unidos no es nuevo en el negocio de exportación de gas. Ha estado exportando gas natural a Asia, sobre todo a Japón, y en forma de GNL del terminal de licuefacción

en Alaska desde 1967, y a Canadá y México a través de gasoductos desde principios de 1970. Por otra parte, los Estados Unidos tienen una historia de re-exportación de los volúmenes importados que el mercado norteamericano ya no necesita. Clientes de dichas reexportaciones han sido Brasil y Chile en América del Sur, España y el Reino Unido en Europa, así como China e India en Asia.

El terminal de licuefacción de Sabine Pass fue el primero de los proyectos de exportación de GNL de Estados Unidos en haber solicitado y obtenido la autorización de exportación del Gobierno americano desde el inicio de la producción de *shale gas* que ha transformado el mercado de gas natural de América del Norte. Autorizado en 2011, el proyecto de Sabine Pass se convirtió en la primera planta de licuefacción de *shale gas* norteamericana en enviar el gas natural a destinos en el extranjero. Adicionalmente, cabe citar que los contratos de exportación de gas natural licuado estadounidense no están sujetos a cláusulas de destino restrictivas. Como resultado, los compradores de GNL de Sabine Pass podrán revender el producto, aunque estarán sujetos a algunas restricciones. El DOE requiere que todos los compradores reporten los términos de los contratos, y no se permiten la venta o la reventa a naciones sujetas a sanciones diplomáticas o comerciales.

Los vendedores de gas natural americano también tienen el potencial de ofrecer a los compradores importantes descuentos durante los períodos de altos precios del petróleo, ya que están vinculados al precio del gas doméstico Henry Hub, en lugar de ser indexados al petróleo como punto de referencia.

Los clientes de los Trenes 1 a 4 de Sabine Pass incluyen BG Group (ahora Royal Dutch Shell), Gas Natural Fenosa (España), KOGAS (Corea del Sur), y GAIL (India). Considerando que el proyecto de Sabine Pass está autorizado para exportar gas a los países con o sin un acuerdo de libre comercio con Estados Unidos, clientes de casi cualquier país del mundo (con algunas excepciones, como los designados por el Gobierno estadounidense como patrocinadores del terrorismo), pueden comprar (o recomprar) el GNL desde el terminal de licuefacción de Sabine Pass.

La mayor parte de la producción del primer tren de Sabine Pass fue vendida a BG Group, el cual vendió el primer cargamento a Petrobras. Este hecho es notable teniendo en cuenta que el proyecto de exportación se puso en marcha cuando existía un gran interés por parte de compradores de Europa y Asia por importar GNL de los Estados Unidos con el fin de beneficiarse de sus bajos precios de extracción de *shale gas* con respecto a los de la producción de gas natural tradicional. La exportación a Brasil subraya la ventaja inherente que supone el envío de gas a un mercado más cercano ya que la proximidad reduce los costes del transporte. En términos generales, las exportaciones de GNL de Estados Unidos benefician a los importadores mundiales de gas, ampliando la reserva global, aumentando la liquidez en el mercado e introduciendo términos contractuales más flexibles. También, dichas exportaciones de GNL ayudan a Europa a reducir su dependencia de las importaciones de gas desde Rusia. El Gobierno de EE.UU. también examinó cuidadosamente los impactos potenciales en su economía nacional, prestando particular atención a las exportaciones a naciones sin acuerdos de libre comercio.

⁷ "Database," Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> accessed July 16, 2016.

El terminal de Sabine Pass es sólo el primero de una serie de proyectos de exportación de gas natural licuado programados para entrar en funcionamiento antes del 2020. La capacidad total de licuefacción en construcción es de más de 68 millones de toneladas métricas por año, un volumen que podría hacer que los Estados Unidos lleguen a ser el tercer mayor exportador de GNL en el mundo en 2020 (después de Australia y Qatar).

Las condiciones del mercado han cambiado drásticamente desde que los proyectos de exportación de GNL pendientes solicitaron las primeras autorizaciones de exportación de DOE. La producción de gas natural ha sido reducida fuertemente a partir de la segunda mitad de 2014 a causa del colapso del precio del petróleo.

Los bajos precios del petróleo a nivel mundial conllevan que los precios del GNL sean también muy bajos, porque los contratos de venta, en particular a Asia, están basados en índices que usan el precio del petróleo como término de referencia. El precio spot para el GNL en el Puerto de Tokio se redujo desde más de \$18/MMBtu en 2014 hasta menos de \$8/MMBtu en 2016. Con unos precios del gas más reducidos en Asia se elimina parte de la ventaja comercial del GNL americano, no sólo para los inversores de los proyectos sino también para los compradores que dejan de considerar un buen negocio comprar el GNL estadounidense a \$10/MMBtu. Dicho esto, es importante recordar que el GNL es una inversión a largo plazo, y la diversificación de la oferta tiene su propio valor para los países importadores.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) prevé que las exportaciones de GNL de Estados Unidos se elevarán a 60 millones de metros cúbicos por año en 2020⁸. Europa y Asia serán dos de los principales destinatarios de las exportaciones de GNL.

Si bien la aprobación de exportaciones de gas a países con los cuales los EE.UU. tiene un acuerdo de libre comercio (*FTA countries*) son casi un hecho, las aprobaciones para las exportaciones a los países que no tienen un acuerdo de libre comercio (*Non FTA countries*) requieren una determinación de interés público. Y el proceso de aprobación - que ha sido a la vez prolongado y altamente caro - ha sido criticado porque "el interés público" no tiene una definición específica. Si se implementara el TTIP (*Trans-Atlantic Trade and Investment Partnership*), los países europeos probablemente disfrutarían de un status de libre comercio con Estados Unidos y el proceso de aprobación para exportar GNL a Europa sería más rápido y menos costoso.

Actualmente 6 terminales de licuefacción de gas natural licuado están aprobados por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) y en construcción, además de Kenai GNL en Alaska, que fue construido en el 1967⁹:

1) Cheniere Sabine Pass, que tiene una capacidad de producción de 18 millones de toneladas métricas por año, empezó la exportación en el último trimestre de 2015, y es aprobado por el Departamento de Energía (DOE) de exportar a ambos *FTA* y *Non FTA countries*¹⁰;

2) Cameron LNG, con una capacidad de producción de 12 millones de M. T. por año, se planea que esté terminado en 2019, y está aprobado por el Departamento de Energía a exportar a ambos *FTA* y *Non FTA countries*¹¹;

3) Freeport LNG, con una capacidad prevista de 12 millones de M. T. por año, finalización prevista para el año 2018, es bi-direccional (que actualmente importa GNL), y ya recibió la aprobación por el DOE a exportar a *FTA* y *Non FTA countries*;

4) Cove Point, MD, con una capacidad prevista de 5,2 millones de M. T.¹², finalización prevista para el año 2017, bidireccional, aprobado por el DOE para *FTA* y *Non FTA countries*¹³;

5) Cheniere Corpus Christi, con una capacidad prevista de 16 millones de M. T. por año, finalización prevista para el año 2018, aprobado por el DOE para *FTA* y *Non FTA countries*¹⁴.

6) Cheniere Sabine Pass trenes 5-6, con una capacidad prevista de 9 millones de M. T. por año, finalización prevista para el año 2019, aprobado por el DOE para *FTA* y *Non FTA countries*¹⁵.

Otros siete terminales fueron aprobados pero todavía no han empezado la construcción y varios terminales han sido planeados, la realización de los cuales dependerá de una variedad de factores financieros, comerciales, logísticos y legales:

⁸ International Energy Agency (IEA), Gas Medium-Term Market Report 2015, June 2015.

⁹ Federal Energy Regulatory Commission <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf> accessed July 17, 2016.

¹⁰ Cheniere Sabine Pass <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/> accessed July 17, 2016.

¹¹ Cameron LNG <http://cameronlng.com/> accessed July 17, 2016.

¹² Freeport LNG <http://www.freeportlng.com/> accessed July 17, 2016.

¹³ Dominion Cove Point LNG <https://www.dom.com/corporate/what-we-do/natural-gas/dominion-cove-point> accessed July 17, 2016.

¹⁴ Cheniere Corpus Christi LNG <http://cheniere.com/terminals/corpus-christi-project/> accessed July 17, 2016.

¹⁵ Sabine liquefaction expansion project, <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/trains-1-6/project-schedules/> accessed July 17, 2016.

- a) Capacidad financiera para la construcción de plantas de GNL;
- b) Pre-venta de la producción futura;
- c) Acceso a los gasoductos y a los campos de producción de gas natural;
- d) Factores legales (aprobaciones por la FERC y el DOE).

Los bajos precios están afectado las inversiones en nuevas plantas de licuefacción. Las compañías de petróleo y gas están respondiendo a la situación de los mercados con reducciones de gastos de capital. Debido a su naturaleza intensiva en capital, la industria del gas natural licuado (GNL) se enfrenta a una situación financiera difícil.

Las compras europeas de petróleo y gas de América dependerán principalmente de dos factores: la competitividad de los precios del petróleo y de gas natural licuado de Estados Unidos y la construcción de nuevos gasoductos a Europa.

La Unión Europea dispone de normativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que induce a las economías de sus países miembros a reemplazar el carbón por las energías renovables y el gas natural. Los países miembros que no aplican los esquemas de reducción de emisiones de carbono pueden incurrir en sanciones.

Un tercio del gas importado en Europa es suministrado por Rusia a través de 12 gasoductos, cinco de las cuales pasan a través de Ucrania. Las frecuentes crisis en las relaciones entre Rusia y Ucrania han causado interrupciones en el suministro de gas a

los países europeos, que les han llevado a buscar proveedores de gas fiables en otra parte.

Previsiblemente, la reducción de combustibles fósiles autoimpuesta por las naciones europeas y la incertidumbre sobre los suministros de gas ruso tenderán a aumentar la demanda de gas natural europeo de los Estados Unidos.

La *Energy Union Framework Strategy* lanzada por la Comisión Europea contempla la seguridad del suministro de energía¹⁶. El acceso a los suministros de gas suficientemente diversificados y la conectividad de las infraestructuras se presentan como dos elementos principales de la estrategia de gas para el futuro de Europa.

Cabe destacar que la dependencia de las importaciones de gas de Europa seguirá aumentando también porque hay una tendencia descendente de la producción de gas en Europa y un incremento moderado de la demanda. Un factor de crecimiento de dicha demanda es el aumento del uso de gas para compensar el cierre de la capacidad de generación eléctrica con carbón. Como resultado, la demanda europea de importación de gas aumentaría substancialmente en los próximos años.

En la actualidad, con la disponibilidad de grandes cantidades de GNL a precios baratos, las crecientes necesidades de importación de Europa podrían ofrecer una salida a las exportaciones de gas natural licuado americano que luchan por encontrar un destino. Sin embargo, incluso en este contexto, no se prevé que el gas ruso vaya a ser desplazado de manera significativa. Se espera que las entregas rusas a Europa es-

tén en un rango de 150-160 millones de metros cúbicos para el mediano plazo.

Los precios del GNL americano son muy competitivos en relación al GNL de otros países debido a los menores costes de extracción de gas no convencional. Sin embargo, el gas ruso suministrado por gasoducto, especialmente el Nord Stream, es más barato que el GNL en general.

La construcción de Nord Stream 2 cubriría parte de la demanda europea de gas natural, especialmente en los países de Europa central, como Alemania y Austria, y podría afectar al volumen de exportaciones de EE.UU. La construcción de Nord Stream 2 contrasta directamente con la política europea de diversificación de fuentes de suministro energético.

Sin embargo, debido a que la red europea de gas no está conectada con España, la Península Ibérica no se verá afectada por la construcción de los gasoductos a Europa Central, y es muy probable que las importaciones españolas de GNL aumenten tanto para consumo interno como para la reventa a otros países.

Actualmente Europa tiene varias terminales de regasificación que están funcionando y muchas otras están siendo construidos. España tiene el mayor número de terminales de regasificación en Europa. Su escaso nivel de interconexión es contradictorio con la política de diversificación de fuentes de energía y de conectividad de las infraestructuras de la Unión Europea. De hecho, si los gasoductos españoles estuvieran conectados con la red europea, el GNL importado por España podría ser re-gasificado y enviado por tuberías a Francia, Italia y Alemania, lo que reduciría la dependencia de estos países del gas ruso.

¹⁶ European Commission http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en

Además, el gas natural transportado por gasoducto desde Argelia hasta España también podría estar dirigido al resto de Europa.

La construcción de un gasoducto entre España y Francia que conecte la red española

con la red de gas europea es una prioridad para la seguridad energética europea y los costes de dicho gasoducto tendrían que ser asumidos por la Unión Europea, en cuanto la interconexión es de interés de todos los países miembros.

El desarrollo de la red de gasoductos en la Unión Europea condicionará el volumen de GNL que Europa importará desde Estados Unidos. ■

Conclusión

Hasta ahora la mayoría de las plantas de GNL existentes en EE.UU. han realizado acuerdos de suministro a largo plazo con Asia. Japón fue el principal comprador cuando la producción de energía nuclear se detuvo después del desastre de Fukushima. La demanda fue tan alta que los precios spot a Japón alcanzaron \$18 por MMBTU. Sin embargo, en 2014 Japón reinició gradualmente la generación de energía nuclear reduciendo su demanda de gas natural. El mercado de GNL de Japón está saturado y, por otro lado, China se está enfrentando a una desaceleración económica que está reduciendo su demanda de gas natural. Además, las exportaciones estadounidenses a Asia también sufrirán una mayor competencia por parte de Australia y Qatar debido a su proximidad a los compradores asiáticos.

Por estas razones, es previsible que Estados Unidos vea en Europa el nuevo destino de sus exportaciones de GNL, una combinación de factores geopolíticos y económicos aumentará dichas exportaciones en el corto plazo.

Respecto al sector de petróleo, es previsible que, en el corto plazo, el petróleo estadounidense sea exportado principalmente a los mercados de América Latina. Sólo en el medio y largo plazo, Europa se convertirá en un nuevo destino para el petróleo de EE.UU., una vez que el precio del producto, más el coste del transporte, llega a ser competitivo con el petróleo del Mar del Norte, Rusia y Medio Oriente.

Dado que los precios del petróleo y gas son todavía relativamente bajos a causa de la sobreproducción estadounidenses, es el momento adecuado para que los inversores europeos adquieran participaciones en las refinerías de petróleo de América del Norte y en las plantas de licuefacción de GNL que están siendo construidas en Estados Unidos.