

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

16 de septiembre de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> Redefinición de distintas instancias del mercado de GNL global	4
✓ <i>¿Destino japonés para el gas estadounidense?</i>	7
<u>Análisis II:</u> La incuestionable razón del GNL	8
✓ <i>China, devoluciones de impuestos por importaciones de gas natural</i>	9
✓ <i>Aumentos en los seguros para los buques de GNL</i>	11
Análisis de la coyuntura del sector del gas natural en Bolivia	11
✓ <i>Ecuación del gas boliviano para los proyectos de industrialización</i>	13
✓ <i>Los principales proyectos que descansan en el gas natural:</i>	14
✓ <i>¿Bolivia venderá GNL?</i>	15
✓ <i>La pobreza y el subdesarrollo son un freno para los proyectos</i>	15
Análisis de las modificaciones del sector gasífero brasileño	16
GasAtacama negocia una nueva terminal de regasificación para Chile	18



Análisis I: Redefinición de distintas instancias del mercado de GNL global



Los precios de GNL spot de Asia para octubre subieron a alrededor de 16 dólares por millón de BTU, ya que los compradores comenzaron a almacenar para el invierno. "Los compradores tienen que asegurar que el GNL para el invierno, tiene que construir su inventario, lo que genera un factor de estrechez en el mercado", dijo un operador en Asia. A finales de octubre, una carga de **Snohvit** en **Noruega** fue vendida a Japón en 16 dólares/MMBtu. La demanda residual para los envíos de octubre podría proceder de **Petrochina**, de la taiwanesa **CPC** y de **West Asia**, uno de los mayores importadores japoneses. Una fuente dijo que el precio spot para las cargas para entrega en Japón y Corea tiene un *premium* de 40-50 centavos/MMBtu en los precios chinos, pero los compradores chinos podrían hacer subir a 16 dólares/MMBtu por un cargamento de Octubre.

La demanda de GNL fue de un alza de 8.5% de año a año en la primera mitad de 2011 y se espera que crezca un 12% en todo el año, impulsado por la demanda incremental de **Japón, Reino Unido e India**, y un crecimiento continuo de compradores tradicionales como **Corea del Sur**, según **Bernstein Research**. La demanda japonesa creció fuertemente en el segundo trimestre de 2011 en forma de GNL fue el sustituto principal de la energía nuclear después del terremoto y tsunami del 11 de marzo. La demanda futura es probable que se mantenga de soporte, pues la viabilidad de la energía nuclear a largo plazo continúa estando bajo presión en el sector energético japonés¹.

Corea también registra un aumento de las importaciones año a año del 8% para el mismo período, o el equivalente a 1,33 millones de mt/año de demanda adicional comparada con la segunda parte de 2010. El crecimiento de la demanda asiático de GNL, en un promedio de 9% de año a año en la primera mitad de 2011, fue más fuerte en India y

¹ Platts, "Global LNG use to rise 12% in 2011 on Japan nuclear outage: Bernstein", (29/8)

en China, donde las importaciones de GNL subieron en una tasa del 26% y 10% en relación al año anterior, respectivamente.

Europa ha visto un aumento del 15% de las importaciones de GNL en la primera mitad de 2011 comparado con el periodo correspondiente de 2010, con el Reino Unido, en particular, registrando un alza del 76%, que es el equivalente a 4.73 millones mt/año en la demanda incremental. *"Europa continua favoreciendo el GNL sobre las más caras importaciones de gas ruso. Los precios de importación rusos fueron de 2-3/MMBtu más altos que los precios spot domésticos, haciendo las importaciones de GNL spot más atractivas en Europa"*, dijo un analista.

Un mercado de GNL global más apretado puede ver a los precios del gas spot en Europa moverse más cerca de los precios del gas indexados al petróleo, que se vende en contratos de largo plazo, según una nota de análisis de **JP Morgan Cazenove**. *"Hemos actualizado nuestro modelo global de GNL para los números recientes de importación, lo que confirma nuestra opinión que la oferta es probable que se ajuste tan pronto como este invierno, empujando los precios spot del gas a los precios indexados al petróleo de largo plazo"*, dijeron los analistas.

Un mercado de GNL apretado elevaría el costo de gas spot, lo que debería reducir el gas que se abrió en los últimos años entre el gas indexado al petróleo y el spot. En agosto de 2011, el promedio del precios del gas **Platts TTF** diario, un *benchmark* clave en Europa, fue de 21.82 Euros/MWh, sólo 68% de los 32.24 Euros/MWh para el precio de gas bajo la formula tradicional ligada al petróleo, como señala el **Platts NW Europe Gas Contract Indicator**. Los analistas dijeron que una reducción del diferencial entre el gas spot y el de largo plazo benefician a empresas como la alemana **E.ON** y **RWE**, y a la francesa **GDF Suez**, que está trabajando con contratos de largo plazo ligados al petróleo, y están, en la actualidad, tratando de reducir su responsabilidades en virtud de dichos acuerdos.

El Reino Unido, Japón, Corea, India, China y otros mercados emergentes en Latinoamérica como Brasil y Chile apoyan la perspectiva de demanda de corto plazo. A largo plazo, los analistas esperan que la demanda mundial de GNL crezca de 218 millones de toneladas al año en 2010 a 310 millones de toneladas/año en 2015 y 410 millones de toneladas/año en 2020².

"En el futuro, las principales regiones que impulsan la demanda mundial estarán entre los países de Asia fuera de la OCDE con nuevos mercados de GNL en Medio Oriente y Sudamérica", dijeron los analistas, agregando que la baja inversión en la producción de gas natural en **Sudamérica** en la pasada década resulta en un limitado suministro de gas doméstico nuevo.

El aumento de la demanda en la primera parte de 2011 se cumplió principalmente por la oferta de Qatar, que fue de 9.37 millones mt o 35% año a año durante el periodo, con el apoyo del *startup* de los proyectos de **Rasgas** y **Qatargas** en 2009 y 2011, según el reporte de Bernstein. De los 9.37 millones mt de exportaciones incrementales de Qatar, 5.34 millones de mt fueron a Europa, debido al aumento de los precios en Europa en comparación con América del Norte, junto con la *"puesta en marcha de terminales en el Reino Unido y el aumento de la importaciones de las cargas spot"*. Las exportaciones de Qatar a Asia en el primer semestre de 2011 aumentaron 16% en relación al año anterior, pero representaron sólo 2,07 millones de toneladas de la oferta incremental de la productora de Medio Oriente.

"Las exportaciones de Qatar no fueron capaces de aprovechar los mayores precios del GNL spot en Asia debido a la alta dependencia de los contratos de suministro en Asia", dijo un analista. Nigeria y Yemen también registraron un aumento de las exportaciones este año, las operaciones del tren 6 de **Nigeria LNG** y de los trenes 1 y 2 en **Yemen LNG** se intensificaron.

Esto también se traduce en una utilización más alta de la capacidad para los productores, con plantas en Medio Oriente con tasas muy por encima del 80% para la primera parte de 2011. En contraste, las exportaciones del sudeste asiático de GNL de **Indonesia**, **Malasia** y **Brunei**, en Asia sólo se registró un aumento del 3% en la primera

² Platts, "Tighter LNG could see spot Europe gas close on oil link: analysts", (16/9)

parte de 2011. "Con los campos **Arun** y **Bontang** en Indonesia, llegando al final de su vida económica, deberíamos ver una disminución continua y nítida de las exportaciones de GNL fuera del sudeste Asiático", dijo el informe de Bernstein.

Las importaciones de GNL japonesas aumentaron, ya que era el sustituto importante para el país tras la pérdida de la capacidad nuclear. Los analistas de Bernstein Research estiman que "1 GW de capacidad nuclear perdida requerirá un millones de toneladas de GNL adicionales en su lugar". Agregaron que Japón requerirá "un adicional de 10 millones de toneladas de GNL en 2011, 14 millones de toneladas en 2012 y 12 millones de toneladas en 2013". Como resultado, La demanda de GNL japonesa se espera que crezca de 70 millones de toneladas en 2010 a 89.3 millones de mt en 2015 y 97.4 millones de mt en 2020.

El sector eléctrico en Japón ha sido un testigo importante en la reestructuración tras el terremoto de Fukushima, lo que obligó al cierre de reactores nucleares, y después del incidente, el número de plantas de energía nuclear en operación continua disminuyendo a medida que los reactores entran en mantenimiento y también sufren stress en los test que fueron implementados por el gobierno este año. Sólo 15 reactores nucleares con una potencia instalada total de generación de 13,3 GW se encuentran en funcionamiento actualmente, de un total de 54 reactores con una potencia total de 49,8 GW, según los analistas. Con ello espera reducir aún más 7 GW a finales del año con el cierra de más reactores, según las estimaciones de la **International Energy Agency**.

"En el corto plazo, las compañías eléctricas en el occidente japonés, que se vieron afectados por el terremoto han obtenido suministro de energía adicional por Tokyo Electric y Tohoku Electric en el este", dijeron los analistas, pero agregaron que había un límite a las transferencia como en las operaciones en el Este y Occidente en redes separadas. Mientras tanto, el balance de la oferta y la demanda de GNL se reforzarán en los próximos tres o cuatro años debido a un crecimiento de la demanda más fuerte, el limitado crecimiento de la capacidad de licuefacción, los retrasos en los proyectos y la disminución de las exportaciones del Sudeste Asiático. La capacidad de reserva global puede caer a 26 millones de toneladas/año en 2011 de 50 millones de toneladas/año en 2010. "La capacidad no tocará fondo en 2014, con una capacidad de producción total de licuefacción de GNL sólo un 0,6% por encima de la demanda", que se traduciría en cerca de 2 millones de toneladas/ año de capacidad de reserva.

La rigidez del mercado prevalecerá hasta que se agregue mayor capacidad al mercado en los años 2015 y 2016, que incluye 15 millones de toneladas/año de **Gorgon LNG**, 7,8 millones de toneladas/año de **Gladstone LNG** y 9 millones de tonelada/año de **Asia Pacific LNG**, sostiene el reporte. Actualmente, más del 60% de los proyectos de licuefacción planeados a nivel global están localizados en Australia. **Prelude LNG**, Asia Pacific LNG y Gladstone LNG recibieron la decisión final de inversión o la aprobación del FID este año, mientras que **Ichthys LNG** y **Wheatstone LNG** es probable que alcancen el FID a finales de este año.

En el corto plazo, el mercado de GNL en condición *tightening* será un apoyo para mayores precios del gas spot, que beneficiará a las empresas con portfollio de GNL como BG y otros productores de gas, dijeron los analistas. "Los precios del GNL en Asia en general se mantuvieron por debajo de los precios del petróleo, pero la paridad de los precios spot de GNL para importaciones chinas no tocó los precios de gas equivalente WTI en julio de 2011", sostiene. "Los precios del gas japonés mantienen el nivel históricamente alto del premium versus los precios del gas en el Reino Unido o EE.UU", dijo.

¿Destino japonés para el gas estadounidense?

Japón planea comenzar la importación de GNL de Estados Unidos en el 2015 para asegurar un suministro estable en medio de la creciente demanda por el combustible. Actualmente, Japón es incapaz de importar GNL estadounidense sin la aprobación de las autoridades de ese país, aunque están trabajando al respecto³. El diario japonés **Nikkei** informó que las utilities de electricidad y gas de ese país importarán inicialmente de 2 a 3 millones de toneladas de GNL por año, mientras el ministerio de comercio calcula que los envíos de EE.UU. podría llegar a constituir el 10% de las importaciones japonesas de GNL.

El gas extraído de las formaciones de las rocas shale será licuado en **Texas y Louisiana**. El GNL será enviado a Japón vía el **Canal de Panamá**. Algunas compañías japonesas expresaron esperanzas por esas exportaciones de GNL. **Osaka Gas Co**, el segundo distribuidor de gas natural japonés, ve a los Estados Unidos como un prometedor exportador de gas shale. "*Japón puede ser destino cuando la expansión del Canal de Panamá en 2014 permita a los grandes transportadores de GNL puedan atravesar el canal*", dijo **Kenji Kawamoto**, ejecutivo a cargo del desarrollo de negocios en el extranjero.

La tercera mayor empresa de comercio japonesa, **Sumitomo Corp.**, tiene en la mira oportunidades de inversión en *upstream* en el gas shale estadounidense y contempla hacerse con los activos de shale oil allí, ya que lo considera un mercado en crecimiento. El funcionario dijo que los obstáculos a la exportación de gas shale, como las regulaciones a las exportaciones y los costos para establecer facilities para licuar gas con destino de exportación, podrían reducir algunas instalaciones de importación de GN, que buscan convertirse en facilities de exportación para vender los excedentes de gas.⁴

10 firmas regionales de energía en Japón utilizó un record de 4.81 millones de toneladas de GNL en Agosto para ayudar a compensar la caída record de la tasa de utilización nuclear. Las importaciones de GNL este año saltaron a 12,2% a 78.6 millones de toneladas, superando el record de 70 millones de toneladas en 2010/11. La tendencia alcista en el uso de GNL se espera que continúe en los próximos meses dada la poca oportunidad inmediata de reiniciar los reactores afectados por el desastre de marzo pasado. En medio de las preocupaciones por la seguridad nuclear.

Los distribuidores de gas de ciudades representan alrededor de un tercio del total de las importaciones de GNL por parte de Japón, y son el segundo mayor grupo de importadores después de las compañías de energía en ese país. "*Estamos seguros con el GNL a través de contratos de largo plazo. Por lo tanto, no vemos ningún impacto en nuestras compras* (de un salto general en la demanda de los compradores japoneses)", dijo **Mitsunori Torihara**, presidente de la **Japan Gas Association**.⁵ Los compradores japoneses seguirán utilizando los precios llamados **Japan crude cocktail (JCC)** como un *benchmark* para las importaciones de GNL de largo plazo, por lo menos hasta que los nuevos proveedores ingresen en el mercado japonés, como las de gas no convencional o los que utilizan barcos flotantes para el procesamiento de GNL. El precio JCC es un precio promedio para el despacho de aduanas de las importaciones de petróleo crudo en Japón. Las tres fuentes

³ Reuters, "Japan to start buying LNG from U.S. by 2015: report", (13/9)

⁴ The Yomiuri Shimbun, "Govt seeks to import liquefied natural gas from U.S.", (14/9)

⁵ Reuters, "UPDATE 3-Japan power firms' LNG use at record", (13/9)

más importantes de importación de GNL japonesa son **Malasia, Australia y Indonesia**, a pesar que recientemente reanudó las importaciones de GNL procedente de Noruega, por primera vez desde 2008.

Análisis II: La incuestionable razón del GNL

La yuxtaposición de "gas" y "boom" conjura la desgracia: desastres mineros, Zeppelins incendiados y cosas similares. Sin embargo, el boom del gas que el mundo está experimentando actualmente una conflagración que se celebra. El crecimiento del GNL con la promesa que en un futuro se comercializará más gas con mayor libertad, en beneficio del mundo en general. En la costa china se construyen seis terminales de regasificación de GNL, por lo que para 2015 ese país contará con el doble de capacidad de importación de GNL, mientras que en el otro lado de este monstruo devorador de energía, el gas empezará a fluir a través del nuevo gasoducto que provee gas de Turkmenistán. Los datos publicados en un amplio artículo en la revista **The Economist**.⁶ Esto muestra el rápido incremento de la producción doméstica de gas natural en China, pero a su vez el vertiginoso crecimiento de sus fuentes de provisión externas, para cubrir la demanda de 200 mil millones de metros cúbicos, unos 9,2 TCF's para 2015.

Las raíces de tan rápido crecimiento de la demanda de gas natural para el consumo chino, se encuentran, dice la publicación, al otro lado del mundo, en el "Acta de Política del gas natural" de los Estados Unidos, suscrita nada menos que en 1978, con lo que se creaban las condiciones para un mercado abierto, desregulado y atractivo para las inversiones, es decir que se cultivaban las zanahorias para incentivar a los competidores. Estas condiciones atraen hoy día a grandes y medianas empresas de la industria del gas natural a China e impulsan a otras tantas en diversas regiones de la geografía del globo, a desarrollar reservas de gas que tendrán un mercado seguro. El mercado, a través de la gestión económica del Estado, ha puesto delante de la inversión la zanahoria que necesita para avanzar.

⁶ The Economist, "Coming soon to a terminal near you", (Agosto 2011)



China, devoluciones de impuestos por importaciones de gas natural

China va a conceder devoluciones de impuestos por sus importaciones cada vez mayores de gas natural. La medida, que ha sido largamente esperada por las empresas de energía estatales para recortar las pérdidas por las importaciones de gas, que es parte de la estrategia del país para impulsar el uso de combustible más limpio.

Los descuentos se aplicarán cuando los costos de importación sean superiores a los precios internos al por mayor. Esto abarcará el período de 2011 a 2020, así como las importaciones previas de los países de **Asia Central**. Mientras que la reducción de impuestos ayudará a recortar las pérdidas de las empresas de energía estatales, como **Petrochina**, que es *piping* en el aumento de la cantidad del gas centroasiático, no lo suficiente para desencadenar las importaciones de más largo plazo de GNL.⁷

"No hay una cantidad significativa de demanda adicional de GNL de largo plazo hasta alrededor de 2017. Por lo que sólo se está en torno de tres años de reducción del VAT", dijo **Gavon Thompson** de la consultora de energía de **Wood Mackenzie**, en **Beijing**. "Se trata más bien de un corte en las pérdidas de gas de muy alto costo y es una parte de una estrategia más amplia para llevar los precios de la importación más cerca de los precios del mercado en China".

La demanda china de gas se triplicará en la próxima década a cerca de 300 millones de metros cúbicos y las importaciones es probable que representen casi un tercio de esa suma. Las importaciones representan actualmente cerca del 20% del consumo. En julio, China importa un record de 1.18 millones de toneladas de GNL después de que comenzara una nueva terminal de recepción en la provincia de **Jiangsu** en Mayo. Los descuentos se aplican a proyectos de importación ligados a las estatales que incluyen un venture de

⁷ China Daily, "Tax breaks for imports of gas", (23/8)

gasoductos de Asia Central operados por PetroChina, y las importaciones de GNL actualmente en uso y los que fueron posteriormente aprobados por el estado.

Las importaciones de GNL chinas llegaron a un record en julio, con un aumento del consumo. Las importaciones de GNL aumentaron un 66% a 1,18 millones de toneladas, según **General Administration of Customs**. Las importaciones de GNL costarán un promedio de 433 dólares la tonelada en julio, u 8.30 dólares por millón BTU, 47% más que el año anterior, según los cálculos de **Bloomberg**.⁸ El país pagó 424 dólares por toneladas de combustible. Esto se compara con los 3.89 dólares por millón de BTU del *benchmark* de los futuros de gas estadounidense comercializado en **Henry Hub**.

Más y más GNL está en camino a **Asia**, revirtiendo una tendencia de sólo unos pocos años atrás, cuando la mayoría del GNL se importaba en **Occidente**. Esto no es sólo una casualidad, sino un cambio gradual en la dirección del mercado de GNL, derivado de la creciente demanda en Asia y el crecimiento del suministro de gas en Estados Unidos y Australia. Según algunas estimaciones, Asia-Pacífico representa casi dos tercios de la demanda mundial de GNL, lo que resulta en un sitio importante del comercio mundial de GNL. Desde 1990, el consumo mundial de gas aumentó un 50%, mientras que el consumo de Asia-Pacífico se ha triplicado. Este aumento de la demanda asiática está afectando a la base de recursos de gas natural en varios países, incluyendo **Canadá, Australia y Estados Unidos**. Los compradores asiáticos están viendo cada vez más GNL como una fuente abundante de energía limpia y alternativa emergente a la energía nuclear.

Dado el exceso de oferta por los actuales y futuros desarrollos de gas natural en Norteamérica, los precios probablemente se mantendrán bajos durante algún tiempo y luego en Asia. Las matemáticas parecen afirmar esto. Según un informe de **Deloitte**, a finales de marzo de 2011, el gas del occidente canadiense se vendía a unos 3,65 dólares por millón de BTU.

Hay empresas que estiman que el gas podría ser conducido a la costa por 75 centavos, licuado a tres dólares y transportado a través del Pacífico por 1.00 dólares o menos. Una vez que estos costos se suman, el gas podría ser entregado por menos de 8.50 dólares a Asia, donde a finales de marzo de 2011, el gas se vendía a 11 dólares. El *spread* podría ser mayor ya que la demanda asiática crea un mercado de GNL *tighter*.

Australia ha entrado en una fase interesante de su evolución como un lugar preferido para el gas doméstico y el desarrollo del GNL, no es nuevo. En los informes, he escrito al respecto. Con 11 importantes proyectos de GNL en occidente y cuatro en el este, Australia sea ha lanzado a la fama entre los principales países productores de gas. Estos proyectos significan un mayor nivel de suministro de gas natural para los clientes con proximidad geográfica. En los últimos años, Estados Unidos ha sido el mayor beneficiario de los nuevos suministros de gas no convencional. Pero con la demanda de Estados Unidos por el GNL manteniéndose bajo, las terminales de GNL se están utilizando sólo en un pequeño porcentaje de su capacidad total de envío para las importaciones de GNL, lo que aumenta la posibilidad de que Estados Unidos se que convierta en exportador de GNL, según un informe de Deloitte.

El gran cambio del suministro de GNL continental continúa moviéndose de Oeste a Este. Japón se proyecta como el mayor importador mundial en los próximos cinco años. Con el exceso de gas y la débil demanda de América del Norte y el crecimiento explosivo de la demanda en Asia, países como Canadá, Australia y Estados Unidos es probable que mejoren su condición de exportadores de gas en un futuro previsible. El cambio del mercado de GNL ya está ocurriendo.

⁸ Bloomberg, "China's July LNG Imports Climb to a Record on Demand for Gas", (22/8)

Aumentos en los seguros para los buques de GNL

El costo para asegurar los buques de GNL aumentó con las fallas de la contención naval sobre la piratería y la creciente demanda que impulsa el tráfico a través de cursos de agua de alto riesgo, aumentando el riesgo de secuestros y ataques armados. El ritmo anual de crecimiento de los costos de los seguros durante la última década fue de 7.5%, mucho más rápido que el aumento anual en los costos de operación de los buques de GNL, según las cifras de la consultora **Drewry**.

Un tamaño *standard* de barcos obtendrá un estimado de 14,291 dólares por día en costos de seguro este año, según el analista *senior* de Drewry LNG, **Pranay Shukla**, lo que refleja el aumento del riesgo de secuestro y ataque pirata para el tránsito de gas *super-cooled*. Como resultado, varios *shipowners* confirmaron el uso de guardias armados privados en el último año a medida que luchan por contener los costos y proteger el comercio del aumento de la piratería. "*La amenaza de piratería se ha incrementado drásticamente (para el transporte de GNL), particularmente en el Golfo de Adén, donde las aseguradoras han tratado de cobrar primas adicionales debido al aumento del riesgo*", según una aseguradora.

Las primas adicionales en políticas de riesgo de guerra se han incrementado como el tráfico de buques de GNL en el **Golfo de Adén**, alcanzó niveles récord el año pasado, debido a una mayor oferta de **Qatar** y **Yemen** al tiempo que se incrementa el comercio con **Europa** y **Sudamérica**.

Más de 885 transportadores de GNL navegaron por el Canal de Suez el año pasado, frente a los 525 en 2009 y 429 en 2008, según las cifras del **Suez Canal Authority**, mientras que otros buques comerciales no terminaron de recuperarse de la crisis 2008/2009. El aumento de la circulación de los buques de GNL comenzará a llamar la atención de los piratas. Los propietarios no sólo recurren a empresas de seguridad privada para proteger el transporte del gas por Suez, sino también para reducir los costos de seguros. "*Con la seguridad embarcada, las primas de seguro también se reducen, los costos de mitigación aún más*", dijo **Dom Mee**, presidente del **Protection Vessels International**, un proveedor de seguridad marítima armada.

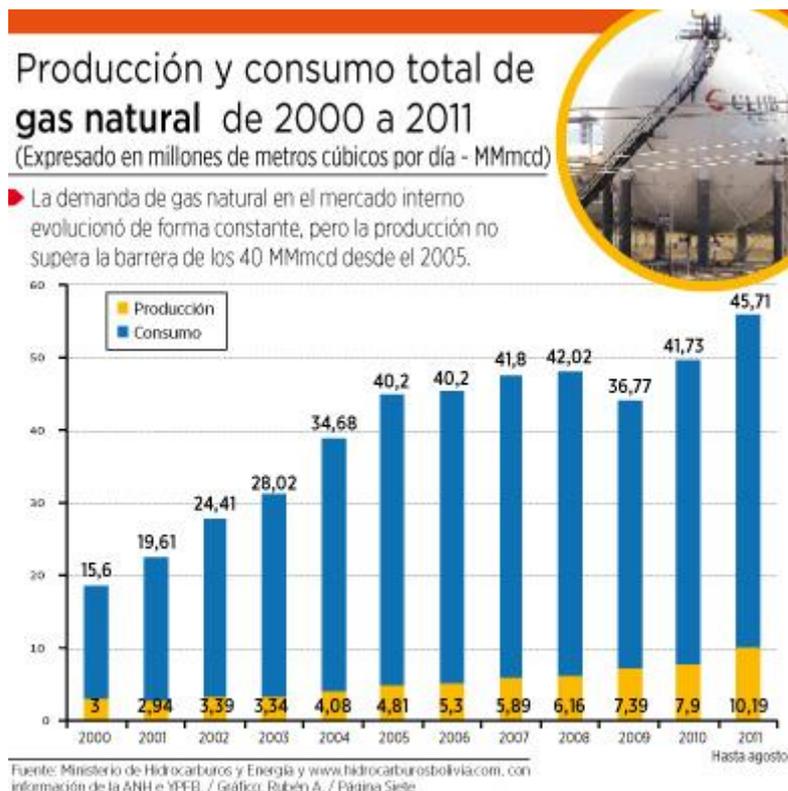
Análisis de la coyuntura del sector del gas natural en Bolivia

El consumo boliviano de gas natural creció casi en un 239% en los últimos diez años pero en ese tiempo la producción creció sólo en 193%. En el año 2000, un promedio de tres millones de metros cúbicos por día (MMmcd) de gas natural eran distribuidos, según datos de **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)**. En esa gestión, el país producía alrededor de 15,6 millones de metros cúbicos por día (MMmcd).

Recientes informes de la estatal petrolera señalan que, a agosto de 2011, la comercialización interna de gas natural subió a 10,19 MMmcd; con lo que se deduce un incremento en el consumo interno de la menos 239,7% desde 2000 a la fecha. En el caso de la oferta, si se compara los 15,6 MMmcd producidos el año 2000, con lo que se llegó a

producir hasta agosto de este año, 45,71 MMmcd. Estos datos avalan que la producción creció tan sólo en un 193%.

Una investigación del **Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA)** y la organización especializada en energía **Plataforma Energética**, titulada Gasolinaza: subvención popular al Estado y a las petroleras, afirma que el crecimiento del consumo de gas natural “*se debe a la progresiva sustitución de derivados de petróleo por gas natural, tanto en transporte como en el sector doméstico*”. La revista mensual de mayo de YPFB revela que en 2010 el consumo interno llegó a 7,64 MMmcd, un 14% más en relación a la gestión 2009. YPFB proyecta que en 2026 el consumo interno alcanzará los 20 MMmcd.



Además, un estudio elaborado por la **Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía (CBHE)** indica que el consumo total de gas del mercado interno sumará los 3,1 trillones de pies cúbicos, de 2011 a 2026. El **Balance Energético Nacional (BEN)**, indica que el año 2000, de todo el consumo de gas natural del país el 6,26% era destinado al transporte (GNV); mientras que en 2009 significó el 33,89% del total boliviano. Entre los rubros, la industria exigía, en el año 2000, cerca del 90,84% de toda la demanda boliviana; para 2009 bajó su consumo a 61%, pero aún es el más importante consumidor de gas natural.

Por otro lado, en la gestión 2010, el sector eléctrico mostró el mayor consumo de gas natural en el mercado interno con un volumen promedio de 3,82 MMmcd, representando el 49,91% del total. Los sectores residencial, comercial, industrial y de transporte vehicular, que en conjunto tuvieron un consumo de 3,25 MMmcd, se consolida con el 42,46% de la demanda total.

Las estadísticas de YPFB correspondientes al año 2010 señalan que **La Paz, Santa Cruz y Cochabamba** exigen mayores volúmenes de gas natural; concentran el 77% del

total boliviano; **Chuquisaca, Tarija y Oruro** consumen entre el 9% y el 6%, y **Potosí** consume cerca del 2%

Ecuación del gas boliviano para los proyectos de industrialización

Las actuales reservas de gas natural bolivianas, estimadas en poco menos de 10 trillones de metros cúbicos (TCF), no garantizan grandes proyectos de industrialización de este recurso, según CEDLA. Los datos oficiales de YPF, recogidos en la investigación, en la actualidad existe un déficit en relación a los compromisos asumidos por el Estado boliviano para los próximos 10 años, situación que sin embargo ha sido relativizada debido a una política agresiva de exploración y explotación que se ha propuesto la empresa estatal en los próximos cinco años y la ampliación, de 33 a 56 las áreas de potencial de hidrocarburos en Bolivia.

Hasta el año pasado, los compromisos para la próxima década sumaban 16.3 trillones de metros cúbicos, distribuidos de la siguiente manera: para el mercado interno 1.5 trillones, para exportación al Brasil 7.8 trillones, para exportación a la Argentina, según los nuevos términos de la adenda suscrita este año, 7 trillones, lo que hace un total de 16.3 trillones. Esos datos se basan en los actuales datos de consumo diario promedio, medido en millones de metros cúbicos: para el mercado interno, 6 millones, para el Brasil 30 y para la Argentina 27 (esta es una proyección ya que ahora se exportan sólo 6 millones de metros cúbicos por día).

Con esa información, se concluye que no existía gas disponible para grandes proyectos de industrialización, por lo que se dependerá de nuevos descubrimientos de reservas para asegurar la industrialización y la satisfacción de la demanda interna. También se recuerda que Bolivia llegó el año 2009 a un techo de producción de gas natural de 42 millones de metros cúbicos al día, lo que ya entonces planteaba un déficit de 21 millones de metros cúbicos al día si se quiere alcanzar el objetivo de cumplir los compromisos con la Argentina, de llegar a una exportación de 27 millones de metros cúbicos por día.

Mediante un ejercicio de proyección del consumo de gas natural para atender los requerimientos inmediatos de industrialización comprometidos por el Gobierno boliviano, la investigación estima que se precisa aumentar a 87.5 millones de metros cúbicos al día la actual producción de poco más de 40 millones para enfrentar 4 tipos de proyectos de industrialización que son gas a electricidad, gas a líquidos, gas a acero y gas a fertilizantes. Es decir, se precisa duplicar la producción actual. Ese flujo contempla cumplir con un contrato de venta de gas al proyecto de la **Empresa Siderúrgica del Mutún** y generar el flujo de gas suficiente para la planta de polietileno de **Puerto Suárez**. Además está la planta de petroquímica etano, etileno a polietileno para producir plásticos que no requiere volúmenes adicionales de gas natural sino su separación en componentes gaseosos básicos.

La corriente actual de 42 millones de metros cúbicos puede proveer el etano suficiente para la petroquímica, pero requiere un solo punto de separación de gas que, idealmente es Puerto Suárez.

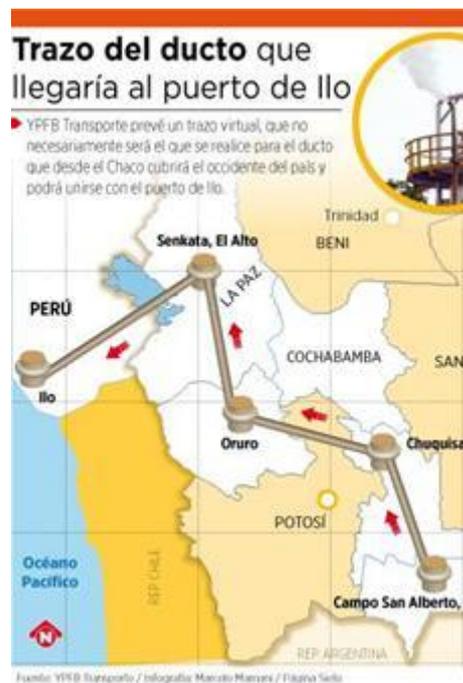
Se advierte que entre el 2010 y el 2014, la entrada en producción de los campos de Incahuasi, Tacobo, Ingre, Margarita y Huacaya, cuyos volúmenes están por certificarse, darán el horizonte de planificación de las reservas de gas para al menos 20 años, condiciones necesarias para industrializar más de dos proyectos de gas natural, incluyendo los de Puerto Suárez y los proyectos mineros, así como las iniciativas de la zona del Chaco

tarijeño. Por el momento, y a la espera de la certificación y habilitación de los nuevos campos, por un tema de falta de producción suficiente, no es posible garantizar la cartera de proyectos de la primera fase de la industrialización e incluso el crecimiento del mercado depende de esos nuevos campos.

¿Bolivia venderá GNL?

Bolivia quiere diversificar su suministro y se plantea exportar GNL por el puerto de Ilo. Esto ocurriría tras la construcción de un ducto hasta Ilo que tardaría al menos cinco años y demandaría más de 6.000 millones de dólares y podría estar operativo entre el 2015 y 2020.⁹ Tendría una capacidad aproximada de 15 millones de metros cúbicos y para llegar hasta Ilo sólo se necesitaría alrededor de 170 kilómetros de ductos entre la nueva red boliviana y la red peruana que construiría **Kuntur**, que partirá de **Camisea** y llegará a Ilo, donde se construyen un polo de minería y plantas eléctricas, además se pretende levantar una planta de licuefacción. La línea de transporte tendría la doble finalidad de abastecer el mercado interno del occidente boliviano y llevar el energético hasta el puerto peruano para sacar GNL a mercados externos por el **Océano Pacífico**.¹⁰ Esta línea de transporte demandaría una inversión de alrededor de 1.000 millones de dólares, que tendrían que ser financiados por la empresa, créditos de la banca privada y hasta del **Banco Central de Bolivia (BCB)** como ocurrió con el gasoducto **Juana Azurduy (GIJA)**.

Hace 10 años, al no existir esta opción, la mejor vía para exportar GNL era a través de puertos chilenos; el Gobierno de entonces se abrió a esa posibilidad, lo cual desencadenó la “*guerra del gas*”, en octubre de 2003, y que dio lugar a la realización del referéndum de 2004 que determinó no enviar gas por Chile.



⁹ La Razón, “YFPB proyecta exportar GNL por el puerto de Ilo”, (31/8)

¹⁰ Opinión, “Bolivia rescita el deseo de exportar gas natural licuado a ultramar”, (30/8)

Los principales proyectos que descansan en el gas natural:

- Un consumo de 8 millones de metros cúbicos día para el proyecto del Mutún, que producirá acero a partir del año 2015 durante 20 años. Incluye una central de 500 MW.
- La adición de 1.000 MW de generación térmica en la primera parte de la década en proyectos hidroeléctricos de **ENDE** y los proyectos de generación de electricidad para exportación.
- Se estima que cada 250 MW consumen un millón de metros cúbicos por día, que eleva la eficiencia energética de la planta al 60 por ciento a través de la recuperación de calor y una turbina de vapor.
- Consumo interno que sube de 6 a 12 millones de metros cúbicos diarios en promedio en razón de los programas de gas a domicilio, de conversión de vehículos a gas natural, llegando a 200 millones.
- Proyecto de producción de carbonato de litio y potasio en el salar de **Uyuni** por parte de la **COMIBOL** y las fundiciones de cobre de **Coro Coro**, de bismuto y de wolfran.
- Ingreso en producción de la planta de amoniaco urea de **Bulo Bulo** para los años 2013-2014. Se estima que la planta consumirá 2.5 millones de metros cúbicos de gas.
- Planta de transformación de gas a líquidos (GTL) para los años 2014-2015, donde la planta consumirá 4 millones de metros cúbicos de gas al día.

La pobreza y el subdesarrollo son un freno para los proyectos

Se han identificado por lo menos cuatro principales frenos estructurales a la industrialización en Bolivia y todos tienen que ver con la situación de subdesarrollo y pobreza del país. Estos frenos fueron catalogados por el investigador **José Romero Loza** en su libro *Bolivia, Nación en Desarrollo: El primero, el retraso agrícola, que consiste en un lento desarrollo de las áreas rurales que impide que el campesino acceda al consumo de productos industriales. Se entiende, dice que se habla de bienes de consumo pero también de insumos para la propia industria agrícola, como fertilizantes, tecnología, tractores, etc.*

La estrechez del mercado interno, que se expresa en el bajo índice del PIB per cápita en relación a los países vecinos, así como la concentración del poder de compra en pocas manos que hacen que el mercado interno sea todavía incipiente para algunos rubros. Otro freno es la falta de infraestructura. Se explica que el capital social en Bolivia es todavía escaso y es una deficiencia para cualquier proyecto de industrialización, donde los costos de transporte son una variable esencial. Se subraya que el suministro eléctrico a gran escala es un punto esencial para la instalación de establecimientos industriales.

Se cita también el capital e inversión respecto a los bajos índices de formación bruta de capital fijo, un mal endémico en el país. “*No se debe olvidar que el crecimiento de la industria depende de un proceso constante y persistente de inversión. Durante el Siglo XX el promedio del coeficiente de inversión en relación al PIB de Bolivia fluctuó entre 10 y 13 por ciento, lo que explica los bajos índices de crecimiento de la nación en años pasados*”. Se recuerda que uno de los sustitutos posibles a la baja tasa de inversión es la llamada **Inversión Extranjera Directa (IED)** que sumada a la inversión pública, el índice de **Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF)** de Bolivia llegó el año 2008 a 17 por ciento del PIB.

Análisis de las modificaciones del sector gasífero brasileño

Para el año 2020, **Brasil** deberá reducir la dependencia del gas boliviano, hoy responsable por un 45% de la oferta de gas en el país, a un 16%. Eso será posible gracias al aumento de la producción de Petrobrás a partir de los descubrimientos del pre-sal y el aumento de la oferta en función de la entrada de empresas como **OGX**, que tienen grandes reservas en **Maranhão**. El Plan Decenal de Energía 2011/2020, que el Ministerio de Minas y Energía colocó en consulta pública, apunta a una demanda total en 2020 de 168,74 millones de m³/día, considerando el funcionamiento pleno de las usinas térmicas a gas y biocombustibles.

La previsión de potencial de oferta para el mismo año es de 192,99 millones de m³/día considerando la producción de campos descubiertos y no descubiertos, la importación máxima de Bolivia de 30.08 millones de m³/día y la importación máxima de GNL de 21 millones de m³/día. En junio de 2011, la demanda no termoeléctrica media fue de 52,26 millones de m³/día y la termoeléctrica, de 11,95 millones de m³/día. La oferta de gas natural brasileño fue de 34,82 millones de m³/día, la de gas boliviano, de 28,44 millones de m³/día, además de la oferta de GNL de 0.95 millones de m³/día.

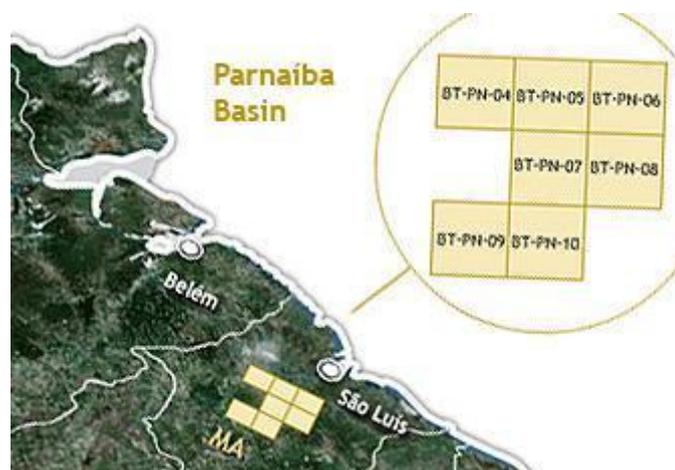
Con números un poco diferentes, Petrobrás proyecta en 2011 una demanda de 96 millones de m³/d a una oferta de 106 millones de m³/d. En 2020, la oferta crecerá un 61%, a 173 millones de m³/d, pero la demanda subirá a 200 millones de m³/d. Según **Maria Gracia Foster**, directora de gas y energía, a pesar de esos indicadores, no habrá déficit. “*Hasta allá habrá tiempo para implementar soluciones de suministro, como una oferta adicional, fruto de la maduración de la producción en relación a las expectativas de producción del pre-sal, o aún la instalación de la cuarta Terminal de regasificación de GNL*”, dijo. En las últimas semanas, llegan noticias de Brasil sobre otra de las opciones tecnológicas del GNL, el de las plataformas flotantes, que serán una novedad en las reservas de gas brasileñas para las próximas décadas. El consorcio **Saipem/ Hyundai** fue clasificado en primer lugar en la competencia de Petrobras para la construcción de una embarcación del tipo FLNG (planta

de GNL flotante) destinada al cluster de Santos. El resultado del proceso fue divulgado dos semanas después de la apertura de los sobres comerciales. El grupo presentó propuesta de 3,29 mil millones de dólares, de más baja de la licitación¹¹.

En la clasificación, el consorcio **Modec/Technip/JGC**, que presentó propuesta en el valor de 3,8 mil millones de dólares, quedó en segundo lugar, mientras el grupo **SBM/Chiyoda** fue desclasificado por precio excesivo, con el valor de 4,8 mil millones. Las empresas participantes tienen plazo de cinco días útiles para recurrir del resultado. Si no hay un pedido de recurso, Petrobrás deberá convocar, de inmediato, el consorcio Saipem/Hyundai para negociar el valor de su propuesto.

Por su parte, la **Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace)** considera las previsiones de la estatal conservadores y es optimista en relación a la producción de Petrobrás y de otras empresas, como **OGX, BG, Queiroz Galvão** y **Exxon**. Según **Paulo Pedrosa**, presidente ejecutivo de la entidad, el mercado de gas no será restringido por la oferta y, sí, por la demanda. *“El precio del gas en Brasil es tres veces mayor que nuestros concurrentes industriales pagan en el exterior. El precio aún es formulado con base en Brasil del pasado y entendemos que esa es una cuestión de política pública, que debería usar las reservas para aumentar la competitividad del país”*, dijo. Los técnicos del **Ministerio de Minas y Energía (MME)** defienden que en Brasil el precio de gas natural sea libre, por ley. Alegan que, con el nuevo marco regulatorio, habrá un incremento en la oferta de gas natural. Así, la tendencia es que exista un mayor equilibrio entre la oferta y la demanda.

Para Gracia, la formación del precio no se discute. Las empresas tienen sus políticas comerciales y la forma como los precios son establecidos es fijada en los contratos firmados entre Petrobrás y las 21 distribuidoras operacionales. *“La formación de precios es una ecuación confidencial. Petrobrás vende gas a las distribuidoras y ellas definen el precio para el segmento industrial. Y todo es aprobado por la Agencia Estadual”*, argumenta. En el Plan de Negocios 2011-2015, el área de gas y energía de Petrobrás tuvo las inversiones reducidas a 13,2 mil millones de dólares. Pero la directora niega un corte de 4,6 mil millones de dólares en los proyectos y justifica: 2010 fue un año de conclusión de una serie de obras relevantes, como el gasoducto **Gasene**. Otros tres proyectos tuvieron su fecha de entrada en operación ajustada. Son ellos la unidad de fertilizantes nitrogenados, la unidad de GTL Parafinas y el ambicioso plan inédito de transformar el gas en líquido y transportarlo en un navío construido específicamente para ese fin.



¹¹ Energia Hoje, “Divulgada classificação do FLNG”, (9/9)

El plan prevé aún ocho nuevos puntos de entrega de gas natural, actuación en la cadena de GNL –regasificación y licuefacción –para llevar el gas del pre-sal y atención del mercado termoeléctrico. Pero la mayor parte de las inversiones, 5,9 mil millones de dólares, será destinada a la planta de gas química, con cinco unidades para la conversión de gas natural en urea, metanol y melanina, entre otros productos. La participación de la estatal en el mercado de térmicas es un punto polémico, especialmente después de la victoria en la última licitación de energía, con un proyecto de 500 MW y planes para aumentar la capacidad actual de 6.500 MW. Eso hará a la empresa la mayor generadora de este tipo de energía, aunque sea proveedora de gas para los inversores privados del sector. Según Gracia, la **Ley de Gas**, creó la figura del auto-productor, aquel que produce y consume gas. *“Petrobrás fue aceptada como productora de energía eléctrica, así como otras empresas que fueron habilitadas a participar de la licitación”*, defiende.

OGX, también deberá actuar como auto-productora destinando la producción de sus reservas en la **Cuenca de Parnaíba**, en Maranhão, preferentemente a las termoeléctricas que **MPX**, la empresa de energía del grupo, va a construir en asociación con **Petra Energía SA**, ambas socias de OGX en el bloque PN-T-68. El plan de inversiones de OGX Maranhão, de 2009 a 2013, queda entre 600 millones de reales y 700 millones de reales. El inicio de la producción de gas está previsto para el segundo semestre de 2012 en los campos **Gavilán Azul** y **Gavilán Real**, que deberán englobar 23 pozos y alcanzar una producción de 5,7 millones de m³/día en 2013. MPX adquirió el terreno para construcción de una termoeléctrica en el municipio de **Santo Antônio de los Lopes**, en el interior de Maranhão, y obtuvo licencia de instalación de 1.863 MW, siendo que otros 1.859 MW adicionales están en licencia. *“Además de eso, Maranhão está estudiando otros usos para ese producto, como industrial y residencial, entre otros. Inclusive, OGX y MPX suscribieron un término de cooperación con el gobierno de Maranhão para que esos estudios sean hechos”*, dice **Paulo Mendonça**, director general de OGX.

El potencial de las reservas de Maranhão es de 11 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas, según los estudios de la consultora. Además del gas en la **Cuenca de Parnaíba**, existen aún buenas perspectivas de gas no asociado principalmente en la Cuenca de Santos. Recientemente, OGX concluyó la primera prueba de formación en esa cuenca, en el pozo OGX-47, en **Maceió**, con tres intervalos productores, que indicó potencial productivo de 1 millón de m³ /día en pozo vertical, pudiendo alcanzar hasta 2,5 millones de m³ /día en pozo horizontal.

GasAtacama negocia una nueva terminal de regasificación para Chile

Gas Atacama tiene previsto invertir 250 millones de dólares en la construcción de la que se convertiría en la tercera terminal de regasificación de gas natural licuado (GNL) del país cerca de la ciudad de **Mejillones**, en la norteña **II Región**. La más eficiente podría ser tener una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FRSU, por su sigla inglesa). La decisión de inversión se proyecta durante el 2012.

La terminal flotante de almacenamiento y regasificación se emplazaría a 2km de las costas de la bahía de Mejillones y se conectaría con la **Central Térmica Atacama**

(780MW) a través de un gasoducto submarino. El excedente de gas podría destinarse a cubrir la demanda de algunos clientes residenciales e industriales de GasAtacama y la de otras generadoras eléctricas como su matriz **Endesa Chile**. A través del gasoducto Atacama también está conectada una central de Endesa [la termoeléctrica de 240MW Taltal], que está en la parte norte del **Sistema Interconectado Central**.

Si en algún momento Endesa resuelve que esa central también pueda funcionar con GNL, esto permitirá que obviamente se pueda recibir gas adicional no solo para una central, sino para más de una, y en ese sentido tiene la ventaja de distribuir los costos fijos entre un mayor número de usuarios. El financiamiento del proyecto no sería problema dado el respaldo que recibe GasAtacama de su otra matriz, **Southern Cross Investment Funds**.

Los despachos a la unidad flotante serán empleados por la firma para atender la demanda energética de las operaciones mineras en expansión que debieran recibir la aprobación del gobierno este año y que se abastecerán de la red del **Sistema Interconectado del Norte Grande**. GasAtacama espera iniciar los despachos a estas instalaciones según vayan entrando en funcionamiento desde fines del 2015 en adelante. La empresa está a la espera de que el gobierno apruebe los nuevos proyectos mineros. Una vez recibidos los permisos, estarán en condiciones de presentar una propuesta competitiva para satisfacer esa demanda eléctrica.

GasAtacama ya ha sostenido negociaciones por el suministro de GNL con los consorcios encargados de las instalaciones de exportación de **Cheniere** y **Freeport**, que actualmente se construyen en las aguas estadounidenses del golfo de México. La firma cree que la reciente consolidación de las reservas de gas estadounidense tras la mayor explotación de recursos no convencionales de esquisto reduciría el costo de las exportaciones norteamericanas. Por lo tanto, la firma chilena está considerando contratos de suministro de hasta 20 años por valores superiores a los 1.500 millones de dólares.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com