

Integración de los mercados de Gas Natural Licuado (GNL)

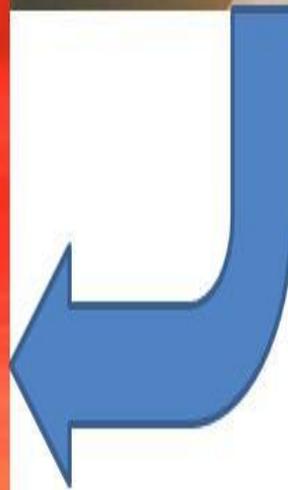
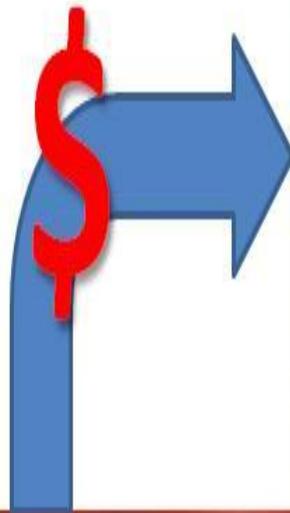
Análisis de los distintos precios del gas natural

(Segunda Parte)

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> Hacia una industria más global del gas natural	4
• <i>Estados Unidos, GNL a largo plazo</i>	8
• <i>Gorgon como presentación de la expansión del mercado asiático</i>	11
• <i>Las oportunidades en el mediano y largo plazo en la industria de servicios de GNL</i>	15
• <i>Qatar defiende la supremacía de Medio Oriente en el sector</i>	18
<u>Geopolítica:</u> Yamal, el gas natural del fin del mundo	23
• <i>Cancelación de 341 buques metaneros en todo el mundo</i>	26
<u>Análisis II:</u> ¿Hasta cuando tendrá gas Perú?	27
• <i>Danza con cifras</i>	30
Mercados para gas boliviano, ¿Industrializar?, bien gracias	31



Análisis I: Hacia una industria más global del gas natural

***Con la economía internacional comenzando a salir de la recesión, un número de acuerdos comerciales recientes en el mercado de gas natural licuado (GNL) colocan al sector en el punto de mira. En particular, las economías asiáticas aumentan sus contratos de suministro de gas durante los próximos años, después de un significativo deterioro a principios de 2009. Fundamentalmente, también se enfocan en la diversificación de las fuentes de suministro, que a su vez tiene un impacto sobre los principales productores de GNL, como Qatar.**



¿Existe una mejor inversión que el petróleo? Para muchos, el petróleo lo tiene todo. Es una de las formas más populares de protegerse contra la inflación. Es realmente un activo líquido. Alguien, en algún lugar, siempre necesita petróleo. Puede comprarse y venderse con mucha facilidad. ¿Mejor que el petróleo? Hace exactamente un año, el petróleo costaba el doble que ahora. Y en ese mismo periodo de tiempo, el gas natural, en la referencia Henry Hub de Estados Unidos, alcanzó un precio más alto que 13 dólares por millón de BTU, que era más de tres veces el promedio de 2003, el precio del GNL cayó 3.55 dólares por millón de BTU

en mayo de este año, retornando a su nivel de hace 10 años. Movimientos comparables ocurrieron en los países de la Unión Europea, donde los precios del gas natural estaban a 3.95 dólares por millón BTU a mediados de 2009, sólo un tercio del *peak* que alcanzó un año antes.

Al mismo tiempo, las cargas de GNL spot, que habían escalado el año pasado hasta 19-20 dólares por millón de BTU, ahora llegaron a los niveles de 4-5 dólares. Aunque, esta actividad spot, se verá incentivada gracias a la importante incorporación de flota nueva y al previsible descenso de los charters, que se espera que se reduzcan hasta los 40.000\$/día frente a precios de hace unos meses de 60.000\$/día. El comportamiento del mercado gasífero no replica exactamente lo que sucede con el petrolero, por el momento y por algunos años más, probablemente.

Sobra gas en los mercados. Aún sobrará más en los próximos años. No tanto porque la demanda haya caído, que también ocurrió, sino por haberse acometido simultáneamente grandes proyectos para explotar yacimientos de gas, enormes, en muchos casos. Algunos están ya iniciados, incluso a punto de finalizar. El resultado una asfixia a los

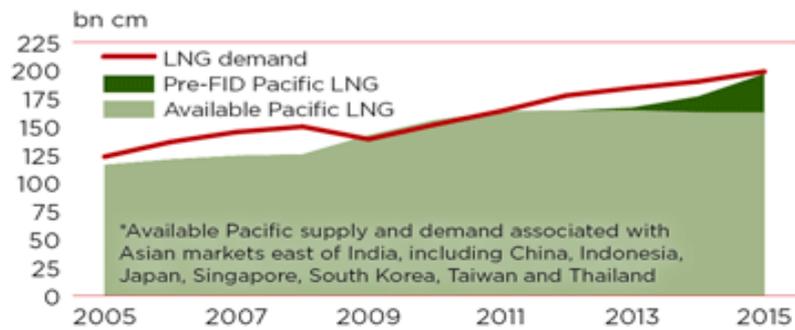
productores. Para algunos analistas la destrucción de la demanda es uno de los desafíos reales y apremiantes que enfrenta hoy la industria global del gas.

Para agravarlo, la infraestructura para recibir y transportar ese gas está absolutamente sobredimensionada. Los mayores exportadores mundiales de gas desarrollaron una infraestructura más que suficiente para exportarlo. No sólo eso, pues teniendo aún recursos de gas sin explotar, se embarcaron en grandes ampliaciones para incrementar su capacidad exportadora. Como el consumo mundial aún no puede absorberlo todo, intentan colocar los excedentes al precio (bajo) que sea. Por consiguiente, los productores buscan mercados alternativos para descargar el exceso de cargas. Qatargas anunció que trató de desviar sus cargas a otros mercados como Europa y Estados Unidos. Un buen ejemplo es que las plantas regasificadoras europeas trabajaban al 80% de su capacidad teórica en 2002. Ahora están sólo en un 50% porque el mercado no puede absorber más gas.

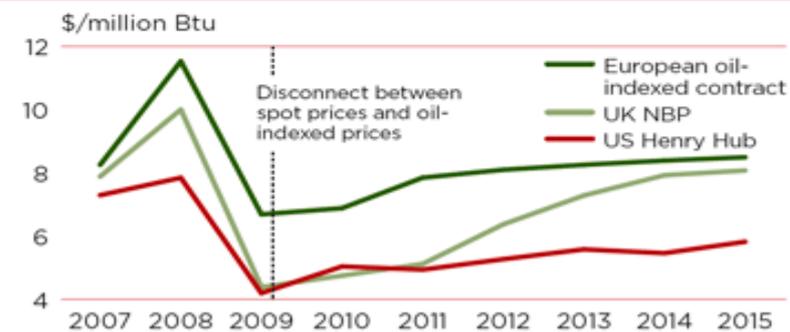
Otros analistas, a contracorriente, consideran que una crisis de suministro de gas se puede provocar por el aumento del consumo interno de los productores claves y una inversión inferior. *"La agitación económica en gran parte no afectó a la demanda de gas como ocurrió con el petróleo, forzando a la mayor parte de los productores de gas a aplazar los principales proyectos de gas y para satisfacer la creciente demanda local a expensas de las exportaciones"*, Nicolas Sarkis, Director General del Arab Petroleum Research Centre (APRC), con sede en Paris.

The Big Numbers of Natural Gas

Share of world reserves		Import dependency		Trade movements (bn cu m, 2006)			
					Piped		LNG
Russia	26%	Japan	100%	Russia to Europe	151	Indonesia to Japan	19
Iran	16%	France	100%	Canada to US	100	Australia to Japan	16
Qatar	14%	Italy	86%	Norway to Europe	84	Malaysia to Japan	16
Saudi Arabia	4%	Germany	82%	Netherlands to Europe	49	Qatar to Japan	10
USA	3%	Ukraine	72%	Algeria to Europe	36	Qatar to South Korea	9

Figure 1: Pacific* basin LNG supply and demand

Source: Wood Mackenzie Global Gas Service

Figure 2: Atlantic basin gas price forecast

Source: Wood Mackenzie Global Gas Service

El crecimiento del GNL consiste en hacer al gas natural, por primera vez en la historia, un commodity verdaderamente global. Hoy, los nuevos contratos a largo plazo de GNL están directamente unidos a los representados por el petróleo crudo alrededor de 14%-16% de los precios del barril sin cualquier piso o límites de techo. A pesar de todo, el GNL es todavía más barato en comparación con los combustibles líquidos.

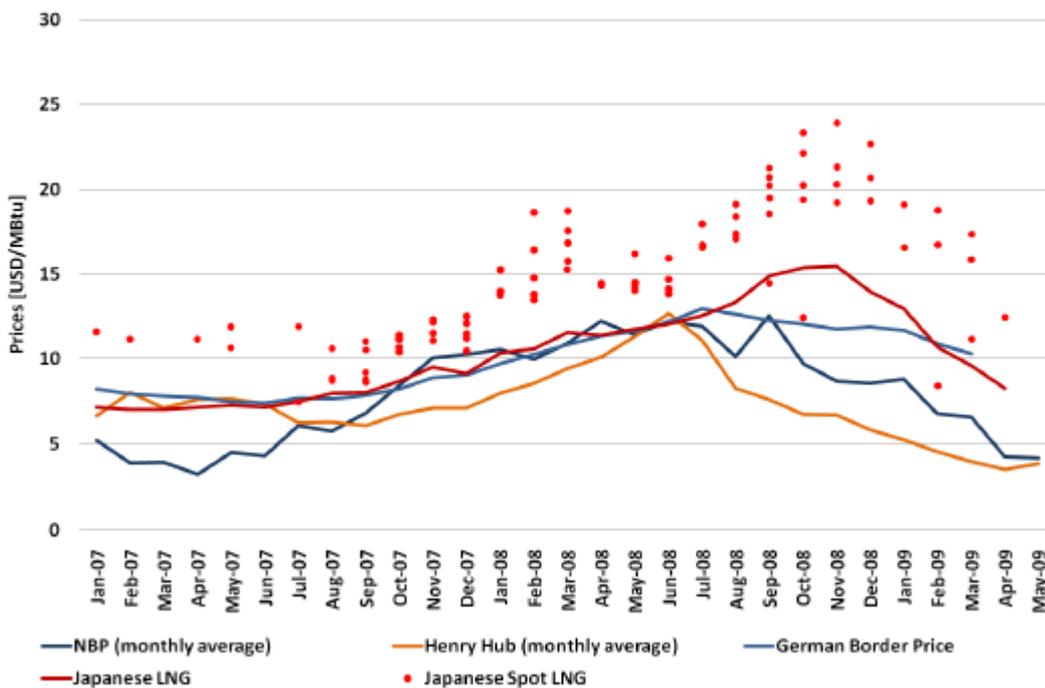
En términos simples, con precios del *benchmark* del petróleo crudo en 70 dólares por barril, el GNL costará alrededor de 9.8-11.2 dólares por millón de BTU en bases FOB, dependiendo de la formula de precios acordada en contratos individuales. Esta cifra se elevará a 14-16 dólares, si los precios de referencia del crudo suben a 100 dólares por barril. El link directo con los precios del crudo hace a la importación del GNL en el futuro más costoso, en particular cuando se espera que los precios del petróleo suban en el futuro previsible.

En materia de tiempo, los envíos de GNL serán libres de encontrar el precio más alto en el mundo, como el petróleo. Este cambio dramático creará muchos ganadores y perdedores. Con la capacidad entrando en línea rápidamente, y el malestar económico general, habrá una superabundancia de suministro. Y esta ya comienza a aparecer. Reuters informó que "la compañía China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) lucha por encontrar usuarios finales para (GNL) importado de Qatar". El GNL, que tiene un precio de acuerdo con el Japanese Crude Cocktail (JCC), un *benchmark* para poner los precios del GNL para los compradores japoneses, llegó a la terminal china de Dapeng a alrededor de 3 yuanes por

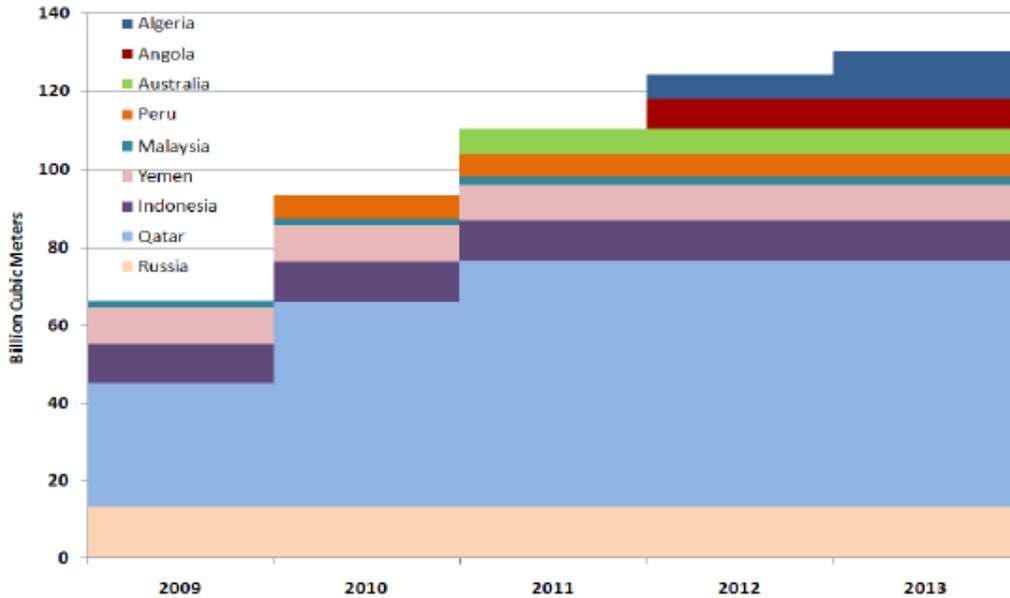
metro cúbico. El precio es casi dos veces tan caro como el suministro existente de Australia.

Esto no ocurre solamente en China. Bloomberg reportó que "*El Reino Unido se sumerge en un exceso de GNL, provisiones del Mar del Norte y Noruega*". El Reino Unido está en una difícil situación económica y ahora las facilities de importaciones de GNL que se construyeron en los últimos años crearon una superabundancia significativa. Gran Bretaña se transformó de un país preocupado por la escasez de gas a una nación que flota sobre una burbuja de gas. La terminal de Milford Haven se transformó en un *hub* de gas europeo del GNL que los americanos no necesitan. El costo actual de un millón de pies cúbicos es de aproximadamente 1.50 dólares -casi la mitad del precio en Estados Unidos.

Gas prices fall but at different rates in different regions



Significant liquefaction capacity to start Capacity does not mean production ...



Estados Unidos, GNL a largo plazo



El *top outlet* por exceso de suministro es y será el mayor consumidor del mundo de gas natural, Estados Unidos. Estas son buenas noticias para los consumidores, hay más competencia en el mercado de gas natural. Aunque son malas noticias, sin embargo, para los principales productores de gas natural en Estados Unidos, hay más competencia.

Y esto no podría ocurrir en un peor momento posible. El número de plataformas de gas natural que

funcionan en EE.UU. disminuyó a la mitad. Los niveles de almacenaje de gas natural llegaron a su punto máximo en cinco años. Y las esperanzas de un invierno realmente frío, que requiere una importante demanda de gas natural, están rápidamente decolorándose. Es por eso que los precios del gas natural finalmente quedaron en la marca de 3 dólares. Los metaneros cargados de GNL están en las orillas de Estados Unidos. Esto va hacerlo aún más difícil para los productores estadounidenses locales de gas natural.

Aunque en el corto plazo la imagen del gas natural no puede ser demasiado brillante en EE.UU., esto no va a tener un mayor impacto sobre los proyectos de GNL. La razón es simple porque toma mucho tiempo para construir una planta de GNL. No esperan que

algunos de los proyectos más grandes de GNL sean completados hasta 10 o 12 años desde ahora.

Ahora. Más allá de este panorama desolador, la tecnología del gas natural licuado (GNL) tendrá un mayor crecimiento de largo plazo. Hasta hace poco el boom del GNL era "*casi inevitable*". Desde luego, la parte más atractiva de la inversión en GNL es que todavía es relativamente pequeño. Y ya que es pequeño puede crecer rápidamente. Por ejemplo, el último Short-Term Energy Outlook del Energy Information Administration predijo: las importaciones estadounidenses de GNL para aumentar a aproximadamente 500 billones de pies cúbicos (Bcf) en 2009, encima de los 352 Bcf en 2008, y un aumento de aproximadamente 740 Bcf en 2010. Esto es un aumento de dos años del 110%. Y esto va a ser más grande con el correr del tiempo.

Los principales mercados: Asia, Europa y Estados Unidos reciben actualmente 180 millones de toneladas de GNL de todo el mundo. El presidente de Desarrollo de ExxonMobil, Neil Duffin estimó que la demanda global para los próximos 25 años excederá los 500 millones de toneladas. Esta cifra requerirá al menos más de 23 Gorgons (en relación al megaproyecto australiano de GNL).

Consideren esto. En la actualidad el objetivo de los compradores asiáticos es renovar los contratos de largo plazo para asegurar precios inferiores. Hace unas semanas, ExxonMobil y PetroChina cerraron un acuerdo comercial de una valor de 41 mil millones de dólares referentes al suministro de gas natural licuado australiano.

PetroChina comprará 2,25 millones de toneladas al año de la producción de Exxon en el proyecto australiano Gorgon durante 20 años. Gorgon espera comenzar a producir gas en 2014 y tarde o temprano alcanzará la producción de 15 millones de toneladas métricas por año. El tamaño del premio vale la pena. Gorgon y sus campos circundantes tienen aproximadamente 40 trillones de pies cúbicos de gas



natural, el equivalente a 6.7 mil millones de barriles de petróleo. Australia tiene grandes reservas sin explotar y un clima político estable. Y está localizado para ser enviado fácilmente a mercados en crecimiento como China e India. Este acuerdo es sólo el puntapié inicial, uno de muchos en el lugar. El tema sobre el gas natural en los países asiáticos que consumen la mayor parte pero produce muy poco. Mientras tanto, países que tienen mucho gas -Australia, Papua Nueva Guinea, e Indonesia- son capaces de producir más de lo que consumen.

En la zona Asia-Pacífico, que aloja a las potencias económicas China, India, Japón y Corea del Sur y donde casi el 90% del comercio internacional de gas natural es vía GNL, representó apenas el 16% del consumo mundial de gas natural el año pasado, contra el 22% de Estados Unidos y casi el 14% de Rusia, según una revisión estadística de energía de la firma British Petroleum. Aunque, por ejemplo, China está construyendo una serie de terminales de GNL a lo largo de su costa este, que mejorarán su capacidad de importación en los próximos años.

El último entre estos proyectos es el desarrollo de la terminal Zhejiang LNG por China National Offshore Oil Corp. (CNOOC). El proyecto de terminal de GNL es el cuarto de CNOOC en el país. La primera fase del proyecto, aproximadamente 7 mil millones de yuanes y capaz de recibir 3 millones de toneladas de GNL por año, está

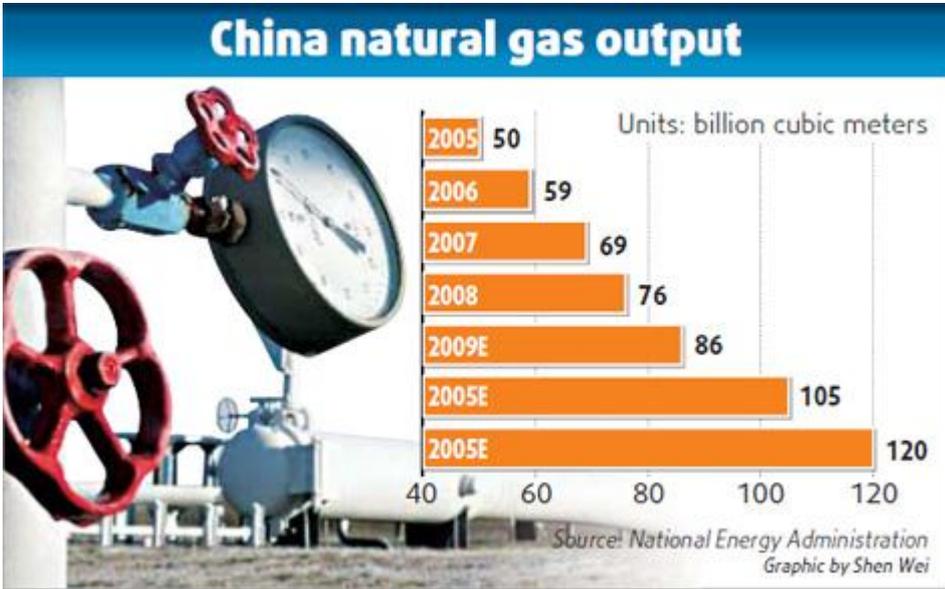
programada para ser operacional en 2012. Actualmente, CNOOC maneja dos proyectos de GNL en Fujian y Guangdong. Y está construyendo su tercer proyecto en Shanghai.

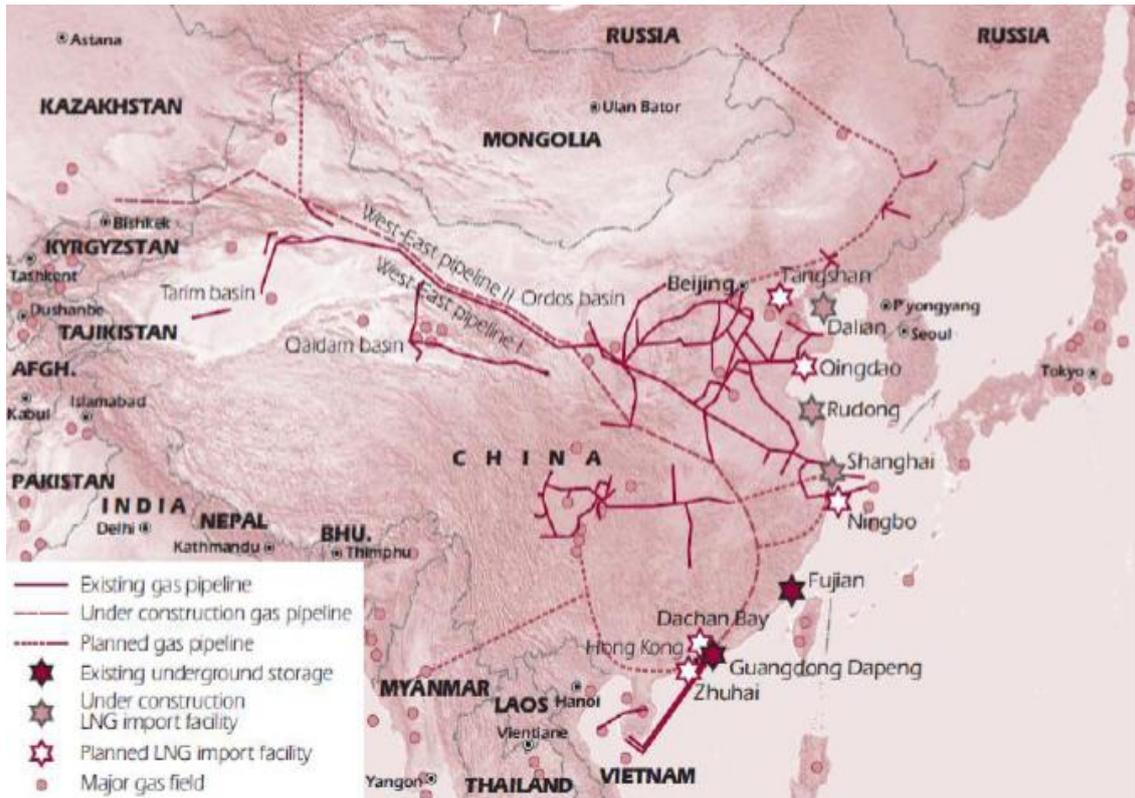
Los objetivos de la empresa es tener 50 millones de toneladas por año de GNL para recibir de capacidad en 2020, dijo Zhou Shouwei, gerente general de CNOOC. El objetivo sería casi ocho veces la capacidad total de la primera fase de dos terminales de GNL que CNOOC puso en operación desde 2006. La expansión en curso de las facilities de CNOOC está en línea con los esfuerzos de China por aumentar el uso de gas natural para reducir su dependencia en el carbón.

China National Petroleum Corp. (CNPC), el mayor productor de petróleo y gas del país, construye actualmente terminales de GNL en las provincias de Liaoning y Jiangsu. Además de la construcción de terminales de GNL a lo largo de la costa, las compañías domésticas también aceleran la construcción de gasoductos en el interior. CNPC comenzó el año pasado a construir el segundo gasoducto oeste-este del país, el más grande de su clase en el mundo. El proyecto incluyó una línea troncal y 8 sub-líneas con una longitud total de 9.102 kilómetros. El proyecto, que tiene un costo de 142.2 mil millones de yuanes, cruzará 14 provincias, regiones autónomas y municipios. El gasoducto llevará 30 millones de metros cúbicos de gas natural cada año de Asia Central y Xinjiang a áreas del este y sur incluyendo Shanghai y Guangdong. El gasoducto aumentará enormemente el consumo de gas natural en China.

Pese a que el gas sólo cubre el 3% de las necesidades energética de China, la demanda se dispone a crecer a un ritmo anual del 10%, desde 7.300 millones de pies cúbicos por día a 18.000 millones en el 2020, según estimados de Bernstein Research. Este incremento transformaría a China en el tercer mayor mercado del mundo después de Rusia y Estados Unidos.

El banco francés Societe General avanza agresivamente en sus planes de construir una fuerte plataforma para financiar y operar gas natural licuado (GNL) en Asia y aprovechar un anticipado florecimiento en la región liderado por China. En estos momentos está conversando con operadores clave, desde la india Reliance Industries hasta la malaya Petronas, para acordar inversiones. Mientras que Morgan Stanley quiere reforzar su presencia en el sector, el Citigroup Inc recientemente se unió a la fraternidad del GNL al ganar una oferta de exportación en Trinidad en agosto, además de establecer un *LNG trading desk* en Singapur.





Gorgon como presentación de la expansión del mercado asiático

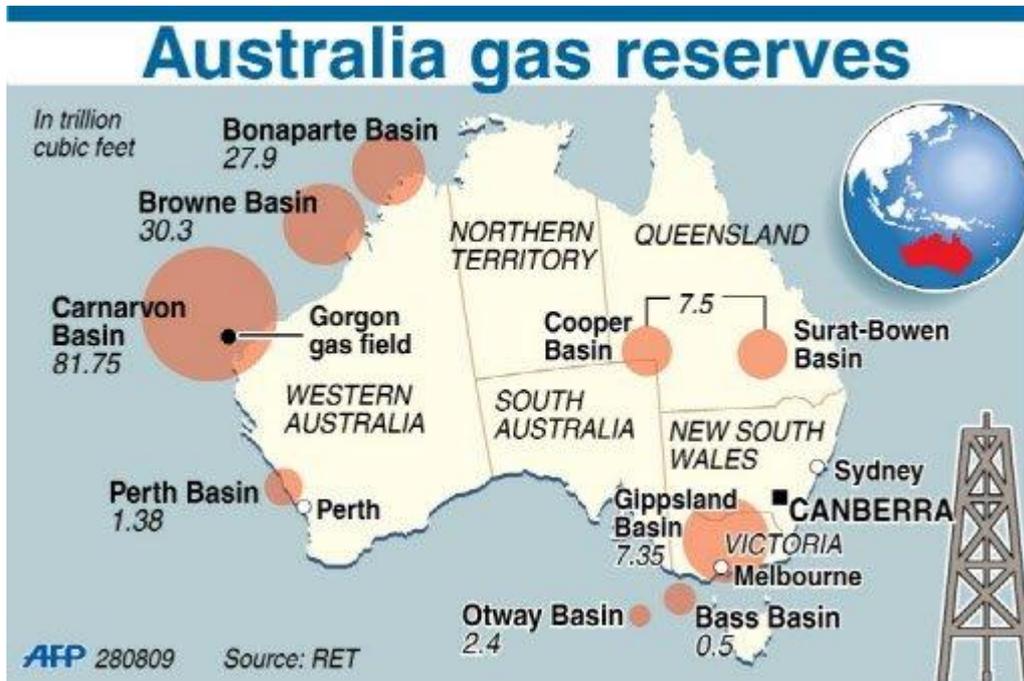


Japón acordó recientemente con Chevron por el suministro de cerca de tres millones de toneladas por año de GNL del proyecto Gorgon en la costa de Australia Occidental. El acuerdo de exportación por 60 billones de dólares involucra tanto a Osaka Gas, obteniendo 1.375 millones de toneladas de GNL por año, y Tokyo Gas, por 1.1 millón de toneladas por año. The Japan Times asegura que el gran acuerdo con Australia proporcionará a los hogares e industrias japonesas una fuente confiable de gas natural durante las próximas décadas. Además, Corea del Sur comprará 0.5 millones de

toneladas por año por hasta 20 años. En recientes acuerdos separados, China firmó 42 billones de dólares de exportación e India 21 billones de dólares en contrato de suministro de largo plazo, ambos con la industria del GNL australiano. *"China probablemente tiene un apetito por más GNL y Kogas de Corea del Sur también ha expresado interés en comprar gas y obtener participación en proyectos, por lo que para allá es donde probablemente iría el resto del gas de Chevron"*,

dijo Stuart Baker, analista de energía de Morgan Stanley. Bajo el acuerdo, Chevron también venderá una participación accionaria de 1,25 por ciento en el proyecto Gorgon a Osaka Gas y otro uno por ciento a Tokyo Gas, reduciendo su interés a 47,75 por ciento.

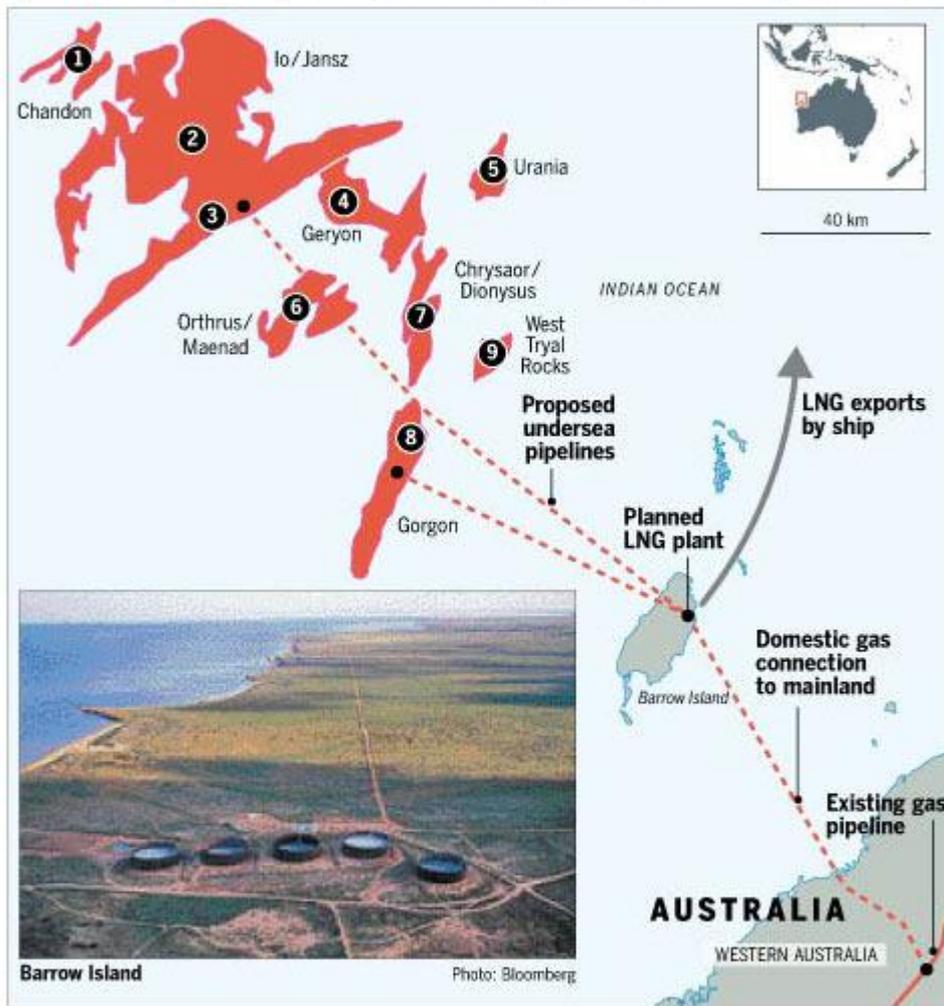
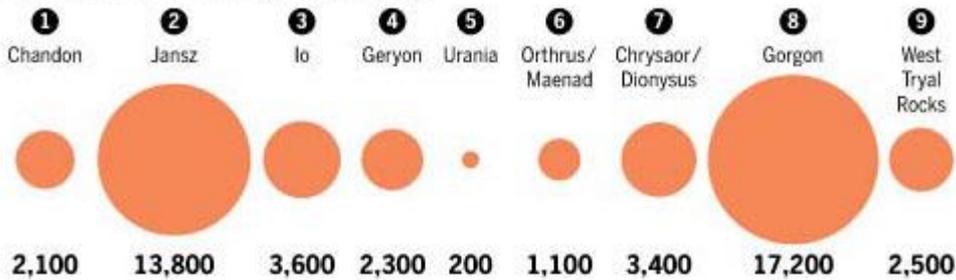
El sector de GNL australiano tiene muchas empresas planificadas y proyectos, que verán al país hacerse el segundo mayor proveedor mundial del combustible para 2016 con Qatar que sigue siendo el mayor proveedor global. Los cinco primeros exportadores de GNL en el mundo son Qatar, Indonesia, Malasia, Argelia y Trinidad & Tobago. Este orden está basado en compromisos de suministro a largo plazo de GNL. Qatar lidera el camino con un volumen de exportación de casi 40 millones de toneladas de GNL, pero para 2016 Indonesia y Argelia serán substituidas por Australia y Nigeria.



Gas giants of Gorgon

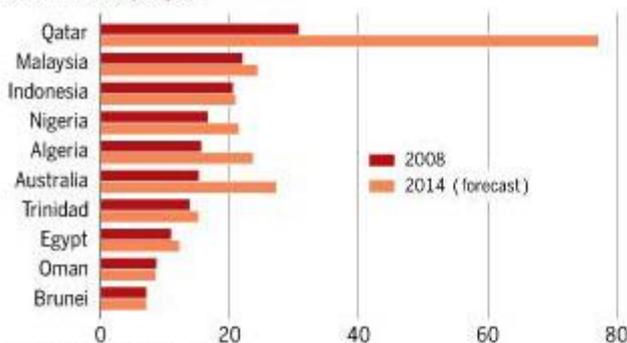
Estimated reserves in Gorgon area gas fields

Proven and probable reserves (billion cubic feet)



Liquefied natural gas output

Million tonnes per year

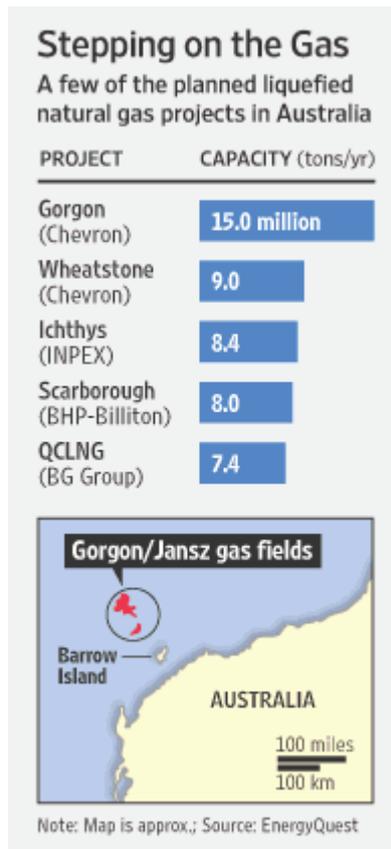


Sources: Wood Mackenzie; Chevron

15m
tonnes per year
**Forecast LNG production
from Gorgon area by 2017**

46,200
billion cubic feet

**Estimated gas reserves in
Gorgon area**



Corea, en particular, contempla la diversificación de su suministro de gas. Esto tiene implicaciones para sus actuales principales proveedores, incluyendo a Qatar y Omán, así como Korea Gas Corporation es actualmente el *mayor* comprador de GNL del mundo. En este momento, Corea del Sur importa más del 90% de su GNL de Qatar, Omán, Indonesia y Malasia. En adelante planea comprar aproximadamente el 30% de sus requerimientos en Australia.

Los relativamente más pequeños consumidores de GNL en la región, como India, tienen que aceptar precios altos para asegurar su futuro suministro de energía. En agosto, la compañía india Petronet LNG anunció un vínculo por 1.5 millones de toneladas de GNL de una empresa australiana para su terminal en Kochi. Aunque ninguna de las partes haya declarado oficialmente los precios, el contrato por 20 años está valorado en 20.5 mil millones de dólares, que trasladado al precio llega a 13.5 dólares por millón de BTU. "Los precios en el mercado spot y los contratos de largo plazo, que generalmente duran entre 20-25 años, no son comparables", dijo Amitava Sengupta, director financiero de Petronet LNG, el mayor importador indio de GNL.

"Los precios de transacción spot son actualmente bajos debido al downturn económico, sin embargo, volverán a subir tarde o temprano", dijo, agregando que los precios se elevarán en el largo plazo porque la demanda de GNL excederá el suministro. Los costos de la producción doméstica de gas están en el rango de 1.8 -5.5 dólares por millón de BTU.

India no puede permitirse a dejar al precio del gas natural inferior a 2.34 dólares por millón de BTU prevalece dificultará el desarrollo de una industria de gas en el país, dijo en un reporte **Bernstein Research**. "Hoy, India tiene los precios más bajos de gas natural en Asia. Esto puede satisfacer a los consumidores, pero no refleja la escasez de recursos de gas natural", resalta el

reporte de mediados de septiembre. La *research firm* dijo que las únicas regiones con precios inferiores de gas que India son Rusia y Medio Oriente, donde los precios domésticos de gas estaban entre 1-2 dólares por millón de BTU. "*A diferencia de India, estos países tienen abundantes reservas de gas*". En el caso de Rusia, la estatal Gazprom fue forzada a usar sus ganancias de su negocio de exportación de gas a Europa para subvencionar la pérdida que se hace del suministro de gas doméstico.

Las oportunidades en el mediano y largo plazo en la industria de servicios de GNL

La industria del GNL estadounidense, por ejemplo, no está enfocado en ese mercado en el corto plazo. Está enfocando la demanda de gas natural a largo plazo -el muy largo plazo. Es por eso que se ven oportunidades en el boom de GNL global. Un cambio es invertir en los países con demasiado gas natural. Esta es una manera *high-risk/very-high-reward* de entrar en el boom del GNL. Actualmente hay muy pequeñas empresas desarrollando campos de gas natural en Australia, Indonesia y Papua Nueva Guinea. Gracias a la construcción de infraestructura de GNL, probablemente esas empresas hagan *head-to-head* con grupos como Chesapeake Energy y EOG Resources.

Hay bastantes empresas que desarrollaron la expertise en la construcción de plantas de GNL. Lamentablemente, la mayor parte de las empresas que están en mejor posición para tomar los masivos proyectos de GNL son los *big leaders* como Schlumberger y Halliburton. Ellos tienen una gran ventaja en el *action* de infraestructura de GNL. Hay otros caminos, sin embargo, que son más directos. Uno de los caminos que mayor atención llaman es con FLEX LNG. Esta empresa construye plantas de licuefacción móviles, las plantas que convierten el gas natural en GNL.



Estos navíos especiales de GNL serán capaces de mover a cualquier parte donde el gas natural sea producido. Será capaz de transformar remotos e inutilizables campos de gas en económicamente viables productores de GNL a un costo muy inferior que las plantas de GNL tradicionales. El *FLNG liquefaction* atrajo un creciente interés en los últimos años de las firmas de petróleo y gas que buscan alternativas a los tradicionales proyectos de licuefacción multi-tren onshore, cuyo costo es muy alto en la actualidad. La puesta de una planta de licuefacción sobre una plataforma flotante es una opción *fast-track* para los operadores para monetizar los depósitos de gas offshore más pequeños, de entre 0.5-3.0 trillones de pies cúbicos, que no justifican el costo de facility onshore en gran escala.

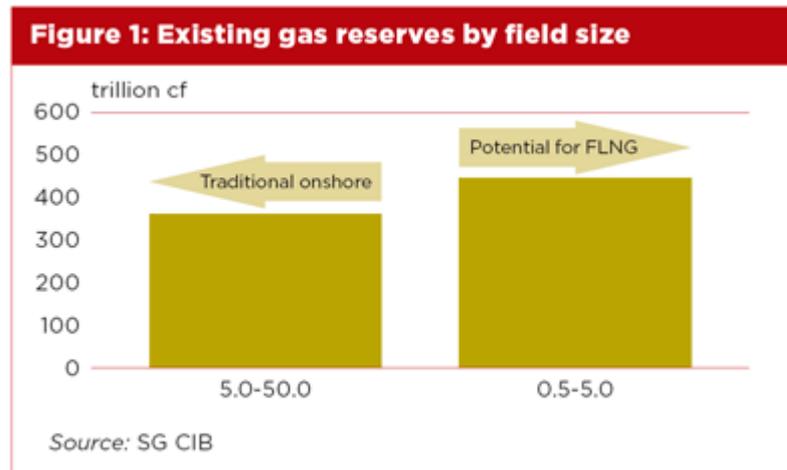
El concepto de floating LNG también ofrecen mayor flexibilidad y bajan el costo general comparado con una terminal onshore. Los defensores de este concepto esperan

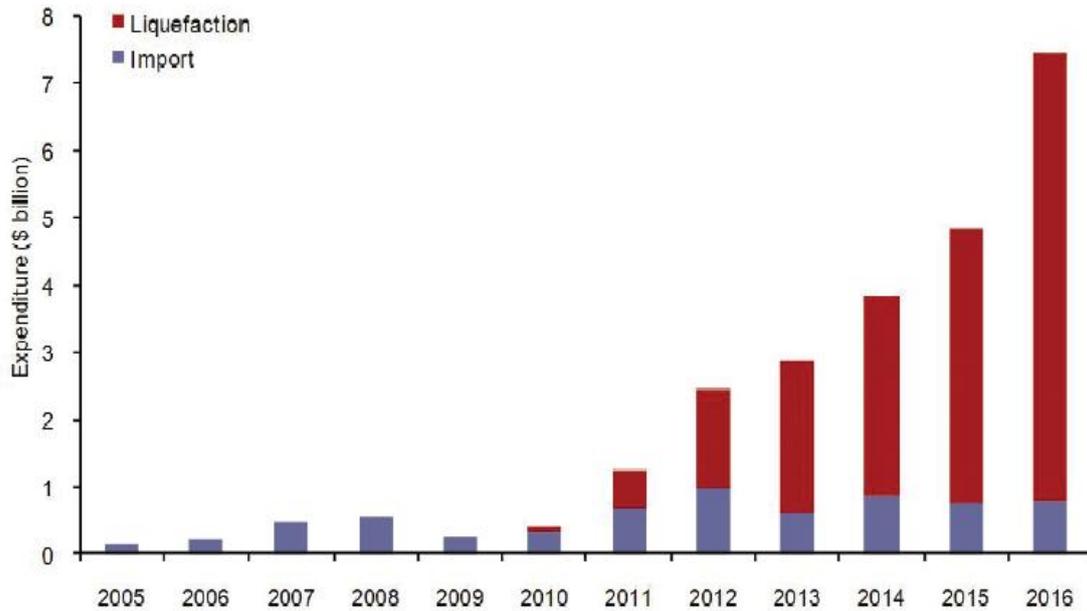
que un período de construcción más corto significara que pueden comenzar a producir GNL para 2014. Los expertos de la industria dicen que las plantas FLNG toman aproximadamente tres años para construir, comparado con los aproximadamente ocho a 10 años para los proyectos convencionales de GNL onshore. "El FLNG es un concepto más atractivo bajo un mercado restringido de suministro con perspectivas de precios altos. En 2008, este fue el caso y estos proyectos avanzaron rápidamente", dijo Andrew Pearson, consultor de Wood Mackenzie.

Los expertos también esperan que el FLNG sea más barato que sus alternativas. Un Flex costaría entre 550-700 dólares por toneladas de capacidad anual para construir un proyecto de GNL flotante, comparado con los 1.200-1.500 dólares en los actuales proyectos onshore, que son por ejemplo el costo del proyecto Pluto de Woodside.

Según su página Web, la compañía con sede en Noruega tiene cuatro unidades en pedido de Samsung Heavy Industries en Corea para finales de 2011. FLEX LNG puede o no puede ser "buy" en este punto, pero es un gran ejemplo de como las pequeñas empresas innovadoras se posicionan para capitalizar el boom del GNL. Citigroup dijo en julio que el gasto en instalaciones flotantes de GNL está pronosticado alcanzar 27 billones de dólares entre 2009 y 2015, citando una investigación de la firma independiente Douglas Westwood.

Otras empresas como Royal Dutch Shell, Teekay Corp., Mitsubishi Corp. y Inpex Holdings están entre las otras empresas que planean construir instalaciones de GNL flotantes para procesar áreas de las costas de Australia, Nigeria e Indonesia.





Capital Expenditure on FLNG Facilities by Type 2005-2016

Aunque algunos expertos de la industria dudan del *floating LNG* ya que todavía requieren numerosos desafíos técnicos y podrían ser difíciles de vencer, como el funcionamiento en condiciones meteorológicas adversas. *"Es por lo tanto comprensible que los compradores preferirían ir por proyectos (onshore) convencionales"*, dijo en julio Alexis Aik, consultor con FACTS Global Energy en Singapur.

Es por eso que la ventana de oportunidades en el gas natural y en el GNL está todavía abierta. En este momento, la industria examina muchos cambios. Los precios del gas natural fueron golpeados con fuerza en Estados Unidos. Mucho más que en otras partes del mundo. Como el GNL sigue creciendo, las diferencias de precios regionales serán limitadas. Y como hemos visto con el petróleo, el mejor postor pone el precio, a pesar de las alzas.

En la larga carrera, el gas natural se hará una alternativa más conveniente que el petróleo. Basado en la energía para el precio, el gas natural es tan barato como lo fue la década pasada. Se requerirá tiempo, probablemente mucho tiempo, pero el tiempo del gas natural ocurrirá otra vez. El petróleo puede ser un *bet 50/50* en este punto, pero en las perspectivas de largo plazo para el gas natural son muy brillantes. El tema aquí es ser selectivo en como se van a obtener las ganancias en este sector. Esta es la clase de oportunidades que no dependerán de la continuidad del rally en los mercados de stocks mundiales.

Qatar defiende la supremacía de Medio Oriente en el sector

El otro mercado que sigue moviendo las fichas del mercado de GNL es Medio Oriente. El pequeño estado del Golfo Árabe, mayor exportador mundial de gas natural licuado (GNL), podría producir un total de 23.000 millones de pies cúbicos por día de gas natural para el 2014, dijo Saad al-Kaabi, director de proyectos de petróleo y gas de Qatar Petroleum.

Hace unos días, Ras Laffan LNG Company en Qatar anunció su último proyecto de GNL en entrar en línea. Este proyecto iguala la mayor producción de GNL en el mundo. Ahora, el boom del GNL está en *full swing* (a toda marcha) y se llevan a cabo cada vez más acuerdos. Qatar dio un salto principal en la producción y exportación de GNL con la inauguración de RasGas Train 6 antes del final del mes próximo. El tren 6 con una capacidad de 7.8 millones de toneladas por año (tpy) es instalada bajo RasGas 3, un *joint venture* entre Qatar Petroleum (70%) y ExxonMobil (30%). Con la inauguración del tren 6 en Ras Laffan, la capacidad agregada total de RasGas excederá los 28 millones de tpy. El tren 6 es instalado para el mercado de GNL estadounidense.

Los trenes 1 y 2 de RasGas (3.3 millones de tpy cada uno) ya alimentan los mercados en Corea del Sur y Europa, mientras que el tren 3 (4.7 millones tpy) suministra a la India. El tren 4 (4.7 millones de tpy) y el tren 5 (4.7 millones de tpy) se suministra a los mercados europeos. Los trenes 3,4 y 5 fueron instalados por RasGas 2, *joint venture* entre QP (70%) y ExxonMobil (30%).

Recientemente, Qatargas anunció el comienzo de la producción del tren 5 (Qatargas 2), uno de los facilities de producción de GNL más grandes el mundo, con una capacidad de 7.8 millones de tpy. Esto significa que la producción total de GNL de Qatargas escalará hasta 25 millones de toneladas por año para finales de este año. En abril de este año, Qatargas inauguró el tren 4, también con 7.8 millones de tpy de capacidad anual, que suministra al mercado británico por la terminal de regasificación de Milford Haven en Gales.

Qatargas 3 (tren 6) y Qatargas 4 (tren 7) están programados para comenzar la producción el próximo año. Cada tren tiene 7.8 millones de tpy de capacidad. Esto traerá una capacidad de producción total de Qatargas a 42 millones de tpy para 2010. Las instalaciones planeadas de GNL de RasGas se completarán con el tren 7 (7.8 millones de tpy), que también suministrará al mercado estadounidense. Este es un *joint-venture* entre QP (70%) y ExxonMobil (30%) y espera su inicio el año próximo. La capacidad agregada total de RasGas excederá 36 millones de tpy cuando sus siete trenes estén en producción.

Según los analistas de Waterborne Energy en Houston, las exportaciones de Qatar fueron record en agosto, con los trenes extra comienza la producción. Septiembre pueden aumentar más en relación a agosto, según Waterborne. Al mismo tiempo, Qatar apunta a nuevos mercados, como Turquía que es un mercado potencial de GNL de cuatro billones metros cúbicos. Actualmente, Turquía es suministrada principalmente por Rusia, Irán, Azerbaijón y Argelia. Sin embargo, cuando haya una demanda pesada o una interrupción de suministro, Turquía tiene que comprar el GNL en el mercado spot que puede ser caro.

Igualmente, Qatar amplió una moratoria decretada en 2005 a nuevos proyectos para exportar gas del gigante North Field (el yacimiento de gas más importante del país), primero durante un periodo inicial de tres años, y posteriormente ampliado hasta 2010. Esta moratoria tuvo efecto amortiguador de las inversiones, especialmente en proyectos nuevos del sector petroquímico, que depende en gran medida del suministro de gas. Ahora parece más probable que la moratoria sea mantenida hasta al menos 2013.

Se espera que Qatar produzca 12 millones de toneladas de propano y butano por año al 2014, con la producción total de petroquímicos alcanzando las 4,3 millones de toneladas por año al 2015, dijo Kaabi.

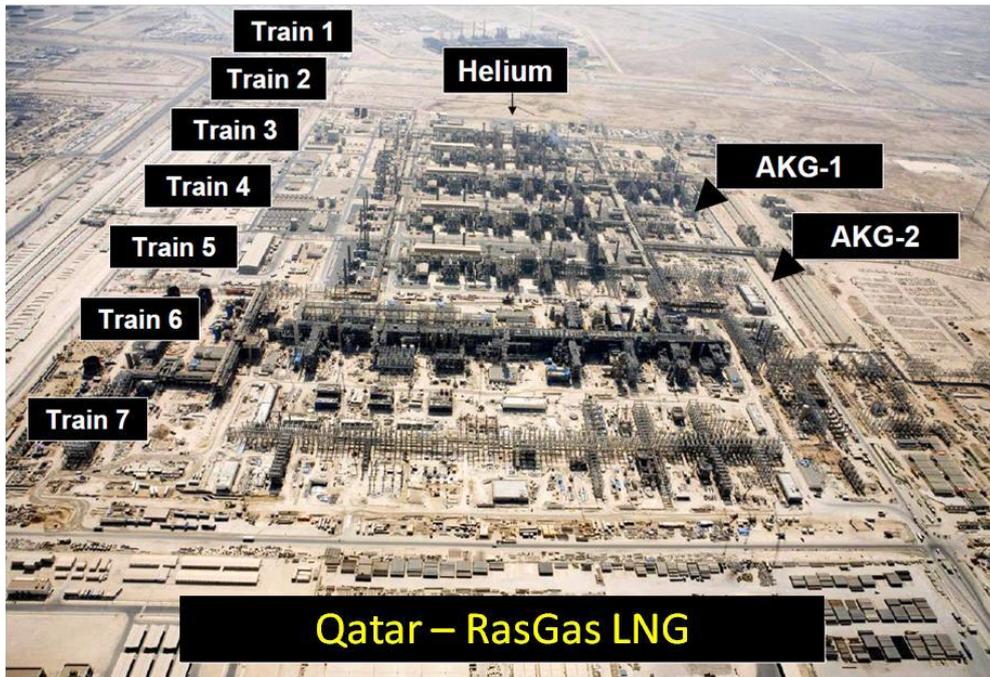


Figure 1: Middle East natural gas production

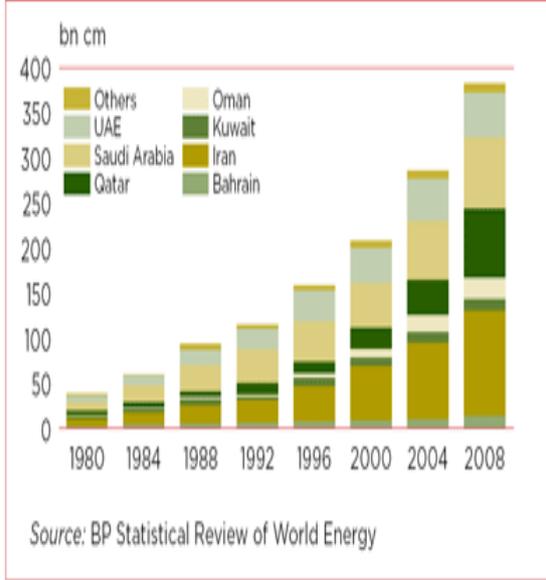


Figure 2: Middle East natural gas consumption

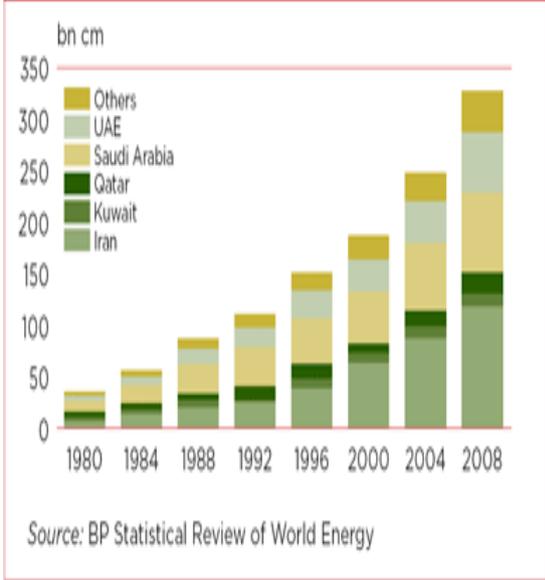


Figure 3: Middle East natural gas reserves

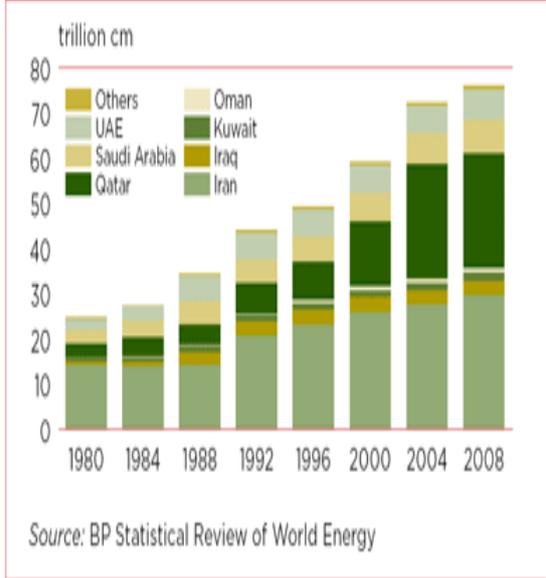
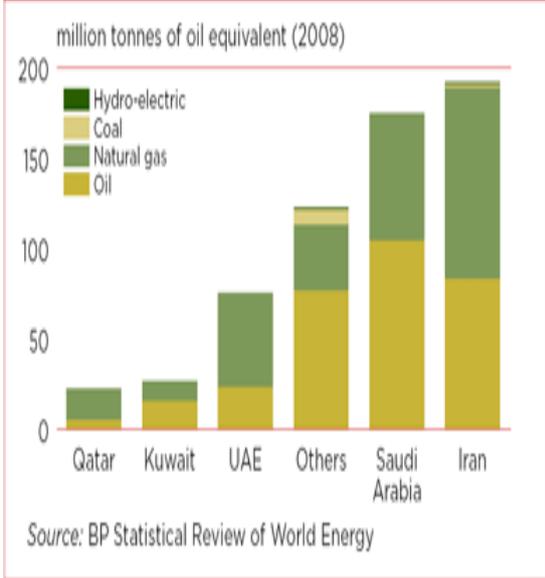


Figure 4: Middle East primary energy consumption



Abu Dhabi Gas Liquefaction Company está considerando proyectos para aumentar la producción de GNL en su complejo en Das Island más allá de 2019, cuando sus 4,7 millones de toneladas por contrato de ventas de GNL por año con Tokyo Electric Power Company expiran. La opción de la expansión incluiría el reemplazo de los pequeños trenes existentes con uno mucho más grande. Esto dependería de la producción de gas se amplía para cubrir la creciente demanda doméstica y la nueva inyección en yacimientos petroleros, liberando una cantidad extra del gas offshore para la exportación de GNL. Con la demanda de energía doméstica que crece a 10% anual, Abu Dhabi decidió avanzar con un plan para invertir 50 billones de dólares en el desarrollo de grandes reservas *onshore* y de *sour-gas* en aguas bajas.

En el norte de África, Argelia, que controla la sexta mayor riqueza de gas probada en el mundo, el objetivo es intensificar el volumen anual de exportaciones de gas natural de 63 billones de metros cúbicos a 85 billones de metros cúbicos, previsto inicialmente para 2010, fue aplazado para el periodo 2012-2013, y aún existe la posibilidad que el aplazamiento vaya más allá de 2013.



Los contratos de abastecimiento de gas natural de largo plazo inmunizan a Argelia en momentos en que el precio está por los pisos. País mono-exportador, Argelia obtiene sus ingresos a la altura del 98% de los hidrocarburos, particularmente el gas natural y exporta más de 60 mil millones de metros cúbicos al año. Según Sadek Boussena, profesor de la Universidad de Grenoble, el precio del gas argelino no conoció un hundimiento porque *"la parte más importante de las exportaciones, o más del 80%, se realiza en forma de contratos de largo plazo, cuyo precio es indexado al del petróleo o los productos petroleros, y estos últimos a pesar de la baja importante en relación al año pasado"*.

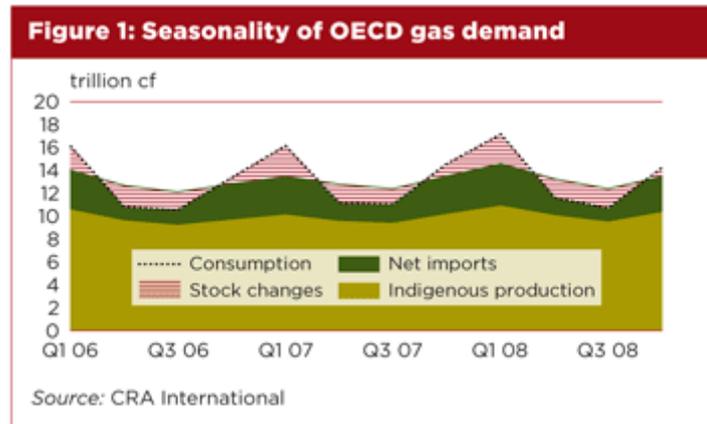
Argelia aumentará sus exportaciones de gas en 30.000 millones de metros cúbicos durante los próximos cinco años. La venta de esa cantidad suplementaria de gas en los mercados internacionales debería reportar a Argelia ingresos de unos 5.000 millones de dólares (3.570 millones de euros) anuales.

Argelia exporta actualmente 62.000 millones de metros cúbicos pero en los cinco próximos años esa cantidad llegará a 85.000 millones. Ese incremento de exportación se realizará para la puesta en marcha de dos gasoductos: el Medgaz, que unirá Argelia con España, y el de Gasi, que conectará el país árabe con Italia. Además crecerá en 7.000 millones de metros cúbicos la cantidad de gas que actualmente se exporta a través del Transmed, que une Argelia e Italia.

El gasoducto Medgaz, con una capacidad de 8.000 millones de metros cúbicos y que partirá de la localidad argelina de Beni Saf (oeste) hasta llegar a la española de Almería (sur), debería comenzar a funcionar a comienzos de 2010, anunció recientemente Khelil. El tramo submarino del gasoducto ya está terminado así como la parte que recorre territorio argelino, mientras que queda por acabar, en los próximos meses, la estación de compresión de Beni Saf y la parte que comunica las ciudades españolas de Almería y Albacete.

Por lo que se refiere al gasoducto e Galsi, las labores de construcción deberán comenzar el año que viene y ya se han terminado los estudios para su realización. "Estos tres gasoductos permitirán aumentar las exportaciones de gas en 23.000 millones de metros cúbicos, a los que se sumarán nuevas cantidades con la entrada en servicio de las unidades

de gas licuado de Skikda y Arzew, que se están realizando, para llegar a un total de, al menos, 30.000 millones de metros cúbicos a lo largo de los próximos cinco años", explicó el ministro.



Conclusiones: Aunque el robote en el crecimiento global haya sido más rápido de lo esperado, en particular en Asia, algunos desafíos afronta todavía el mercado de GNL. La nueva capacidad de carbón que entró en línea también redujo la demanda de GNL. También, el inicio de la capacidad adicional de GNL puede causar un exceso de provisión y de ahí los precios del gas pueden permanecer bajos.

Algunos analistas del mercado no creen que la demanda comience realmente a reanimarse hasta 2011-2012 cuando el carbón se debilite. De verdad, el gas puede rezagarse con la recuperación en el petróleo debido al desplazamiento del gas de la nueva capacidad de carbón.

Escenario a largo plazo (Hasta 2014)

- **A largo plazo se observa que el crecimiento de la demanda mundial anual se situará en torno al 7%.** Se reducen cerca de un punto con respecto a las previsiones del anterior semestre, siendo el Atlántico la principal fuente de crecimiento de demanda, aproximándose al 50% de la demanda mundial.
- **La capacidad productiva en los próximos cinco años crecerá en aproximadamente 100 Mtpa.** Será el periodo con mayor incorporación de capacidad de los últimos años.
- La actual situación financiera con los recortes en liquidez de los mercados de capitales, **provocará retrasos en la toma de FID's para proyectos con entrada prevista en 2013/14 en adelante,** incrementando consecuentemente la incertidumbre sobre el escenario a futuro.

- Se refuerza la posición de Qatar como suministrador "bisagra" entre las demandas del Atlántico y del Pacífico. Ambas cuencas contarán cada una con 1/3 de la capacidad de producción mundial y por tanto, dependerán del tercio restante de Oriente Medio para cubrir sus necesidades.

Geopolítica: Yamal, el gas natural del fin del mundo.



El primer ministro ruso **Vladimir Putin** se propone captar inversiones extranjeras para el desarrollo de los yacimientos de gas en **Yamal**, península situada en el extremo norte de Rusia. El proyecto de construcción de una nueva planta de licuefacción de gas natural debe ser incluido en el programa de desarrollo de Yamal¹. Este campo -que quiere decir "el final del mundo" en el lenguaje local Nenets- es central en el debate sobre el futuro de la política

energética. Gazprom, cuyos campos maduros de la era soviética están en declive, ve a Yamal como una prioridad.

Según lo han informado en **Gazprom**, en la península de Yamal y zona ácuea adyacente fueron descubiertos 11 yacimientos de gas y 15 yacimientos de petróleo y gas condensado. Las reservas que hay en Yamal y en sus aguas aledañas es de 16 billones de metros cúbicos y las pronosticadas y perspectivas ascienden a unos 22 billones de metros cúbicos. Las reservas del condensado se estiman en 230 millones de toneladas, de petróleo en 291 millones de toneladas. El yacimiento de Bovanenkovsk –uno de los varios que hay allí- entrará a funcionar, según los planes, en un par de años y para 2030 Gazprom piensa extraer en la península unos 350.000 millones de metros cúbicos anuales.

"Yamal es simplemente el mayor proyecto de energía del planeta y, como tal, todas las principales compañías de energía quieren estar implicadas", dijo **Chris Weafer**, estratega del banco de inversión **Uralsib**, añadiendo que la discusión del acuerdo es como un "Energy Ebay" con acuerdos de trueques que permiten a las empresas rusas ampliar su alcance global.

La explotación de Yamal, que se encuentra en la zona de permafrost, es decir, suelos permanentemente congelados y donde las aguas marinas también se hielan durante largos meses, es un megaproyecto que Gazprom evalúa en torno a 100 mil millones de dólares. Nadie dispone ahora de tecnologías necesarias para desarrollar estos yacimientos por cuenta propia pero la sinergia podría sacar adelante el asunto.

La portavoz de **StatoilHydro**, **Mari Dotterud**, confesó que su empresa está dispuesta a "ofrecer la experiencia del trabajo en el Ártico" y que "Yamal es una dirección prioritaria en este contexto". El jefe ejecutivo de **Gazprom**, **Aleksei Miller** y los ministros del gobierno declararon que Rusia aspira a tener una participación del 20 al 25% del GNL

¹ The Wall Street Journal, "Moscow to Welcome Bids on Major Natural-Gas Field", (23/9)

comercializado a nivel global, una parte similar a la alcanzada por Gazprom en el consumo europeo (en los niveles pre-crisis)².

Todavía no se decidió cuál será la fórmula que se aplicará para la participación extranjera en la asimilación de Yamal. Pero lo más probable es que sea semejante a la que se aplica en **Stokman**, donde la licencia de los yacimientos los tiene **Gazprom**, mientras que las compañías extranjeras participarán en una empresa mixta con el gigante ruso.

Aunque los vientos sean desfavorables a Rusia desde hace algunos meses y la crisis económica la golpea duramente (un "*hambre de dinero*" podría causar una escasez de liquidez y detonar un nuevo bajón económico en Rusia), los analistas creen poco probable que Moscú esté dispuesto a otorgar más que una parte minoritaria a una eventual asociación extranjera en Yamal. **Mijaíl Korchemkin**, de **East European Gas Análisis**, señala que el asunto se parece muchísimo a lo que sucedió en su momento con la explotación de los campos de hidrocarburos en la plataforma de la isla de **Sakhalin**, en el extremo este de Rusia³. Cuando Moscú necesita dinero y tecnologías, llama a inversiones extranjeras, pero más tarde, una vez listo el proyecto, puede colocarlos en condiciones tales que ellos mismo preferirán renunciar a las respectivas participaciones.

Christopher Granville, analista de Rusia para **Trusted Sources**, dijo que el project management así como el dinero está detrás del cambio de corazón del Kremlin. "*Cada vez entienden más que la capacidad para realizar los principales proyectos es algo que las empresas (extranjeras) puede proveer*", dijo⁴. "*El tono cambió*", dijo **Ed Verona**, jefe del **U.S.-Russia Business Council** y antiguo ejecutivo de **ExxonMobil** en Rusia. "*Hay claramente menos de la estridente retórica nacionalista y mucha más conversación sobre cooperación, que tiene sentido si usted piensa en lo que pasó con la economía rusa el año pasado*", matizó en **The Wall Street Journal**. Gazprom está estirado económicamente con préstamos pesados y una disminución del *cash flow* debido a la caída de los precios del gas en Europa.

El presidente del grupo **Shell**, **Peter Voser**, explicó que su sociedad está dispuesta a transferir tecnología, como reclama Rusia, para explotar los yacimientos de difícil acceso en Yamal. "*Con una buena asociación, se pueden crear instalaciones eficaces en las condiciones árticas. Esta región se convertirá en un gran productor de gas para Estados Unidos y Asia Pacífico*", dijo. Rusia puso en marcha en febrero pasado su primera fábrica de licuefacción de gas natural con una capacidad anual de 9,6 millones metros cúbicos al sur de la isla de Sakhalin.

² Asia Times, "*All gas, no vodka, for Putin in Yamal*", (30/9)

³ The Financial Times, "*Russia seeks investments in Yamal gas fields*", (25/9)

⁴ The Times, "*Putin thaws on foreign firms as gasfield proves too big too handle*", (25/9)

Yamal - Russia's gas storehouse

The Yamalo-Nenets Autonomous Area is the world's largest natural gas producing region

The Yamal peninsula and surrounding waters have:

- natural gas deposits - 11
- gas condensate fields - 15
- proven gas reserves ~ 16 trillion cu m
- estimated gas reserves ~ 22 trillion cu m
- condensate reserves ~ 230.7 million tons
- oil reserves ~ 291.8 million tons



The peninsula's reserves (including the shelf) exceed **50 trillion cu**

YAMALO-NENETS
AUTONOMOUS AREA

Yamalo-Nenets Autonomous Area

220 hydrocarbon deposits discovered

The peninsula accounts for 90% of Russia's natural gas production, 20% of global production, and 14% of Russian oil and gas condensate production

54% of Russia's primary energy products are produced

Yamal natural gas is exported to many European countries
Gazprom's subsidiaries, Novatek-Tarkosaleneftegaz, LUKoil-West Siberia and other companies operate in the region

RIANOVOSTI

Natural gas production forecast on the Yamal peninsula and in the surrounding waters

Gas production, billions of cubic meters

7,9

2011

75-115

2015

135-175

2020

200-250

2025

310-360

2030



Russian Prime Minister Vladimir Putin
"Yamal can become a new center for LNG production in

Russia"



Russian Energy Minister Sergei Shmatko
"Russia is ready to create a sovereign reserve of

natural gas production capacity in the Kara Sea off the Yamal Peninsula, to ease price volatility on global markets"



Russian Economics Minister Elvira Nabiullina

"New energy projects, such as the development of Yamal deposits, could be aimed primarily at diversification of natural gas supplies, including access to the markets of North America, Pacific Rim countries, and BRIC members, which are demonstrating the highest rates of economic growth"

En la península de **Yamal** está abierto el puente más largo del mundo, situado más allá del Círculo Polar Ártico. La obra, única en su género, de 3.900 metros de largo fue construida por Gazprom en 349 días. El puente a través del río Yuribey es parte de la vía férrea "**Ob-Bovanenkovo**". Su peso supera 30 mil toneladas. Para conservar el desovadero de los peces singulares del norte, el puente fue elevado sobre los pilotes altos, perforados en el permafrost a una profundidad de 40 metros.

La vía férrea “**Ob-Bovanenkovo**” es un objeto de importancia estratégica de **Gazprom**. Ésta va a unir los yacimientos de gas en Yamal con la infraestructura de transporte de los Urales del Norte, proporcionará la entrega de cargas, equipo y personal durante todo el año y permitirá transportar gas licuado en los tanques. Según lo informado por **Gazprom**, hasta la fecha están construidos 472 de 572 kilómetros del trayecto. La apertura del movimiento funcional en la vía está prevista para enero de 2010. **Gazprom** planifica para el año 2030 llevar la extracción anual de gas en la península de Yamal a 310-360 mil millones de metros cúbicos.

Cancelación de 341 buques metaneros en todo el mundo

La estrechez de crédito global podría forzar a los astilleros y a los propietarios de tanker de mundo a cancelar 341 órdenes de navíos y tendría un serio impacto en el transporte de hidrocarburos y otros commodities, según un reporte. Además de la carencia de financiación, una caída repentina de la demanda de petróleo debido a la crisis ya ha golpeado a la actividad de transporte, principalmente entre las principales regiones productoras de petróleo y los países consumidores, dijo el informe de la **Organisation of Arab Petroleum Exporting Countries (Oapec)**⁵, que agrupa 10 productores de crudo árabes⁶.

Oapec, sentado encima de casi el 60% de la riqueza de petróleo probada en el mundo, estimó el valor actual de las órdenes por tankers en cerca de 345 billones de dólares, agregando que el 30% de esas órdenes ya tiene el financiamiento asegurado. El estudio notó que a pesar de la crisis, muchos tankers GNL entraron en el mercado principalmente debido a la oleada de exportaciones de gas y el hecho que Qatar, el principal exportador de GNL del mundo, lograron asegurarse financiamiento para sus barcos. Aproximadamente 302 tankers de GNL están ahora en servicio en todo el mundo y hay órdenes por 84 nuevos barcos, incluidos para Qatar. En los primeros ocho meses del año pasado, 30 nuevos tankers de GNL entraron en servicio. Las nuevas entregas incluyen 45 barcos este año y 21 en 2010.



⁵ <http://www.oapec.org/>

⁶ Business24-7, “Tanker market threatened by global crisis, says Oapec”, (9/9)

Análisis II: ¿Hasta cuando tendrá gas Perú?



¿Se imagina un panorama en el que mientras los limeños disfruten de las bondades de los bajos precios del gas natural de **Camisea** en las regiones se pague el doble por el mismo recurso? Este es el riesgo del que advierten los analistas, pues actualmente todas las reservas de Camisea ya se encuentran comprometidas en los distintos proyectos en marcha. Pero sobre todo por el proyecto exportador que demanda el 50% de las reservas probadas de gas natural.

En su presentación realizada ante la comisión del Congreso que investiga las

modificaciones a los contratos de Camisea, el economista **Humberto Campodónico** explicó en el caso del gas de los lotes 56 y 88 de Camisea, estos cuentan con precios bajos fijados por el Estado, pues fueron abandonados por la empresa **Shell** en 1998.

Así, para las centrales eléctricas el precio fue fijado en 1 dólar por millón de BTU y 1,80 dólares por millón de BTU para los industriales, residenciales y Gas Natural Vehicular. Ello mientras el precio internacional del gas es de 2,8 dólares por millón de BTU (aunque el promedio de los últimos años es 4 dólares). “*Esta ventaja ya no la tendremos cuando se descubran nuevas reservas, pues la empresa explotadora se registrará por el precio internacional*”, subrayó Campodónico.

Para evitar que se produzca esta desventaja en desmedro de los proyectos regionales, Campodónico dijo que el Ejecutivo, en el proceso de renegociación que viene siguiendo con el Consorcio Camisea, debe buscar que el gas del lote 88 –que tiene los precios preferenciales- sea solo para el consumo interno.

Gas barato sólo hasta 2013. Pese a que el gobierno peruano intenta ponerles paños fríos a las actuales restricciones para el abastecimiento de gas natural, una entidad técnica como el **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)** advierte que a partir de 2013 la capacidad de oferta de gas de los **Lotes 88 y 56 de Camisea** ya no podrá satisfacer la totalidad de la demanda interna y externa. Eso se revela en el informe elaborado por el **Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA)** presentado ante la Comisión del Congreso que investiga los cambios en el contrato de Camisea.

En el informe se incluye la demanda proyectada en los departamentos de **Lima** e **Ica**, la demanda para generación eléctrica, los proyectos para la industria Petroquímica y el

Gasoducto Andino del Sur. Al respecto, el director ejecutivo de **Osinergmin, Alfredo Dammert**, señaló que si bien a partir de ese año podrían entrar a operar los Lotes 57 y 58 de **Repsol** y **Petrobras** (se calcula que contarían con alrededor de 2 TCF de reservas cada uno), el precio de este gas estaría regido por el precio internacional, que triplica el precio del gas de Camisea. Pero aún si se suma el gas de los nuevos Lotes 57 y 58, el total de la oferta solo podría abastecer toda la demanda proyectada hasta 2025. “*Entonces hay que pensar qué va a pasar después de ese año y qué se debe hacer para no afectar el cambio de la matriz energética*”, advirtió Dammert.



Fuente: CENERGIA, Contratación para elaborar estrategia para el desarrollo del sector energético.

LA REPÚBLICA

Según la carta enviada por Pluspetrol, operador del Consorcio Camisea, a Perú-Petro, el consorcio asumirá compromisos de inversión por hasta 10,68 TCF, lo cual incluiría el abastecimiento futuro del mercado local por veinte años y la exportación de gas natural por el Consorcio Perú LNG. Sin embargo, las reservas certificadas que actualmente dispone el consorcio en Camisea son de 8,7 TCF. ¿De dónde sacará los 1,98 TCF que faltan para que cumpla con sus obligaciones? El consorcio deberá invertir y hallar más gas para lograr equiparar el gas que ha comprometido con el gas que tiene. Así, el riesgo de no

hallar gas natural será del consorcio sin afectar el mercado interno. Esto debió haber sido así siempre, pero faltó que Perú-Petro haga respetar las condiciones del contrato⁷.

El decano del Consejo Nacional del Colegio de Ingenieros del Perú (CIP), Carlos Herrera Descalzi, estimó que los malos contratos que el Estado peruano ha firmado para la exportación del gas, provocarían que en los próximos años el Perú pierda 43, 800 millones de dólares. A esto se aúna el déficit actual en infraestructura vial y comunicaciones del país, el cual pasa los 23, 000 millones de dólares.

Explicó que el dinero que el Estado pierde, es por el ínfimo importe por regalías que pagarían las empresas por la exportación del gas nacional a otros países. Pues, mientras Perú vendería gas a México a 0.15 de dólares por millón de BTU (cifra muy por debajo del precio internacional que es 3.50 dólares por millón de BTU), Bolivia vende su gas a Brasil a 5 de dólares y a Argentina le cobra 6 dólares por millón de BTU. Chile compra el gas a 11.10 dólares. Pero, advirtió, como las actuales reservas de Camisea (8.7 billones de pies cúbicos) ya están comprometidas –tanto al mercado interno e internacional- y de no encontrarse más reservas gasíferas en un futuro no muy lejano el Perú se vería obligado a importar gas, por el cual pagaría alrededor de 10 dólares por millón de BTU. Es decir, *“vamos exportar gas a un precio irrisible y compraremos gas a un precio elevado”*, advirtió⁸.

Conocer la información real implica: (i) que el proyecto de exportación nunca fue viable con las reservas reales; y (ii) que para viabilizarlo, se mintió sistemáticamente al país y a las instituciones crediticias, “inflando” las reservas; (iii) que los funcionarios del MEM a cargo del tema y los directivos del proyecto exportador conocieron las cifras reales; y (iv) que la situación abre la vía para anular el contrato, pidiendo rendición de cuentas y procediendo por la vía legal, sin atropellar ni desconocer derechos.

El juego con las cifras de reservas explica el cuidado que se tuvo, estudiada y planificadamente, muy profesionalmente, con pleno conocimiento de lo que se hacía, para modificar el marco legal y los contratos existentes, cambiando (1) la prioridad del mercado interno y (2) los precios mínimos a pagar por el gas, a fin de engendrar el proyecto exportador, a costa de traspasar al país los 2 riesgos básicos del negocio: (i) el de insuficiencia de reservas, a costa del mercado interno; y (ii) el de caída de precios internacionales, traspasado al fisco peruano, con cargo a su recaudación por regalías e impuesto a la renta a ser pagado por el gas, en desmedro del canon de los Gobiernos Regionales y del fondo que otorgan las regalías a las FF.AA. del Perú.

Ambos efectos, recaerán sobre el consumidor nacional: (i) tendrá que sustituir energía barata por energía cara; y (ii) tendrá que cubrir los ingresos que el fisco no recaude. Nuestro desarrollo económico pasa a la situación en que quedó el de Chile cuando Argentina le restringió el suministro de gas natural.

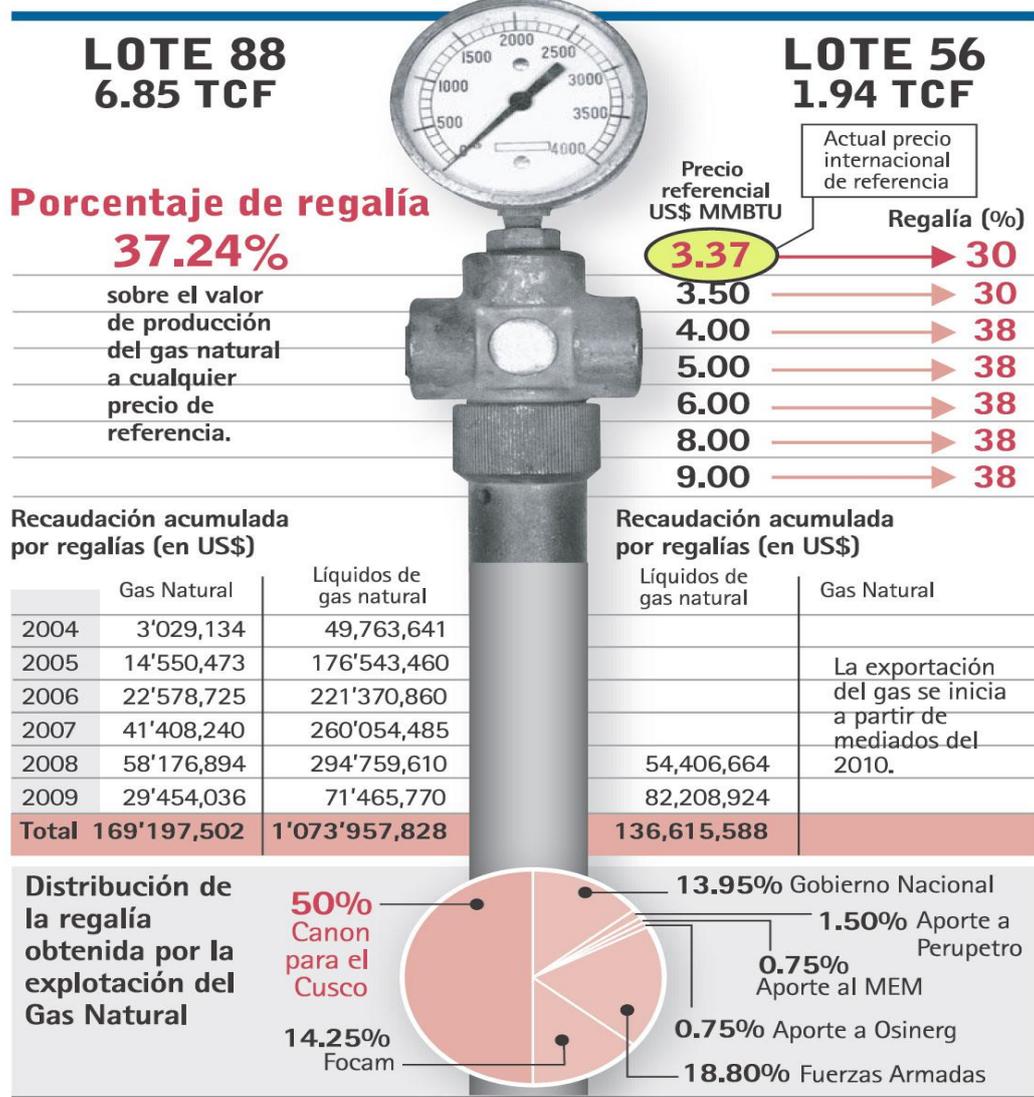
Cada vez que se cuestionaba la viabilidad del proyecto de exportación por: (i) insuficiencia de infraestructura de procesamiento; (ii) insuficiencia de capacidad de transporte; (iii) limitación por capacidad de producción; (iv) insuficiencia de reservas de gas; y (v) dudosa rentabilidad, aparecían mágicamente “nuevas” reservas, próximas a ser encontradas, justificadas por videntes. El Informe del IFC que aprobó el crédito al proyecto de exportación señaló como punto débil la preocupación por el poco nivel de reservas de gas, pero lavó la conciencia diciendo que el gobierno de Perú (Notihoy 3546) anunciaba que se contaba con 30 TCF y gas para 40 años, “suficiente para nosotros, para nuestros hijos, nietos y bisnietos”.

⁷ El Comercio, “Garantizan gas para consumo interno por 20 años”, (30/9)

⁸ La Primera, “Millonaria pérdida”, (30/9)

GAS QUE SE EXPORTA PAGARÁ MENOS REGALÍAS

Las regalías del lote Lote 56 varían de acuerdo al precio de referencia del gas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

LA REPÚBLICA

Danza con cifras

Tras comprobarse que el número de reservas de gas en Camisea no será suficiente para abastecer la demanda local, a pesar de los 150 millones de pies cúbicos que aceptó ceder el concesionario, ahora el gobierno anunció que encomendará una nueva certificación para confirmar la cantidad de gas existente en Camisea⁹. En el Informe de Reservas Probadas y Certificadas elaborado por la consultora Gaffney, Cline & Associates y presentado en febrero, las reservas probadas de los lotes 88 y 56 de Camisea ascienden a 8.795 trillones de pies cúbicos (TCF). De esa cifra, 4.2 TCF ya están destinados al proyecto exportador que, de continuar las cosas como están, empezará en el 2010 y tan solo 4.5 TCF

⁹ La República, "Habrá nueva certificación de reservas de gas", (22/9)

se destinarán al mercado interno. Es decir cerca al 50% se exportará. Pero no es la primera vez que el MEM modifica la cifra de reservas probadas. Mientras que del 2004 al 2007 el valor oscilaba entre 10.87 TCF y 11.15 TCF, en el 2008 el Ministro Pedro Sánchez aseguraba que el número de reservas ascendía a 14.10 TCF y ahora se conoce que la cifra real es de tan solo 8.795 TCF.

MEM negocia el gas para el sur

1] El ministro de Energía y Minas, **Pedro Sánchez**, informó que su cartera ya entregó al Consorcio Camisea la propuesta para destinar 160 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) de gas del Lote 88 para el **Gasoducto Andino**. *“Estamos coordinando (con el Consorcio) para que el Decreto Supremo que emitamos en los próximos días sea efectivo”*, dijo.

2] Por su parte Osinergmin propuso ayer una tarifa de US\$ 3.15 por millón de BTU para el transporte de gas por el Gasoducto Andino. La propuesta es mayor en 6.2% a la tarifa que planteó Kuntur en junio.

3] La diferencia se debe a que el regulador proyecta un uso del ducto 30% menor de lo estimado por Kuntur, la empresa transportadora del gas. Osinergmin estima que hacia el año 2025 la demanda del gasoducto alcanzará los 650 mpcd.

Mercados para gas boliviano, ¿Industrializar?, bien gracias

La estatal **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)** ve al mercado chileno como otra alternativa para la venta de gas natural que ahora tiene de excedente, a consecuencia de las constantes fluctuaciones de la demanda de sus principales clientes: **Brasil** y **Argentina**. A la consulta de si Chile podría ser una opción para acomodar los volúmenes de gas, que actualmente la estatal boliviana desea liberar con la modificación de contratos, el vicepresidente de Operaciones de Yacimientos, José Luis Gutiérrez, respondió: *“Chile es una alternativa”*. Y agregó: *“No nos olvidemos que nos han ofrecido 14 dólares por millón de BTU (Unidad Térmica Británica), el doble de lo que nos están pagando los otros mercados (Brasil y Argentina)”*. Una posible exportación a Chile sería a través de Argentina. Bolivia tiene conexión con el mercado argentino a través de los gasoductos **Yabog** y **Madrejones**. Ambos ductos tienen una capacidad de transporte de algo más de 7 millones de metros cúbicos diarios de gas natural.

Para el ex superintendente de Hidrocarburos Carlos Miranda, en la medida que Bolivia tenga excedentes de gas podría exportarlos a Chile, pero —indicó— se debe tomar en cuenta la baja capacidad que tiene el gasoducto hacia Argentina. Recordó que en sus buenos tiempos Chile consumía 22 MMmcd de gas importado de Argentina y ahora recibe 16 MMmcd de LNG. Parte de la diferencia podría salir de Bolivia.

En los últimos días, se supo que Argentina viabilizará la llegada de volúmenes de gas natural boliviano al mercado uruguayo, para lo cual se utilizará la infraestructura de

transporte existente (el gasoducto Cruz del Sur)¹⁰. Argentina sólo cobrará un peaje por el transporte del energético, liberando de impuestos al flujo de gas entre Bolivia y Uruguay que pase por territorio argentino. Argentina se mostró interesada en exportar gas a Uruguay, ya que está dejando de exportar a Chile tras la puesta en funcionamiento de la terminal de regasificación de Quintero, hecho que ocasionó la caída de las exportaciones argentinas en un 90 por ciento en septiembre con relación a agosto de este año.



En el corto plazo es importante volver a ver el contrato de *take or pay* con **Bolivia**. El mercado y la política de gas natural en Brasil presentaron en los últimos cinco años un comportamiento ciclotímico. El mercado alternó momentos de grandes sobras de gas y escasez y la política implementada para enfrentar esa realidad era una vez pragmática y se

¹⁰ La Prensa Bolivia, "Argentina anuncia que el gas boliviano llegará a Uruguay", (2/10)

utilizaban heterodoxias, como subsidio al precio, otra vez ortodoxa y seguía el precio del petróleo en el mercado internacional.

En 2003, momento de sobra de gas y teniendo que cumplir con el *take or pay* con Bolivia, **Petrobras** creó el **Programa de Masificación del Gas Natural** para incentivar el consumo del energético. La política utilizada fue el congelamiento de los precios del gas local y del boliviano, que, a esa altura ya representaba un 50% del total del gas ofertado en el país. Ante esta señal de precios, las distribuidoras estatales, en particular **Comgás** y **CEG**, invirtieron masivamente en la expansión de sus redes para atender nuevos clientes. La demanda de gas en la industria creció a altas tasas y se difundió intensamente el uso del gas natural vehicular.

En 2006 sobrevino el primer momento de escasez. Los niveles de las reservas de las hidroeléctricas comenzaron a caer y la economía del país presentaba perspectivas de crecimiento, demandando más energía eléctrica. Eso llevó al gobierno a ordenar el despacho de las termoeléctricas a gas. La sorpresa fue que no había gas suficiente para atender el consumo de la generación eléctrica y el industrial. Se constató que Petrobras promovió un “*overbooking*” de gas, o sea, vendió el mismo gas para dos clientes. No hubo cambio en la política del gas, dado que la situación fue contorneada cuando las reservas volvieron a llenarse y el esperado crecimiento económico fue más una vez aplazado.

En los últimos días, las empresas petroleras que operan los campos de producción de gas natural en el país han comenzado a reinyectar el energético que no es requerido por Brasil para así prevenir el desabastecimiento de combustibles líquidos (gasolina, GLP, diésel oil, entre otros) en el mercado interno boliviano¹¹. Cada día se reinyecta a los pozos 3,39 millones de metros cúbicos de gas natural, equivalente a 120 millones de pies cúbicos. La máxima capacidad para reinyectar gas a los pozos es 120 millones de pies cúbicos porque con un mayor volumen “*se satura*”¹².

Si bien el *feed back* (retroalimentación) que se realiza hacia el campo cuando bajan las nominaciones (asignación de volúmenes de gas) es un problema operativo, todas las empresas están respondiendo muy bien a esos problemas operativos y se están haciendo las inyecciones necesarias de ese gas para que no haya una baja de líquidos. La producción de esos carburantes está asociada a la de gas y una rebaja en las ventas de éste al mercado externo significa una menor generación de líquidos.

Según datos de YPFB Transporte, la producción de gas natural en Bolivia ha bajado en los últimos meses de 41 a 35 millones de metros cúbicos diarios (MMm3d) debido al descenso de la demanda brasileña. Esta situación ha provocado también una disminución en la producción de los hidrocarburos asociados.

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

¹¹ La Razón, “*Petroleras reinyectan gas para evitar escasez de combustibles*”, (1/10)