EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Al 17 de diciembre de 2010

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis I: De la diáspora de los mercados de gas natural a un mercado maduro de GNL

- ✓ *Interrogantes y soluciones en la cadena de suministro de GNL*
- ✓ *Los proyectos de desarrollo de GNL impulsan el ingreso de traders al mercado*

Estados Unidos: ¿De importador a exportador de GNL?

- ✓ *Asia-Pacifico, la región de la demanda pletórica*
- ✓ *Medio Oriente, el consumo local como perjuicio al consumo global*
- ✓ *Gazprom, entre inversión en producción y bajas ganancias*

Análisis II: Avances de la industria del GNL en Latinoamérica

Demanda de navíos para el transporte de GNL y la disminución de las emisiones

Análisis III: La renovación del súper-ciclo de los commodities. Cobre, petróleo y agrícolas

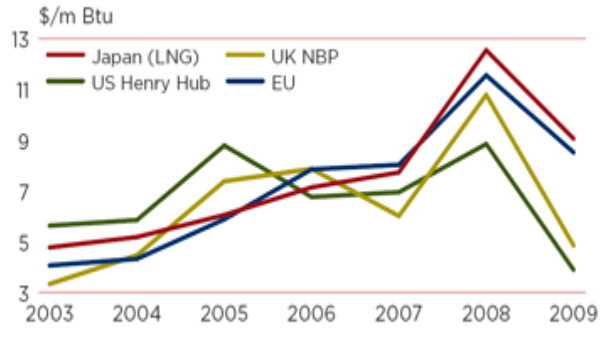
- ✓ *El petróleo de los tres dígitos, superación del límite simbólico*
- ✓ *2011 será el acreage battle para la agricultura global*
- ✓ *¿Limitación de los operadores para apostar en el mercado de energía?*

Análisis I: De la diáspora de los mercados de gas natural a un mercado maduro de GNL

***La caída de la demanda global de gas en 2009, como resultado de la crisis financiera, coincidió con el incremento de la producción estadounidense de gas no convencional y la masiva expansión de la capacidad de exportación de Qatar para crear una "*perfect storm*" en el mercado de gas natural licuado (GNL). Esto significó el final de mercado de vendedores que existió desde 2005 y un retorno a un mercado controlado por los compradores, si es que se encuentran compradores...**

Por las considerables inversiones que exige, la industria del GNL siempre fue un área para grandes "*players*" mundiales. En unidades de licuefacción, nada se hace sin miles de millones de dólares, los navíos especializados en el transporte son muy caros, y las terminales de regasificación, como las onshore, offshore o en navíos, no se quedan muy atrás. En los últimos tiempos, sin embargo, aún estos supercapitalizados inversores sintieron la oscilación del precio de venta del producto, que del auge de 2007/08 a la actualidad pasó de 12 dólares/MMBTU a poco más de 4 dólares.

Figure 2: Natural gas prices



Source: Heren Energy

Los motivos para tan amplia variación incluyen, a buen seguro, la crisis económica que aún es visible en muchos países consumidores, y la intensa construcción de nuevas instalaciones de licuefacción en puntos tan distantes como Liberia y Australia, Noruega y Perú. Sin embargo, lo que parece haber sido el golpe decisivo en los precios fue la viabilización comercial de fuentes no convencionales, especialmente el "*shale gas*", especialmente en Estados Unidos. Aunque algunos especialistas ya afirmen que la visión del GNL llevando al gas natural a la categoría de "*commodity global*" está perjudicada, su obvia conveniencia y flexibilidad deberán garantizar que la actividad.

Para algunos, los miedos de exceso de suministro de GNL a nivel global provocados a finales de 2008 quedaron atrás. Detrás de este fenómeno son varias fuerzas: una rápida recuperación de la recesión de los principales mercados de GNL global, la emergencia de nuevos mercados de GNL, y el aumento de la demanda por el inusual modelo meteorológico en Europa y Asia. Los mercados tradicionales y grandes en **Corea del Sur, Japón**, y **Taiwán** se recuperaron rápidamente de la crisis financiera global de 2008. La demanda en España también tocó fondo. Acompañando esta recuperación es destacable la aparición de varios nuevos mercados, incluyendo a **Brasil, Argentina, Chile** y **Kuwait.** También figura la nueva demanda que cuenta con un crecimiento estable de la capacidad de terminales chinas.

Estas tendencias combinadas absorben la mayor parte del nuevo suministro de GNL que comenzó a fluir en el comercio global en 2009. El aumento de esta demanda era inesperado el año pasado con la meteorología en Europa y Asia. El invierno 2009-10 en ambas regiones es mucho más severo de lo anticipado; el tiempo de verano en Asia estaba bastante más caliente de lo esperado. En medio de estos acontecimientos, Qatar efectuó un "*management of supply*" quitando 1.5 bcfd de suministro de GNL en 2009 para hacer mantenimiento en algunas de sus plantas de producción.

La estadística compilada por **Andy Flower**, un consultor independiente de GNL, el suministro de GNL en la primera mitad de 2010 subió un 24,3% en relación a la primera mitad de 2009, de 86 millones a 107 millones de toneladas, se espera que el suministro global para el año completo alcance los 220 millones de toneladas, cerca de 40 millones por encima de 2009. El fuerte crecimiento seguirá en 2011, con dos mega-trenes de 7,8 millones de toneladas/año de Qatar, con el proyecto australiano **Pluto**, de 4.3 millones de toneladas/año. Esto afectará a los mercados regionales de GNL de manera diferente. En Europa, la **IEA** dijo que ve provisiones apretadas antes de 2015. Pero la situación en Asia y en el Pacífico es mucho menos clara. El crecimiento de la demanda de GNL por parte de India y China podría realmente cortar el suministro de GNL, según la IEA. Entre ellos, serán capaces de importar alrededor de 65 mil millones de metros cúbicos/año, similares a las importaciones de GNL en Europa el año pasado.

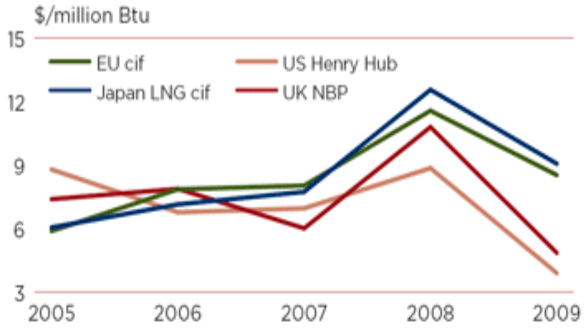
Interrogantes y soluciones en la cadena de suministro de GNL

Pero una superabundancia de suministro y una demanda sin precedentes generarán dificultades para los proyectos de GNL existentes y para los inversionistas potenciales en nueva capacidad. Liderando este *surge* del suministro global, Qatar alcanzó una producción anual de 77 millones de toneladas GNL superando a Rusia como principal productor y exportador.[1] El gas supone el 32% del PBI, el petróleo un 28%.

Pero Qatar no es el único país que añade producción. Entre 2009 y 2013, unos 130 mil millones de metros cúbico por año (cm/y) (casi 100 millones de toneladas por año) de nueva capacidad de GNL entrará en servicio, la mitad de esa suma será de Qatar y el resto de países como **Rusia, Indonesia, Yemen, Malasia, Perú, Australia, Angola** y **Argelia**, algunos haciéndose exportadores de GNL por primera vez. Esto entregará un alza del 50% de la capacidad de producción de GNL global en cuatro años. En 2014-15, otros dos proyectos, ya en construcción: **Papua Nueva Guinea LNG** (6.6 millones de toneladas por año) y **Gorgon** de Australia (15 millones de toneladas por año) añadiendo otros 22 millones de toneladas a la capacidad global. Es posible también que uno o dos proyectos más puedan alcanzar una decisión final de inversión en estos días, probablemente en Australia, añadiendo capacidad para 2015. Entre 2009 y 2015, la capacidad global de GNL podría elevarse alrededor de 130 millones de toneladas por año.

Estos acontecimientos generan signos de interrogación

Figure 1: Natural gas and LNG prices



Source: BP Statistical Review of World Energy

Table 1: LNG export projects under construction

Project	Start-up	Operator	Shareholders	Capacity (million t/y)
Algeria				
Skikda GL1K*	2011+	Sonatrach	Sonatrach	4.50
Arzew GL3Z	2011+	Sonatrach	Sonatrach	4.00
Angola				
Angola LNG	2012+	Chevron	Sonangol (22.8%); Eni (13.6%) Chevron (36.4%); BP (13.6%); Total (13.6%)	5.00
Australia				
Gorgon LNG	2014	Chevron	Chevron (50%); Shell (25%); ExxonMobil (25%)	15.00
Pluto LNG	2011	Woodside	Woodside (90%); Tokyo Gas (5%); Kansai Electric Power (5%)	4.30
Papua New Guinea				
PNG LNG	2014	PNG LNG	ExxonMobil (41.5%); Oil Search (34.0%); Santos (17.7%); Nippon Oil (5.4%); Mineral Resource (1.2%); Eda Oil (0.2%)	6.60
Qatar				
Qatargas 3	2011	Qatargas	QP (68.5%); ConocoPhillips (30%); Mitsui (1.5%)	7.80
Qatargas 4	2011	Qatargas	QP (70%); Shell (30%)	7.80

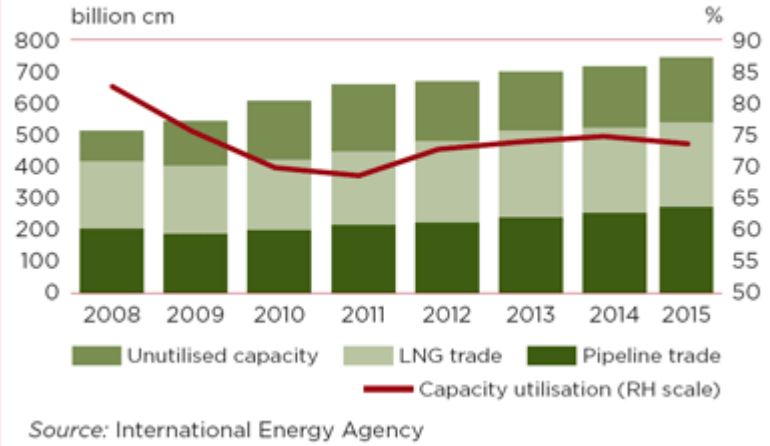
*Replacement for the three trains damaged in January 2004

Source: Petroleum Economist LNG Data Centre

[1] Petroleum Economist, "*A worrying time for LI*

sobre la inversión en la nueva capacidad de exportación que entrará en funciones en la segunda mitad de la década. La mayor parte de los proyectos de licuefacción que arrancan ahora fueron realizados entre 2003 y 2005. Pero mientras los proyectos se fueron construyendo, el mundo cambió. Los nuevos proyectos necesitarán a patrocinadores con balances robustos, bolsillos profundos y estómagos fuertes.

Figure 1: Gas transportation capacity and utilisation



Source: International Energy Agency

Los socios en un desarrollo de exportación de gas natural de **Papua Nueva Guinea** de 15 mil millones de dólares en el cual **Abu Dhabi** es un inversionista indirecto se apresuran a entregar el importante proyecto ante la competencia de **Australia** y **Qatar**[2]**.** La primera fase del desarrollo **PNG LNG**, que produciría hasta 6.6 millones de toneladas por año de GNL, estará en línea a principios de 2014, aproximadamente un año antes de los previsto. El desarrollo del consorcio, liderado por **ExxonMobil**, es también el *fast-track* para la expansión que podría redundar en la duplicación del tamaño del proyecto añadiendo una o dos plantas de licuefacción de gas.

El **International Petroleum Investment Company (IPIC)**, perteneciente al gobierno de Abu Dhabi, posee 17,6% en Oil Search. Tiene un 34% del proyecto PNG LNG. El proyecto afronta una competencia por una porción del mercado de gas asiático contra los desarrollos de GNL australianos que entrarán en funcionamiento en los próximos cinco años. Al mismo tiempo, Qatar, puede seguir desviando las cargas desde Europa a Asia.

Aunque la decisión sobre la inversión final sobre la expansión propuesta del proyecto está pendiente, el consorcio planifica más perforación para el año próximo de los prospectos de gas en **Hides** y **P'nyang** para alimentar a la mayor terminal. Además, **Talisman Energy**, un productor de petróleo y gas canadiense con activos en Papua Nueva Guinea, ha expresado el interés en suministrar gas para el proyecto.

En un desarrollo relacionado, el brazo comercial del gigante ruso **Gazprom** y **Trans Wonderland**, una compañía de servicios logísticos y transporte de Papua Nueva Guinea, firmaron un acuerdo básico para colaborar en proyectos de energía limpia, sobre todo un plan para usar el GNL en vez de diesel en la mayor parte de las operaciones de Trans Wonderland. Gazprom actuaría como el comprador de créditos de carbono del proyecto de intercambio de diesel bajo el **UN Clean Development Mechanism**, programa que incentiva a los países ricos a invertir en proyectos de energías limpias en

[2] The National, "*Oil Search and partners plan bigger output of PNG LNG*", (10/12)

economías en desarrollo. En octubre, un *joint venture* entre Trans Wonderland y **Agility**, una compañía de logística de Kuwait ganó un contrato exclusivo por 192 millones de dólares para proporcionar servicios de transporte a PNG LNG.

Los proyectos de desarrollo de GNL impulsan el ingreso de *traders* al mercado

El mercado de gas natural licuado (GNL) está creciendo rápidamente, atrayendo más *players*, con un desarrollo más competitivo, un mercado más transparente para ayudar a unir los mercados de gas a través del globo. El mercado de GNL tiene previsto crecer aproximadamente 50% desde 2008 a 2013, con proyectos en varias etapas de desarrollo entran en línea para alimentar la creciente demanda. Tradicionalmente, los tradings de GNL dominaron la producción del gas natural. Sin embargo, con el aumento de la producción, por parte de BP, Shell y BG, se establecen una fila creciente de nuevos ingresantes que contemplan ganar una posición en el creciente mercado.

Barclays Capital: **Barcap**, que abrió *LNG Services Division* en diciembre, está en conversaciones para asegurar la capacidad de importación de GNL en el Reino Unido, en especial para la terminal de **South Wales**, poco utilizada. Los precios de gas en el Reino Unido se elevaron en relación a los precios de Estados Unidos en 2010, el *spread widening* fue a los niveles más lejanos por la caída de la temperatura en Europa. Las conversaciones son entre otros con la malaya **Petronas**[3]. Esto complementaría la capacidad de importación que Barcap tiene en Estados Unidos. En agosto firmó un acuerdo con ENI, que marcó la entrada del banco en el comercio de carga física de GNL.

Barcap ganó derechos de importación para la **U.S. Cameron LNG terminal** en **Louisiana**. También en el mercado de transporte de gas a la terminal de ENI. Barclays también está en el mercado de importación de gas para la terminal **Northeast Gateway** de **Excelerate Energy** en **Massachusetts**.

Gunvor International: Desde su entrada en el mercado de GNL en enero de este año, el equipo de GNL de dos personas de Gunvor en **Ginebra** compró al menos 19 cargas en el **Atlántico**, incluyendo las 14 cargas de **Peru LNG** para entrega en **Europa** este invierno. Varias empresas, entre ellas Gunvor, decidieron trasladar buena parte de su persona a Ginebra tras quejarse de que Londres regula más el sector. Gunvor tiene capacidad de importación en dos terminales en Europa, incluyendo la terminal **Montoir** en Francia, y contempla ampliar más en el Noroeste de Europa. También mira añadir un *trader* más a su oficina en **Singapur**.

Citigroup: Después de su primer carga de **Trinidad** el año pasado, Citi se hizo famoso por la compra agresiva de cargas de GNL. Citi completó numerosos acuerdos para reexportación desde la Costa del Golfo de Estados Unidos, en un claro signo de que la demanda estadounidense para importar gas disminuye. El banco también estableció una oficina de comercio de GNL en Singapur. Citi ha seguido negociando con el GNL a pesar de haber perdido cinco de sus traders por **Golar LNG** en mayo.

Golar: lanzó su nueva subsidiaria de trading en mayo. Golar, ya se estableció en el transporte de GNL, estableciendo nuevas armas para el mercado y comercio de cargas de GNL y ofrecen servicios como el *risk managment* para terceros. Completó al menos dos acuerdos desde que comenzó el comercio físico.

[3] Reuters, "*Barcap in talks to secure LNG import capacity in UK*", (7/12)

JP Morgan: el banco estadounidense entró en el mercado de GNL en marzo en un acuerdo con **Cheniere Energy** operador de una terminal en Estados Unidos, bajo el cual las dos partes buscarán conjuntamente oportunidades para comprar en el mercado global. JP Morgan tiene derechos de importación hasta 2 mil millones de pies cúbicos de gas por día en la terminal **Sabine Pass** y también tiene capacidad de importación en la terminal Montoir en Francia. El banco negoció este año 20 cargas físicas. JP Morgan, que recientemente compró a **RBS Sempra Commodities**, clave en el comercio de activos en Norteamérica es el vendedor físico de gas número 2 en Norteamérica detrás de BP[4].

Mercuria Energy Trading: Uno de los mayores traders independientes de petróleo, Mercuria dijo en agosto que comenzará a negociar GNL. La empresa con sede en Ginebra justificó su entrada en el GNL por el crecimiento de este mercado. **BofA Merrill Lynch**: Mientras no está claro como Merill Lynch estuvo activa este año en el mercado del GNL, fuentes dijeron que estuvo a la caza de GNL para importar a le terminal **Isle of Grain**, en el Reino Unido para este invierno.

Credit Suisse: El banco con sede en **Zurich** dijo que tiene interés en negociar GNL en el futuro aunque no existen signos de que los proyectos estén en proceso. **Goldman Sachs**: Después de comprar cargas hace unos años, hay rumores que Goldman también puede estar a la caza de cargas.

Estados Unidos: ¿De importador a exportador de GNL?

El potencial para que Estados Unidos se haga uno de los principales exportadores de GNL se decante del hecho que el suministro de ese país creció exponencialmente, aunque la industria todavía no está del todo convencida de que la economía atraerá a los inversores. El aumento de la producción y de las reservas de gas shale modificó la dinámica del mercado de gas estadounidense, incitando a los importadores tradicionales de GNL a lanzar proyectos para exportar gas al extranjero.

La mayor parte de las terminales de importación de GNL que fueron construidas en Estados Unidos durante la década pasada, alguna vez pensadas para compensar la disminución de la producción, no son utilizadas en la actualidad porque los bajos precios del gas.

La industria del GNL todavía sigue lidiando con la idea que Estados Unidos -alguna vez esperado como un importante importador de GNL- ahora tiene el potencial para hacerse un *big* exportador. Las consecuencias del gas shale no se limitan a Estados Unidos. A mediados de noviembre, por primera vez, un buque metanero dejó Estados Unidos para reexportar el GNL hacia el Reino Unido: un gas que Estados Unidos no necesita más y del que, pronto, serán exportadores netos, sostiene el diario francés Le Monde.[5]

"*Estados Unidos puede ser el siguiente Qatar*", dijo **Betsy Spomer**, vicepresidente del **BG Group** durante la **CWC LNG Summit** en **Barcelona**.[6] BG es uno de los más importantes productores de GNL y actualmente importa GNL a sus terminales estadounidenses. Dos plantas de licuefacción en Estados Unidos fueron propuestas este año en Estados Unidos en el sitio de las terminales de importación -una por **Cheniere Energy** en **Sabine Pass** en **Louisiana**, el otro por **Freeport and Macquaire Group** en

[4] Reuters, "*JP Morgan active in LNG trade in first year*", (1/12)
[5] Le Monde, "*Incroyable : le prix du pétrole est stable!",* (6/12)
[6] Reuters, *"Analysis: U.S. LNG exports a real possibility; obstacles remain*", (3/12)

Texas -entre cuyos inversores se destacan **Dow Chemical** y **ConocoPhillips-** ambos podrían estar habilitados para 2015[7]. Inicialmente podrían exporta la suma potencial de 2 mil millones de pies cúbicos por día de GNL de Estados Unidos a otros países. Estas serían las primeras terminales de exportación construidas en Estados Unidos en 40 años.

Localizada en el sur de **Houston** sobre la Costa del Golfo de Texas, la facility de Freeport está en la mayor área de producción de gas y cerca de dos grandes *trading hubs* de gas, el **Houston Ship Channel** y el **Katy Hub**. **Nicholas O´Kane**, jefe de la división del mercado de energía de Macquarie, dijo que con la expansión del Canal de Panamá a abrirse en 2014, las exportaciones de la facility tendrán un acceso más fácil a sus mercados de Asia.

La singularidad de la nueva planta de Cheniere es que es bi-direccional. Es decir, permite tanto licuar como regasificar gas y puede ser utilizada tanto para importar como para exportar gas desde Estados Unidos. La futura planta de Cheniere debe empezar a construirse en el 2012, para estar lista en el 2017. Para entonces, se confía en una recuperación de la demanda, que desde el 2008 se ha desplomado. Una filial de Cheniere Energy esta trabajando en un acuerdo para suministrar GNL de su terminal Sabine Pass con tres clientes potenciales: **Morgan Stanley** y dos distribuidores chinos y europeos de gas. Según los reportes, Cheniere firmó un *memorandum of understanding* con la china **ENN Energy Trading Co**., compañía independiente de gas natural, para enviar 1.5 millones de toneladas métricas por año[8]. Esa capacidad podría ser usada para importar o exportar el gas en un periodo inicial de 20 años.

Con la caída de nueve, el gas de Reino Unido establece un precio cercano a los 9 dólares por mil pies cúbicos, 5 dólares por encima de los precios estadounidenses. El pago, digamos de 3 dólares la licuefacción y el embarque todavía dejaría un *nice profit*. Los costos de exportación a China son de poco más de 4 dólares, pero según el **Citigroup** los contratos de GNL son de aproximadamente 12 dólares por mil pies cúbicos[9]. La caída de los precios del gas, por otra parte, ha puesto de relieve la vulnerabilidad que implican las cláusulas *take or pay* (llévate el gas o págalo) que aplican los países exportadores, como **Rusia** y **Argelia**. Varias compañías, entre ellas **Eni** y **Enel,** están pagando ahora un gas que no necesitan.

En los niveles actuales de precios en los mercados líquidos de gas no puede asegura un ciclo estable de inversión. Por eso es lógico esperar un equilibrio entre los precios spot y los precios de los contratos de largo plazo que están unidos a los precios del petróleo. Hay varias evaluaciones, como cuando el equilibrio de la oferta y la demanda recuperarán así los precios cerca de la transacción spot y los precios de contrato a largo plazo. Pero todos ellos se esperan para el período entre 2012 y 2015. Y con respecto a la situación actual, es imposible hacer conclusiones de gran alcance y pronósticos de largo plazo.

La apuesta por la exportación es que los precios del gas estadounidense quedarán bajos en relación con los precios europeos y asiáticos durante un período de 25 años, haciendo provechoso producir y embarcar gas desde Estados Unidos. Los precios del gas estadounidense cayeron aproximadamente 23% desde principios de año, presionando el amplio suministro doméstico, una demanda tibia y record de inventarios. A la inversa, los precios indexados al petróleo en Asia y Europa se elevaron, extendiendo los *spreads* de precios alrededor del mundo. "*La exportación desde Estados Unidos se contempla factible, pero necesita que los precios del gas sean inferiores a los de Europa y Asia durante un período más largo*", dijo **Christopher Goncalves**, vice-presidente de la firma de consultoria **Charles River Associates**. Los precios del gas estadounidense cayeron a 3 dólares este año. La desconexión de los precios del gas natural entre Europa y China con Estados Unidos,

---

[7] The Wall Street Journal, "*Macquarie, Freeport to Upgrade LNG Facility*", (22/11)
[8] *Gas World, "*Cheniere working on deal to export LNG to China*", (6/12)*
[9] The Wall Street Journal, Heard on The Street, "*Cheniere's Liquidity Plans Hurt Gazprom*", (1/12)

donde el gas es barato ayuda a los fabricantes de industrias pesadas como la acería y calefacción, refrigeración de casas y negocios[10].

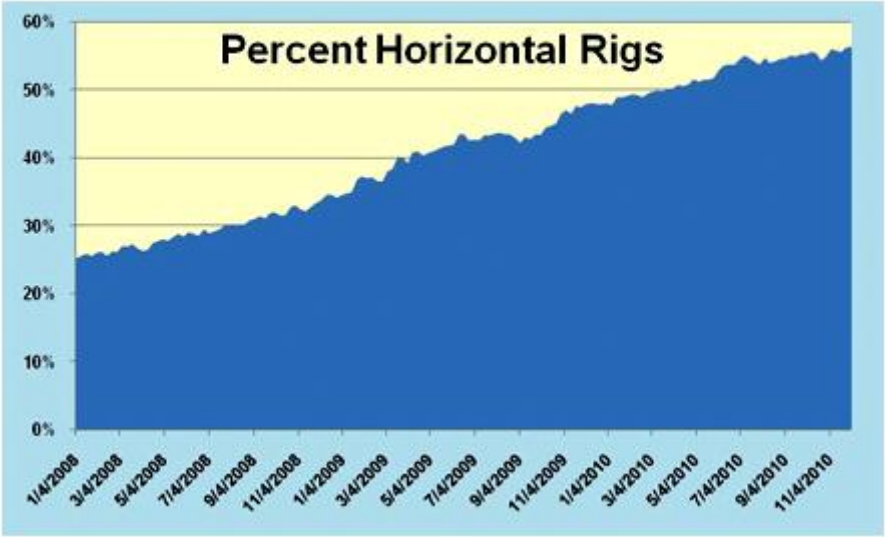
"*Siento que la situación de bajos precios del gas estadounidense es circunstancial, y no se puede pensar que esta diferencia favorable de precios con otros mercados durará toda la vida*", dijo el director de gestión para GNL de **Repsol, Benjamín Palomo**. Las implicaciones políticas de enviar recursos estadounidenses al extranjero es otro obstáculo posible para estos nuevos proyectos. Existe el potencial de futuro para el uso de gas natural en Estados Unidos en nuevos sectores como el transporte.

Y los datos de la producción de gas son alentadores. La producción puede alcanzar este año el record de todos los tiempos con la perforación para proveer el aumento de calefacción y centrales eléctricas. La producción de gas llegará al record de 62.09 mil millones de pies cúbicos por día este año, según el data show del **Energy Department**.[11] El total, que puede ser revisado el próximo mes, aumentó 1% en relación a las estimaciones de noviembre, según el *Short-Term Enery Outlook*, hecho publico en Washington. El aumento en los aparejos de perforación para gas natural desde mediados de 2009, combinado con una participación creciente en las plataformas de perforación horizontal en los 48 estados inferiores, contribuyó al crecimiento de producción de gas natural en 2010. La producción será de un promedio de 62.01 mil millones de pies cúbicos por día en 2011, por encima de los 60.77 mil millones estimados en noviembre.

En una reciente conferencia que se enfocó en recursos no convencional, la observación hecha fue que el gas no convencional pronto no será más no convencional. Como apuntaron varios *speakers*, en 2001 menos del 1% del suministro estadounidense de gas procedió de recursos no convencionales de gas, mientras hoy está ligeramente por debajo del 20%. Si las proyecciones demuestran ser correctas, el gas natural del *shale* y el *tight* representarán más del 50% del suministro estadounidense para 2020, asumiendo que la economía del gas mejore. Esto, desafortunadamente, es el ingrediente crítico para hacerse el "*silver bullet*" de la política energética estadounidense[12].

[10] The Wall Street Journal, "*US Consumers Enjoy Natural-Gas Glut While Europe Looks On*", (7/12)
[11] Bloomberg, *"Natural Gas Production May Rise to Record in 2010, DOE Says*", (7/12)
[12] Rigzone, "*The Role Of Natural Gas Grows Despite Economics*", (7/12)

EXHIBIT 1. HORIZONTAL RIG SHARE REMAINS IN UPTREND
SOURCE: BAKER HUGHES, PPHB



La noticia de una compra de 2.400 millones de dólares de **Nicor** por parte del participante de la industria de gas natural, **AGL Resources**, no cambia un hecho simple: Estados Unidos tiene mucho gas natural. Desde que las mejoras tecnológicas permitieron a los perforadores extraer más gas de los pozos, EE.UU. logró una superabundancia.

La adquisición, que se completará hacia la segunda mitad de 2011, formará así una compañía con unos ingresos de unos 5.100 millones de dólares anuales y que distribuirá unos 4.700 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, según previsiones de AGL[13]. El negocio de distribución de gas natural de Nicor tuvo fuertes resultados en los recientes trimestres.

El país cuenta con casi 4 billones de pies cúbicos de gas natural almacenados en este momento. Una cantidad mucho mayor a la demanda del combustible. Pero la abundancia del gas no significa que los perforadores estén condenados, sino que, en este momento, el producto más valioso que proviene de los pozos no es el gas natural mismo. Ahora, el dinero de verdad está en lo líquido. Las perforaciones en busca de gas generan toda una serie de productos líquidos. El más valioso de ellos es un poco de crudo, que puede ser convertido en petróleo. Pero existen otros. Estos son algunos de los líquidos "*no-crudo*" lo suficientemente rentables como para mantener a flote la industria del **gas natural.**

La nueva capacidad de producción de gas natural que estará *on-stream* el año próximo en Norteamérica creará una superabundancia en sitios como el norte de las **Rockies, Louisiana** y **Pennsylvania**, dijo **Societe Generale** en un research note. Tanto como 13.7 mil millones de pies cúbicos por día de producción de gas natural se espera para la primera mitad de 2011, y los nuevos gasoductos que aumentan el suministro, añadirán presión sobre los precios, sostiene Societe Generale[14].

Según el banco francés, el 1 de diciembre se inició la **Tiger Pipeline**, con una capacidad de 2 mil millones de pies cúbicos por día, permitiendo mover el gas natural de

[13] The Wall Street Journal, "*AGL, Nicor Reach $2.4 Billion Natural-Gas Deal*", (8/12)
[14] Bloomberg, "*New Gas Capacity to Create U.S. Regional Gluts, SocGen Says*", (8/12)

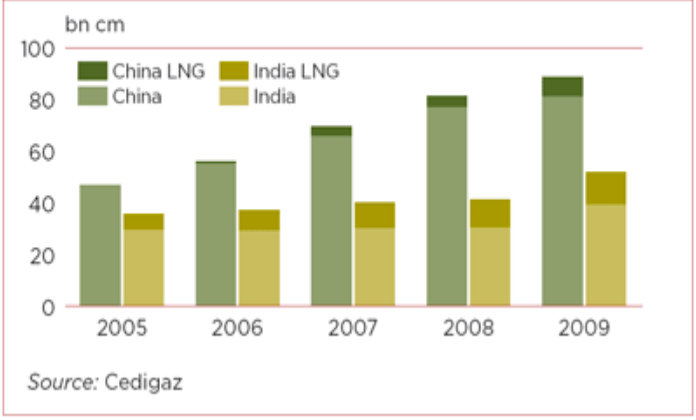
los lucrativos pozos en **Haynesville Shale** en Louisiana hasta los mercados finales en **Midwest** y el **Noreste**. Otra tubería, en dirección sur la extensión de **Acadian Haynesville**, entrará en línea antes de finales de 2011 proporcionando una ruta de transporte de Louisiana a Florida y cortando hacia Texas, dijo el banco.

Asia-Pacifico, la región de la demanda pletórica

Aunque en Asia-Pacifico los vendedores de ese mercado sobrevivieron a la crisis económica y las perspectivas de venta de volúmenes adicionales en la región parecen brillantes -aunque quizás no los suficientemente fuerte para apoyar el desarrollo de todo el suministro planificado en Australia y Nueva Guinea. Durante los últimos dos años, los compradores asiáticos de GNL reaccionaron de formas diferentes dependiendo de su posición en el mercado. Los compradores establecidos estuvieron preocupados con las cargas relativamente caras, la indexación al petróleo, las cargas *take-or-pay*; mientras los compradores más recientes, como China e India, cuyas economías no fueron afectadas con severidad por la recesión y cuya demanda está restringida principalmente por el precio, aprovecharon los significativos volúmenes de GNL *low-cost* en el mercado spot (ver figura 1). Muchas de estas cargas spot de bajo precio fueron desviados de Estados Unidos y Europa debido a la reducción de la demanda y de los resultantes bajos precios de esos mercados. Los chinos consumen ya tanto gas como el Reino Unido y Alemania juntos. En 2020, hará falta cuatro veces más. Las autoridades decidieron subir su consumo de gas del 3 al 12% dentro de diez años. En India, la demanda es también importante. El año pasado, el consumo pasó de 43 a 59 mil millones de metros cúbicos.

Con los precios de transacción spot, una nueva oleada de compradores de GNL se mueve al mercado. **Pakistán, Sri Lanka, Bangladesh, Vietnam** y **Filipinas,** todos avanzan en proyectos de importación de GNL. Estos compradores parecen considerar las estrategias que incorporan una confianza significativa en las cargas del GNL spot además de los volúmenes asegurados conforme a los acuerdos de suministro de largo plazo.

Figure 1: China and India – gas demand/consumption



Source: Cedigaz

La experiencia del sobre-suministro, de bajo precio a principios de 2009 acentuó la ventaja de los compradores y la flexibilidad de una cartera que incluye las cargas spot. Esta acercamiento, desde luego, da a los compradores vulnerables cuando el suministro es obligado y la subida de los precios de transacción spot. Esto también puede ser un dolor de cabeza para los compradores y vendedores que contemplan la financiación de nueva infraestructura de GNL.

Nadie aún concluyó que efecto el mercado de estos compradores tendrá sobre las listas de desarrollo de proyectos y los términos de las ventas, incluyendo el precio. Algunos

dicen que el impacto será probablemente menor o efímero; otros indican las dificultades afrontadas por el proyecto **Australia Pacific LNG** -un venture entre **ConocoPhillips** y **Origin Energy**- en asegurar clientes; mientras un punto discutido es el debilitamiento de link de indexación del petróleo como prueba del cambio[15].

Igualmente, la demanda asiática permanece robusta. Japón, el mayor importador de GNL del mundo, pagó 11% más por el combustible en octubre comparado con el año anterior en momentos que el petróleo crudo subió. Los precios de entrega del GNL se elevaron 563 dólares por tonelada métrica según el **Ministry of Finance** japonés. Esto es el equivalente a aproximadamente 10.79 dólares por millón de BTU, más de dos veces el precios de referencia estadounidense **Henry Hub**. Las compras de Japón de este combustible aumentaron 9,5% a 57.9 millones de toneladas en los primeros 10 meses del año, tras el rebote de la recesión global de la economía asiática[16]. Los precios spot del GNL asiático llegaron a 10 dólares por millón de BTU a principios de diciembre. Para enero, **Platts** informó que el mercado japonés y coreano perdió terreno en 9.60 dólares/MMBTU y 9.35 dólares/MMBTU.

Según **PFC Energy**, los compromisos globales realizados en 2009 cubrió cerca de 60 millones de toneladas por año de suministro de GNL, con dos terceras partes del total destinado a compradores de Asia-Pacífico (por lo visto, la mayor parte de ellos en una base de largo plazo). Los compradores incluyen a las chinas **CNOOC** y **Petrochina** y la surcoreana **Kogas** han sido capaces de asegurar significativas posiciones *equity* en proyectos de licuefacción y activos de upstream como parte de los acuerdos de suministro de GNL de largo plazo.

Mientras tanto, el mercado spot para el GNL en Asia sufre una transición significativa, principalmente como consecuencia de tres influencias: primero, hubo un *uptick* en la demanda regional -conducido por el crecimiento indio y chino, y posiblemente los atractivos precios en los cuales el GNL spot puede ser asegurado; segundo, con los bajos precios del gas que prevalecen en el mercado estadounidense y europeos, los comerciantes de GNL enfocan su cartera de ventas de carga a corto plazo en los compradores asiáticos -recientemente, **GdF Suez** realizó acuerdos para vender más de tres cargas con periodos de cuatro años a Kogas y CNOOC, respectivamente- y muchos instalaron equipos de trading de GNL en **Singapur** para aumentar el perfil de sus negocios.

Medio Oriente, el consumo local como perjuicio al consumo global

A pesar de un importante impulso en la producción de gas en Medio Oriente, que aumentó 95% en los últimos 10 años, esta cifra sólo representa 12% de la producción global actual, según un informe de **Ernst & Young**.[17] La demanda de gas en Medio Oriente creció alrededor del 7% anual y dejó atrás el crecimiento de la producción de gas regional. El crecimiento doméstico de la demanda es abastecido de combustible por la

[15] Reuters, "*Australia delays environmental decision on LNG project*", (15/12)
[16] Bloomberg, "*Japan's October LNG Import Costs Rise 11 Percent on Oil*", (2/12)
[17] Arab News, "*Gas shortage is a major concern in Mideast: Report*", (15/11)

expansión económica, los bajos precios del gas, el cambio en la generación eléctrica de petróleo a gas y la inyección de gas en los yacimientos de petróleo para mejorar la recuperación del hidrocarburo. El uso de gas como combustible de generación de energía en la región tiene previsto un aumento en una tasa anual del 3.6% hasta el 2030.

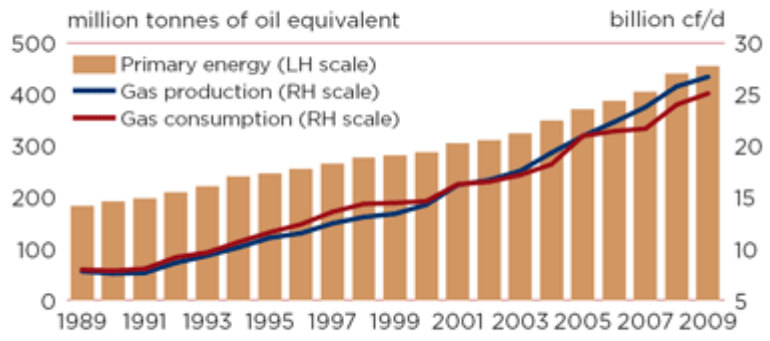
Esta incertidumbre podría resultar en que las futuras provisiones sean inadecuadas para sostener el crecimiento proyectado en la demanda. Aunque la previsión de la demanda global de gas crezca 1,5% al año hasta 2030, según números de la **International Energy Agency**, el crecimiento real estará bajo la influencia un número de factores imprevisibles. "*Mientras las estrategias de energía adoptadas por algunos países de Medio Oriente pueden ayudar a mejorar su independencia de energía en el más largo plazo, en el corto las exigencias de la región también tendrán que ser satisfechas por el gas importado*", dijo **David Barringer**, líder de gas y petróleo de **Ernst & Young MENA**.

En Medio Oriente, hay una tensión entre los requerimientos de suministro de los mercados domésticos para abastecer el crecimiento económico y el deseo de alcanzar más altos ingresos vía acuerdos de venta para exportación. Aproximadamente el 41% de las mayores reservas mundiales restantes demostradas de gas (convencional) está localizada en la región, aunque el 73% de estas reservas esté concentrado justamente en dos países: **Irán** y **Qatar**. Este último país es el mayor productor y exportador de GNL en el mundo pero tienen una moratoria en el nuevo **North Field** para el desarrollo y acuerdo de venta para exportar hasta 2014. Fuera de Irán y Qatar, una proporción significativa de las reservas de gas de la región está en yacimientos de petróleo asociado, y entonces la producción de gas no es flexible. Asimismo, la mayor parte del gas de esa región es ácido, lo que hace difícil y costoso extraerlo y tratarlo.

Los precios de venta doméstica, que tienen subvenciones que varían, tendrían que elevarse para cubrir los gastos de tratamiento adicional y la inversión requerida en la infraestructura de gas. Los precios subsidiados, las diferencias políticas y las oportunidades más lucrativas de exportación redujeron la disponibilidad del gas producido en Medio Oriente para el consumo en la región. Por consiguiente, hay una limitada infraestructura intra-regional en lugar para el transporte de gas natural.

Arabia Saudí contempla un aumento considerable de la producción de gas para encontrar la creciente demanda doméstica y **Abu Dhabi** contempla las reservas no convencionales de gas. El gas asociado del emirato está aumentando cada vez más para el uso de re-inyección.

Figure 1: Middle East primary energy consumption, natural gas production and consumption



Source: BP Statistical Review of World Energy *Not including Iran

Qatargas, por su parte, abrió un nuevo mercado para su gas natural licuado con el final de la fase de entrada de servicio por el **Dubai Supply Authority (DUSUP)** de su nueva terminal de GNL en el puerto de **Jebel Ali.** Fue completada con la entrega de la primera carga del navío Q-Flex con producción de GNL de **Qatargas-2** y vendido por Shell. El gas será inyectado en el sistema de distribución el DUSUP para el suministro local. En 2008 Qatargas, Shell y DUSUP firmaron una serie de acuerdos conforme a los cuales el GNL sería suministrado a DUSUP, principalmente de **Qatargas-4.** El suministro podría comenzar el año próximo[18].

Gazprom, entre inversión en producción y bajas ganancias

Ilusión cruel. En apariencia, todo está bien en el mundo del gas. Como una medida de cambio en los fundamentos del suministro y la demanda ya en Europa no se menciona el gas de Irán. Las segundas reservas más grandes del mundo tiene sus límites. La recesión, el surgimiento de la demanda y la llegada de nuevas facilities de exportación de gas hicieron más sensible la geopolítica. Los precios, que cayeron durante la crisis, están volviendo a subir en Europa, para alivio de los operadores de gas. En Francia, por ejemplo, encontramos a principios de 2010 el nivel de consumo de antes de la crisis. Los excedentes gasíferos, que habían provocado el descenso de los precios, desaparecen lentamente, y se está cerca de un nuevo punto de equilibrio en 2013 o en 2014.

Es por esto y mucho más que existen buenas razones para explicar por qué los *shares* del gigante gasero ruso **Gazprom** no es muy amado. Mientras unos pocos esperan un cambio de fortuna en el corto plazo, otros inversores ven una oportunidad de comprar baratos sus prospectos de largo plazo. Las preocupaciones sobre el impacto de las proyecciones globales de gas, estimada en 200 mil millones de metros cúbicos de año a año, o más del 6% del consumo de gas global, incitaron a los inversores a cortar regularmente las asignaciones para Gazprom desde 2008.

Con la caída de los precios del gas en Estados Unidos, el gas no deseado se re-direcciona a Europa en forma de GNL perjudicando los mercados tradicionales de Gazprom en Europa. Entonces no representa ninguna sorpresa que las participaciones de Gazprom están aproximadamente la mitad que sus picos en 2008 y no se ha elevado en todo este año. "*En las mentes de los inversores, hubo una coincidencia de escenarios muy pesimistas para Gazprom... una reducción grande de la demanda europea y un aumento a escala mundial en la disponibilidad de GNL*", dijo **Ed Conroy**, que ayuda a manejar 1.2 mil millones de dólares en *stocks* rusos para **HSBC**[19].

Durante décadas, Europa confió en Gazprom para un cuarto de sus necesidades de gas. La demanda se elevó regularmente, mientras el GNL y la tecnología del gas shale eran costosos. Y sus contratos de exportación eran de largo plazo y pusieron un precio usualmente como el *premium* al petróleo. Pero el suministro ruso fijado a las tuberías está bajo presión.

En el tercer semestre de 2010, Gazprom perdió un 25% de sus ventas en Europa. Tras experimentar un aumento del 35,4% en el primer trimestre, y del 1,5% en el segundo,

[18] Gulf Times, "*Qatargas opens new LNG market with Dubai cargo*", (7/12)
[19] Reuters, "*Gazprom's wallflower shares good for the last dance*", (2/12)

las ventas de gas ruso en el mercado europeo se desplomaron en julio-septiembre en el 24,6% hasta 27,89 mil millones de metros cúbicos. En total, las exportaciones de gas cayeron en un 17%, hasta 42,6 mil millones de metros cúbicos. Todos los clientes foráneos de Gazprom disminuyeron el volumen de sus pedidos: Italia, en el 58%; Turquía, en el 25%; Alemania, en el 24%; Grecia y Francia, en el 23% y el 13%, respectivamente[20].

El año pasado la exportaciones cayeron 20% contra 2008, mientras la producción en 2010 fue de 515 mil millones de cm, debajo de los niveles pre-crisis de 550 mil millones cm. En 2009, Gazprom suministró 140.000 millones de metros cúbicos de gas a los consumidores europeos. Para 2015, Gazprom prevé una producción anual de gas de 570-580 mil millones de cm, un nivel no alcanzado desde 1993[21].

Con este escenario, Gazprom utilizará parte de su dinero para financiar su enorme programa de gastos de capital y aumentar la producción futura. Esto significa que los inversores improbablemente sean recompensados con los dividendos. "*El problema es que el management de Gazprom no tiene un claro enfoque comercial, un mandato claro para hacer ganancias, porque el gobierno pone su propio orden del día*", dijo **Ivan Mazalov**, de **Prosperity Capital** en **Moscú**.

Al mismo tiempo, Rusia introducirá *tax holiday* para las compañías que extraigan gas natural en la remota **Peninsula de Yamal**, la licuen para transporte en tankers. Si esto se hace ley, proporcionará el apoyo necesario para el proyecto de **Novatek** de construcción de una planta de gas natural licuado (GNL) en Yamal en conjunción con socios extranjeros. Los desarrolladores afrontan una multitud de problemas logísticos, incluyendo las temperaturas que congelan, para tener acceso a las reservas del combustible fósil en Yamal[22].La ley estipula una tasa cero de impuestos de extracción de gas y uso de licuefacción por 12 años para el distrito autónomo **Yamalo-Nenets**. El tax holiday cesaría si la cantidad acumulada de gas extraído en un campo llega a los 250 mil millones de metros cúbicos.

La producción de GNL en Yamal implicaría un gasto de capital demás de 27,2 mil millones de dólares. Las estimaciones anteriores realizadas por expertos y funcionarios rondaban los 20 mil millones de dólares. Novatek, el mayor productor independiente de gas en Rusia, se dispone a desarrollar su proyecto de GNL para explotar el campo gigante **South Tambei**, estimado en 1.3 billones de metros cúbicos de gas en reservas demostradas. Con la luz verde, esta sería la segunda planta de GNL rusa, después de **Sakhalin 2**, encabezada por Gazprom, que suministra 5% del mercado global. Novatek puede comenzar la producción de la planta en 2016. El proyecto apunta a exportar 15 millones de toneladas de GNL al año a los mercados de Europa y Asia.

Conforme a la ley, Novatek salvaría al menos 59 mil millones de rublos durante los tax holiday en un *tax rate* de 237 rublos por 1.000 metros cúbicos de gas, que será puesto el próximo año. Empresas extranjeras como la francesa **Total**, la angloholandesa **Shell** expresaron s interés en unirse al proyecto.

[20] Petroleum Economist, "*The way out of the global gas glut*", (Diciembre, 2010)
[21] Reuters, "*Gazprom sees output up 12 percent in 2015-paper*", (14/12)
[22] The Moscow Times, *"$27Bln Yamal LNG Plan May Earn Tax Break*", (6/12)

Análisis II: Avances de la industria del GNL en Latinoamérica

En los últimos años, Sudamérica surgió como uno de los mercados con mayor dinámica en el mundo para la producción de GNL. La presencia de enormes reservas de gas en algunos países sudamericanos propicia el impulso de este negocio. El GNL representa una nueva oportunidad apasionante en un entorno en el cual el suministro de gas natural en otros lugares del mundo no puede ser garantizado. Al mismo tiempo y en camino inverso, Sudamérica se ha transformado en un equilibrio clave en el mercado mundial de GNL, adquiriendo cargamentos contra-estacionales durante el verano en el hemisferio norte, cuando la demanda de gas en los principales importadores tiene a caer.

Hace tres años, en esta parte del mundo estábamos resumidos a las instalaciones de licuefacción de Atlantic, en Trinidad & Tobago, que exportaban el producto a Estados Unidos y Europa, y no había ninguna terminal de regasificación. En los últimos dos años la historia se modificó radicalmente.

Este año, las importaciones han tocado los niveles máximos históricos, con terminales en Brasil, Argentina y Chile, adquiriendo más volúmenes que en el pasado. Los ejecutivos de la industria de petróleo y de gas creen que este es el tiempo de invertir y esperar retornos que sean sustanciales. Uno de los factores que impulsó la avanzada del GNL es la renuencia de la industria a aumentar las inversiones en Bolivia, que tiene las segundas reservas de gas natural más grandes del continente.

Brasil importó al menos seis cargamentos al mes en agosto y septiembre, por lejos el mayor nivel mensual de su historia, debido a que las bajar reservas de hidroelectricidad llevó a mayores necesidades de importación de gas.

Brasil tiene dos terminales; uno en **Pecem** en el norte del país y los otros en **Bahía de Guanabara** en **Rio de Janeiro**. Si en los países del Cono Sur las terminales de regasificación se presentan como la mejor solución para la creciente demanda, sin que haya viabilidad de crecimiento de la producción local a corto plazo, en Brasil la situación es menos clara, aunque, las importaciones de GNL baten sucesivos récord mensuales, gracias a los elevados despachos de las centrales térmica a gas natural programados por el ONS.

Aunque BG Group decidirá sobre la construcción de una planta de GNL offshore a finales del próximo año. El grupo británico planea tomar parte del gas asociado a la producción petrolera mar adentro en Brasil y convertirlo en GNL en una planta de producción flotante para después exportarlo[23]. Esto sería un giro para Brasil, que se ha convertido en un gran importador del insumo en los últimos dos años. BG desarrollaría el proyecto, que podría ser la primera planta de licuefacción de gas flotante en el mundo, junto con Petrobras.

[23] Reuters, "*BG Group mulls Brazil offshore LNG plant by 2011*", (30/11)

Argentina está en camino a importar cerca del doble de los volúmenes del año pasado, totalizando 14 cargamentos o más. Argentina posee un Terminal en **Bahía Blanca**, al sur de Buenos Aires, y tiene planeado otro para el norte de la capital para el próximo año. La terminal, que según se prevé estará en línea en mayo del 2011, tendrá la capacidad para enviar hasta 500 millones de pies cúbicos por día a la red argentina.

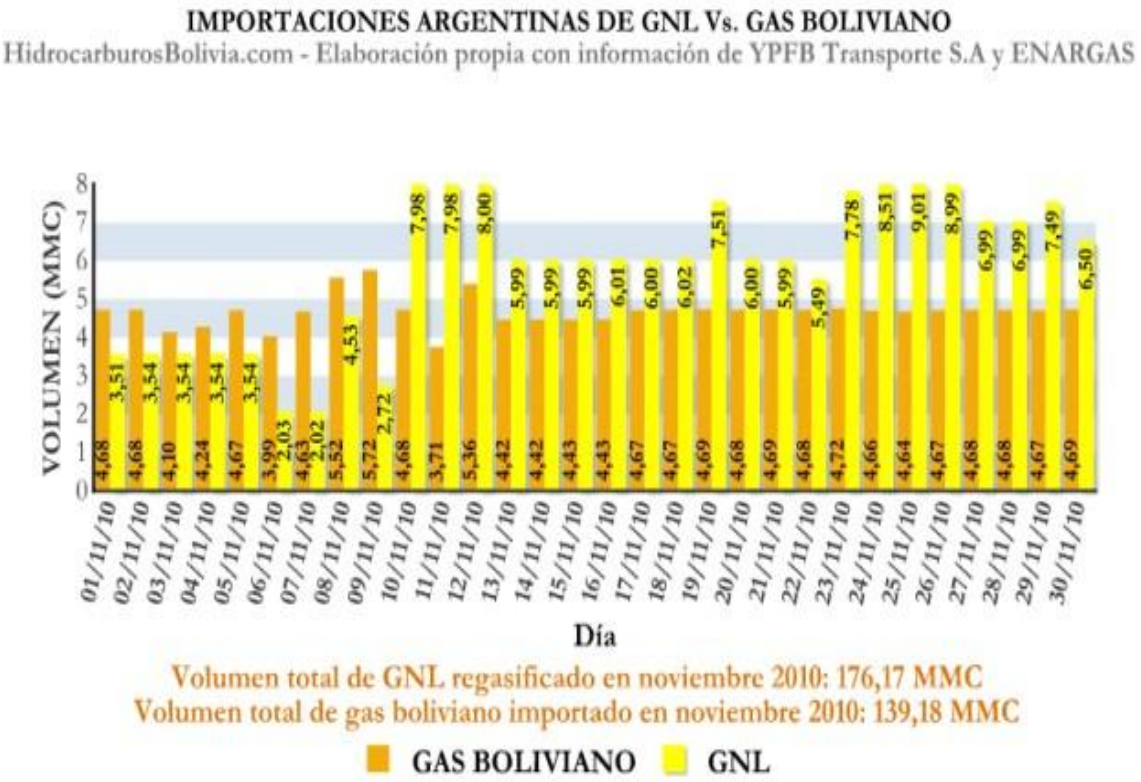
Aunque el anuncio de un yacimiento no convencional de gas natural que está en la zona de **Neuquén** y que, con aplicación de nueva tecnología, permitirá elevar a 50 años sus reservas. En la prensa –vale resaltar este origen- sostiene que incluso se podría dejar de comprar gas natural a Bolivia al barco de GNL ubicado en Bahía Blanca. Si Argentina abandonara completamente su compra de gas al país vecino, perderían sentido los dos gasoductos proyectados: **Juana Azurduy**, desde los yacimientos bolivianos a la frontera, y **GNEA**, en territorio argentino, desde la frontera con Bolivia hasta las provincias de Santa Fe y Entre Ríos. Más allá de las especulaciones, circula la compra de gas a Bolivia no se interrumpiría, para tranquilidad de los productores y administradores del país vecino. La novedad será que el gas boliviano, que hoy entra exclusivamente por el Gasoducto Norte (administrado por TGN) y que en los próximos años se pensaba traer también por el GNEA mesopotámico, ya no tendrá por destino preponderante el área metropolitana de Buenos Aires. [24]El gas boliviano será utilizado por las seis provincias que hoy no acceden a la red troncal, lo cual les permitirá incorporarse al uso del gas natural como el resto del país. Estas provincias son Chaco, Formosa, Misiones, Corrientes, Entre Ríos y, parcialmente (centro y norte), Santa Fe.

Con el acuerdo, el gas que se obtenga de los yacimientos no convencionales, como el descubierto por YPF, se pagaría 6 dólares por millón de BTU y no 2 dólares. Para

[24] Pagina 12, "*El gas oculto entre arenas profundas*", (7/12)

desarrollar este mercado es necesario invertir cerca de 1.000 millones de dólares, monto que permitiría una producción de 12 a 15 millones de metros cúbicos diarios.

Pero volvamos a la regasificación y a la relación gasifera con Bolivia. Argentina nuevamente regasificó, en promedio, mayores volúmenes de GNL con relación al gas importado por ducto desde Bolivia. El promedio diario de GNL regasificado en Argentina es de 5,87 MMCD contra 4,64 MMCD importados de Bolivia, lo que representa una importación 26,51% mayor de GNL con relación al gas boliviano. Hablando en términos absolutos, en noviembre Argentina regasificó GNL en volúmenes equivalentes a 176,17 MMC de gas natural contra 139,18 MMC de gas natural importados por ducto desde Bolivia.



Y con un nuevo Terminal en **Mejillones**, Chile también está comprando más. Desde abril de este año, GNL Mejillones entrega en forma confiable más de 2 millones de metros cúbicos de gas natural a cuatro de las principales empresas mineras ubicadas en el norte del país para generación eléctrica de ciclos combinados. Mejillones representa hoy aproximadamente el 25% del mercado eléctrico en el **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**. Además de esta planta regasificadora el país cuenta también con una planta en **Quintero** en el centro del país. El momento de arribo estimado a menudo es revisado por las autoridades portuarias y la firma de seguimiento marítimo.

GNL Mejillones SA aprobó invertir 200 millones de dólares para la construcción de un estanque de almacenamiento de GNL en tierra, el que reemplazará al sistema actual de barco estanque[25]. El estanque que se proyecta construir tendrá una capacidad de 175.000 m3 y es del tipo Contención Total ("*full containment*"). Este tipo de estanque tiene el más alto estándar de seguridad: considera una construcción antisísmica, así como sofisticados

[25] La Tercera, "*GNL de Mejillones aprueba construcción de estanque de almacenaje en tierra*", (8/11)

sistemas de monitoreo y protección. Tras una licitación internacional, la construcción del estanque se adjudicó a **Técnicas Reunidas**, la misma empresa que completó el terminal de regasificación; mientras que la supervisión del proyecto se le encargó a **Tractebel Engineering,** empresa afiliada al **Grupo GDF SUEZ**. Se espera que la nueva instalación de almacenaje entre en operación durante 2013.

Perú, con sus grandes reservas de gas natural, está en camino de exportar GNL a Estados Unidos y es casa de uno de los proyectos más avanzados en Sudamérica. Empresas de **Estados Unidos, España** y **Corea** invirtieron dinero en el proyecto. El terminal peruano de licuefacción en **Pampa Melchorita** realizará entre 57 y 58 despachos de GNL en 2011. Pampa Melchorita inició sus exportaciones el pasado mes de junio y se estima que hasta fin de año se habrían realizado 24 despachos de GNL (hasta ahora se realizaron 22)[26].

La "*capacidad oficial"* de producción en el terminal de Pampa Melchorita es de 4,5 millones de toneladas por año (MTPA) de GNL pero el terminal está funcionando a una capacidad del 102%. Las unidades de producción de GNL generalmente pueden operar por encima de su "capacidad oficial". Pampa Melchorita tiene la capacidad de operar hasta un 110% por encima de su capacidad (nameplate).

Dos tercios de la producción están reservados para el terminal de regasificación en Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico, y cuyo inicio de operaciones se estima para el último trimestre de 2011. Antes de que Manzanillo inicie sus operaciones, la española **Repsol**, encargada de la comercialización del GNL peruano, puede destinar el insumo a cualquier otro mercado. La mayoría de los despachos de Perú LNG fueron destinados a Norte América pero podría destinarse a Asia, el mayor mercado importador de GNL.

La producción de gas natural durante los diez rimeros meses del 2010 fue de 191 millones 974 mil 483.07 pies cúbicos, lo que representa un incremento de 88.26 por ciento con respecto a la producción acumulada en el mismo período del año 2009. En lo que va del año, la producción se ha incrementado principalmente para atender los mayores requerimientos del sector eléctrico y para la planta de gas natural licuado (GNL). Otro jugador emergente es Venezuela, un país que tiene las mayores reservas de gas de la región (estimadas en 174.9 Tcf) y que gradual, aunque lentamente, se hace un jugador importante en el desarrollo de gas natural y las industrias del GNL, tanto a nivel local como a escala mundial.

En poco más de dos años **Uruguay** deberá multiplicar por 13 la demanda del gas natural para que el proyecto de la regasificadora sea rentable. Para cuando el país ponga a funcionar la planta regasificadora sobre su superficie marítima en 2013, el mayor desafío de Uruguay habrá sido elevar el consumo interno de gas natural licuado. Hoy el mismo apenas alcanza a los 300.000 m3 frente a los 4 millones de m3 que tendrá a su disposición una vez que el barco regasificador esté operativo[27].

La empresa **GNL del Plata** será la sociedad que conformarán la argentina **Enarsa** y las uruguayas **UTE** y **Ancap** para explotar la regasificadora. El barco regasificador tendrá una capacidad de producción de 10 millones de m3 diarios, de los cuales a cada país le corresponde el 50%. De acuerdo a las negociaciones que se han mantenido hasta el momento entre las partes, está definido que Argentina retirará su 50% y alrededor de 1 millón de m3 de la cuota parte de Uruguay. Las autoridades de Enarsa ya transmitieron que ese volumen es el máximo que pueden comprar. Así, Uruguay tendrá 4 millones de m3 de gas para su demanda interna. Un volumen importante de esta fuente energética será utilizado por UTE en la central de Punta del Tigre cuyo consumo diario es de 1,8 millones

[26] Hidrocarburosbolivia.com, "*PERU LNG estima realizar 58 despachos de GNL en 2011, algunos con destino a Asia", (*1/12)

[27] El País, "*Gobierno debe elevar demanda de gas para que planta sea rentable*", (14/11)

de m3. Además, esta empresa ya anunció que construirá una nueva central térmica de 200 megavatios que también funcionará a gas natural.

Desde que llegó el gas natural por cañería a Uruguay, el país ha tenido diversos inconvenientes para mantener un volumen significativo de ese combustible por la crisis de Argentina. Hoy, la vecina orilla define el precio del gas que bombea a Uruguay en función del valor más caro del combustible que ingresa a una de sus provincias, más un 12% de regalía que corresponde a las mismas. A esto hay que sumarle los costos de transporte. Esta realidad ha hecho prácticamente "*inviable*" el consumo de esta fuente energética y significado una "*barrera económica*" muy importante. Actualmente el precio del gas natural que Argentina paga a los proveedores para su planta regasificadora en **Bahía Blanca** ronda los 7,40 dólares por millón de BTU.

Demanda de navíos para el transporte de GNL y la disminución de las emisiones

El transporte de GNL emerge como una industria global con gran demanda en el contexto de las energías limpias, y los países ricos invierten en recursos pesadamente para las instalaciones de producción. Los navíos de GNL fueron construidos exclusivamente para proyectos, por ejemplo, arreglaron navíos llevan un volumen regular en las rutas regulares. Sin embargo, el número de centros de importación de GNL aumentaron recientemente con la aceleración de los mercados spot y los contratos de corto plazo. Actualmente, tanto los compradores como los vendedores poseen navíos que pueden transportar GNL. Además de los navíos que son poseídos por las compañías navieras. Con el crecimiento de la industria y las *breakthroughs*, la capacidad de navíos también aumentó bastante. De la carga estándar de 125.000 m cu en los año de los 70 y 80 a 135.000 cu m en los 90, ahora hemos alcanzado LNG tankers de hasta 266.000 cu m de capacidad, gracias a la fenomenal performance de Qatar en la cadena de valor del GNL.

Un informe del **Qatar Gas Transport Company (Nakilat)** dice que la inversión de 11 mil millones de dólares en una flota especializada, los carriers de GNL de *state-of-the-art* es el mayor programa de construcción de barcos más grande desde la Segunda Guerra Mundial. Nakilat construyó una gran flota de navíos para transportar GNL producido del **North Field** de Qatar, el campo de gas no asociado más grande del mundo con aproximadamente 15% de las reservas mundiales probadas, a los mercados globales.

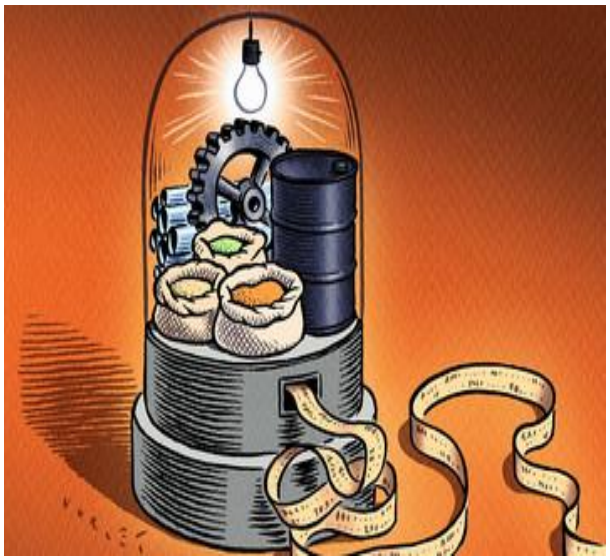
Para finales de 2010, Nakilat poseerá 54 navíos de GNL, haciéndose los mayores propietarios de navíos de GNL del mundo. Ellos tiene ambos **Q-Flex** y **Q-Max**, una nueva generación de mega-navíos de GNL con cerca de 40% menos de energía y emisiones de carbono que los navíos convencionales debido a sus economías de escala creados por su tamaño y la eficacia de los motores.

Al mismo tiempo, el GNL va a hacerse el principal carburante para los buques mercantes en los próximos 40 años ante las presiones que sufren los armadores para la protección medioamiental, indicó la sociedad de clasificación de los buques **Det Norske Veritas**. Los buques deberán reducir las emisiones de óxidos de azufre, un contaminante que provoca lluvia ácida, al 0,5% hasta 2020, contra 4,5% actualmente, en virtud de las reglas de la **Organización Marítima Internacional**.

En las regiones más respetuosas del medio ambiente, el límite superior hasta deberá baja al 0,1% en 2015 contra el 1% en la actualidad. En 2020, la mayoría de los armadores exigirá la dotación de depósitos de GNL en sus contratos encomendados de nuevos

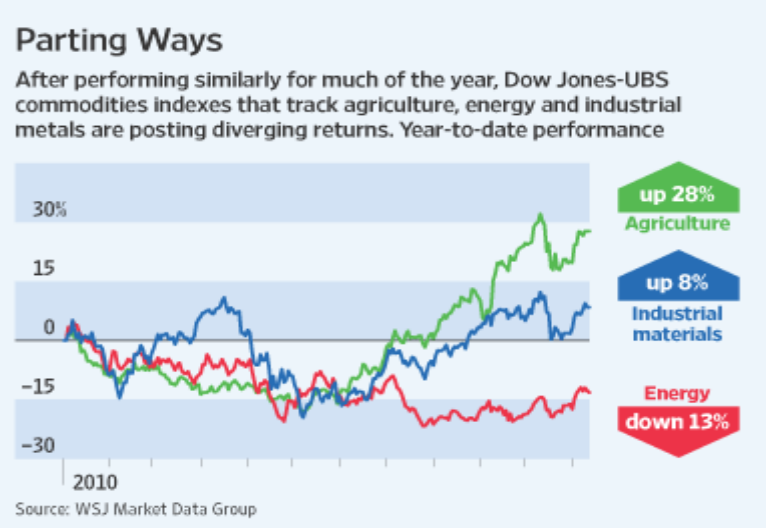
buques. Según las estimaciones, la factura de los contratos de pedidos de buques alcanzó 46,1 mil millones de dólares en 2010 (contra 28,1 mil millones de dólares en 2009), precisando que el cambio de las especificaciones de construcción para dotarlos de depósitos de GNL representará cerca del 10% de los costos de construcción. Según las previsiones, en el transporte marítimo, el GNL permitirá la reducción de emisiones de carbono de cerca del 25%, los óxidos de azufre cerca del 100% y los óxidos de nitrógeno del 85%.

Análisis III: La renovación del super-ciclo de los commodities. Cobre, petróleo y agrícolas.



Durante buena parte del año, los precios de los cultivos básicos, combustibles y metales industriales se han movido al unísono y al ritmo de la economía global. En las últimas semanas, sin embargo, los precios de las materias primas como el algodón, el petróleo y el cobre han sido impulsados por la oferta y la demanda, más que por las perspectivas de la economía mundial. En el primer semestre, los mercados de bienes básicos a menudo repuntaban cuando mejoraban las perspectivas de la economía mundial y caían cuando los mercados temían una recaída. Asimismo, los precios del petróleo y el cobre, considerados como un barómetro de la actividad económica, subían y bajaban de forma similar.

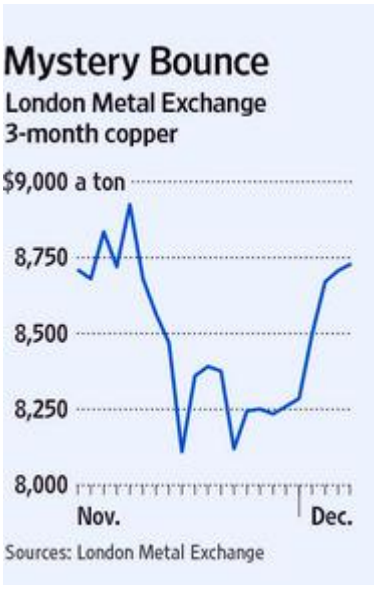
Ahora, mientras aumenta la confianza de los inversionistas en la salud de la economía global, las trayectorias de los commodities empiezan a divergir. El *gap* en el desempeño de los índices **Dow Jones-UBS** que siguen los precios de las materias primas agrícolas y energéticas se acerca a su mayor nivel del año. Los cultivos acumulan un alza de 28% en lo que va del año, los combustibles un descenso del 13% y los metales industriales se ubican en el medio, con un avance del 8%. A mediados del año, en cambio, la diferencia en los retornos de los tres tipos de commodities era inferior a un punto porcentual. El cambio tiene ramificaciones no sólo para los inversionistas que añaden commodities para diversificar sus portafolios, sino para las empresas que producen o consumen materias primas.



Big-picture economic forces aún tienen el poder de mover los mercados. Los precios de muchos commodities, por ejemplo, se han disparado desde que la Reserva Federal de Estados Unidos reveló en agosto un plan para inyectar más dinero en la economía. En momentos en que las tasas de interés se encuentran en mínimos históricos, los inversionistas han volcado su atención a los bienes básicos.

De todas formas, los retornos han empezado a distanciarse. Hasta fines de julio, las trayectorias del cobre y el crudo eran muy parecidas. Los precios del metal rojo cayeron 0,6% entre enero y julio mientras que los del petróleo cedieron 0,5%. En lo que va de diciembre, no obstante, el cobre subió 7% y en los últimos días alcanzó un máximo de 4.105 dólares la libra, con lo que acumula un alza del 23% en todo el año. El alza refleja la opinión de muchos analistas de que la demanda del metal superará la producción durante un tiempo, a medida que las economías emergentes expanden su infraestructura y las nuevas inversiones acaparan el suministro. En estos momentos, los precios del cobre para entrega inmediata son más caros que los para entrega dentro de unos meses, un fenómeno que se conoce en la jerga de los inversionistas como *backwardation*. Esto contradice la tendencia normal del mercado y sugiere que algunos están preocupados por una escasez de suministro a corto plazo.[28]

El metal usado en electricidad y construcción avanzó después de datos que mostraron que el sentimiento del consumidor estadounidense subió más de lo previsto a inicios de diciembre, apuntalando la perspectiva de demanda. Además, los temores por un mayor ajuste monetario en China, como un esfuerzo de frenar las presiones inflacionarias de la economía, han impulsado el repunte en la cotización del cobre, debido a una anticipación de las compras. Pero la decisión de elevar el encaje bancario en lugar de las tasas de interés implica que los funcionarios optaron por una forma de endurecimiento monetario más leve por el momento, sugiriendo que creen que las presiones en los precios aún se encuentran dentro de un rango controlable. Otro factor que repercutió en el precio fueron los datos del comercio exterior de China, los que se elevaron durante noviembre en 37,7% para el caso



[28] Financial Times, "*Commodities go backwards to futures*", (13/12)

de las importaciones mientras que las exportaciones se incrementaron en un sorpresivo 35%. Del mismo modo, las cifras preliminares de importación de cobre de China muestran un aumento del 28,5%.

Al mismo tiempo, los fondos han dado con el cobre. Varios bancos y fondos, incluyendo **JP Morgan** y **BlackRock Asset Management** planifican crear producto *exchange-traded* (ETP) en cobre físico. Este acontecimiento, ampliaría el mercado del cobre y lo abriría a pequeños inversionistas, lo que anticipa mayor presión por el lado de la demanda del metal[29]. J.P. Morgan también se ha transformado en un jugador de peso en los mercados globales de materias primas después de gastar más de 2.000 millones de dólares en una serie de adquisiciones. Bajo la batuta del ejecutivo **Blythe Masters**, la división de commodities se ha expandido a 1.800 empleados, ha restado énfasis a la negociación con recursos propios y ha pasado a depender más de los ingresos de sus clientes. Pero este año, el desempeño no ha cumplido las expectativas debido a tropiezos en las negociaciones

Se proyecta que la demanda global de cobre supere la oferta en hasta 500 toneladas en 2011, según Casimir Capital, un fondo de cobertura especializado en recursos naturales. "*La estrechez del cobre queda en evidencia con el hecho de que un participante puede controlar más de la mitad del suministro disponible*", dijo **Justin Lennon**, analista de metales básicos de **Mitsui Bussan Commodities** en **Nueva York**. "*Esto indica que no hay mucho metal disponible*". [30]Además de estar atentos a una mejora del panorama económico, un factor que aumenta la demanda por el metal rojo, los operadores también han estado preparándose para el inicio de las transacciones de tres fondos que cotizan en bolsa que serán respaldados por el cobre. Esos fondos, conocidos en inglés como ETF, tienen la posibilidad de abrir el mercado del cobre a nuevos inversionistas, muchos de ellos pequeños, lo que promete alimentar un alza en la demanda.

El petróleo de los tres dígitos, superación del límite simbólico

La reciente alza del petróleo ha sido más moderada. Los precios han subido 11% en 2010, en parte por la abundancia de suministro y la capacidad de los países exportadores de crudo de producir más. Con el precio del petróleo firmemente encima de los 90 dólares el barril, el costo de la energía es una amenaza morigerada para la economía global. El daño se intensificará si los precios suben por encima de los 100 dólares por barril. La razón no es otra que la superación de una especie de límite simbólico, por encima del cual pueden volver los episodios de volatilidad en

[29]The Globe and Mail, "*Metal hoarders playing a dangerous game*", (8/12)
[30] The Wall Street Journal, "*Big Bank Sitting On A Big Pile Of Copper*", (7/12)

las cotizaciones, que tantos dolores de cabeza causaron en el primer semestre de 2008.

Inicialmente, uno de los argumentos que esgrimió **Goldman Sachs Group** sostiene que una caída de la capacidad de producción de reserva de la OPEP indicará una "*segunda etapa*" en la recuperación del mercado petrolero, elevando el precio del barril el precio del petróleo en el segundo semestre de 2011. "*Las existencias han caído rápidamente en los últimos meses conforme el crecimiento de la demanda mundial se aceleró a uno de los niveles más altos hasta el momento (…) Se espera que el crecimiento de la demanda se mantenga fuerte en más de dos millones de barriles por día*", sostiene Goldman.

Lo que Goldman Sachs señala es que si 2010 ha sido el año del oro y la agricultura, el próximo ejercicio será el de materias primas dominadas por *"asuntos estructurales de suministro*", particularmente el cobre y el petróleo. La conclusión es que la profundidad de la crisis y su impacto en el consumo de Estados Unidos (y también en Europa) ha permitido que China haya podido disfrutar de dos años de crecimiento en el consumo de materias primas sin restricciones y "*sin competencia*" en la demanda de commodities. Pues bien, eso ya está cambiando. Y la advertencia del banco es que las materias primas más afectadas serán aquellas de las que China anda muy escasa y el suministro permanece muy ajustado: Petróleo, cobre, algodón, soja y platino.

En China, por ejemplo, la demanda debería llegar a 9,2 millones de barriles diarios este año, 9.8% más que en el 2009. Es cierto que dicha cifra es la mitad de lo que gasta Estados Unidos, pero la brecha se está cerrando rápidamente. Los fuertes números de la manufacturación en la economía china en un período de siete meses, acoplado a la caída de los inventarios en el mayor consumidor de energía del mundo, llevaron a los precios del petróleo al alza (el más alto en 25 meses). Sin calma en la demanda de combustible por parte de China, le mundo migrará a los tres dígitos. Los stocks de petróleo refinado sostenidos por las dos mayores compañías petroleras de China cayeron en los últimos ocho meses consecutivos, mientras los stocks de diesel cayeron 14% en octubre. Y el mercado petrolero no será solamente sentido en China. 140 millones de barriles en inventarios internacionales de petróleo flotan en los almacenajes en alta mar[31].

IEA oil production/demand forecasts

			New policies		Existing policies		450	
	1980	2009	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Production	63.8	83.3	91.3	99.0	93.5	107.4	87.7	81.0
of which:								
Unconventional	0.2	2.3	5.3	9.5	5.5	11.0	5.0	7.4
of which:								
Oil sands	0.1	1.3	2.8	4.2	2.8	4.6	2.5	3.3
% share of total	*0.2*	*1.6*	*3.1*	*4.2*	*3.0*	*4.3*	*2.9*	*4.1*
Total demand	64.8	84.0	91.3	99.0	93.5	107.4	87.7	81.0
of which:								
Non-OECD	20.0	35.8	44.1	54.6	45.4	59.4	42.2	45.6
% share of total	*30.9*	*42.6*	*48.3*	*55.2*	*48.6*	*55.3*	*48.1*	*56.3*

Source International Energy Agency

[31] *The Globe and Mail,* "What will 2011 bring? Triple-digit oil*", (8/12)*

Table 1: Oil (IEA New Policies Scenario)

million b/d	1980	2009	2020	2035	% chg 2035/09
Global demand	64.8	84.0	91.3	99.0	17.9
of which: OECD	41.3	41.7	39.8	35.3	-15.3
% share of total	63.7	49.6	43.6	35.7	-28.0
China	1.9	8.1	11.7	15.3	88.9
% share of total	2.9	9.6	12.8	15.5	61.5
Global production	63.8	83.3	91.3	99.0	18.8
of which: Opec	25.5	33.4	40.5	49.9	49.4
% share of total	40.0	40.1	44.4	50.4	25.7
Oil sands	0.1	1.3	2.8	4.2	223.1
% share of unconventional	31.9	47.1	47.3	43.8	-7.0

Table 2: Natural gas (IEA New Policies Scenario)

trillion cm	1980	2008	2020	2035	% chg 2035/09
Global demand	1.517	3.149	3.794	4.535	44.0
of which: OECD	0.958	1.541	1.625	1.758	14.1
% share of total	63.2	48.9	42.8	38.8	-20.7
Non-OECD	0.6	1.6	2.2	2.8	75.0
% share of total	39.6	50.8	58.0	61.7	21.5
Global production	1.529	3.167	3.794	4.535	43.2
of which: OECD	0.889	1.157	1.158	1.188	2.7
% share of total	58.1	36.5	30.5	26.2	-28.2
Non-OECD	0.640	2.010	2.636	3.347	66.5
% share of total	41.9	63.5	69.5	73.8	16.2

El impacto en términos económicos: algunos creen que el crecimiento será lento el año próximo porque la energía corroe los ingresos disponibles de los consumidores. Es también importante para los inversores de commodities: si el crecimiento económico reduce la marcha, la demanda de petróleo también. Variaciones monetarias jugarán un papel importante. El petróleo, como la mayor parte de las materias primas, está denominado en dólares estadounidenses, tanto la tasa de cambio contra las mayores divisas, que incluyen al euro y la libra esterlina, pero también la rupia india y el renminbi chino será crítico[32].

Con el impacto de los altos precios del petróleo -ambos en el consumo de energía pero más importantemente en el crecimiento económico- no ocurre los mismo en todas partes: en dólares, los precios del petróleo están aproximadamente 37.5% por debajo de su record de 150 dólares por barril. En su nivel actual, el petróleo crudo en dólares se comercia donde estaba en noviembre de 2007. Los países en vías de desarrollo parecen bastante aislados. Los consumidores chinos, por ejemplo, van mejor que los europeos. En renminbi, los precios del petróleo son 40% por debajo del record absoluto de julio de 2008. En verdad, en los niveles actuales, los precios del petróleo en dinero chino están en el mismo nivel que a principios de 2007. La historia es similar en las divisas de otros países emergentes.

El análisis es importante para los inversores en petróleo: el motor de crecimiento de la demanda de petróleo -China y el resto del mundo en desarrollo- está bastante aislado hasta ahora del surge de los precios. Con esto, se espera que el crecimiento de la demanda de petróleo permanezca saludable en 2011.

[32] Financial Times, "*Commodities daily: The impact of $100 crude",* (16/12)

2011 será el *acreage battle* para la agricultura global

A su vez, las preocupaciones sobre una escasez de suministro han hecho subir los precios de algunas de las principales materias primas agrícolas en el segundo semestre. Los precios del maíz y el trigo, por ejemplo, subieron 72% desde sus mínimos de junio.

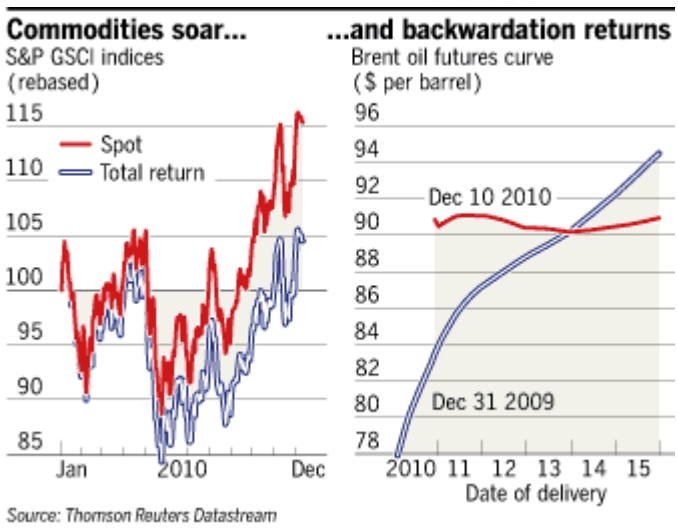
Cada primavera, los agricultores estadounidenses deciden cuanta tierra destinará a cada una de las principales materias primas agrícolas. El proceso, que forma los precios de la cosecha para la estación, es conocido como "*acreage battle"* -como suelen bromear los traders de Cargill- o el *"fight for dirt*". La elección de los agricultores importa más allá de las fronteras estadounidenses. Porque los agricultores del país exportan al mundo la mitad de su maíz y un tercio de la soja. Los cambios en las áreas de cultivo generan en la producción un enorme impacto sobre los precios de los commodities agrícolas globales. Con los altos precios en los últimos años, los agricultores afrontan la madre de todas las batallas por los acres en 2011.

¿Quién va a ganar? La decisión de la plantación depende de los precios relativos para la siguiente estación y los costos de producción como los fertilizantes. Con los actuales precios avanzados, el maíz debería tener un beneficio grande en acres -y los precios deberían caer- mientras la soja probablemente pierda tierra arable, y los precios, a la inversa, probablemente se eleven[33]. Esta año, la situación es, sin embargo, más oscura que de costumbre: el precio de otras cosechas -incluyendo el trigo de primavera, el algodón y el azúcar- están altas, entonces los agricultores tendrán opciones de competir. Con la aproximación del tiempo de plantación, las *market forces* levantarán los precios de esas cosechas.

Los agricultores -y los inversionistas- podrían ver un escenario de altos precio en todas las cosechas como el maíz, la soja, el trigo, el algodón, el azúcar y otros que compiten en primavera ante la escasez de acres. Los agricultores estadounidenses sembraron 86.5 m acres con maíz en 2009-10, cerca del segundo nivel más alto, mientras una plantación record de 77.7m acres con soja. Para seguir el aumento de la demanda de maíz el próximo año, los agricultores estadounidenses tienen que sembrar 2.5-3.0m de acres adiciones con maíz en 2011.

Las proyecciones de plantación cambiarán así como los precios *forward* oscilan. Un mejor cuadro no emergerá hasta que el **US Department of Agriculture** haga pública la cosecha y los niveles de inventarios el 12 de enero.

[33] Financial Times, "*Commodities daily: The mother of all acreage battles*", (13/12)



¿Limitación de los operadores para apostar en el mercado de energía?

Esto ocurre en momentos que se intensifica el debate entre los reguladores de Estados Unidos sobre si se debería limitar la cantidad que un operador puede apostar en los mercados de energía, metales y productos agrícolas. Los fondos de cobertura, de pensiones y de inversión han aumentado de forma significativa sus posiciones en toda clase de bienes básicos, desde el petróleo y el gas natural a la plata, el maíz y el trigo, este año. En muchos casos, el número de contratos que poseen de commodities individuales ahora supera por mucho la cantidad circulante a mediados de 2008, la última vez que los mercados de materias primas alcanzaron récords y se encendió el debate sobre si una especulación excesiva hacía subir los precios[34].

[34] *The Wall Street Journal,* "Investors Pile Into Commodities*", (8/12)*

La cantidad de contratos que están en manos de los inversionistas aumentó 12% este año hasta octubre y es 17% mayor que en junio de 2008, según **Commodity Futures Trading Commission (CFTC)**. En varios commodities, incluido el mercado de crudo de 200.000 millones de dólares, llamados inversionistas especulativos ahora representan una proporción significativamente mayor del mercado que en 2008. Los inversionistas aumentaron sus apuestas alcistas sobre el crudo en 24% desde junio de 2008 y ahora representan 16% del mercado, frente al 13% hace un poco más de dos años. Las apuestas en el mercado del cobre subieron 58% y para la plata aumentaron 52%, según datos de la CFTC.

Las cifras se basan en informes mensuales de CFTC sobre posiciones de materias primas a través de fondos indexados, que son vehículos financieros que siguen el desempeño de una canasta de commodities. Aunque no captura todas las posiciones especulativas, la CFTC usa esto como guía para ver cuánto de cada bien básico poseen los inversionistas. La agencia contrasta esta información con los contratos que tienen los productores y consumidores. La especulación en los mercados de commodities se ha convertido en un tema candente entre los reguladores, las bolsas y la comunidad del corretaje. Los detractores sostienen que los inversionistas especulativos pueden distorsionar los precios y dificultar que los productos y usuarios de materias primas administren su riesgo. Afirman que también vuelven discutibles los factores de inversión tradicionales como la oferta y la demanda. Sin embargo, aún no hay pruebas de que los especuladores tengan tal impacto.

La CFTC está bajo presión para cumplir con una fecha límite en enero establecida por la ley de reforma de **Wall Street**, que obliga al regulador a establecer límites sobre la cantidad de contratos de futuros de *commodities* de energía y metales que puede poseer un especulador. Una propuesta sobre los productos agrícolas debe ser implementada a mediados de abril. Hasta ahora, la agencia no ha desarrollado una propuesta formal sobre límites a posiciones; afirma que está reuniendo datos sobre el mercado extra-bursátil para delinear un amplio marco regulatorio. Según **Barclays Capital**, los inversionistas han acumulado 121.200 millones de dólares en *commodities* desde comienzos de 2009.

Con el incremento de los precios del maíz en 2007, el mercado de commodities recibió también una creciente participación de inversores institucionales, que bajo la forma de fondos de inversión buscan ganancias especulativas. La crisis financiera del 2008 redujo los rendimientos en instrumentos asociados a las empresas, con lo que los derivados respaldados con productos como el oro, el trigo, el algodón y el maíz se tornaron aún más atractivos, situación que generó una nueva demanda de derivados de commodities.

Para darnos una idea de la participación de los fondos tomemos como punto de referencia el volumen promedio de negociaciones de los cuatro principales plazos contratados a futuro del maíz realizado durante noviembre en los últimos 15 años, por ser este el mes con más operación durante el año. De acuerdo con la información disponible, mientras que entre 1996 y el 2006 el promedio de negociación para noviembre fue de cerca de 63,000 contratos, en noviembre del 2007 el volumen de operaciones fue de más de 123,000, marcando así el inicio del boom de los precios internacionales del maíz.

No obstante, al cierre de noviembre del 2010 se realizaron más de 256,000 operaciones de 695,000 contratos de granos en manos de los fondos con posiciones largas, mientras que en marzo del 2008, poco antes de la crisis, los fondos poseían 555,000 de estos contratos. En este sentido, resulta esencial entender la forma en que los fondos toman decisiones de compra y venta.

Un elemento importante a considerar es que normalmente los fondos se rigen por el crecimiento del valor del propio instrumento y en menor medida por el valor del subyacente. De esta forma, al entrar a los mercados de commodities, se han visto en la necesidad de reforzar su análisis fundamental. Esto explica la alta volatilidad que presentan

los mercados internacionales, resultado de cambios en las perspectivas de oferta y demanda.

Por otra parte, es relevante observar que los inversionistas institucionales toman decisiones bajo la lógica de que si el mercado va al alza éstos siguen comprando, pero también es común que a finales de año los fondos vendan sus posiciones para tomar utilidades. Bajo estas dos condiciones se prevé una reducción en el precio internacional de maíz en diciembre, para posteriormente pasar a un periodo de gran volatilidad.

Esta condición de volatilidad se podría mantener al menos hasta abril del próximo año, cuando se publique la primera estimación de la superficie a sembrar de maíz en el mundo. Finalmente, es importante recordar que los altos precios no son exclusivos del maíz, por lo que se espera una gran competencia por la superficie disponible para siembras de maíz, trigo, soya y algodón.

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