

# Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

*Del 7 al 14 de marzo de 2008*

**Por Hernán F. Pacheco**

## Índice:

Resumen ejecutivo	3
<u>Análisis I</u> : Gas natural norteamericano llega a los 10 dólares MBTU, corrida de inversiones	7
<u>Análisis II</u> : GNL, fundamentos de un mercado global en expansión	10
✓ <i>La era del gas y de las centrales de ciclo combinado</i>	14
<u>Análisis III</u> : Precios del GNL. Cuando los japoneses reciben el gas de los británicos	16
<u>Análisis IV</u> : Las petroleras americanas buscan afianzarse en el negocio del GNL	20
<u>Análisis V</u> : Los países productores de gas destinan la mayor parte de la producción al mercado interno	23
<u>Enfoque</u> : La Unión Europea anuncia que el calentamiento global amenaza la estabilidad del planeta	25
✓ <i>...OCDE se suma con un informe ambiental temerario</i>	27
Commodities	29

## Resumen ejecutivo



La continua caída en el mercado de equity no afectó a los commodities. Una explicación de este comportamiento es el *out-of-sync* (falta de sincronización). Como relato semana tras semana, el crudo y otras fuentes de combustibles tocaron sucesivamente niveles record. También los metales y minerales metalúrgicos. El aluminio, el cobre, el zinc comenzaron a crecer en el pasado reciente mientras el acero se mantiene fuerte desde hace tres años. Una gama de agro-commodities como los *food grains* y los aceites vegetales también se mantienen en niveles altos. Un ejemplo es el *minimum support prices* (MSP), ofrecido por el gobierno indio a los agricultores que cultivan alimentos básicos, que, por primera vez en décadas, fueron inferiores a los precios del mercado abierto.

El comportamiento no coordinado de diferentes mercados puede parecer sorprendente. En Estados Unidos están en alguna versión de una recesión y el crecimiento es débil tanto en Japón como en Europa. Entonces, ¿porqué los commodities están fuertes?. Un par de bancos ofrecen el "*decoupling*", esto es, del desacoplamiento entre los principales motores de la economía mundial, como una explicación posible. Varios analistas demandan que el *decoupling* es una carga de estupidez, mientras otros son entusiastas. Uno de los factores que complican el debate del *decoupling* es la falta de acuerdos sobre su definición.

Según los partidarios del *decoupling*, la demanda doméstica de China e India mantiene el zumbido en los mercados de commodity globales. Esto no es probablemente la verdad entera. Tomando juntos, India y China generan el 8% del PBI global. Incluso, dada la excepcionalmente alta demanda de commodities debido a la creación de infraestructura, esto no es lo suficiente para compensar la debilidad en el resto del planeta. Especialmente considerando la dependencia de China de las exportaciones a Estados Unidos y el *slowdown* en la economía de India.

Los economistas, mientras tanto, siguen discutiendo sobre si realmente las economías emergentes seguirán a Estados Unidos en la recesión. El reclamo más pesimista es que "*no tiene sentido hablar de decoupling en la era de la globalización*": las economías se hicieron más "*intertwined*" (entrelazadas) por el comercio y las finanzas, que deberían hacer ciclos de negocios más sincronizados, no menos. El *decoupling* no significa que una recesión americana no tenga impacto sobre los países en vías de desarrollo.

Evidencias empíricas y estudios estadísticos muestran que uno de los principales factores que impulsaron el excepcional desempeño de la economía mundial los últimos años fue el crecimiento de la corriente mundial de comercio, muy por encima de su media histórica, impulsado por la profundización de la globalización, por la emergencia de nuevos mercados revelantes (como el es caso de los BRIC) y por la recuperación acelerada de Asia después de la crisis que alcanzó el continente a finales de los años 90.

Según la tradición asiática, los Cinco Elementos<sup>1</sup> -el metal, la madera, el agua, el fuego y la tierra- comprenden la materia prima que forma el universo. Y cuando es

<sup>1</sup> La teoría de los Cinco Elementos (en Pinyin: wǔxíng) es una forma de clasificar los fenómenos naturales, y sus interrelaciones, según la filosofía china tradicional. Una traducción más exacta sería *cinco fases* o *cinco movimientos*, para no perder el carácter dinámico y de transformación que tiene en chino. Esta teoría se aplica a campos tan dispares como la música, la medicina china tradicional, la estrategia militar o el fengshui. Según el ciclo de generación la madera genera el fuego, el fuego la tierra, la tierra el metal, el metal el agua y el agua la madera. Según el ciclo de dominación la madera domina la tierra, la tierra el agua, el agua el fuego, el fuego el metal y el metal la madera.

interpretado como representación de los recursos naturales, materiales básicos, sectores de energía e infraestructura, también son vistos como elementos esenciales que apoyan el robusto crecimiento económico de los países asiáticos y de muchos de los emergentes del resto del mundo. Como la clave del crecimiento asiático, el sector de metales es el principal beneficiario de la altísima demanda conducida por el crecimiento de la fuerte infraestructura a través de la región. En India sólo, más de 500 mil millones de dólares son parte de un presupuesto de proyectos vitales, entre los que se incluyen puertos, caminos, ferrocarriles y aeropuertos, ante el esfuerzo indio por modernizar su economía.

Pero mientras India se hace rápidamente un consumidor más significativo de metales, China es líder. Esto continúa con el aumento del consumo de todos los metales claves, considerando entre 20 y 50% de la demanda global. Por consiguiente, se estima que la inversión de China en infraestructura de transporte aumentará en más de 100% para 2010. De hecho, China ha sido el conductor clave de la demanda global de cobre en los últimos años. Después de superar a los Estados Unidos en 2003 para transformarse en el mayor consumidor del mundo, representa hoy alrededor de un cuarto del consumo mundial de cobre. Comparen esto con el consumo del 10% del metal tan recientemente como en 1995.

Entre las variadas industrias de metales, el aluminio puede tener perspectivas sumamente positivas en el medio a largo plazo debido a los altos costos de la electricidad en Asia y con países como China e India aumentando la capacidad en términos de modernización de sus redes de energía, construyendo más centrales eléctricas y sumando las muy necesarias estaciones de transmisión y *power lines*.

Las fuertes actividades de construcción también continuarán conduciendo la demanda de acero en Asia. Para 2011, esperan que China e India representen el 37,8% y el 5,3% de la demanda mundial de acero, contra el 8,7% y 2,8% respectivamente en 1990. Es de esperarse que los gastos del gobierno en proyectos de infraestructura continuarán creando un enorme apetito por *base metals* y acero, columna vertebral de la mayor parte de los proyectos de edificación y de construcción.

Pues bien. Aunque las economías emergentes tengan, por el momento, las condiciones para sostener su demanda doméstica mucho mejor de lo que cualquier periodo de la historia reciente, estamos hablando ahora de un escenario de desaceleración de la principal economía mundial que ya lleva más de dos trimestres y, hay buenas indicaciones, de que no deberá ser resuelto tan rápido.

Es probablemente mejor asumir que este es uno de esos períodos cuando los ciclos de commodity son *out-of-synch* con los ciclos equity. Si usted prefiere, el *subprime shock* reventó una burbuja en activos financieros. Pero los mercados de commodity quedaron optimistas. Hay explicaciones específicas del alza de los precios de commodities específicos. En muchas oportunidades hablé de los altos precios del petróleo crudo. Estos altos precios quieren decir automáticamente, altos precios del gas y por extensión, altos precios del carbón. Los precios del carbón hicieron subir más lejos los *bull-markets*<sup>2</sup> como los metales. El carbón es un *input* clave para la generación eléctrica, que a la vez es un factor clave para la producción de metales. Esta es también una materia prima para la producción de acero.

---

<sup>2</sup> A bull market tends to be associated with increasing investor confidence, motivating investors to buy in anticipation of further capital gains. The longest and most famous bull market was in the 1990s when the U.S. and many other global financial markets grew at their fastest pace ever. In describing financial market behavior, the largest group of market participants is often referred to, metaphorically, as a *herd*. This is especially relevant to participants in bull markets since bulls are herding animals. A bull market is also described as a *bull run*. Dow Theory attempts to describe the character of these market movements.

Otra explicación, bastante endeble, es que los altos precios de los commodity son consecuencia de la debilidad del dólar estadounidense, y argumentan que los precios de las materias primas caerán si el dólar se normaliza durante la segunda mitad del año. La influencia del dólar sobre los commodities no puede ser negada, pero debería notarse aquí que la demanda de commodities permanece fuerte incluso cuando quitamos el efecto dólar en los precios de los commodities en euros. Siguiendo por esta lógica, un rebote en el dólar estadounidense puede tener un impacto limitado sobre los precios de los commodity, y la teoría del decoupling todavía puede tener alguna credibilidad. Hablando sobre los commodities, existen también fuerzas de largo plazo para considerar. Puede argumentarse que estas fuerzas de largo plazo pueden tener un impacto más grande sobre los precios de los commodity que la debilidad del corto plazo de la mayor economía del mundo.

Un estudio reciente de Barclays Capital Equity Gilt sumerge en un análisis sobre la oferta y la demanda de los commodities y las implicaciones para el mundo en que vivimos. Este análisis ni es para "*faint-hearted*" (pusilánimes). Asume, por ejemplo, que el consumo chino e indio de petróleo se elevará durante los próximos 25 años a los niveles actuales de Estados Unidos, mientras el resto del mundo no tomará más petróleo en absoluto. China e India sólo entonces consumirán 160 millones de barriles por día, contra una demanda global total actual de 85 millones de barriles. La demanda global en ese punto, incluyendo el resto del mundo, sería tres veces el nivel de la actualidad, en 240 millones de barriles por día. Si esa cantidad en realidad pudiera ser producida agotará toda las reservas actuales probadas de petróleo en 15 años, y todas las otras *weird stuff* (productos extraños) como las arenas bituminosas canadienses en 26 años. La escasez de materias primas derivarán un día en la búsqueda del mejor postor.

Más allá de todo lo que se dijo y se seguirá diciendo del decoupling (y su hermano no querido recientemente llegado el recoupling), muchos mercados emergentes dependen de las exportaciones de commodity, y el crecimiento y la prosperidad en las economías emergentes también conduce el comercio entre ellos. China es el socio comercial de mayor crecimiento de India. De hecho, China por sí solo absorbió más del 15% de todas las exportaciones del mercado emergente, un poco más que lo que Estados Unidos hizo. Los mercados emergentes envían en conjunto más de la mitad de las exportaciones a otros mercados emergentes. El crecimiento del comercio entre naciones emergentes aumenta la demanda de materias primas, manteniendo los precios de estos más altos.



La creciente importancia de China en el comercio mundial está encareciendo los bienes que importa (dada la fuerte demanda). Bingo para Australia, Argentina o Brasil!!!. Este último es uno de los ejemplo, el precio de los bienes que Brasil exporta crecientemente a China también subió significativamente desde 2002 (soja, un 75%, y mineral de hierro, un 187%). El precio de las importaciones en dólares no subió tanto en el mismo periodo.

Asia crece cada vez más rápido que el resto del mundo, y parece que será el contribuyente más significativo del crecimiento global durante la próxima década o dos. Los analistas, entre los que me incluyo, siguen creyendo en la continuidad del crecimiento orientado al interior para Asia, así como las perspectivas de crecimiento a largo plazo de los "*Cinco Elementos*", si hablamos del cemento para los caminos y proyectos de infraestructura, el carbón térmico para las centrales de energía y producción de electricidad, *coking oil* y mineral de hierro para producir hierro y acero usado en la construcción, la madera para producir papel y embalaje, el cobre para las líneas de conducción eléctrica o el gas el petróleo para producir la energía. Las inversiones ocurren en infraestructura, nuevas calles, caminos, centrales eléctricas, energía y torres de telecomunicación, y no solamente en la capacidad industrial, de la cual las unidades orientadas a la exportación son un subconjunto. Si estas inversiones son sostenidas o no dependen más de la política doméstica que de la economía global.

El problema, para algunos pesimistas, es que nada garantiza que, de hecho, venga a confirmarse el escenario inédito. Tal vez lo más probable, según esta línea de pensamiento, es que, después de un desfase temporal, la recesión de Estados Unidos y la desaceleración en Europa y en Japón) acabe impactando en las economías en desarrollo. O el derrumbe dramático en los precios de los commodity podría hacer un verdadero daño a las economías emergentes, esto último asociado más a la especulación de los. Bajos precios de los commodity reducirían el ingreso de las economías emergentes, y probablemente la teoría del decoupling probablemente se condensará en la realidad del recoupling. O sea, en vez del desacoplamiento, después de un breve periodo tendríamos el mencionado re-acoplamiento (*recoupling*, ante esta imperiosa e impiadosa necesidad de rotular los acontecimientos) de los países en desarrollo con el resto del mundo.

Argentina, 14 de marzo de 2008

## **Análisis I: Gas natural norteamericano llega a los 10 dólares MBTU, corrida de inversiones**

Hace cuatro o cinco décadas, el gas natural fue percibido como un fastidio. La mayor parte del petróleo consumido en Estados Unidos es obtenido internacionalmente. El gas natural es un producto doméstico; por lo tanto, no hay preocupaciones geopolíticas al respecto.

Los precios de referencia del gas natural, denominado por la prensa económica americana como *"the darling of the commodity complex"*, superaron los 10 dólares por millón de BTU por primera vez en más de dos años. El gas para entrega en abril se elevó 2.7 centavos, o 0.3%, colocando en 9.769 dólares por millón de BTU (el 7 de marzo) en el New York Mercantile Exchange. El precio de futuros tocó 10.004 dólares, el precio más alto en 24 horas desde los 10.215 dólares del 5 de enero de 2006. El gas se elevó 31% en lo que va del año, superando el beneficio del 10% del petróleo. Los inventarios de gas natural estadounidense cayeron en 86.000 millones de pies cúbicos, a 1,39 billones en la semana al 7 de marzo, informó el jueves la Administración de Información de Energía (EIA por su sigla en inglés). El organismo dijo que los inventarios en la región consumidora del este del país se redujeron en 54.000 millones de pies cúbicos, mientras que en la del oeste cayeron en 9.000 millones de pies cúbicos. En la región productora, los inventarios bajaron en 23.000 millones de pies cúbicos.

La persistente debilidad del dólar hace que los precios de los commodities en moneda estadounidense más atractivos para los inversores. *"La gente ve a los commodities como una zona de inversión segura"*, dijo Peter Beutel, presidente de Cameron Hanover Inc, a Bloomberg<sup>3</sup>. *"El precio de 10 dólares era esperado por muchos vendedores, cuando el crudo supera los 100 dólares o el oro los 1.000 dólares"*, dijo Michael Rose, trading director de Angus Jackson, de Florida. *"Fueron verdaderamente el dólar y las noticias la que condujeron el ascenso, no hay realmente fundamentos detrás de esto"*. Los precios del gas natural más altos deberían favorecer a los productores y *royalty owners* en Barnett Shale, lo que podría reflejarse en una subida de ingresos. Pero también puede significar que las cuentas del aire acondicionado estén más altas en Texas, donde los precios de la electricidad son consecuencia en gran parte de los costos de los generadores con gas natural<sup>4</sup>.

El precio no es una novedad. Tras los huracanes Katrina y Rita que cortaron la producción del Golfo de México en agosto y septiembre del 2005 provocó la escalada. La producción de esa región representó 14% del consumo estadounidense ese año. El gas natural incrementó sus precios hasta los 15.78 dólares por millón de BTU el 13 de diciembre de 2005, cuando los productores trabajaron en restaurar la producción después de las tormentas.

Sin embargo, según The Market Oracle<sup>5</sup>, uno de los problemas más grandes para la industria del gas fueron los precios bajos. Desde la mayor alza en diciembre de 2005, a 15 dólares por millón de BTU, los precios cayeron a 5 dólares en el verano de 2006 y por debajo de los 6 dólares en el verano estadounidense de 2007. Las buenas noticias es que los niveles de almacenaje de gas natural estadounidense cayeron debajo de los niveles del año 2007. La producción de gas natural canadiense en enero también cayó bastante. Más,

<sup>3</sup> Bloomberg, *"Nymex Natural Gas Rises Above \$10 as Commodities Lure Investors"*, (7/3)

<sup>4</sup> Star-Telegram, *"Brace for a double summer whammy on energy bills in Texas"*, (11/3)

<sup>5</sup> The Market Oracle, *"Natural Gas Unseasonal Price Rise. Why is it Rising?"*, (5/3)



con los recientes cortes de la industria del gas en *capital expenditures* debido a los precios bajos, la actividad de perforación tuvo un gran descenso. Esto también afecta al nuevo suministro.

Los modelos técnicos indican un regreso positivo para el gas natural, sobre todo ahora que el commodity cruzó la zona de resistencia de 9 dólares. Los modelos sugieren que los 9 dólares sean ahora la *support line* sobre cualquier obstáculo de precios y un objetivo de 12 dólares se espera para 2008.

### Natural gas prices rise



El tiempo más frío también levantó la previsión de la demanda. El tiempo, desde luego, es un factor clave. Las tormentas de nieve siguen aporreando a la mayor parte de la zona central y al este de Canadá y Estados Unidos. "La tendencia es incuestionablemente hacia mayores precios, con no sólo una mejor en el fundamental set, pero también una perspectiva meteorológica incidente", dijo Michael Fitzpatrick, vicepresidente de energy risk management de MF Global Ltd, en New York. Temperaturas por debajo de lo normal es probable que ocurran durante el 16 de marzo en Midwest y el Noreste, dijo el U.S. Climate Prediction Center. Para Phil Flynn de Alaron Trading Corp sostiene que "march is coming in like a polar bear" (marzo llega como un oso polar) y parece que tendremos otra buena retirada del almacenaje, por encima de lo ocurrido en los últimos años"<sup>6</sup>.

A todo esto hay que sumar que habrá un incremento de la demanda de fertilizantes (que requieren gas natural) para el "spring planting" (plantación de primavera), lo que dará un potencial ascendente al mercado.

Mientras el resto del mercado de energía sigue avanzando, el gas saldrá bien parado debido a su ventaja relativa con su base de BTU. En una base de equivalencia de energía, el petróleo usado para calefacción de edificios y hacer andar centrales eléctricas son negociados cerca de un 30% premium al gas natural. Basado en los precios spot en New York, el gas es valorado en 10.45 dólares por millón de BTU comparado con los 13.35

<sup>6</sup> Bloomberg, "New York Natural Gas Rises as Crude Oil Surges on OPEC Decision", (5/3)



dólares por millón de BTU para el fuel oil, de acuerdo con los datos compilados por Bloomberg<sup>7</sup>.

Los envíos de GNL probablemente van a llegar a un promedio de aproximadamente 1 mil millones de pies cúbicos por día este mes, comparado con los 2.8 mil millones de marzo de 2007. Estos datos están basados en el programa de transportes de las terminales de Sabine Pass, Texas y Northeast Gateway. Las importaciones de GNL de febrero fueron también 47% menos que el mismo mes del año anterior. Casi el 18% del gas natural que va a Estados Unidos es satisfecho con importaciones de gas. Una parte procede de Canadá y el resto es gas natural licuado (GNL). Datos recientes indican que muchos de los nuevos proyectos de GNL fueron retrasados y que las importaciones de GNL están en disminución. Canadá, que proporciona gran parte de las importaciones de gas a Estados Unidos, tiene cada vez más un mayor demanda.

Después de dos años tristes, la participación de las firmas de servicios de yacimientos petroleros de Canadá está creciendo otra vez ante los boyantes precios del gas natural que están recuperando espacio<sup>8</sup>. Precision Drilling Trust, Ensign Energy Services Inc, Savanna Energy Services Corp, y sus pares enfrentan con nuevo entusiasmo los futuros precios del gas natural.

Hasta hace unas semanas, había pocas razones para ser optimista con el destino de las empresas de perforación. A finales de enero, en el Toronto Stock Exchange los equipos y servicios de petróleo y gas cayeron más bajo en tres años cuando los precios del gas rondaron los 7 dólares por millón de BTU. Además, los productores canadienses amenazaban con hacer reducciones debido al precio bajo y a los miedos por los royalties planificados por la provincia petrolera de Alberta. Los stocks de perforación son una apuesta con los precios del gas natural. La mayor parte de los pozos de gas de la parte Occidental de Canadá se agotan rápidamente y los productores deben seguir perforando para encontrar nuevas reservas sustituyendo los pozos agotados.

Si precios del gas son bajos, la industria reduce la perforación hasta que los precios justifiquen el costo. Este fue el caso durante más de un año, con "*drillers*" que presentan, a menudo, menos de la mitad de su flota disponible. Pero este invierno la marea cambió. Después de que dos años las temperaturas suaves aumentaron los inventarios de gas para registrar niveles record, este año fueron fríos y los niveles de almacenaje cayeron, empujando los precios a las alturas.

El gas natural es actualmente el combustible de elección para la creación de vapor y *upgrading*. Según el Alberta Energy Research Institute, las operaciones de oil-sands actualmente consumen 5% del suministro del gas natural de Canadá. Esto se triplicará en los próximos 15 años. Incluso si el gas del Ártico se hace una realidad, no se contempla para proteger al consumidor de eventuales mayores precios. Mil millones de pies cúbicos de gas por día esperan ser producidos en el Delta Mackenzie, lo suficiente sólo para encontrar la demanda suplementaria de gas de las operaciones de oil sands en el Norte de Alberta.

Los consumidores pueden decir *goodbye* al gas natural relativamente barato del que disfrutaron este invierno, ante los precios están en plena subida. Brian Gormley de la Canadian Gas Association dijo que "*inequívocamente significa que los clientes terminarán pagando mayores precios*".<sup>9</sup> Aunque depende en que provincia se encuentre el consumidor. En Alberta, las oscilaciones en el precio de las materias primas son traspasados a las facturas de los consumidores, lo que quiere decir que verán un cambio mucho más rápidamente. Pero en Ontario, las empresas de gas natural lo calculan en una base trimestral.

---

<sup>7</sup> Bloomberg, "Natural Gas Is Steady as Crude Hits Record, Inventories Decline", (6/3)

<sup>8</sup> Edmonton Journal, "Drillers' fortunes turn on higher gas prices, falling inventories", (8/2)

<sup>9</sup> Edmonton Sun, "Winter woes push natural gas prices higher", (11/3)

Mientras tanto otro mercado importante para Estados Unidos es México, su demanda de gas natural también crece muy fuerte, mientras el crecimiento del suministro mexicano fue más despacio. Al mismo tiempo se dio a conocer el precio de referencia de gas natural para marzo en México alcanzó los 8.55 dólares por millón de BTU, cotización que se ubica como la más alta desde enero de 2001 y la mayor para un tercer mes del año, de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía<sup>10</sup>. Los precios del gas natural pegarán de manera inmediata a los industriales y a las pequeñas y medianas empresas, mientras que los usuarios residenciales ya pagan las altas cotizaciones desde inicio de año, debido a que las empresas distribuidoras, como Gas Natural México o Compañía Mexicana de Gas, adquirieron coberturas que fijaron el precio en casi 8 dólares.

Algunos venturosos analistas consideran que más GNL puede llegar a las terminales estadounidenses, esto depende mucho de un factor: los precios de GNL en Estados Unidos tendrán que elevarse para poder competir con Asia y Europa, esta idea se denomina en inglés “*to spur imports*”. Mientras otros analistas, más conservadores, consideran que las importaciones para todo 2008 dejan un “*question mark*” (signo de interrogación), Causando potencialmente suministro más apretado que lo anticipado.

Según el Banco de Inversión Tudor, Pickering, Holt & Co, Estados Unidos puede asegurar provisiones más altas de GNL en marzo porque alcanza los precios de Europa. Como hice referencia más arriba, el gas natural en Estados Unidos se adelantó debido a la reducción de las reservas y a las temperaturas más frías, mientras en Europa este trimestre el tiempo es más caliente. Los proveedores desviaron cargas desde noviembre de estados Unidos porque las utilities europeas y asiáticas pagaron tanto como 20 dólares por millón de BTU, más del doble que el benchmark estadounidense<sup>11</sup>.

En febrero, las terminales estadounidenses ofrecieron a los vendedores de GNL un promedio de 6.88 dólares por millón de BTU como *netbacks*, el precio derivado después de la deducción del transporte y el seguro, según LNG Intelligence, un diario de comercio sectorial. El *netback* del Reino Unido fue en febrero en the grain terminal fue de 7,82 dólares.

## **Análisis II: GNL, fundamentos de un mercado global en expansión**

Contra el rápido cambio de ambiente y el *geopolitical backdrop*, la industria global del GNL se desarrolla rápidamente. Esta evolución llevó a la industria a una coyuntura crítica en su desarrollo como se notó en la última exhibición del sector denominada Gastech en Bangkok. Los principales discursos de industria que abrieron Gastech 2008 en Bangkok se centraron en el futuro brillante de gas natural, sobre todo el GNL; la necesidad de cooperación entre las empresas internacionales, empresas petroleras nacionales, y los gobiernos dueños del recurso; y el *critical role* de la tecnología jugará en el crecimiento de la industria para 2030<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> Invertia, “*Alcanza gas natural precio récord*”, (7/3)

<sup>11</sup> Bloomberg, “*U.S. LNG Imports May Rise on Higher Prices, Lower Inventories*”, (26/2)

<sup>12</sup> Oil and Gas Journal, “*Gastech: Meeting gas demand to require partnerships, technology*”, (11/3)

En el meeting anticiparon el crecimiento de la demanda de gas para 2030, de acuerdo con Jim Blackwell, de Chevron Asia Pacific Exploration & Production, requiere tres principios que refuercen las sociedades industriales: respeto compartido, capacidades compartidas, y recompensas compartidas. Blackwell llamó al proyecto de GNL de Angola como un ejemplo en el cual los socios -elemento de las NOC, como Sonagol y varias empresas IOC- trabajaron con respeto compartido para vencer conflictos de interés inherentes para alcanzar objetivos comunes. Los socios del proyecto anunciaron una decisión final de la inversión cuando terminaba el 2007. Blackwell citó el contrato de casi 30 años que firmó Chevron con PetroChina para desarrollar importantes campos en el país para el cual Chevron, ejemplificando las capacidades compartidas.

La industria del GNL de la actualidad se parece a la industria petrolera en los años de 1950, según algunos observadores. Las empresas gastaron aproximadamente 153 mil millones de dólares en ventures de GNL globales entre 1960 y 2007, según un informe realizado por Bernstein Energy en diciembre. Los productores pueden invertir aproximadamente 300 mil millones de dólares, casi dos veces que la cantidad, en los nuevos proyectos de GNL en los próximos ocho años para satisfacer la creciente demanda global<sup>13</sup>.

Tres fundamentos definirán la industria del GNL: precio, eficacia del mercado, y volatilidad. En términos de precios, crecimiento económico, entrada de nuevos *players*, seguridad de suministro, y preocupaciones ambientales empujan la demanda fuerte de GNL. Por otra parte, la escalada de los costos, la construcción de capacidad y las prioridades domésticas reducen el arribo de nuevo GNL.

Esta discrepancia entre oferta y demanda, según algunos analistas, hizo subir los precios tanto para los volúmenes spot como para los a término. Y mientras es bueno para los vendedores, su efecto sobre la industria del GNL es menos cierto. El "*dash for gas*" de las últimas dos décadas conducidas en gran parte por la economía de las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés) da al gas como la opción vital en términos ambientales.

El negocio del GNL creció considerablemente en los años recientes con la terminación de algunos de los proyectos prominentes. Mientras, la demanda permanece fuerte en los tradicionales mercados asiáticos, mucha atención está siendo dirigida a oportunidades con enorme potencial en el mercado de GNL de la cuenca de Atlántico.

El precio del gas natural líquido puede ser puesto de manera diferente en Asia, Europa y Norteamérica al menos hasta 2020, cuando el suministro pueda haber aumentado suficiente para crear un mercado global, dijo FACTS Global Energy<sup>14</sup>. El espacio entre los precios del GNL en Asia y la Cuenca del Atlántico se estrechará en el 2013-17 período con una competencia más intensa entre proveedores y aumento de desviaciones de cargas de un mercado a otro, dijo Fereidun Fesharaki, jefe ejecutivo de la consultora. *"La globalización plena entre precios de este y precios occidentales tendrán que esperar algún tiempo, en 2020 o 2025", dijo Fesharaki. "Pero pienso que en los próximos cinco años se verá un acoplamiento mucho más cercano entre estos dos mercados y vemos una lógica mayor y la racionalidad que entra en acción para poner precio entre el Este y el Oeste"*.

---

<sup>13</sup> Bloomberg, "Total Plans to Raise LNG Output to 14 Mln Tons by 2010" (12/3)

<sup>14</sup> Gulf Times, "LNG regional pricing may remain until '20", (14/3)



### Alta demanda – La oferta es el cuello de botella en la actualidad

18

Son muchos los factores que concurra para que la producción de GNL crezca un 8% al año (un 46% en los últimos cinco años), las inversiones hasta 2012 superarán los 110 mil millones de dólares (tres veces lo invertido en los últimos cinco años), el producto es cada vez más negociado en el llamado “*modelo flexible y desagregado*”, donde el comprador tiene opción de alterar su fuente de suministro, aproximando el GNL de un commodity global.

Todos los aspectos de la actividad muestran crecimiento acelerado. Ya son diecinueve los países que licuan el gas, veinte recibiendo y regasificando en 92 diferentes locaciones, 230 navíos especializados navegando y 195 contratados más para los próximos cinco años. El trabajos de centenares de empresas hicieron crecer la capacidad y la eficiencia de los “*trains*” de licuefacción (llega a 7,8 millones de ton/año), la versatilidad y seguridad de las terminales de regasificación (ahora en plataformas offshore o sobre navíos) y la capacidad de transporte de los navíos.

Los pasados cinco años vieron un aumento del 46% de la capacidad de licuación de GNL global, de 129 millones de toneladas por año en 2002 a 188 millones de toneladas por año en 2006. Un número de factores condujeron a este crecimiento, entre los que se incluyen:

\*El continuo crecimiento en el consumo mundial de gas -el Energy Information Administration del US Department of Energy (EIA) pronostica que el consumo de gas crecerá 2,4% anual hasta 2030, comparado con el 1,4% para el petróleo y 2,5% para el carbón. El gas representará el 26% de la energía global para 2030.

\*Fuerte demanda de importación -muchas naciones, grandes consumidoras de gas, tiene una muy pequeña producción de gas propia (ej: Japón o Corea del Sur) o aquellas naciones que desarrollaron sus propias reservas al punto que la producción llegó al peak y tienen que confiar en el gas importado (ej: Estados Unidos o el Reino Unido).

\*Monetización de las reservas de gas varadas- Cantidades significativas de reservas de gas natural están a larga distancia del consumidor o no tienen infraestructura de tubería cercana. Sin el acceso a los mercados, el gas producido es flared o reinyectado. El GNL

ofrece un mecanismo de acceso, un método de monetizar estas reservas de gas y reducir el impacto ambiental que está asociado con el *gas flaring*.

\*Avances tecnológicos- Avances en las tecnologías de licuefacción condujeron hace poco a una caída del nivel de *capital expenditure* (capex) requerido para construir nuevas plantas. Sin embargo, el desarrollo de trenes de licuefacción más grandes creará economías de escala para compensar algo los crecientes requerimientos de capex y sostener la viabilidad económica del GNL.

Actualmente son más de 230 petroleros de GNL en operación. Sólo unos astilleros pueden construir petroleros de GNL debido a la complejidad de los navíos y los altos niveles de control de calidad requeridos. Los petroleros de GNL son la clase de cargueros más caros, de dos a tres veces el precio de un oil tanker de tonelaje similar. En el pasado, fue normal para los navíos que se dedicaban en particular a proyectos con contratos de largo plazo, pero el comercio spot es cada vez más significativo. El comercio del mercado spot de GNL alcanzará 40 millones de toneladas métricas este año, dijo Philip Olivier, presidente de Suez Global LNG. El comercio de carga spot aumentará 20% de los volúmenes negociados en el mercado de GNL global, dijo<sup>15</sup>.

Koichi Iwama, profesor de Wako University indicó el peligro de confiar en el GNL spot. *"El GNL spot tiene un precio actual de 1.1/2 a 2 veces más alto que el GNL adquirido vía contratos a largo plazo, y el gap de precios puede ensancharse más"*, dijo Iwama.

Los principales tipo de diseños de navíos están en uso - el Kvaerner-Moss Spherical System, el Gaz Transport Technigaz membrane type, y el IHI Structural Prismatic design. El sistema de membrana es el más extensamente adoptado. Es usado en más de la mitad de los navíos de GNL en servicios desde 2007, y será usado en alrededor del 85% de los navíos previstos para la entrega durante 2007-2010. El Moss system es usado en el 45% de los navíos de GNL en servicio desde 2006, y será usado en más del 10% de los navíos previstos para 2007-2010.

Asia domina la actividad en el mercado de construcción de GNL. Durante los próximos cinco años, los analistas esperan que más de 195 nuevos carriers sean construidos. La previsión está cerca de 42 mil millones de dólares.

Un buen instrumento de muestra del crecimiento anual del mercado de GNL fue el póster elaborado por las revistas Oil & Gas Journal y Offshore, con el apoyo del GTI- Gas Technology Institute, de Des Plaines, Illinois. La última edición, de diciembre de 2007 ("2007 LNG World Trade"), identifica cada unidad de licuefacción o de regasificación, señalando su "estatus" (en operación, en construcción o aprobada), su localización, propietarios, año del inicio de operación y la capacidad en ton/año.

Si los proyectos clasificados como "*futuros*" fueran cumplidos (varios ya están prácticamente listos), en cinco años más tendremos nuevamente adicionados un 50% a la capacidad existente, con fuerte destaque de Qatar, líder absoluto de la carrera. En este ritmo vertiginoso, en que los costos de instalación de una tonelada anual pasaron de 200 a 300 dólares, aún muchos países tienen pocas oportunidades de inscribirse en este negocio.

---

<sup>15</sup> Gulf News, "*Soaring LNG prices pose risk to growth of global demand*", (11/3)



País	Em operação (ton/año)	Futuras (até 2012) (ton/año)
Austrália	15,6	10,4
Indonésia	26,1	9,6
Malásia	22,7	1,5
Brunei	7,2	-
Oman	11,0	-
Qatar	30,0	46,8
Abu Dabhi	5,7	-
Yemen	-	6,7
Argélia	20,0	-
Líbia	0,6	-
Egito	10,2	-
Nigéria	18,1	4,1
Guiné Equatorial	3,4	-
Angola	-	5,2
Noruega	4,1	-
Rússia	-	9,6
Trinidad y Tobago	15,1	-
Peru	-	4,4
Alaska	1,3	-
<b>Total</b>	<b>191,1</b>	<b>98,3</b>

## La era del gas y de las centrales de ciclo combinado

El sprint para la generación de energía con gas se convierte en una carrera por todos lados. El crecimiento de los precios de la energía -para el uranio y el carbón, así como par el petróleo y el gas- hicieron de la diversificación de combustibles la prioridad de muchas utilities. En Italia, donde una central a gas de 18 GW está instalada desde 2003, del grupo Enel está a punto de entregar una central grande de carbón limpio en las afueras de Roma<sup>16</sup>. En el Reino Unido, el pionero de la liberalización de la energía en Europa, el gobierno quiere una nueva generación de reactores nucleares. Francia, donde las provisiones nucleares satisfacen más del 80% de la demanda, instala generadores a gas. Y en Estados Unidos, construyen grandes plantas de gas.

Denis Cochet, vicepresidente del fabricante de centrales de energía francés Alstom, dice que la necesidad de los operadores conduce a seleccionar las apuestas de los precios de los combustibles. *“En la mayoría de los casos, los clientes tienen que equilibrar riesgos y tener un mix”*. Parece un cambio notable después del boom global en la construcción de centrales de gas. Las centrales eléctricas a gas eran raras a finales de los años de 1980, cuando los constructores de centrales añadieron turbinas a vapor impulsando *waste heat* de las turbinas de gas primarias para crear las actuales centrales de turbinas de ciclo combinado (CCGT). De la eficiencia de conversión de energía de aproximadamente 35% para las plantas de gas de ciclo simple -sobre la paridad con el carbón-, la eficacia de CCGT es del 50%, y la turbina ajusta desde entonces a un 60%.

Para las empresas eléctricas que afrontan la presión competitiva en la liberalización de los mercados, el CCGT era el nirvana. Eficiente, rápido y barato de construir, flexible en

<sup>16</sup> Financial Times, *“Electricity generation: Dash for gas has run out of steam”*, (10/3)

la operación, y con abundante gas barato, contestó a todas sus necesidades. En poco más de 15 años, aproximadamente 13.000 turbinas de más de 40 MW fueron instaladas, ascendiendo a 880 GW de capacidad, 19% del total mundial.

En Italia, donde la obtención de consentimientos de planificación para otras centrales es un desafío de triatlón, el gas proporciona actualmente el 50% de la energía.

Cochet dice que el mercado para centrales CCGT está *"muy activo, pero abajo del peak de 1999-2000 de 100 GW por año sólo en Estados Unidos"*. Hoy, el mercado para centrales CCGT recuperó espacio, y controla en aproximadamente 30 GW al año, conducido por la demanda de Medio Oriente, África y Asia. En estas regiones, el fuerte crecimiento económico conlleva renovación de centrales, mientras en Medio Oriente, el gas también es un combustible de elección debido a las abundantes provisiones. En Europa, las necesidades de demanda cada vez mayores incrementan la demanda de CCGT para sustituir a las viejas centrales, y el deseo de los operadores de equilibrar sus *portfolios*.

La empresa franco-belga Suez es el líder mundial en operación de centrales generadoras con gas, con 99 centrales a gas proporcionan el 45% de sus 55 GW de capacidad. Dirk Beeuwsaert, jefe ejecutivo de Suez Energy International, dijo: *"Si usted es un big player, necesita un mix de opciones de generación: nuclear, carbón, gas y renovables"*.

El incremento de los precios de gas estrechó el espacio entre los costos de producción de las tecnologías diferentes, pero, aún hoy, *"los costos de inversión por kilowatt de energía de un CCGT es la mitad de la central a carbón, y un tercio de un reactor nuclear de la misma capacidad"*. La italiana Enel confía ahora en el gas para impulsar el 30% de su flota de generación, dijo Gianfilippo Mancini. Según la International Energy Agency, durante 2006, el gas proporcionó sólo el 22% de la electricidad de Europa. Algunos operadores equilibran sus carteras añadiendo más gas.

Esto explica porque Eurogas, una organización de la industria pan-europea, predijo que el consumo de gas en la Unión Europea se elevará 43% a partir de 2005 hasta 2030, con 60% de aumento para quemar en centrales eléctricas. El consumo de las centrales eléctricas casi se duplicará a 239 millones de toneladas de petróleo equivalente, según las previsiones de Eurogas. En Estados Unidos, donde la industria de utilities es más fragmentada y las empresas generadoras más pequeñas, una separación prevalece entre generadores y la industria de gas.

Pero en Europa, Suez, un operador global, promueve la aparición de empresas integradas de gas y energía, con rivales como Enel y E.ON y RWE, Electricité de France. Beeuwsaert de Suez dice que la lógica financiera y operacional de combinar el transporte de gas con el suministro de gas y la generación de gas es convincente. El gas es caro para almacenar y su transporte requiere una enorme inversión en infraestructura, en tuberías o vía plantas de licuefacción, transporte y plantas de licuación. Pero el consumo domiciliario se eleva. La carrera ininterrumpible de las centrales eléctricas de gas permite a los operadores integrados equilibrar la demanda y optimizar el uso de la cadena de transporte. Suez tiene plantas de GNL en Boston, Massachusetts y Zeebrugge, en Bélgica. Además de construir una planta de GNL en Chile, Suez planifica otra en Florida, donde la demanda de gas llega a picos en el verano para producir electricidad para el aire acondicionado.

Enel, mientras tanto, compró participaciones en campos de gas y en generadores a gas en Rusia. También busca participar en las nuevas tuberías planificadas para entregar gas a Italia y España, en donde controla conjuntamente con Endesa. Además, espera el consentimiento para una terminal de licuación en Sicilia este año.

La participación del gas en la generación de energía parece que tiene un horizonte en continuo aumento, aunque a velocidades distintas en todo el mundo. Pero la prioridad de los operadores de centrales a gas de vanguardia ahora es asegurar provisiones de gas y usar su flexibilidad con los consumidores de gas y distribuidores para generar ganancias suplementarias optimizando las operaciones de transporte de gas.



### **Análisis III: Precios del GNL. Cuando los japoneses reciben el gas de los británicos**

Los británicos advirtieron que algo había cambiado en los mercados mundiales de gas natural cuando las facturas a los consumidores se incrementaron debido a un terremoto en Japón. En una reciente ronda de subas de precios de las mayor parte de los proveedores de energía doméstica en el Reino Unido, uno de los factores citados era que las importaciones de GNL habían sido desviadas, en cambio, a Japón<sup>17</sup>.

El terremoto en julio que forzó un cierre en una central nuclear extendiendo el funcionamiento de las centrales eléctricas a gas, haciendo subir los precios de este insumo en Japón. El rotativo británico Financial Times pregunta: ¿Si los proveedores pudieran obtener más dinero en el mercado japonés, por qué se conformarían con menos en el Reino Unido?

El Reino Unido no atraerá cargas de GNL de Qatar, por ejemplo, si el precio para el combustible es demasiado bajo. "El GNL irá si la señal de precios está allí", dijo a Gulf Times<sup>18</sup>, Jean-Pierre Mateille, manager general de gas and power trading de Total. "Si usted no paga menos de 14 dólares por millón de BTU. ¿Porqué debería usted conseguir GNL?". Con el petróleo crudo alrededor de los 100 dólares por barril, India paga 14 dólares por millón de BTU por una carga de GNL, mientras China y Japón pagan en promedio 15 dólares. Qatar, mayor productor mundial de GNL, enviará "flujos bajos" al Estados Unidos y el Reino Unido, dijo Mateille. La mayor parte de las entregas al Reino Unido están basadas en "cálculos puramente económicos".

"Hace diez años, nadie hubiera pensado que un terremoto en Japón habría tenido impacto sobre los precios del gas en el Reino Unido", dijo David Cox, director administrativo de Pöyry Energy Consulting en Oxford, un consejero de asuntos de energía del gobierno. "Pero ahora con los cambios que se producen en el mercado, más global, esa potencialidad existe".

---

<sup>17</sup> Financial Times, "Cleaner fuel is now a global commodity", (7/3)

<sup>18</sup> Gulf Times, "Total official in LNG price appeal", (8/3)

Países, como el asiático, son denominados por el londinense The Times como “*happy to pay more*”. Entre este club se encuentran Corea, China y Taiwán que también ofrecen mejores precios<sup>19</sup>. Otro caso, narrado por el diario conservador londinense ocurrió en el puerto argelino de Arzew el 5 de febrero cuando el capitán del navío de GNL pensaba que se dirigiría a Kent, estaba reservado para la Isle of Grain terminal, donde la carga sería bombeada en la red británica de gas. Pero fue forzado a cambiar su rumbo. Un mensaje alcanzó el puente de Sonatrach, el productor argelino de gas que poseía la carga. No vaya al Reino Unido, dijo, vaya en cambio a Turquía. Irán había cortado las provisiones de gas de Turquía y este país estaba dispuesto a pagar dos veces más la tarifa de mercado. Los clientes en Gran Bretaña tendrían que esperar.

Esperan que las importaciones de GNL de Qatar y Argelia representen el 11% de las provisiones británicas. Para 2020, los británicos esperan que más del 30% de sus provisiones de gas procedan de GNL con buques que lleguen de otros productores como Egipto, Nigeria, Trinidad y Omán.

Esta no fue la única, ni la principal, razón por que los precios de gas británicos se elevaron en el invierno. Un factor más importante está derivado del hecho que la disminución en la producción local británica ató su mercado más estrechamente a Europa continental, donde el precio de gas está tradicionalmente unido al petróleo, debido al viejo *trade-off* entre el gas y el petróleo para generación de energía y calefacción. Esto significa que el petróleo de 100 dólares por barril tiene una influencia más poderosa sobre los precios británicos de gas que en el pasado.

*“Las correlaciones entre el gas y el petróleo crudo se harán más apretados mientras el mercado del GNL se hace cada vez más importante en la escala global”*, dijo Jarvis. El gas natural en New York puede elevarse a 15 dólares por millón de BTU para 2013. Pero esto es, también, una prueba de como el mercado de gas se vuelve global<sup>20</sup>. Wood Mackenzie espera que los precios del petróleo y del gas natural converjan. Si esto ocurre, una inversión de 10 millones de dólares en el gas natural en el Nymex tendrá retornos del 22%, o 2.2 millones de dólares.

Mike Dickman, encargado de análisis de energía global para Morgan Stanley puso claridad al respecto: *“El gas pasa a ser de un commodity regional a uno global. Este shift significa que los precios estarán determinados por características de oferta y demanda del suministro de energía global”*.

En el lado de la demanda, el uso de gas creció significativamente más rápido que el empleo de petróleo -aunque no tan rápido como el carbón- y esto con probabilidad seguirá. El gas ha sido el combustible de elección para las inversiones en generación de energía durante las dos últimas décadas, en el mundo desarrollado y en muchas economías emergentes también. Las centrales con turbinas de gas de ciclo-combinado modernas son baratas y rápidas de construir, y contaminan mucho menos que la electricidad generada con carbón. Cuando las emisiones de dióxido de carbono se vuelven obligatorias y obtienen un precio, como ya ocurre en Europa y probablemente pronto en Estados Unidos y en otros lugares, el hecho que las centrales eléctricas de gas emiten menos de la mitad de CO<sub>2</sub> por kilowatt-hora que las estaciones encendidas a carbón hace que la demanda de gas sea mayor. Esto es, como Fulvio Conti, el presidente de la eléctrica italiana Enel, lo considera, *“like burning Champagne”*.

El gas natural es *“la energía de calefacción mejor colocada” en relación a las otras energías no renovables en términos de emisiones de carbono, incluida la electricidad*, según la Association française du gaz (AFG)<sup>21</sup>. La calefacción de gas natural emite menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que la calefacción eléctrica directa. Según el AFG, el gas en utilización directa para la

<sup>19</sup> The Times, « *Price war threat to UK gas supplies* », (9/2)

<sup>20</sup> Bloomberg, « *Russia, Nigeria Cut Gas Sales, Raising Importer Costs* », (10/3)

<sup>21</sup> Enviro2b.com, « *Le gaz, faible émetteur de CO<sub>2</sub>* », (11/2)

calefacción emite 230 gramos de CO<sub>2</sub> por kilowatt hora (kWh), mientras que “*el contenido en CO<sub>2</sub> del kWh suplementaria de electricidad para la calefacción se establece en 600 gramos de CO<sub>2</sub>/kWh*”.

El contenido en CO<sub>2</sub> de la electricidad en Francia, producida en casi un 80% a partir de la energía nuclear, que casi no emite CO<sub>2</sub>, se calcula actualmente según un método elaborado en 2005 por la Agencia de medio ambiente y control de la energía (Ademe) y el grupo EDF. Según este cálculo, basado en el funcionamiento del sistema eléctrico de 2000 a 2004, la calefacción eléctrica emite 180 g de CO<sub>2</sub>/kWh. Pero Ademe y el gestor de la red de transporte de electricidad (RTE), hicieron otro cálculo este otoño basado en las evoluciones futuras del sistema eléctrico. Este último, que la AFG quería ver aplicarse, alcanza una emisión de 500 a 600 g de CO<sub>2</sub>/kWh. Para que el gas “*pueda desempeñar su papel*”, la AFG pide que las emisiones de CO<sub>2</sub> estén evaluadas “*sobre una base innegable*” y reclama ayudas públicas para las soluciones “*más potentes*”.

Según la asociación, el gas natural emite entre 25 y 30% menos de CO<sub>2</sub> que el fuel y entre 40 y 50% menos que el carbón, menos óxido nítrico que los otros combustibles, y “*prácticamente nada de azufre, partículas, metales y compuestos orgánicos*”. La Association française du gaz mantiene, también, que el precio de kWh de gas “*seguirá siendo competitivo con relación al precios del kWh eléctrico europeo*” en la medida que la producción de electricidad recurre cada vez más a las centrales de ciclo combinado (asociando una turbina a gas y una turbina a vapor).

Colette Lewiner, de la consultora Capgemini, dice que el 80% de la nueva capacidad de generación de energía planificada en la Unión Europea usará combustibles fósiles, y la mayor parte será con gas<sup>22</sup>. “*Los renovables son caros, y mientras la energía nuclear es una opción buena a largo plazo, construir una central es mucho más difícil que la edificación de dos o tres centrales a gas*”, dijo. Por consiguiente, la dependencia de Europa está presta a incrementarse.

En el caso del suministro, la analogía de Conti con el Champagne también es buena. El gas es un producto de alta calidad con producción limitada. La producción en áreas tradicionales como el Mar del Norte está en disminución. Nuevas fuentes de suministro están siendo abiertas, desde Trinidad hasta Australia. Pero muchos fueron molestados con problemas comunes de retrasos y *cost over-runs*.

Sakhalin-2, por ejemplo, el proyecto de GNL de la costa oriental de Rusia que fue controlado por la angloholandesa Shell y que ahora tiene como accionista mayoritario a Gazprom sólo intensificará las entregas el próximo año, cuando inicialmente fue planificado para noviembre de 2007. Algunos proyectos fueron cancelados totalmente, como la propuesta de Gazprom de construir una planta denominada Baltic LNG, que tenía prevista en la provincia de Leningrado. El proyecto tenía un valor de tres mil millones de euros y una vez construida debía producir entre 5 y 7,2 millones de toneladas de gas licuado al año<sup>23</sup>.

La razón de haber renunciado al proyecto es exclusivamente económica. El tendido del gasoducto North Stream y la explotación del yacimiento de Shtokman, en cuyo marco también se planea construir una planta de licuefacción, son más competitivos que el de la planta Báltica. El problema es que para hacer realidad este último proyecto había que ampliar la infraestructura de transporte de gas en el noroeste de Rusia, lo que redundaba en un encarecimiento de 100 dólares por cada 1.000 metros cúbicos de gas.

Aunque haya un enorme interés por construir nuevas tuberías para importar gas a Europa, la mayor parte de la inversión rusa, como la propuesta por Gazprom de las rutas de North Stream y South Stream, parezca apuntar al encuentro de nuevas formas de entregar los mismos volúmenes de gas directamente a la Unión Europea, evitando los

<sup>22</sup> Reuters France, “*Les tarifs régulés de l'électricité sont condamnés, dit Lewiner*”, (19/2)

<sup>23</sup> El País, “*Gazprom descarta construir una planta de licuefacción en la que iba a haber capital español*”, (11/2)

países de tránsito, más que añadir provisiones adicionales. Existe escepticismo entre algunos analistas sobre si Rusia será capaz de desarrollar sus enormes reservas lo bastante rápido para satisfacer tanto la demanda de exportación como la doméstica, en parte porque Gazprom ha sido distraído por sus ambiciones internacionales. Las reservas que están siendo abiertas -como el campo Shtokman en la costa norte, que está siendo evaluado por Gazprom, Total y StatoilHydro- presentan formidables desafíos de desarrollo.

En muchos países que producen gas, en particular en Medio Oriente, hay un problema con los precios domésticos regulados muy por debajo de los niveles de los mercados mundiales, junto con el excesivo aliento al consumo doméstico, y la restricción de los volúmenes disponibles para la exportación.



Y es que la demanda de gas crece cada vez más en Europa e Irán podría hacerse un proveedor de GNL a largo plazo. Hablando en una conferencia en Amsterdam, el director de Exxon Mobil para Europa, Richard Guerrant<sup>24</sup>, dijo que el GNL constituirá aproximadamente el 20% de las provisiones europeas para 2030. "El GNL será el mecanismo clave para satisfacer las necesidades de suministro flexible de gas", dijo Guerrant. "El crecimiento de los trade flows, conducidos por avances en la tecnología, permitió a los barcos alcanzar mercados más remotos", dijo Guerrant. La demanda europea de gas se elevará por regla general 1,1% al año entre 2005 y 2030.

Francois Debien, vicepresidente de Market Expertise para Total Gas & Power, dijo que Irán jugará un papel clave en el suministro de gas a Europa en el largo plazo, a pesar de los problemas que dificultaron los proyectos allí. "Europa necesitará gas iraní dentro de los próximos 10 a 15 años", sostuvo. Total tiene un acuerdo *long-standing* para hacerse con el gas del enorme yacimiento iraní del campo South Pars pero el proyecto fue eclipsado por el regateo de las condiciones del contrato y el cada vez más escaso apoyo político francés debido a la oposición sobre las actividades nucleares de Irán. Los analistas subrayan que Irán necesita a las grandes empresas occidentales de gas para alcanzar su objetivo de hacerse uno de los mayores exportadores de GNL.

<sup>24</sup> The Economic Times, "LNG to play greater role in Europe gas needs", (4/3)

## **Análisis IV: Los petroleras americanas buscan afianzarse en el negocio del GNL**

Las compañías petroleras americanas se la juegan a fondo con el GNL para los próximos años. Si Exxon Mobil parece quedarse en las palabras, Chevron prefiere actuar. Todo esto ocurre en momentos que los demócratas anunciaron que elevarán los impuestos sobre las compañías petroleras en al menos 1.800 millones de dólares al año para el 2009<sup>25</sup>.

El gigante petrolero americano ExxonMobil anunció que espera una subida del 400% en la demanda mundial de gas natural licuado para 2030. "*La demanda mundial de GNL deberá crecer, de cerca de 100 millones de toneladas al año en 2000 a más de 500 millones de toneladas al año en 2030*", declaró Andrew Swiger, presidente de ExxonMobil Power & Gas Marketing en un discurso en una conferencia del sector en Bangkok<sup>26</sup>. "*Es una asombrosa multiplicación por 5 que va a modificar las condiciones de ventas de GNL y tal vez la cara del sector del gas en conjunto*", dijo.

"*Los avances en la tecnología hicieron posible económico el suministro de GNL de recursos remotos ante el crecimiento de los centros de demanda*", dijo Swiger, citando Papua Nueva Guinea como ejemplo. Exxon Mobil conduce el desarrollo y comercialización de campos en Papua Nueva Guinea y 6,3 millones de toneladas por año en un facility de GNL en el Golfo de Papua.

Mientras, el segundo grupo petrolero y gasero americano, Chevron, preve varios desarrollos gigantes de gas natural en Australia y en Asia. En Australia, Chevron anunció que quiere crear una segunda usina de gas natural licuado por mil millones de dólares. La fábrica utilizará gas del yacimiento de Weatstone, en el noroeste de Australia. Siempre en Australia, Chevron desarrolla un proyecto similar en la isla de Barrow, una reserva natural próxima de Karratha. El costo de desarrollo estimado de la fábrica está estimado en 18,5 mil millones de dólares (a saber, 12 mil millones de euros). "*Disponemos de bastantes recursos gasíferos en Australia Occidental para asegurar la creación de dos usinas de Chevron de gas licuado*", declaró el director general del grupo para Australia, Roy Krywosinski.

Jim Blackwell, presidente de Chevron en el área de Asia y el Pacífico, confirmó que la petrolera, la segunda más grande de los Estados Unidos, ha decidido invertir en Tailandia en un proyecto de producción de gas que requerirá una inversión total de 3.100 millones de dólares. El proyecto, denominado "*Pla Thong 2*" y que se espera comenzará a funcionar a partir de 2011, contribuirá a aumentar la capacidad de producción diaria de gas en el golfo de Tailandia a 11,9 millones de metros cúbicos.

---

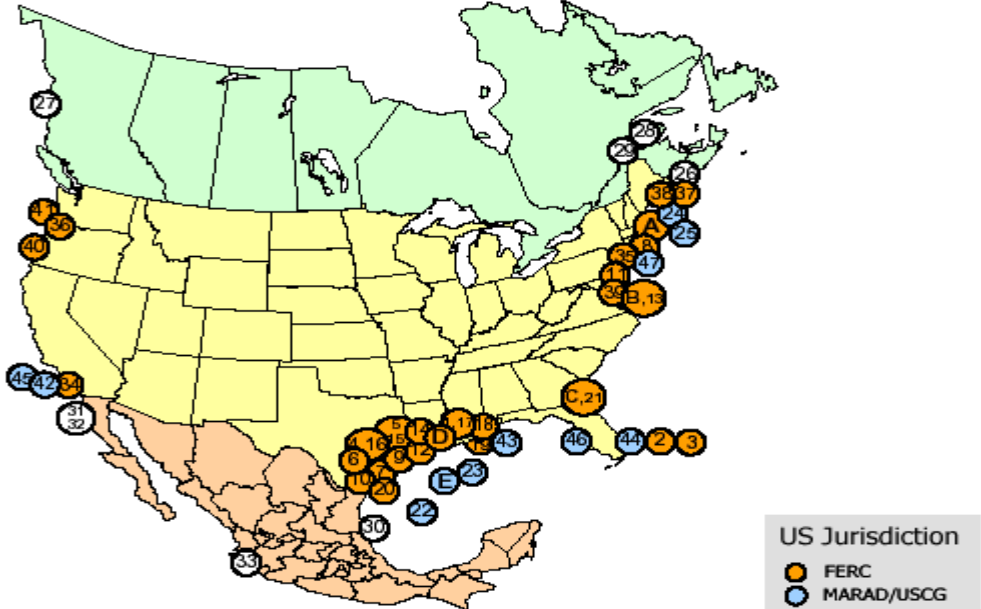
<sup>25</sup> Bloomberg, "*Big Oil Profit Pushes Democrats to Seek \$1.8 Billion*", (10/3)

<sup>26</sup> Reuters UK, "*ExxonMobil sees LNG demand up 400 pct by 2030*", (10/3)



Además, Chevron pospuso indefinidamente su proyecto de gas Gorgon de Australia y el desarrollo Olokola de gas en Nigeria. Gorgon, que persiguió retrasos regulatorios y los costos que se mueven en espiral, será un 87% más de la planificación inicial, tiene una producción equivalente diaria de 440.000 barriles de crudo<sup>27</sup>. Chevron, operador y propietario del 50% de Gorgon, dijo que los diseños de ingeniería para tres unidades centrales del proceso serán terminados en 2009. Las decisiones formales de la inversión seguirán en 2010 o más tarde con sus socios. Las reservas de gas de Gorgon tarde o temprano requerirán más de dos unidades de licuefacción, conocidas como trains, a desarrollarse totalmente. El gas no será producido hasta que existan las infraestructuras.

### Existing and Proposed North American LNG Terminals



<sup>27</sup> Bloomberg, "Chevron Raises Cost Estimates, Delays Two Projects", (11/3)

## Existing and Proposed North American LNG Terminals

### CONSTRUCTED

- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (DOMAC - SUEZ LNG)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 2.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd (Gulf Gateway Energy Bridge - Excelsior Energy)

### APPROVED BY FEREC

- 1. Hackberry, LA : 1.8 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy)
- 2. Bahamas : 0.84 Bcfd (AES Ocean Express)\*
- 3. Bahamas : 0.83 Bcfd (Calyso Pipeline)\*
- 4. Freeport, TX : 1.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
- 5. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG)
- 6. Corpus Christi, TX : 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
- 7. Corpus Christi, TX : 1.1 Bcfd (Vista Del Sol - 4Gas)
- 8. Fall River, MA : 0.8 Bcfd (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
- 9. Sabine, TX : 2.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 10. Corpus Christi, TX : 1.0 Bcfd (Ingleside Energy - Occidental Energy Ventures)\*\*
- 11. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
- 12. Port Arthur, TX : 3.0 Bcfd (Sempra Energy)
- 13. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)
- 14. Cameron, LA : 3.3 Bcfd (Crode Trail LNG - Cheniere LNG)
- 15. Sabine, LA : 1.4 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG - Expansion)
- 16. Freeport, TX : 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
- 17. Hackberry, LA : 0.85 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy - Expansion)
- 18. Pascagoula, MS : 1.5 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
- 19. Pascagoula, MS : 1.3 Bcfd (Bayou Casotte Energy LLC - ChevronTexaco)
- 20. Port Lavaca, TX : 1.0 Bcfd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
- 21. Elba Island, GA : 0.9 Bcfd (El Paso - Southern LNG)

### APPROVED BY MARAD/COAST GUARD

- 22. Port Pelican : 1.6 Bcfd (Chevron Texaco)
- 23. Offshore Louisiana : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
- 24. Offshore Boston : 0.4 Bcfd (Neptune LNG - SUEZ LNG)
- 25. Offshore Boston : 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Excelsior Energy)

### CANADIAN APPROVED TERMINALS

- 26. St. John, NB : 1.0 Bcfd (Canaport - Irving Oil/Repsol)
- 27. Kitimat, BC : 1.0 Bcfd (Kitimat LNG - Galveston LNG)
- 28. Rivière-du- Loup, QC : 0.5 Bcfd (Carcouna Energy - TransCanada/PetroCanada)
- 29. Quebec City, QC : 0.5 Bcfd (Project Rabaska - Enbridge /Gaz Met/Gaz de France)

### MEXICAN APPROVED TERMINALS

- 30. Altamira, Tamulipas : 0.7 Bcfd (Shell/Total/Mitsui)
- 31. Baja California, MX : 1.0 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy)
- 32. Baja California, MX : 1.5 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy - Expansion)
- 33. Manzanillo, MX : 0.5 Bcfd

### PROPOSED TO FEREC

- 34. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd, (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
- 35. LI Sound, NY : 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
- 36. Bradwood, OR : 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
- 37. Pleasant Point, ME : 2.0 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
- 38. Robbinston, ME : 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy)
- 39. Baltimore, MD : 1.5 Bcfd (AES Sparrows Point - AES Corp.)
- 40. Coos Bay, OR : 1.0 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)
- 41. Astoria, OR : 1.5 Bcfd (Oregon LNG)

### PROPOSED TO MARAD/COAST GUARD

- 42. Offshore California : 1.4 Bcfd (Clearwater Port LLC - NorthernStar NG LLC)
- 43. Gulf of Mexico: 1.4 Bcfd (Blenville Offshore Energy Terminal - TORP)
- 44. Offshore Florida: 1.9 Bcfd (SUEZ Calypso - SUEZ LNG)
- 45. Offshore California: 1.2 Bcfd (OceanWay - Woodside Natural Gas)
- 46. Offshore Florida: 1.2 Bcfd (Hoegh LNG - Port Dolphin Energy)
- 47. Offshore New York: 2.0 Bcfd (Safe Harbor Energy - ASIC, LLC)

Vale notar, por otro lado, que la compañía nacional de hidrocarburos de Argelia, Sonatrach, comercializará el GNL argelino directamente en el mercado americano a partir de 2009 gracias a un acuerdo duradero firmado recientemente en Argel con la empresa noruega StatoilHydro, apoyándose en la adquisición de las capacidades de regasificación en la terminal de Cove Point<sup>28</sup>. El contrato, cuyo importe no fue comunicado, se refiere a una capacidad de 2 mil millones de m<sup>3</sup> de GNL que será reservado, a partir del año próximo y por una duración de 15 años, dando a Sonatrach un acceso al más grande mercado de gas en el mundo después del Europeo (España, Italia, Francia). La planta de regasificación de GNL de Cove Point está situada en la costa nordeste de los Estados Unidos, en el estado de Maryland, próxima a una región de creciente demanda de gas natural<sup>29</sup>.

Según Chawki Rahal, vicepresidente de la actividad de comercialización en Sonatrach, el acuerdo permitirá a la empresa nacional regresar al mercado americano vender en ese lugar el mismo gas como lo hace en el Reino Unido. "*Se trata de una nueva etapa en la estrategia de gas natural de Sonatrach que pretende exportar 85 mil millones de m<sup>3</sup> de gas en 2010 a través de un incremento de la producción y la multiplicación de las infraestructuras de exportación*". En los próximos diez años, el GNL representará el 40% de los intercambios gaseros internacionales, según Meziane, y Sonatrach cuenta con sacar provecho para asegurarse un sitio en este mercado. Su ticket de entrada al mercado americano es por el momento Statoil y la Terminal de Cove Point, pero según Meziane, la empresa nacional mirará de reojo otras terminales de regasificación para aumentar su participación en el mercado de Estados Unidos.

Presente en Argelia desde 2004 como socio activo con Sonatrach y BP en los yacimientos gasero de In Sala y In Amenas, Statoil reforzará su posición desde 2005 firmando con Sonatrach un contrato de investigación y de explotación de hidrocarburos en el perímetro Hassi Mounia en el Sur de Argelia<sup>30</sup>.

<sup>28</sup> Reuters UK, "Statoil, Sonatrach sign LNG extension deal", (2/3)

<sup>29</sup> Oil and Gas Journal, "Sonatrach, StatoilHydro sign Cove Point LNG partnership", (6/3)

<sup>30</sup> Tunisie Affaires, "Algérie: Sonatrach se fait une place dans le marché gazier américain", (10/3)



## Análisis V: Los países productores de gas destinan la mayor parte de la producción al mercado interno

Rusia está forzando a Exxon Mobil a abandonar los proyectos para exportar gas natural a China. Nigeria requiere que los exploradores compartan la producción con sus ciudadanos. Indonesia cortará las ventas a Japón. Los países que poseen casi la mitad del gas del mundo contienen los envíos para el uso doméstico creciente, haciendo daño a los importadores desde EE.UU hasta Japón. Los precios para *heating fuel* pueden elevarse 50% dentro de cinco años en el New York Mercantile Exchange, dijo Chris Jarvis, presidente del Caprock Risk Management en Hampton Falls, New Hampshire<sup>31</sup>.

Mientras los costos de la energía crecen, la política limitará las oportunidades para Exxon Mobil y para Royal Dutch Shell, que luchan para invertir para revertir una disminución de la producción de cinco años del 23% en el Mar del Norte del Reino Unido y 42% en el Golfo de México estadounidense. El gas natural crecer 2.5% por año, tres veces el *rate* para el petróleo, según las estadísticas de BP. En Rusia, el ministerio de Energía dijo que en agosto Exxon Mobil deberá vender el gas del proyecto Sakhalin-1 al mercado interno, no exportarlo. El presidente ruso Vladimir Putin quiere que el gas alimente una economía que crece 7,6% al año. Exxon planificó construir una tubería a China, donde 10 mil millones de metros cúbicos de gas al año de Sakhalin podrían satisfacer el 18% de las necesidades de China, esta cifra basada en el consumo del 2006.

El cambio de la política de exportación en Nigeria y Egipto amenaza a proyectos que transportarían 45 millones de toneladas métricas de gas natural licuado al mercado mundial cada año, igual al suministro actual de aproximadamente 33%, según las estimaciones de Wood Mackenzie. El presidente nigeriano Umaru Yar'Adua dijo el mes pasado que una nueva empresa planificada comenzaría a requerir a los exploradores que vendieran una parte de la producción en la zona. En Nigeria, el país más populoso de África, sólo aproximadamente el 40% de su población tiene acceso a la electricidad, según el Banco Mundial.

Total, Chevron, Shell y ConocoPhillips tienen dos proyectos de GNL, en Brass y en Olokola, hasta que el gobierno ponga en práctica su política de provisiones en el mercado interior. El gas habría sido suficiente para el consumo anual de India, según la estadística de BP. Los analistas sostienen que las restricciones en las exportaciones de GNL apretarán a los mercados globales.

Indonesia perdió su cima en la clasificación como exportador de GNL por Qatar en 2006. La economía creció 6,2% en tres meses, el más rápido en 10 años. PT Pertamina bajará el suministro a un grupo de compra japonés en 75% después que el contrato actual expirara en 2010. Indonesia decidió reducir las exportaciones de GNL para asegurar el gas para uso doméstico ante una escasez mundial y los crecientes costos de los recursos de energía. Indonesia levantó el margen de las reducciones del plan original de empezar por la

---

<sup>31</sup> Bloomberg, "Russia, Nigeria Cut Gas Sales, Raising Importer Costs", (10/3)

mitad del suministro. Por consiguiente, Japón probablemente verá un déficit de aproximadamente 9 a 10 millones de toneladas.

Las empresas japonesas se verán seriamente afectadas por la reducción de las importaciones de GNL. Indonesia suministra actualmente el 22% del GNL importado por Japón<sup>32</sup>. Además de ser usado como combustible para las centrales eléctricas, el GNL también es usado como *feedstock* principal para el gas de la ciudad. Por consiguiente, el corte previsto en las importaciones de GNL indonesio causará mayores honorarios de electricidad y de gas.

Por el momento, las empresas japonesas tratarán con el problema aumentando las importaciones de Australia y otros proveedores con los cuales concluyeron contratos. Sin embargo, los proyectos de desarrollo de GNL reducen la velocidad en todo el mundo debido a la dificultad de sacar provecho del producto debido al costo asociado de construir plantas de GNL. Japón tiene actualmente cerca de 100 centrales eléctricas que usan GNL como combustible. Como el GNL tiene un *high burning efficiency* y emite poco dióxido de carbono, se espera que la demanda de gas aumente.

Guangdong Dapeng LNG, el operador de la primera terminal en recibir combustible en China, mira duplicar sus cargas spot en 2008 ante la creciente demanda. Dapeng, poseído conjuntamente por China National Offshore Oil Co. y BP, comenzaron a importar en junio pasado de Australia un suministro de 25 años para la terminal, que es capaz de manejar 3.7 millones de toneladas de gas al año<sup>33</sup>. El proyecto de Dapeng estuvo alimentando de GNL a casas e industrias en la provincia de Guangdong, la región *wealthiest* y centro de manufacturación.

En Australia, las reformas políticas y fiscales son necesarias para atraer grandes proyectos de gas natural del *drawing board* y hacerlos realidad<sup>34</sup>. APPEA mantuvo mucho tiempo que las enormes reservas de gas natural de Australia es clave en la necesidades de energía para reducir las emisiones de gases de invernadero y mantener el bienestar económico. "*La industria del gas natural australiano podría ayudar a evitar 180 millones de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero global al año para 2017 si encontramos nuestros objetivos de producción de GNL y el gas doméstico, esto es el equivalente al 25% de las emisiones pronosticadas en Australia para 2017*".

---

<sup>32</sup> Yomiuri, "IN THE MARKETPLACE / LNG likely to run short in 2010", (11/2)

<sup>33</sup> Reuters UK, "China's Dapeng to double LNG spot cargoes in '08", (5/3)

<sup>34</sup> The Age, "Gas the energy solution: industry", (11/3)

## Enfoque: La Unión Europea anuncia que el calentamiento global amenaza la estabilidad del planeta

La Unión Europea alertó que su propia seguridad está en riesgo debido al cambio climático en regiones como África, Oriente Medio y América Latina, en las que el calentamiento global puede provocar migraciones masivas, inestabilidad política y conflictos en las rutas de suministro de energía. Un informe de la Oficina del Alto Representante de la Unión Europea para Política Exterior y de Seguridad, Javier Solana, y de la Comisión Europea pone de relieve las principales amenazas de un fenómeno al que ya estamos asistiendo, recalca, y que considera inevitable incluso con una rebaja de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>35</sup>.

Entre los datos destacados, se prevé un impacto económico del 20% del Producto Interior Bruto mundial debido a la subida del nivel del mar en regiones con megalópolis e importantes infraestructuras costeras, como este de China, India, El Caribe o América Central. El documento prevé asimismo una pérdida del 75 por ciento de la tierra cultivable en el norte de África y el Sahel, lo que se traducirá en migraciones masivas hacia Europa. El Sahel incluye el sur de Mauritania, Senegal, Malí, norte de Guinea y Burkina Faso, Níger, norte de Nigeria y Camerún, así como Chad y Sudán.

El incremento de desastres naturales y humanos supondrá además una *"enorme presión"* sobre los recursos de los países donantes y de las operaciones de emergencia. La pérdida de territorio se traducirá en disputas y revisiones de la legislación existente en materia de fronteras marítimas y en las regiones polares, como pudo verse en las pretensiones de Rusia de ampliar sus aguas territoriales y explotar los recursos minerales del Ártico.

Entre los ejemplos geográficos se citan África, Medio Oriente, sur y centro de Asia, el Ártico, Latinoamérica y el Caribe. En estas dos últimas áreas, el cambio climático tendrá un impacto en la salinización y desertificación de la tierra cultivable, el descenso de la productividad de las cosechas y la reducción de pesca y arrecifes de coral. *"Todo ello exacerbará las tensiones políticas y sociales en una región con estructuras de gobierno a menudo débiles"*, indica el informe, que insta a la UE a tomar el *"liderazgo multilateral"* para promover la seguridad global a través del clima.

El informe destaca varias formas de conflictos que conducen probablemente al planeta al calentamiento:

\*La reducción de la tierra arable, la escasez extendida de agua, disminución de alimentos y reservas de peces, incremento de inundaciones y sequías prolongadas que ya ocurren en muchos lugares del mundo. La disponibilidad de agua dulce podría caer hasta un 30% en algunas regiones causando pérdidas de tierra de cultivo, incrementando la escasez y los precios de los productos alimentarios, y consecuentemente malestar civil<sup>36</sup>.

---

<sup>35</sup> Le Monde, *"Selon l'Union européenne, le réchauffement climatique menace la sécurité internationale"*, (11/3)

<sup>36</sup> The Guardian, *"EU told to prepare for flood of climate change migrants"*, (10/3)

\*Alrededor de una quinta parte de la población del planeta habita en zonas costeras que están amenazadas por el crecimiento de los niveles del mar y los *natural disasters*. El Caribe, América Central y las costas orientales de China e India son las más expuestas.

\*El informe nota que se esperan cambios en las superficies principales en el curso del siglo ante el retroceso de las líneas costeras, significando que países perderán territorios, mientras la desertificación podría tener un efecto similar. El resultado puede ser un *vicious circle* de degradación, migración y conflictos en el territorio y las fronteras que amenazan a la estabilidad política de países y regiones.

\*Un resultado similar puede esperarse en los *failing states*, donde la frustración y el desencanto generan luchas étnicas y *religious strife* (disputas religiosas) y radicalismo político.

\*La competencia por los recursos de energía es ya una causa de conflicto. Esto puede empeorar porque la mayor parte de las reservas de hidrocarburos están en regiones vulnerables a los impactos del cambio del clima y porque mucho del petróleo y el gas que producen esos estados ya afrontan importantes desafíos sociales, económicos y demográficos.

### ***Areas under threat***

El Ártico: La velocidad del derretimiento del hielo polar tendrá un gran impacto geoestratégico, con conflictos por los nuevos vastos recursos minerales que se harán accesibles, así como la apertura de nuevas vías marítimas para el comercio internacional. Reclamos rivales de la riqueza mineral y rutas de transporte desafiarán la capacidad de Europa de asegurar sus intereses en la región.

Latinoamérica: El Caribe y América Central ya están siendo afectados por los huracanes importantes y las extremas temperaturas ligadas con El Niño. Esto empeorará, mientras los gobiernos débiles lucharán enfrentándose a las tensiones sociales y políticas por el cambio del clima.

África: En particular vulnerable debido a su baja capacidad de enfrentarse con el cambio del clima, que es ya un factor que contribuye a la catástrofe Darfur y el conflicto en el Cuerno de África. Tres cuartos de la tierra arable alimentada por la lluvia en el Norte de África y el Sahel podrían perderse. Aproximadamente 5 millones de personas en el Delta del Nilo podrían ser afectados por pérdidas de tierra debido a los niveles crecientes del mar y salinización para 2050.

Asia Central: *Trouble ahead*. Los regímenes autoritarios de la región se harán cada vez más importantes debido a la riqueza mineral. Pero la escasez de agua por el cambio del clima ya está siendo sentido. Kirguizistán perdió 1.000 glaciares durante los últimos 40 años, mientras los glaciares de Tayikistán se encogieron un tercio. La agricultura y la generación de energía ya están siendo golpeadas por la escasez de agua.

Medio Oriente: Las redes fluviales están ya bajo intenso stress. El abastecimiento de agua podría caer 60% este siglo en Israel. Disminuciones significativas esperan golpear a Turquía, Irak, Siria y Arabia Saudi, desestabilizando más la región estratégicamente vital.

Sur de Asia: Casi dos mil millones de asiáticos viven dentro de las 35 millas de la costa y muchos de ellos probablemente están amenazados por los niveles crecientes del mar. El daño a la agricultura hará difícil alimentar a las poblaciones que se expanden rápidamente. Otros mil millones de personas serán afectados por *meltwater* (agua que viene de nieve deshelada) del Himalaya. Estas poblaciones vulnerables también estarán expuestas a un aumento de las enfermedades infecciosas.

### **...OCDE se suma con un informe ambiental temerario**

*Las soluciones a los grandes problemas del medio ambiente existen, son aplicables y son accesibles, particularmente si se los pone en comparación con el crecimiento económico previsto y los costos y las consecuencias de la inacción (...) La pasividad de los gobiernos ante el cambio climático agravará la extinción de especies, la escasez de agua y la proliferación de enfermedades*". Es la tesis que defendió Ángel Gurría, Secretario general de la OCDE, a partir de la última publicación ambiental: "*Perspectivas del medio ambiente*". Asociando proyecciones económicas y proyecciones ambientales para las décadas venideras, esta edición 2008 del informe ambiental de la OCDE pone adelante algunas medidas desde la óptica de aceptar los grandes desafíos.




Define cuatro campos prioritarios en los cuales es urgente actuar: el cambio climático, la disminución de la biodiversidad, la escasez de agua y el impacto de la polución y de los productos químicos tóxicos sobre la salud humana. El informe resalta como las proyecciones económicas y ambientales que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero progresarán 37% hasta 2030 y 52% hasta 2050 si los poderes públicos no adoptan nuevas medidas. En este contexto, la OCDE recomienda supervisar aquellos sectores que causan la mayor parte de los daños entre los que destaca especialmente los sectores de la energía, el transporte, la agricultura y la pesca. "*Si no se toman nuevas políticas, nos arriesgamos a alterar irreversiblemente la base ambiental para la prosperidad económica sostenida*".

Por ello se propone como un primer paso necesario la retirada de los subsidios a los daños medioambientales, particularmente para los combustibles fósiles y la producción agrícola. A esto se añadiría un impuesto de 25 dólares por tonelada en las emisiones de dióxido de carbono, nuevos biocombustibles, medidas para reducir la polución del aire y sistemas mejorados de alcantarillados<sup>37</sup>.

Si no se aplican las recomendaciones, advierte el estudio, para 2030 habrá desaparecido una mayor variedad de especies animales y vegetales. Por otra parte, las muertes prematuras de seres humanos a causa de la contaminación del aire y la acción de agentes químicos aumentarán. Asimismo, la OCDE señala que 1.000 millones de personas se sumarán a los 3.900 millones que ya viven en áreas afectadas por una severa escasez de agua potable.

---

<sup>37</sup> Finfacts, "OECD says key climate change environment measures would have only modest impact on GDP growth; Cuts 2008 GDP forecast", (5/3)

	 [Green Light]	 [Yellow Light]	 [Red Light]
Climate change		<ul style="list-style-type: none"> <li>Declining GHG emissions per unit of GDP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Global GHG emissions</li> <li>Increasing evidence of an already changing climate</li> </ul>
Biodiversity & renewable natural resources	<ul style="list-style-type: none"> <li>Forested area in OECD countries</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Forest management</li> <li>Protected areas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ecosystem quality</li> <li>Species loss</li> <li>Invasive alien species</li> <li>Tropical forests</li> <li>Illegal logging</li> <li>Ecosystem fragmentation</li> </ul>
Water	<ul style="list-style-type: none"> <li>Point-source water pollution in OECD countries (industry, municipalities)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Surface water quality and wastewater treatment</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Water scarcity</li> <li>Groundwater quality</li> <li>Agricultural water use &amp; pollution</li> </ul>
Air quality	<ul style="list-style-type: none"> <li>OECD country SO<sub>2</sub> &amp; NO<sub>x</sub> emissions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PM &amp; ground-level ozone</li> <li>Road transport emissions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Urban air quality</li> </ul>
Waste & hazardous chemicals	<ul style="list-style-type: none"> <li>Waste management in OECD countries</li> <li>OECD country emissions of CFCs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Municipal waste generation</li> <li>Developing country emissions of CFCs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hazardous waste management and transportation</li> <li>Waste management in developing countries</li> <li>Chemicals in the environment and in products</li> </ul>

**Green light:** Las cuestiones ambientales que están siendo bien manejadas, o que tuvo mejoras significativas en management en años recientes, pero para la cual los países deberían permanecer en vigilancia. **Yellow light:** las cuestiones ambientales que siguen siendo un desafío, pero para el cual el management mejor, o para el cual la situación es incierta. **Red light:** las cuestiones ambientales que no son bien manejadas, están en mal estado o que empeoran, y que requieren atención urgente.

El informe destaca que los cambios ambientales están en curso. Pero los desafíos fundamentales podrían encararse a un costo de alrededor de 2% del PBI global. Esto implica que para 2030 la economía mundial habrá crecido 97%, en lugar de la previsión actual de una expansión del 99%, según los autores del estudio. *“Esa reducción de dos por ciento en el producto mundial significa una reducción de entre alrededor de 0,01% y 0,2% por país y por año hasta 2030, algo que resulta relativamente razonable y que pondrá al mundo en una mejor posición de aquí a 30 o 50 años”*, dijo Gurría.

La OCDE también hizo referencia a un escenario alternativo más costos, en el cual se sacrificaría 2,5% del producto bruto mundial para 2050, con el objetivo de reducir las emisiones de gases invernadero 39% respecto de sus niveles de 2000

Las perspectivas describen los medios que permiten compartir los costos de la acción pública a escala mundial. Los países desarrollados son hasta ahora responsables de la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero, pero a causa del rápido crecimiento económico de las economías emergentes, en particular Brasil, Rusia, India y China, las emisiones anuales de estos cuatro países superarán en 2030 a los 30 países de la OCDE. Una división equitativa de la carga y los efectos redistributivos serán tan importantes como el progreso tecnológico y que la elección de los instrumentos de acción.



## Commodities

Ni aún la turbulencia cada vez mayor de los mercados con la crisis de las hipotecas de riesgo debe interrumpir el movimiento de internacionalización de las inversiones. Al contrario, puede hasta incentivar ese movimiento, con más inversores americanos y europeos buscando salir de sus mercados en crisis y recogiendo oportunidades en los emergentes que fueron beneficiados por el alza de los commodities. La evaluación es de Jaime Dorrien-Smith, director general para las américas de la británica Schroders, con 270 mil millones de dólares bajo gestión.

Según él, los inversores están mirando cada día más a otros mercados además de los de su propio país. *“Esa evolución ocurre a diferentes velocidades en cada mercado”*, explica. El movimiento es consecuencia del crecimiento del comercio internacional y del interés de los empresarios americanos y europeos en invertir en otros países. De ese movimiento, vino una internacionalización de los logros de las empresas, tanto que hoy, en las empresas que forman el índice Financial Times (FTSE), de la Bolsa de Londres, un 15% de los beneficios vienen del exterior. Este es el caso de Schroders: *“cerca de un 70% de nuestro logro procede de operaciones en otros 29 países”*.

Hay un crecimiento de la participación internacional de las aplicaciones de los inversores en Europa y en el Reino Unido, donde el mercado externo corresponde hoy a cerca de un 50% de los portafolios. *“Es decir, cada vez más típico e interesante es que el movimiento es más rápido en Europa que en América”*, explica. Para Dorrien-Smith, los inversores individuales, que toman sus propias decisiones de inversión, tienden a mantener una aplicación mayor en mercados locales. Aunque *“cuando ese inversor es orientado por un gestor, por un private bank o por una consultoría, él tiende a tener una exposición mayor a mercados internacionales”*, explica.

Otro ejemplo de la tendencia de diversificación de las inversiones viene de Estados Unidos. Allá, el fondo de pensión de los operarios públicos de California (California Public Employees Retirement System, Calpers)<sup>38</sup> aprobó en diciembre la ampliación de inversiones fuera de Estados Unidos del 33% a un 55%. El fondo es uno de los mayores del mundo y la alteración representa un cambio dramático. Para Dorrien-Smith, los fondos americanos, que hoy tienen en media un 20% a un 30% en activos internacionales, deben elevar ese porcentual para un 50% o un 60% en inversiones globales, recogiendo oportunidades en el mercado internacional. Uno de los principales objetivos de la aplicación en el exterior es la diversificación. Aplicando alrededor del mundo, el inversor tiene acceso a diferentes tipos de ambientes económicos y las compañías y que están en diversas prácticas de desarrollo y crecimiento. Además de eso, el inversor está diversificando el riesgo individual de su país, sea político, de moneda o de ambiente regulatorio.

Ejemplos de la internacionalización existen también en América Latina, afirma el ejecutivo, acordando el caso de Chile, uno de los primeros en adoptar medidas para permitir a los inversores institucionales la diversificación en diferentes mercados internacionales. Hoy, los fondos chilenos pueden aplicar hasta el 45% de sus activos en el exterior, pero las autoridades trabajan para aumentar ese porcentual para un 80% hasta 2013, gradualmente. *“Eso permite al mercado ir acostumbrándose a los pocos con esa mayor*

---

<sup>38</sup> <http://www.calpers.ca.gov/>



*exposición*". Ya México optó por un camino diferente, liberando a los individuos a que apliquen un 100% de los recursos en el exterior, pero limitado la aplicación de los fondos.

#### Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	107.140	-0.400	-0.37
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	985.750	8.000	0.82
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	265.400	-2.880	-1.07
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	313.700	1.220	0.39
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	10.179	-0.051	-0.50
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	109.880	-0.450	-0.41

#### Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1475.000	0.000	0.00
COCOA FUTURE (USD/MT)	2866.000	-56.000	-1.92
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	156.400	-1.450	-0.92
CORN FUTURE (USd/bu.)	573.000	3.500	0.61
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	81.050	0.240	0.30
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	118.800	0.300	0.25
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1412.000	9.250	0.66
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	353.000	7.500	2.17
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	62.470	-0.090	-0.14
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	13.500	-0.090	-0.66
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	1235.250	-8.750	-0.70
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	1285.000	-6.500	-0.50

#### Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	385.600	3.100	0.81
LME ALUM HG FUTUR (USD/MT)	3078.750	-9.500	-0.31
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	8478.000	-16.000	-0.19
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	3108.000	-15.000	-0.48
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	31978.000	268.000	0.85
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	2612.500	-1.250	-0.05

#### Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	995.900	2.100	0.21
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	20.605	0.185	0.91

#### Livestock



	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	104.700	0.025	0.02
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	72.650	-0.450	-0.62
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	90.825	-0.150	-0.16

**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](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)