

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial Del 2 al 9 de noviembre de 2007

Por **Hernán F. Pacheco**

Índice:

Análisis: Consecuencias de la disminución de los subsidios a los combustibles en Asia	2
Análisis II: Repercusión del barril a 100 dólares en la economía mundial	8
✓ <i>Escenarios de Oil Shockwave, simulación del choque petrolero</i>	11
✓ <i>Nuevas formas de explotación petrolera</i>	12
Investigación: Energía solar desde el espacio, ¿económicamente viable entre 2017 y 2020?	13
Investigación II: Energía eólica con tecnología de Maglev reducirán a la mitad el costo de operación	16
Análisis: La fusión entre BHP Billiton y Rio Tinto crearía un gigante de la minería	17
Enfoque: Trinidad & Tobago, modelo de explotación gasífera	21
Análisis: La industria de los biocombustibles no es la bala de plata que matará al vampiro de la dependencia energética	24
✓ <i>Modelo de cooperación de biocombustibles en Denver</i>	26
Brasil sólo obtiene el 50% de las inversiones del boom del etanol	27
Cifras y Notas del Sector	29
✓ <i>Renewable Energy Corp construirá la mayor central de energía solar en Singapur</i>	29
✓ <i>PetroChina, tras el título de mayor empresa mundial</i>	29

Análisis: Consecuencias de la disminución de los subsidios a los combustibles en Asia

Los consumidores en Asia sienten el calor de los precios del petróleo que escalan las alturas (este año ya aumentó un 50%). Es por eso que los gobiernos comienzan a retroceder con las subvenciones que mantuvieron los precios de las gasolinas y otros combustibles artificialmente bajos. Los funcionarios de China y otros lugares permanecen agudamente conscientes de los peligros que los altos precios del petróleo plantean a sus economías. Asia debe quemar más combustible para generar el crecimiento económico. China alcanzaría a Estados Unidos como el mayor consumidor poco después de 2010, según las previsiones. El próximo año, China tendrá que instalar 800 gigawatts de capacidad de generación de energía, tanto como lo cuenta actualmente Europa. En India más de 400 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. Pero Asia sobrellevó bien la situación cuando los precios del petróleo subieron por primera vez en 2004, y muchos gobiernos asiáticos, incluyendo China, tienen enormes reservas en efectivo para "*hand to bail out*" (conseguir la libertad bajo fianza) de sus economías si los precios del petróleo siguen subiendo. El Asian Development Bank levantó recientemente sus estimaciones para el crecimiento de Asia en 2007 excluyendo a Japón de 8,3% a 7,6% en una previsión anterior.

Patrick Barta dijo en las últimas semanas en *The Wall Street Journal*¹ que la disminución reciente en el valor del dólar estadounidense -y la subida paralela del valor de algunas divisas asiáticas- también dio a los consumidores asiáticos más poder para gastar generosamente en combustibles, porque el precio del petróleo es típicamente puesto en dólares y por lo tanto más barato para comprar.

En India, los ministros de finanzas y del petróleo se encontraron en los últimos días para hablar de los altos precios del crudo, y algunos economistas y representantes gubernamentales piensan ahora que un aumento de los precios al consumidor son inevitables. Ashok Krishna, vicepresidente de tecnologías de Chevron Global Downstream, dijo "*yo voy a India y veo la prosperidad de la clase media. Hay un enorme mercado de consumidores y no creo que vayan a preocuparse por otros 5 o 10 rupias por galón ahora*"². En Malasia, el ministro de Comercio, Rafidah Aziz, dijo a la agencia de noticias local Bermama que el país debería subir los precios pronto. El gobierno malayo pagó cerca de 14 mil millones de ringgit (4.16 mil millones de dólares) este año en subsidios y *forgone revenue* (ingresos renunciados), en relación a los 12,6 mil millones de ringgit del año pasado.

En algunos países de Asia, el incremento de los precios puede ser un movimiento políticamente peligroso, amenazando con causar "*civil unrest*" (malestar civil). La decisión de Myanmar en agosto de cuadruplicar los precios de los combustibles -un movimiento que provocó un mes de protestas callejeras y medidas sangrientas- fue uno de los signos más visible de lo que puede pasar cuando los subsidios estatales son alterados.

La semana pasada, el UN Development Program (UNDP) publicó un informe donde destaca que quitar los subsidios estatales instiga el malestar político. Con los precios

¹ The Wall Street Journal, "*Asia keeps pressuring oil prices*", (27/10)

² Reuters UK, "*Asia oil subsidies crack at \$100, Mideast firm*", (7/11)

actuales, la agencia dijo, se cortan los beneficios de la reducción de la pobreza en la Región Asia/Pacífico y se fuerza a las familias a reducir el consumo, según informe The Christian Science Monitor³. Una revisión de casas pobres en cuatro países mostró que las cuentas de energía se elevaron en un promedio del 74% durante el periodo 2002-05, antes de la actual estampida de los precios del crudo. "*Sostenidos por el crecimiento de las exportaciones y apoyado por las subvenciones pesadas, la economía china apareció impermeable a los actuales precios del crudo. Pero esto no significa que el alza de los combustibles no sean sentidos en las casas más pobres de China y otros países*", dijo Nandita Mongia, experta de energía de UNDP en Bangkok y uno de los autores del informe. Muchas familias fueron golpeadas de muy cerca por el incremento del costo del transporte público, así como de las cuentas más altas para combustible de cocina y la electricidad. En respuesta, las familias pobres viajan menos, apagan las luces de noche, y vuelven a los combustibles tradicionales. "*La gente reduce y busca fuentes de energía baratas. Ellos se quedan cerca de la casa*", sostiene.

Algunos países asiáticos, como Tailandia y Filipinas abandonaron totalmente los subsidios. Pero el gobierno de Manila ahora examina proyectos para reanimar un mecanismo que reducirá las tarifas de importación petrolera ante el incremento de los costos. Vietnam, que quitó las tarifas de importación en mayo, pronto podría aumentar los precios domésticos de los combustibles, según un trader con Petrolimex, el mayor importador de crudo del país.

Los precios de venta de productos realizados con petróleo como la gasolina, el kerosén y el diesel son subvencionados en muchos países asiáticos, en parte para hacer llevadera la economía de los ciudadanos que gana salarios inferiores que en el mundo desarrollado, subraya The New York Times⁴. Los gobiernos absorben los costos directamente o lo hacen pasar a las empresas petroleras de exploración y producción. India, por ejemplo, estima que pagará 500 mil millones de rupias (o 12,7 mil millones de dólares) en subvenciones de combustibles en el año fiscal que acaba en marzo de 2008.

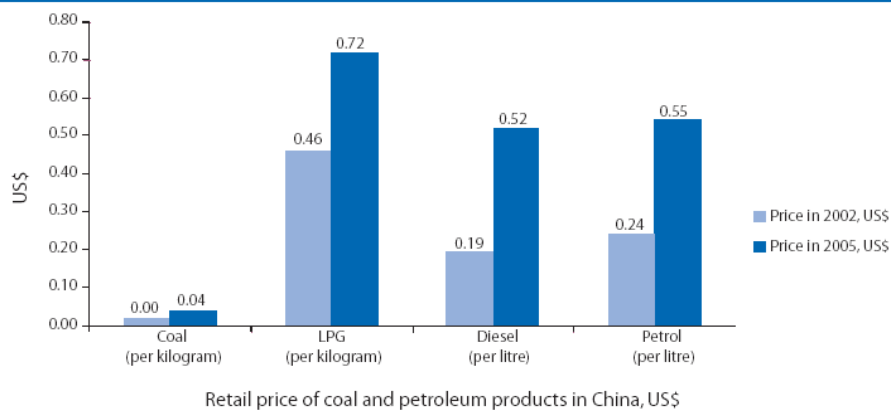
Confrontado con los altos precios de los combustibles, los consumidores acortan a menudo sus gastos para artículos manufacturados o viajes, que a su vez pueden enfriar más la economía. Para algunos analistas los subsidios no son necesariamente una respuesta, pues no siempre benefician a los pobres. Las subvenciones enfocadas del gobierno son preferibles, como el sistema "*smartcard*" usado en Malasia para los consumidores pobres. La tarjeta electrónica previene que los receptores de los subsidios vendan de sus asignaciones de combustibles en el mercado negro.

El incremento del 10% de los precios de los combustibles en China (ver informe anterior) rearmó la discusión sobre los subsidios. El salto de precios vino a pesar de la promesa del primer ministro Wen Jiabao de mantener los precios existentes. India, que estuvo tratando de retirar progresivamente las subvenciones de los combustibles durante varios años, puede seguir los pasos de China. La gasolina y el diesel en India son subvencionados y gravados hasta el 100%, mientras los precios del kerosén y el gas licuado de petróleo (o LPG), son mantenidos muy bajos para hacerlos asequibles para la clase media y baja.

³ The Christian Science Monitor, "*From Burma to Beijing: Asia's sensitive petrol politics*", (2/11)

⁴ The New York times, "*Citing Oil Prices, Asia Starts Reducing Fuel Subsidies*", (2/11)

Figure 1-2 China – changes in prices of petroleum products and other fuels



Las empresas petroleras estatales dedicadas al upstream como Oil and Natural Gas Corporation absorben un poco los costos. El resto es pasado a las refinerías, y *offset* (termino que significa una forma de compensación) con "oil bonds" que el gobierno emite para estas refinerías. "Las actuales subvenciones de los combustibles en India podrían ser insostenibles en el largo plazo", dijo Abheek Barua, economista principal de HDFC Bank en Mumbai.

En el corto plazo, el gobierno indio fue capaz de absorber las subvenciones, en parte porque el ingreso de *corporate taxes* (impuesto sobre la renta de sociedades) es fuerte y hay mucho dinero en efectivo que fluye en el país debido a la inversión extranjera. "Si el petróleo toca los 100 dólares y sube aún más, antes de principios del año próximo es inevitable algún ajuste a los precios de venta al público", dijo Barua. Según The New York Times⁵, India es incluso potencialmente más vulnerable que otros países. Aunque consume cerca de la tercera parte del petróleo que consume China, importa el 70%. Además, no cuenta reservas estratégicas y la demanda aumenta más rápido que en cualquier otra economía salvo la de China (según la AIE, las importaciones indias aumentarán al 90% en 2030).

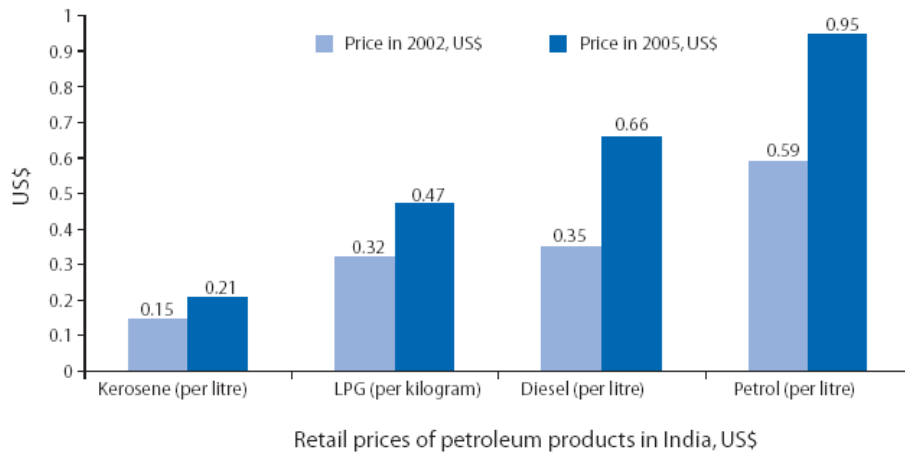
El ministro petrolero global está siendo forzado por los altos índices de crecimiento económico en Asia, el problema probablemente aumente, según sostienen algunos analistas de energía. La economía india crece aproximadamente 9% al año, y la economía china se amplió a un *rate anual* de 11,5% en el tercer trimestre.

El gobierno indio dijo primero que eliminaría los controles y subvenciones a los productos petroleros en febrero de 2002 y progresivamente retiraría las subvenciones al cooking oil (aceite vegetal) y kerosén hace varios años. El salto de los precios del petróleo ha hecho esto imposible. En las directrices del presupuesto anual emitidas en marzo pasado, el Ministro de Finanzas, P. Chidambaram, dijo que los subsidios al kerosén y al cooking gas serían ampliados indefinidamente.

Reliance Industries, conglomerado energético indio, encontró recientemente grandes cantidades de gas natural cerca de la costa oriental del país, levantando las esperanzas de que India dependa menos de las importaciones en el futuro.

⁵ The New York Times, "High-Priced Oil Adds Volatility to Power Scramble", (7/11)

Figure 1-4 India – changes in prices of petroleum products

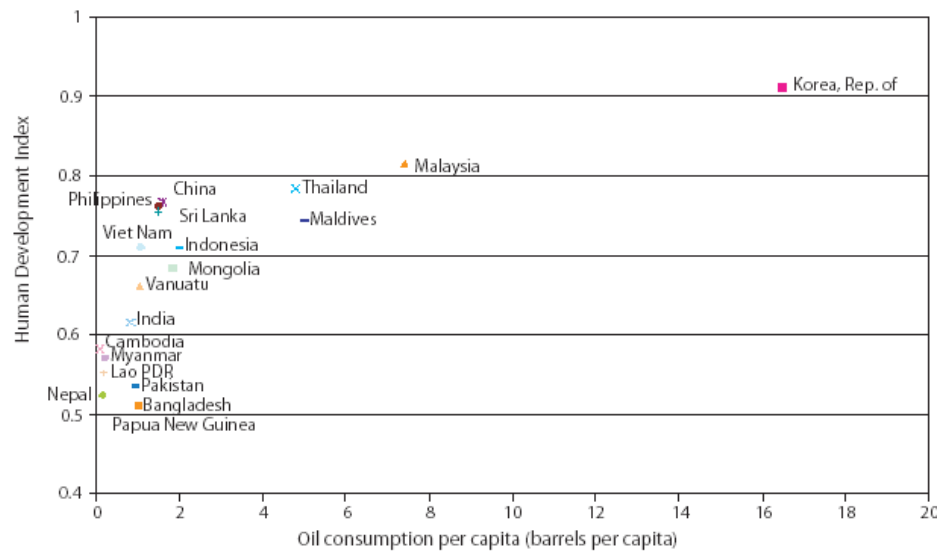


Los países que aumenten su consumo de petróleo pueden acelerar el crecimiento económico. Sin embargo, no podrá ver una mejora real en el desarrollo humano a menos que asegure que los beneficios se distribuyan ampliamente en toda la sociedad. En caso contrario, existe el peligro que los beneficios sean acaparados por una minoría, que en general son los más prolíficos consumidores de electricidad y de petróleo. Los países, por tanto, necesitan asegurar que los pobres puedan hacer mejor uso de las modernas fuentes de energía.

Malasia y Tailandia, tienen altos índices de desarrollo humano (HDI) y consumo de energía primaria 1.5 toe per capital. En la parte inferior se encuentra Bangladesh, Myanmar y Nepal, con pobres HDI y energía primaria per capita debajo del 0.5 toe per capital. Pero también es importante considerar que pequeños incrementos en la utilización de energía pueden desencadenar en una mejora sustancial en el índice de desarrollo humano para satisfacer las necesidades básicas de los pobres.

Una asociación similar se pone de manifiesto con el uso del petróleo. Los países con bajos índices de desarrollo humano en general, tienen bajo consumo per capita de petróleo, en menos de un barril per capita. Un aumento de dos barriles per capita, sin embargo, se asocia con la mejora sustancial en el HDI. Esto es comprensible, ya que la gente de las comunidades rurales en zonas remotas, aisladas del grid necesitan petróleo para iluminación básica e irrigación, y para el manejo de las *power pumps* para el suministro de agua potable. También dependen del petróleo para el transporte. Esto es especialmente cierto en las pequeñas naciones insulares, donde las personas dependen de petróleo para energía y para transporte marítimo.

Figure 3-7 Correlation between per capita oil consumption and the Human Development Index



Para aumentar la presión de la situación, las necesidades energéticas del mundo crecerán a un ritmo medio de 1,8% anual hasta 2030 si no hay un cambio en los patrones de uso y políticas actuales, lo que supondrá un incremento del 55% en las necesidades energéticas globales respecto a 2006, según el informe anual World Energy Outlook, de la Agencia Internacional de Energía⁶. Esta previsión supera el incremento anual de 1,6% que vaticinaba el año pasado, cuando la agencia auguraba un incremento del 50% de las necesidades energéticas entre 2005 y 2030.

"Si los Gobiernos del mundo siguen aplicando las políticas actuales, las necesidades energéticas del mundo estarán bien por encima del 50% en 2030 [...] y China e India representarán el 45% de ese incremento", ha asegurado hoy Nobuo Tanaka, director ejecutivo de la AIE.

En su informe, la agencia reconoció las aspiraciones legítimas de China e India por mejorar las vidas de sus personas. En el WEO 2007, la agencia asegura que "las consecuencias para China, India, la OCDE y el resto del mundo de un crecimiento sin restricciones de la demanda global de energía son alarmantes" y afirma que "el reto para todos los países es poner en marcha una transición a un sistema energético más seguro y con menores emisiones de gases de efecto invernadero".

Aunque los altos precios del petróleo puede abrir la puerta al aumento del empleo de productos de energía alternativa, "el hecho deja claro que el desarrollo de la mezcla de etanol, la energía solar, la eólica y la nuclear requieren un tiempo demasiado largo para hacer cualquier diferencia en el suministro que se necesita en los próximos meses", Yee Kai Pin, a mitad de octubre en The Wall Street Journal⁷. China puso objetivos de eficacia de combustible ambiciosos y promovió autos híbridos, como Tailandia, el mayor carmaker del sudeste asiático. Con normas de eficiencia más resistente para aires acondicionados y refrigeradores en India y China, para 2020, podrían hacer ahorrar la cantidad de energía de la enorme represa de las Tres Gargantas de China, dijo la agencia en el reporte⁸.

Los grids están también alimentados por sistemas de energía eólica. En el caso de Asia, el líder es India, que tiene 4,4 gigawatts (GW) de capacidad instalada. Pero China también está avanzando; ya tiene 1,3 GW de capacidad eólica de electricidad. Además, el gobierno y el sector privado chino comenzaron iniciativas para ajustar la demanda

⁶ Le Monde, "L'Agence internationale de l'énergie qualifie l'envolée des besoins d'"alarmante", (7/11)

⁷ The Wall Street Journal, "As Prices Climb, Asia's Shrinking Stockpiles Cause Unease", (17/10)

⁸ The New York Times, "Cuts Urged in China's and India's Energy Growth", (7/11)

petrolera, incluyendo la capacidad de energía eólica el año próximo. Algunas provincias impusieron el empleo obligatorio de etanol para abastecer de combustible a los vehículos, y el gobierno aprobó un plan de aumento de las energías renovables a un porcentaje más alto en el empleo de energía total del país.

En los últimos días, China puso en funcionamiento una planta de energía encendida con biomasa de tallos de plantas y vegetales para generar electricidad en el noreste de la provincia de Heilongjiang. La central eléctrica, con una capacidad instalada de 30.000 kilowatts, espera quemar más de 200.000 toneladas de tallos al año y generar 175 millones de kwh de electricidad, dijo Wang Jun'an, director general de Guoneng Wangkui Bio Energy Company en Wangkui County, Heilongjiang⁹.

National Bio Energy Co Ltd, subsidiaria de State Grid Corporation of China, asignó 553 millones de yuanes (74,17 millones de dólares) para el proyecto. La central comprará *greenhouse gas emission reduction credits* de Electricite de France (EDF) en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio. National Bio Energy Company, que promueve en China la industria de energías renovables a través de la generación de energía de biomasa, tiene como objetivo generar 55% de la energía de la biomasa en 2010, o tres millones de kilowatts, para reducir las emisiones de dióxido de carbono en 1,2 millones de toneladas.

Table 5-1 Range of investment and generating costs, 2002 and 2010

	Low investment cost (US\$/kW)		High investment cost (US\$/kW)		Low generating cost (cents/kWh)		High generating cost (cents/kWh)	
	2002	2010	2002	2010	2002	2010	2002	2010
Small hydropower	1,000	950	5,000	4,500	2-3	2	9-15	8-13
Solar photovoltaics	4,500	3,000	7,000	4,500	18-20	10-15	25-80	18-40
Biomass power	500	400	4,000	3,000	2-3	2	10-15	8-12
Geothermal power	1,200	1,000	5,000	3,500	2-5	2-3	6-12	5-10
Wind power	850	700	1,700	1,300	3-5	2-4	10-12	6-9

Los factores distorsivos como los subsidios de los precios de la energía "no fueron conducentes con la mejoras de la eficiencia de energía que habrían sido garantizadas por la carrera de los precios del petróleo desde la guerra de Irak", dijo Ifzal Ali, economista jefe del Asian Development Bank en Manila. Por consiguiente, "no hemos visto una disminución en el apetito de energía por una mejora en la eficacia energética". Los gobiernos asiáticos se tornan también ambivalentes sobre los combustibles alternativos procedentes de las cosechas como el etanol o el biodiesel. Los precios de esas cosechas se elevaron en los últimos años, y muchos de los gobiernos no quieren promover los combustibles que usan materias primas agrícolas porque temen que causen una más amplia inflación de los precios de los alimentos y dañar consecuentemente a los consumidores de bajos ingresos.

Mientras, los microproyectos que usan la energía renovable como la oferta hidroeléctrica y solar son la mejor esperanza para las comunidades rurales que evita la red nacional. "El mercado no puede entregar en un precios que ellos puedan permitirse, pero los microproyectos pueden ser más factibles", dijo Mongia. El informe del UNDP también recomienda crear un fondo petrolero que puede apoyar a los países pobres durante periodos de altos precios, así

⁹ *China Daily*, "Biomass-fired power plant starts operation", (5/11)

como invertir dinero en energías alternativas. La mayoría de los recursos energético con beneficios óptimos cuando son explotados por dos o más naciones, especialmente cuando son relativamente pequeños y los recursos se distribuyen a través de varios países. El potencial hidroeléctrico de los sistemas de valles de ríos, por ejemplo, puede ser explotado por varios países, y el gas puede conectar varias redes de los mercados nacionales. Esos sistemas mejoran el uso de la capacidad y reducen los costos. Ya existen algunos ejemplos en la región Asia-Pacífico. Bhután y la India tienen planes de energía hidroeléctrica, como Lao PDR y Tailandia, y tras el descubrimiento de 10 yacimientos de gas, Tailandia y Malasia se pusieron de acuerdo para un desarrollo conjunto de la zona. Además, para el gas, Indonesia tiene acuerdos con Filipinas, Tailandia y Singapur. Otro ejemplo, en este caso vinculado al petróleo. En 2006, Timor firmó un acuerdo políticos con Australia para compartir los ingresos de petróleo y gas en un territorio en disputa y que incluye el campo de gas Greater Sunrise.

La diversificación a otras fuentes *mainstream*, otro pilar de la estrategia de seguridad de energía en Asia, también hará poco para aliviar la carga, con los precios tanto del gas natural como del carbón atados de algún modo al petróleo. De hecho, por una variedad de razones económicas y políticas diversas naciones ya están explorando en el "barter trade" (comercio de trueque) de petróleo:

China. Yangpu Oil Barter Exchange reportó el primer intercambio mundial de este tipo en petróleo y gas. El enfoque está puesto en la construcción de rutas de infraestructura para petróleo.

India: Oil and Natural Gas Corporation se asoció con el grupo del acero L.N. Mittal Group para ofrecere una serie de servicios en Kazajstán a cambio de derechos de exploración petrolera.

República de Corea: Korea National Oil Corporation entró en una operación de trueque de petróleo con Nigeria, en virtud del cual el conglomerado coreano Daewoo construirá un astillero y un enlace ferroviario en Nigeria.

Análisis II: Repercusión del barril a 100 dólares en la economía mundial

En 2002, el barril de petróleo costaba 20 dólares, paso a 30 en 2004, 50 en 2006 y ahora llega a 100. Ya en 2004, cuando el incremento comenzó más intensamente, economistas de entidades internacionales calcularon que cada alza real de 10 dólares por barril significaba una reducción del 0,2% en el PBI global. El efecto previsto sobre el crecimiento acabó, sin embargo, no ocurriendo. La expansión económica continuó. Por un lado del comercio internacional, las importaciones subieron en los países más afectados por el alza del petróleo. Pero la economías global, ¿va a resistir a la presión? François Lescaroux, especialista del Institut français du pétrole (IFP), estima que el barril va a llegar a 100 dólares, por las tensiones internacionales y por la intensidad del invierno en Europa y Estados Unidos.

Un barril a 100 dólares enciende la señal de alarma. Pero, aun así, los economistas de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), estiman que el impacto será limitado sobre la expansión global. Hay varias razones para "un cierto optimismo" cuando se compara la situación actual con los choques del petróleo de 1973 y

de 1979, según economistas que trabajan en el “ajuste” de las proyecciones que serán divulgadas en las próximas semanas. Primero, los países ricos son menos dependientes de energía para su PBI. Por un lado, aumentaron la eficiencia energética, tanto en las actividades productivas como en los transportes. Por otro, el sector de servicios tiene peso cada vez mayor en las economías ricas.

En un estudio de octubre (“*Declining Effects of Oil-price Shocks*”), el economista Munechika Katayama¹⁰, de la Universidad de California, destaca tres factores que ayudaron a atenuar la respuesta de la economía al alza del petróleo: la des-reglamentación del sector de transporte (que elevó la competencia), la mayor eficiencia energética y el hecho de que los choques sean menos persistentes. “*El público y los policymakers pueden tener la visión que las grandes alzas en el precio del petróleo aún deflagran una recesión profunda. Pero esperamos que las amplias consecuencias recesivas de los choques del petróleo, como las observadas en los 70, no volverán a ocurrir*”, dice Katayama.

En segundo lugar, al contrario de los años 70, centenares de billones de dólares acumulados por los países exportadores de petróleo están siendo gastos rápidamente. Continúan comprando mucho, y mantienen así la economía global en expansión. Basta ver el ejemplo de Rusia, que elevó en un 40% sus importaciones procedentes de los países-miembros de la OCDE, hasta julio de este año. En el mismo periodo, el alza en las importaciones del conjunto de los países de la Opep, el cartel de los exportadores petróleo, fue del 20%. Resta que los países más afectados por el alza del petróleo son dos importantes locomotoras, Estados Unidos y Japón. Las importaciones americanas de mercancías comenzaron a declinar en los últimos meses. Pero la Organización Mundial del Comercio (OMC) mantiene la proyección de expansión del 6% de los cambios globales.

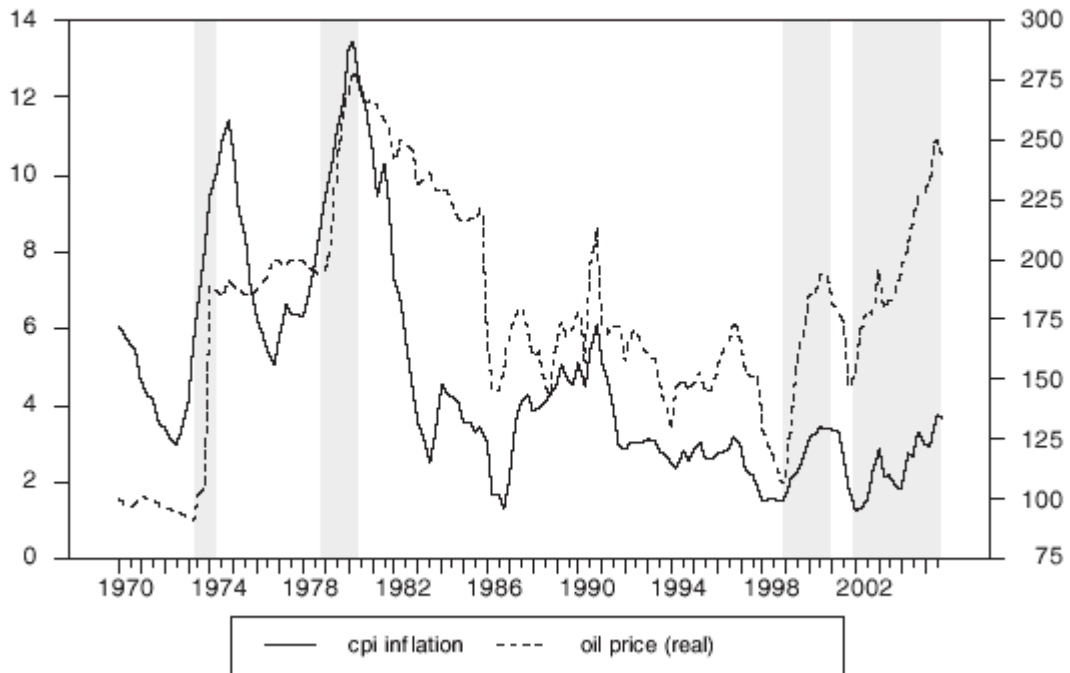
El cambio también atenúa el encarecimiento del petróleo en algunos países. Como el petróleo es vendido en dólares, las monedas que lo tienen valorado frente al dólar americano compensan en parte el alza del barril. O sea, el precio en dólar subió, pero la moneda local hoy compra más dólares. Eso acontece en Europa y en varios países de América Latina. Pero alivia poco la situación de países asiáticos que han evitado una devaluación mayor del dólar. Es el caso de China, de Japón y de otros grandes exportadores de manufacturas. Estudios apuntan aún factores menos visibles.

En “*The Macroeconomic Effects of Oil Price Shocks: Why are the 2000s so different from the 1970s?*” (de agosto de este año), los economistas Olivier Blanchard y Jordi Galí¹¹, afirman que una menor rigidez en relación a los salarios da hoy a las economías la flexibilidad necesaria para que se ajusten a un periodo de choque petrolero. Según ellos, la rigidez en los salarios es condición para generar proceso de estagflation (estancamiento con inflación) como los ocurridos después de los choques petroleros de los años 70.

¹⁰ http://econ.ucsd.edu/~m1kataya/Katayama_Abstract.pdf

¹¹ http://www.crei.cat/people/gali/pdf_files/bgoil07wp.pdf

Figure 4. Oil Shocks and CPI Inflation



Para Blanchard y Galí, los choques del precio del petróleo que ocurrieron a partir de los años 90 indican un cambio en el paradigma, en el cual el petróleo pierde importancia como fuente significativa de fluctuaciones económicas. Otra diferencia, dicen ellos, es la creciente credibilidad de la política monetaria, que ayuda a contener la expectativa de inflación.

Otras medidas vienen ayudando a tomar el precio de los combustibles. China, uno de los mayores importadores de petróleo, prefirió “compensar” con 1,2 mil millones de dólares algunos de las empresas de petróleo que no pudieron aumentar sus precios internos, para evitar un alza en la tasa de inflación. Otros países subsidian el precio del petróleo, de forma que el choque sobre el bolsillo del consumidor es menor. Argentina viene compensando parte de la diferencia entre el precio interno y el internacional. En Brasil, los precios de la gasolina y de otros derivados tampoco siguieron el alza del petróleo.

Kevin Cheng Valerie Mercer-Blackman, investigadores del Fondo Monetario Internacional (FMI), previeron que los precios records del petróleo deben elevar sólo marginalmente la inflación en Estados Unidos en los próximos meses, y tendrán pequeño impacto sobre el crecimiento mundial¹².

Aún así, en el corto plazo, el mayor temor parece ser una disparada de la inflación, generada en parte por el petróleo (pero también por los alimentos), lleve a los principales bancos centrales a elevar los intereses y, así, enfriar la economía global. Consultado sobre el alza del alza del petróleo, Frederic Mishkin, director del Fed (el Banco Central de Estados Unidos), alertó que los bancos centrales necesitan “certificarse de que eso no traspasará para la inflación en el largo plazo”. Destacó, pero, que las autoridades monetarias no deben reaccionar a números de corto plazo. Para Simon Derrick, del Bank of New York Mellon, “la

¹² Bloomberg, “Chinese, Indian Growth to Spur Oil ‘Crunch,’ IEA Says”, (7/11)

preocupación entre inversores con el aumento de la inflación mundial, y en los Estados Unidos en especial, está claramente aumentando".

Escenarios de Oil Shockwave, simulación del choque petrolero

Oil Shockwave, simulación del choque de petróleo, es un sofisticado lobby para presionar al Congreso americano. Atentados en la capital de Azerbaiyán, Bakú, llevaron a las autoridades a interrumpir el suministro de petróleo del oleoducto Baku-Tbilisi-Ceyhan. El precio del barril de petróleo subió 15 dólares en pocos minutos y ahora está batiendo los 120 dólares. El pánico contaminó Wall Street y el índice Dow Jones está en caída 3,5%. Pero las malas noticias no terminan ahí: dos de los mayores hedge funds de Estados Unidos, que estaban apostando a la caída de los precios del petróleo, están quebrando.

Bienvenidos al Oil Shockwave –la simulación de choque petrolero promovida por Securing America's Future Energy (Safe), entidad que reúne grandes multinacionales y estudia maneras de reducir la dependencia del petróleo. El jueves 1 de noviembre, Oil Shockwave convocó a antiguos altos funcionarios del gobierno americano –entre ellos Robert Rubin, ex secretario del Tesoro, general John Abizaid, ex comandante de las fuerzas americanas en Irak, Richard Armitage, ex secretario de Estado adjunto y Daniel Yergan, famoso especialista en petróleo – para que participen de la simulación de una crisis del petróleo en mayo de 2009. En la platea, centenares de empresarios, políticos y economistas¹³.

Todo comienza con la interrupción del suministro de petróleo de Azerbaiyán, considerado como alternativa a Medio Oriente. En un escenario sofisticado, con la transmisión en vivo del canal de noticias CNN y monitores acompañando el precio del petróleo y el desempeño del mercado financiero, los nueve especialistas asumen el papel de gabinete del presidente de Estados Unidos. Y necesitan decir al líder como lidiar con la crisis del petróleo.

“Debemos usar las reservas estratégicas del petróleo? Imponer límites de velocidad de 88 kilómetros por hora, prohibir los autos los domingos, extender el horario de verano para el año entero, racionar gasolina? Enviar tropas para ayudar al ejército azeri?”, pregunta la secretaria de Energía Previendo la gran resistencia de los americanos delante de esas medidas impopulares, los “miembros del gabinete” comienza a discutir las medidas preventivas que deberían haber sido adoptadas y no fueron. Hoy, las leyes que prevén un aumento de la eficiencia de los vehículos y reducción de la dependencia del petróleo se tramitan a paso de tortuga en el Congreso.

A pesar de parecer apocalíptico, el escenario de la simulación puede no estar tan distante, alertan los especialistas. *“Tiempo atrás, el petróleo saltó de 35 a 60 dólares, creímos que el mundo iba a acabar y nada aconteció; ahora el barril subió más de 90 y la economía continúa robusta”*, dijo Rubin. *“Pero sabemos que, a cierta altura, los efectos sobre la economía serán sentidos”*. La demanda mundial por petróleo debe crecer un 3,6% en 2008 y desacelerar muy poco en 2009, a un 2,9%, según la Agencia Internacional de Energía (AIE). La producción se cayó en Nigeria, Irak, Indonesia y Venezuela y hay bajísima capacidad ociosa en el mundo.

“Hasta ahora el mundo ha sido muy resistente al alza del petróleo, estamos sorprendidos”, dijo Daniel Yergan, presidente de Cambridge Energy Research Associates y autor del best-seller

¹³ <http://www.secureenergy.org/site/page.php?index>

The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power. “Pero las personas también van a quedar sorprendidas cuando finalmente comiencen a ver los efectos en la economía- serán grandes”. El presidente de Safe, Robbie Diamond, no quiere esperar a ver. Cree que las simulaciones ayudarán a alertar a los policymakers sobre los costes económicos y de seguridad nacional que trae la dependencia del petróleo¹⁴.

“Pasamos meses con economistas y científicos para trazar un escenario plausible”, dice el presidente de Safe, Robbie Diamond. “No podemos darnos el lujo de actuar sólo de forma reactiva o legislar como un mínimo denominador común —esperamos que las simulaciones nos ayuden a hacer una reducción de la dependencia del petróleo una prioridad en el país”. O sea, la simulación hollywoodense es un lobby sofisticado para aprobar una ambiciosa ley de Energía en el Congreso americano. “Antes que la simulación se haga realidad”, añade Diamond.

Nuevas formas de explotación petrolera

En el Norte de Noruega y del Occidente de Rusia en el Mar de Barents se encuentran las reservas más grandes del mundo de gas natural y de minerales de hierro, al igual que yacimientos de Níquel y Cromo. Durante más de un año de investigaciones llevaron al encuentro de un concepto basado en cómo cada uno de estos recursos puede beneficiar a la vez a los industriales y a la nación. En efecto, la coordinación “conversion and processing” de gas natural y los minerales de hierro arrastra consecuencias positivas a nivel ambiental y económico¹⁵.

La idea es establecer una fábrica que produzca minerales de hierro tratados en conjunción con una central eléctrica a gas y un depurador de gas para reducir las emisiones de CO₂. La central funcionaría gracias a los gases emitidos en el momento del tratamiento de los minerales de hierro (como por ejemplo el hidrogeno). Los gases naturales reemplazarían así al carbón como carburante. “Esto reduciría considerablemente las emisiones de CO₂, el excedente de CO₂ sería tan pura que sería directamente inyectado en los depósitos geológicos”, dijo Jack Ødegaard de SINTEF.

Los científicos piensan que un polo industrial de este tipo abastecería una producción de eficaz de hierro y de acero con una captura de CO₂ también eficaz. Ese polo podría extender más su producción sobre otros productos como el hidrógeno, carbón negro, bioproteínas, silicio, titanio o aluminio.

Sintef y NTNU procura ahora colaborar con StatoilHydro, LKAB (Luossavaara-Kiirunavaara-Aktiebolag) y otras empresas para poner al día el proyecto. El gobierno noruego desea que una proporción más grande de gas natural que proviene de la plataforma continental noruega deba ser utilizada en Noruega para fines industriales, energéticos o de transporte. Así dos proyectos vinculados al concepto “hay una gran demanda de materiales y energy carriers en este momento, mientras hay también un enfoque sobre la nueva industria sostenible en las regiones que necesitan empleos y un amplio campo de la industria”.

Dos iniciativa en proyecto que conciernen el concepto “where gas meets ore” (donde el gas encuentra los minerales) ya está en marcha: el primer proyecto importante Gassmaks, que apunta a juntar entre 10 y 15 socios industriales alrededor de una serie de estudios que

¹⁴ The New York Times, “A War Game Supposes Scarce and Risky Oil”, (2/11)

¹⁵ Innovations Report.com, “Gas plus ore equals new industry”, (26/10)

involucran varios *industrial cluster models*. Esperan que este sea lanzado en enero de 2008 y dure cerca de tres años. El tiempo de vida de una planta química, incluyendo los relevantes para la conversión y el empleo de gas natural, es típicamente de 30 años o más. Como ejemplo, la mayor parte de las plantas se construyeron en 1977 o más tarde están todavía en operación. La operación óptima de las plantas es un *key point* en la obtención de competitividad y beneficios a largo plazo¹⁶. Otro proyecto, que todavía no está formalizado en acuerdo es un proyecto piloto concreto para la producción de *direct reduced iron* (DRI)¹⁷ en asociación con una planta de metanol de StatoilHydro en Tjeldbergodden.

Por otra parte, investigadores de la Universidad de Stavanger, Noruega demostraron una teoría que predice la ubicación de las reservas de petróleo en la corteza terrestre. En las zonas donde la temperatura oscila entre los 60 y 120 grados centígrados en la corteza terrestre, hay mayores probabilidades que se encuentre petróleo. A la zona que ocupa este rango de temperaturas se le llama “*Golden Zone*”. El estudio fue realizado tomando muestras de una base de datos con la mayoría de las campos petroleros que están trabajando activamente, y se investigó por más de 25 años la forma de encontrar petróleo más fácilmente. Según los investigadores, esto es una gran sorpresa alentadora para la industria del petróleo. Esto viene a aliviar un poco a la industria petrolera, ya que al no encontrar reservas, hace más costos el precio del barril, y afecta al usuario final.

Investigación: Energía solar desde el espacio, ¿económicamente viable entre 2017 y 2020?

Podríamos creer en la ciencia ficción, y sin embargo: según un informe del Pentágono, la posibilidad de generar electricidad solar en el espacio para transmitirla luego a la Tierra podría hacerse realidad de algunos años. National Security Space Office lanzó un estudio en abril último, a fin de evaluar el potencial de la explotación de energía solar del espacio. Una perspectiva que puede revelarse económicamente viable entre 2017 y 2020.

La idea no es nueva, ya fue evocada a finales de los años 70 y abandonada debido a los costos potenciales literalmente astronómicos. En al alta atmósfera, el resplandor es casi cuatro veces más poderoso que el alcanza en la superficie de la tierra (cerca de 1300W/m²). Los satélites ofrecen la ventaja de no ser molestados por la meteorología por la noche o por temporadas. Podrían así ofrecer una energía constante.

Una banda de un sólo ancho kilómetro de órbita terrestre geosincrónica experimenta bastante flujo solar en un año (aproximadamente 212 terawatt/año) igualando

¹⁶ <http://www.nt.ntnu.no/users/skoge/gass/PhDpositions-aug07/proposal-nfr-gassmaks1.pdf>

¹⁷ Alternative iron source produced by heating an iron ore (generally having 65 to 70 percent iron) at a temperature high enough to burn off its carbon and oxygen content (a process called reduction) but below iron's melting point(1535°C or 2795°F). The output is sold as pellets or briquettes (called hot briquetted iron or HBI) and contains from 90 to 97 percent pure iron, the rest being mainly carbon with trace amounts of other impurities. DRI is consumed primarily by mini steel mills (which can melt only rich sources of metal, such as steel scrap, but not iron ore) to improve the quality of their steel. Since the reduction process consumes prodigious amounts of natural gas, it is economically viable only where natural gas is abundant and relatively cheap (such as in Trinidad & Tobago). Also called sponge iron due to its porous nature.

la cantidad de energía contenida en todas las reservas conocidas recuperables convencionales de petróleo actualmente en la tierra (aproximadamente 250 TW/año). El enorme potencial de este recurso exige un examen de la capacidad de la humanidad para utilizar y capturar satisfactoriamente esta energía dentro del contexto tecnológico actual, la realidad económica y política, así como el ambiente esperado dentro de los próximos 25 años. El Sol es un reactor de fusión gigantesco, que producirá energía limpia durante unos miles de millones de años.

El informe demuestra en efecto que la transmisión de energía por microonda y rayos láser podría permitir abastecer de energía a lugares aislado, dónde importar electricidad por vía terrestre o producirlo en el mismo lugar cuesta muy caro. El estudio privilegia la solución de una transmisión por microondas, menos sensible a las variaciones atmosféricas que el láser. La Nasa se inclina por la transmisión por microondas, a receptores que podrían recibir hasta 10 gigawatts/hora. Con algunos numerosos daños colaterales sin embargo, esos daños son en los sistemas electrónicos próximos, o una dispersión en la atmósfera. Por su parte, EADS sugiere el uso del rayo láser, menos peligroso por ser más concentrado, pero más delicado de manipular.

Leopold Summerer, jefe del Advanced Concepts Team para la European Space Agency, piensa que los rayos láser serán mejor que el microondas debido a sus frecuencias de transmisiones más altas y aperturas más estrechas. Su departamento estuvo coordinando discusiones exploratorias entre los grandes proveedores de energía y las empresas aeroespaciales europeas. "El tiempo de la energía solar espacial está lista para una large-scale territorial", dijo Summerer. "Los mismos paneles podrían ser usados para recibir la energía de un láser. Usted podría ahorrar mucho dinero con el almacenaje de energía emitiendo de noche y todo el año".

John Mankins, presidente de la Space Power Association y technical expert en el campo de SSP, puntualiza que la eficiencia de las células solares aumentó en más del objetivo establecido de 20-25%, logrando con éxito la eficiencia en tasas de más del 40%.

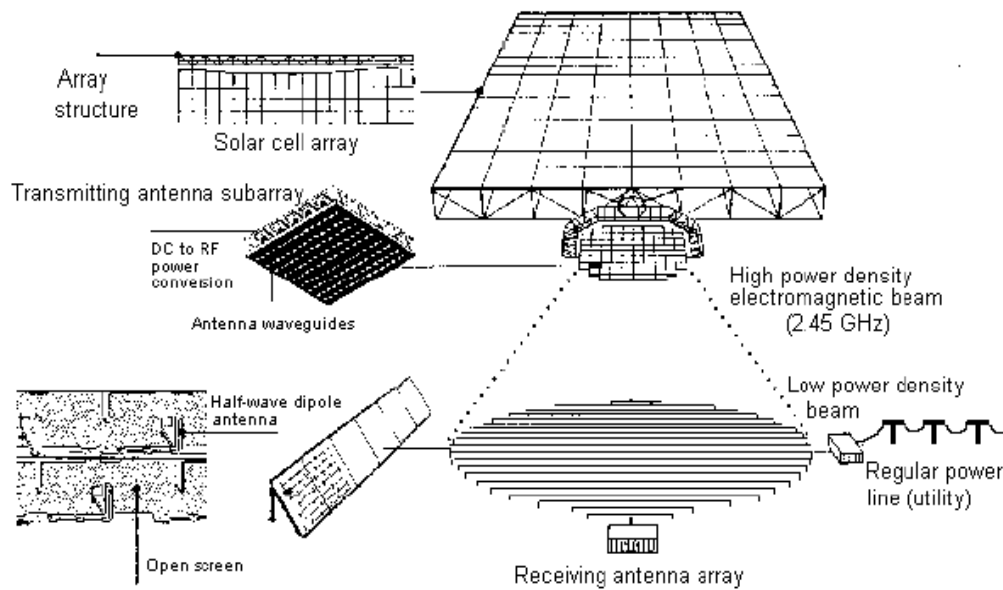
La construcción de dichos paneles, de aprobarse estos planes, podría llevarse a cabo en la estación espacial internacional y el módulo japonés Kibo, recientemente lanzado, sería el lugar perfecto para efectuar las pruebas con las células solares y finalmente comenzar su construcción en masa. Los expertos que elaboraron este informe, sugirieron al Pentágono que, dado el costo de fabricación, las empresas colaboradoras podrían beneficiarse de desgravaciones fiscales¹⁸.

El mayor obstáculo restante es el alto costo de transporte espacial. Sin embargo, según diversos estudios de viabilidad espacial un lanzamiento diez veces mayor por año crearía una economía de escala que permita a SSP ser competitiva con otras tecnologías de energías renovables¹⁹. Estados Unidos y Europa lanza actualmente cada uno alrededor de 10 a 15 vuelos espaciales por año, pero el presidente de Space Island Group (SIG), Gene Meyers piensa que su empresa pronto lanzará cerca de un cohete por semana. La construcción de un satélite requerirá 120 lanzamientos. Este puede ser un ritmo de operaciones asombroso hasta que uno considere el volumen de otra infraestructura de transporte.

¹⁸ Daily Tech, "The Pentagon Wants Space Solar Power for U.S., Allies", (15/10)

¹⁹ www.vnunet.com, "Is space solar power closer than we think?", (7/11)

Solar Power Satellite Reference System



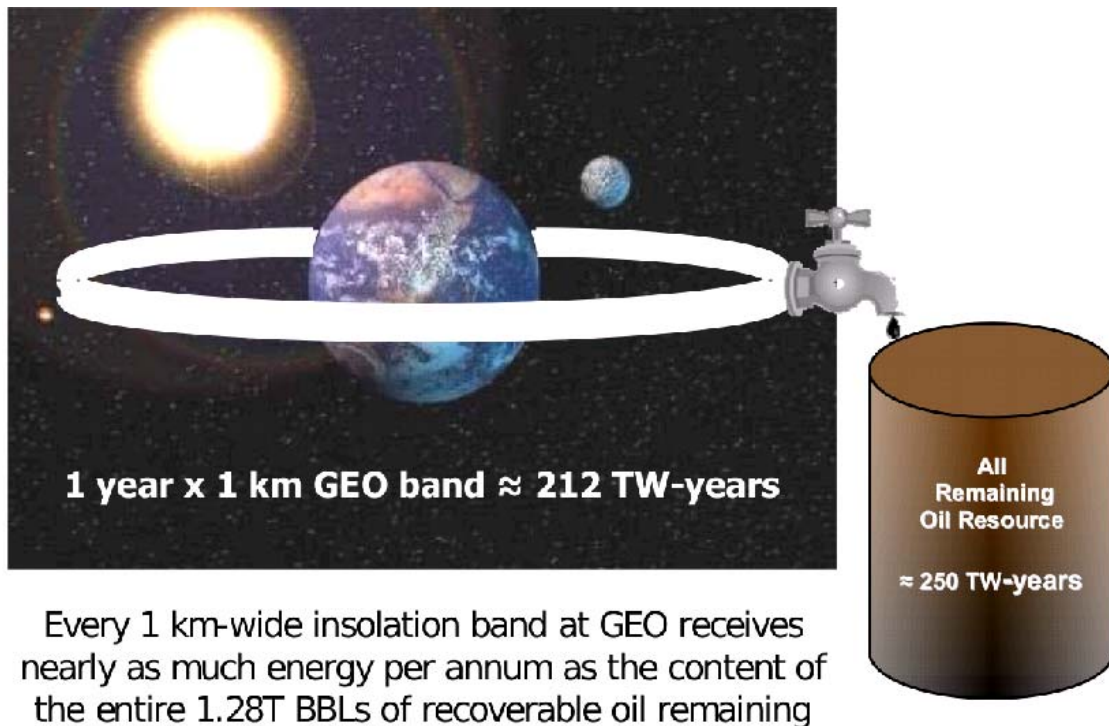
Los competidores de SIG son Mitsubishi y un consorcio europeo, todavía sin nombre. *"Mitsubishi está más avanzado en el diseño de los satélites, pero están frustrados por los costos de lanzamiento"*, dijo Meyers. Space Island utilizará tanques de combustible de la NASA e instalaciones de lanzamiento construida en los años 70²⁰. SIG pretende lanzar el primer prototipo dentro de 18 meses pues afirma haber casi finalizado su financiamiento, por una suma de 200 millones de euros. *"El satélite librerá entre 10 y 25 megawatts"*, sostuvo una fuente cercana a la empresa. Estas potencias son lo suficiente para una ciudad de 25.000 personas. La empresa predice que será capaz de suministrar al mercado británico de electricidad a precios competitivos en 2012.

Según los especialistas, se debería pensar en el posicionamiento de estas estaciones gigantescas en la órbita, ya atestada por numerosos satélites civiles y militares. Además deberá contemplarse los espacios aéreos para que ningún avión sea golpeado por el haz del microondas y poner a punto los sistemas de seguridad para impedir que el rayo de microondas sea desviado por casualidad²¹.

Según los responsables de la propuesta, esta sería una solución factible a corto plazo, que podría hacerse realidad en muy poco tiempo. Aunque la cantidad de fondos necesarios para llevar a cabo este proyecto es el punto más débil, por otro lado tenemos el hecho que el ejército americano podría beneficiarse de esta tecnología, al igual que sería otro empujón más en la carrera aeroespacial. El ejército está particularmente interesado en un sistema que permitiría alimentar a sus tropas directamente en el mismo sitio. Las unidades militares en áreas avanzadas pagan un dólar por kilowatt/hora, seis veces los precios domésticos en el Reino Unido, según The Guardian. Ellos pagan mucho más por traer el combustible. Otras de las utilidades militares es la capacidad de poner fuera de servicio toda instalación electrónica en el suelo, *"bastaría con modificar la dirección del rayo poderoso de microondas para que barra con el territorio enemigo"*, sostuvo una analista.

²⁰ The Guardian, « Power from the final frontier », (1/11)

²¹ Come4news.com, « Des centrales solaires dans l'espace », (6/11)



Investigación II: Energía eólica con tecnología de Maglev reducirán a la mitad el costo de operación

La firma china Zhongke Hengyuan Energy Technology empezó a producir aerogeneradores con tecnologías de levitación magnética (conocidas como Maglev), que le permiten producir electricidad incluso con vientos de poca intensidad²². La levitación magnética permite suspender un objeto por encima de otro sin ningún contacto, anulando la gravedad gracias a una fuerza electromagnética.

La empresa invirtió 53,6 millones de dólares en la construcción de la que es la mayor planta de fabricación de este tipo de generadores en todo el mundo. Con estas instalaciones, la firma espera llegar a obtener un beneficio de 214 millones de dólares. Por el momento acaba de comenzar la producción en la planta, donde aplicará la tecnología maglev para fabricar, hacia mediados de 2008, sus primeros aerogeneradores de pequeño tamaño, de entre 400 vatios y 5.000 vatios. Estos aerogeneradores, desarrollados en colaboración Guangzhou Energy Research Institute que depende de la Chinese Academy of Sciences, podrán generar energía a partir de vientos tan débiles como de 5,4 kilómetros por hora. En un generador clásico, para que el generador arranque se necesita una velocidad del viento de 14,4 km/h.

²² Shanghai Daily, "Maglev wind power a breath of fresh air", (6/11)

Mientras las turbinas tradicionales requieren vientos a una velocidad alta para empezar a funcionar a causa de la fricción provocada por los rodamientos de la maquinaria, la levitación magnética permite evitar todo rozamiento, explicó Li Guokun, responsable del desarrollo de esta nueva aplicación eólica.

Todas estas características y otras de mantenimiento hacen que el costo total de operación sea más bajo de los existentes. Li aseguró que en el futuro los aerogeneradores con tecnología maglev reducirán a la mitad los costos de operación (a 0,4 yuanes por kilowatt/hora, aproximadamente 0,05 centavos de dólar) de los parques eólicos. A ese precio, ya es competitiva con las energías tradicionales.

Esta tecnología es utilizada también en trenes maglev, que flotan a un milímetro de los raíles, y cuya único servicio comercial en el mundo está en Shanghai. La ausencia de contacto físico entre el carril y el tren hace que la única fricción sea la del aire. Por consiguiente, los trenes maglev pueden viajar a muy altas velocidades con un consumo de energía razonable y a un bajo nivel de ruido, pudiéndose llegar a alcanzar 650 km/h, valores inalcanzables con el transporte ferroviario convencional.

Este tipo de turbinas podría ser instalado por todas partes, lo que es particularmente interesante porque China tiene a 70 millones de hogares desconectados a la red eléctrica. *“Con un número cada vez mayor de inversores, chinos e internacionales, uniéndose al floreciente mercado mundial de la energía eólica, se espera que esta tecnología cree nuevas oportunidades en áreas del globo donde los vientos son bajos, tales como regiones montañosas, islas, observatorios y estaciones repetidoras de televisión”*.²³ El dispositivo podría también ser utilizado para iluminar las autopistas, sacando provecho de las corrientes de aire generada por la circulación. Zhongke explicó que esos generadores podrán ser utilizados incluso para alimentar las redes de iluminación en carretera, aprovechando el flujo de aire generado por el paso de los vehículos para producir energía que inyectar a su sistema eléctrico.

Desde que la nueva tecnología fue exhibida en la Wind Power Asia Exhibition 2006, muchas ciudades chinas y más de 50 países y regiones se han interesado por ella.

Análisis: La fusión entre BHP Billiton y Rio Tinto crearía un gigante de la minería

Los miedos sobre la economía estadounidense y las pérdidas de los subprimes relacionados con la hipotecas fueron lanzados bajo la alfombra cuando BHP Billiton admitió querer comprar a Rio Tinto. Los inversores estuvieron especulando sobre esta fusión desde los años 90, y esta semana el chiste se convirtió finalmente en realidad. El número uno mundial de la minería, el grupo anglo-australiano BHP Billiton, ofertó 75.000 millones de euros (110.000 millones de dólares), por el número dos del sector, el australiano Rio Tinto, líder mundial en aluminio desde la compra de Alcan. Chris LaFemina, analista de minería y metales de Lehman Brothers con sede en Londres, dijo que la oferta de BHP podría conducir una reevaluación del sector entero. La oferta de BHP es nueve veces el cash flow anual de Rio Tinto.

²³ Clean Break, *“China raises bar on wind-turbine tech”*, (4/7/2006)

Las *equity analyst*, en particular el banco de inversión Citigroup, vienen argumentando desde hace tiempo que una fusión debería realmente ser considerada otra vez. BHP y Rio, componentes vitales del London Stock Exchange, tienen estructuras de empresas duales, con sedes en Australia y Gran Bretaña. Australia le da el precio político y podría ayudar a ganar el *round* con los reguladores, sostiene Terry Macalister en las páginas de The Guardian²⁴.

El posible pacto llegaría en momentos en que el rápido crecimiento económico de China y otras regiones impulsa la demanda por el cobre, el mineral de hierro y el aluminio. Los precios de los commodities subieron debido a la mayor demanda, mientras que los suministros se vieron afectados por cuellos de botellas en los puertos, estaciones ferroviarias y otros centros de transporte que causaron grandes atrasos en la entrega de los metales. Una fusión le permitiría a BHP-Rio Tinto gestionar mejor la logística de enviar sus productos desde las minas a las fábricas²⁵. El diario francés Le Monde, sostiene que los actores del sector están deseos de sacar provecho de la fusión. "*Las consolidaciones actuales se justifican también por una búsqueda de reducción de costos de extracción*", dijo el matutino galo²⁶. Por otra parte, "*el equipamiento minero continúa siendo un recurso escaso, causando el aplazamiento de las inversiones dedicadas a la expansión de los proyectos*", comprueba Jon Bergtheil, de JP Morgan.

Las ventas de mineral de hierro, aluminio y metales básicos de BHP a China alcanzaron US\$ 5300 millones en la segunda mitad de 2007, un alza de casi 50% frente al mismo período del año anterior. Actualmente, China compra 12,5 veces más productos de BHP que en 2003. "*La continua y sólida demanda de China le permitirá a BHP controlar el suministro y mantener los precios altos por más tiempo*", dice James Moir, jefe para Asia de la firma de corretaje Churchill Capital.

"*Esta clases de oferta es optima para los precios de los metales. Obviamente BHP está cómoda con el actual ciclo de precios. Esto también refleja el factor de escasez en el negocio de minería. No hay muchos proyectos de mineral de alta calidad en jurisdicciones de riesgo bajo. Esto aumenta el factor de escasez y teóricamente debería aumentar el juego de desarrollo de calidad t valoración en Canadá y otros lugares*", dijo Tony Lesiak, analista de UBS Securities en Globe and Mail²⁷.

Las operaciones de la empresa combinada atravesarían el globo de Australia a Madagascar y a Alaska. Se transformaría en el líder mundial de cobre y aluminio, según CRU, una firma de investigación del Reino Unido. También sería el segundo proveedor más grande de mineral de hierro, un ingrediente clave para la acería, detrás de la brasileña Companhia Vale do Rio Doce, según Raw Materials Group, otra firma de investigación con sede en Suecia. Para Richard Morrow, analista de EC & L. Baillieu, "*existen ventajas reales de fusionar los dos grupos, sobre todo para compartir infraestructuras de tratamiento del mineral de hierro en el oeste de Australia*"²⁸.

La noticia de fusión cayó en el peor momento para los aceristas, en pleno periodo de negociaciones anuales entre siderurgias y productores de mineral de hierro sobre los precios aplicables el año próximo. Con las negociaciones ya alargadas debido a la proposición de BHP de comercializar más mineral de hierro en el mercado en vez de por medio de contratos anuales. El productor de mineral de hierro pretende también introducir un índice de precios más estrechamente correlacionado con el mercado spot²⁹.

Además la empresa derivada de la fusión vendería diamantes, uranio y carbón. Las ventas anuales rondarían los 70 mil millones de dólares y tendría aproximadamente 115.000

²⁴ The Guardian, "*This idea is far from new*", (8/11)

²⁵ The Wall Street Journal, "*BHP Billiton Bid For Rival Driven By Mining Boom?*", (9/11)

²⁶ Le Monde, "*Un nouveau géant pourrait naître dans le secteur minier*", (9/11)

²⁷ The Globe and Mail, "*Big offer boosts metals outlook*", (9/11)

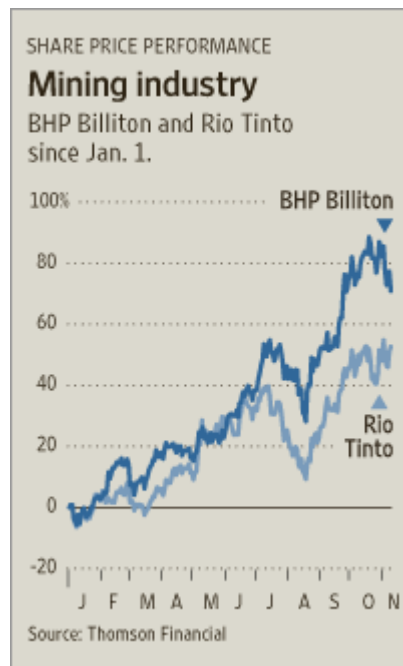
²⁸ Forbes, "*Australian shares higher on BHP Billiton bid for Rio Tinto*", (8/11)

²⁹ Les Echos, "*Le minerai de fer au coeur du projet de mariage*", (9/11)

empleados. BHP tiene una enorme participación en el mercado de uranio en un momento que los precios están por las nubes, provocado por el resurgimiento de la construcción de centrales nucleares.

Cuando un gigante minero compra a otro, en esencia buscan el crecimiento mediante la adquisición de nuevos activos en vez de gastar en costosas exploraciones. Este tipo de consolidación no aumenta necesariamente el suministro de commodities. Sin embargo, una empresa combinada entre BHP y Rio permitiría frenar la rápida alza de los costos de transporte de los metales y otras materias primas. Los costos de envíos han llegado a niveles récord debido, en parte, a la falta de buques cargueros (ver informe anterior). BHP señaló las ventajas de crear sinergias de transporte en su carta de oferta a Rio, afirman fuentes al tanto.

En julio de 1999, los dirigentes de Rio Tinto ya rompieron sus conversaciones con BHP para una posible fusión que hubiera supuesto el mayor exportador de mineral de hierro del mundo. En 2008, los analistas cuentan con alzas en el precio comprendidas entre 35 y 50%, seguidas por aumentos más "razonables", en el orden del 5 al 10%, en 2009 y 2010



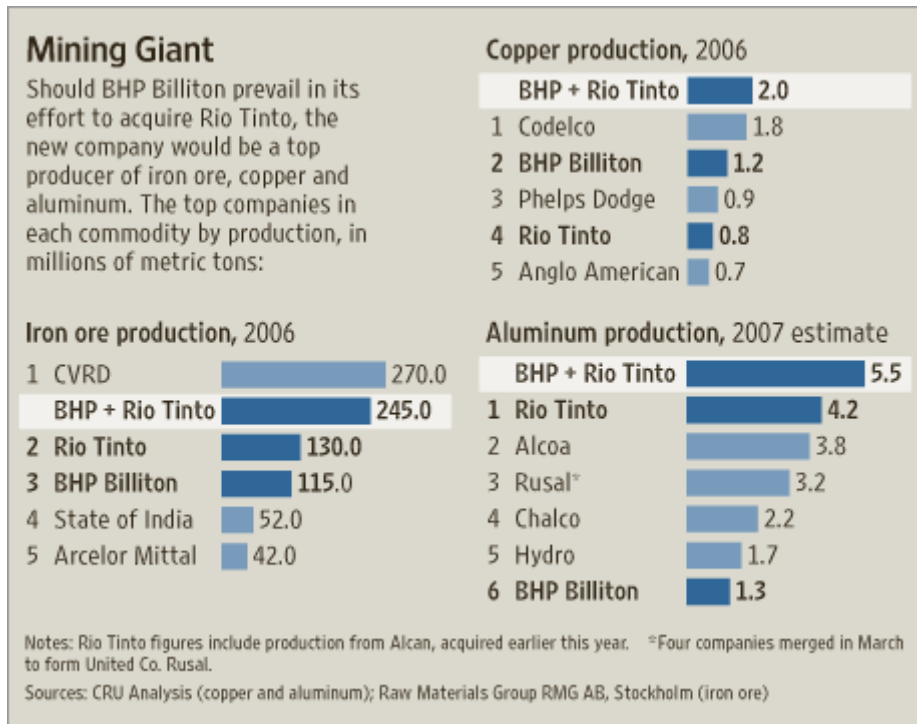
"Va a ser difícil para Rio Tinto permanecer independiente. Hubo una enorme reacción en el mercado hoy (como consecuencia del anuncio)", dijo Wayne Atwell, antiguo analista de Morgan Stanley que maneja hedge fund enfocado en recursos naturales. "La presión ahora para Rio Tinto es encontrar un nuevo socio o aceptar el acuerdo con BHP".

Los analistas dicen que los recientes acuerdos de minería funcionaron bien, con los altos precios de los commodities que permitieron a los compradores pagar por debajo de la deuda asociada con sus adquisiciones rápidas. El boom de los acuerdos incluye la compra de WMC Resources por BHP en 2005. El losing bidder, Xstrata de Suiza, que compró Falconbridge, empresa de minería de níquel canadiense, el año pasado.

Una adquisición probablemente sería examinada de cerca por las autoridades europeas de defensa de la competencia en Bruselas, particularmente debido a la

sobreposición en el mercado de minerales de hierro transportado por navío. El año pasado, por ejemplo, la Unión Europea ordenó que una minera canadiense, Inco Ltd., que estaba adquiriendo a la rival Falconbridge, vendiera una fábrica de procesamiento de níquel, manifestando preocupaciones de que la empresa combinada fuera a controlar una parte grande del mercado de níquel de alto contenido (Inco fue adquirida el año pasado por Vale). Jonathan Todd, portavoz de la comisaría de la competencia de la UE, no quiso comentar sobre el negocio de BHP-Río. BHP dijo que “*examinó en detalles todas las cuestiones reglamentarias y otros aspectos prácticos de una combinación*”. El rechazo por Río Tinto se concentró sólo en el valor, y no mencionó ninguna otra objeción la una potencial adquisición.

A pesar de eso, el negocio crearía una empresa combinada demasiado grande en mineral de hierro y las autoridades de defensa de la competencia probablemente obligarían a las empresas a vender muchas minas de mineral de hierro. Una subasta de minas de mineral de hierro debe atraer el interés de otras mineras globales en ascenso. Las minas pueden también ser agrupadas en una nueva empresa y vendidas en una apertura de capital, algo que los clientes chinos preferirían, porque no reduciría el número de grandes productoras globales de mineral de hierro.



Activos de las empresas en nuestra región:

Los activos de Río Tinto comprenden su mina de hierro Corumbá en el estado brasileño de Mato Grosso do Sul, una participación de 30% en la mina de cobre Escondida en Chile, operaciones de boratos en EEUU y Argentina, y el proyecto cuprífero La Granja en Perú. Además, la empresa está a punto de concluir su adquisición en US\$38.100mn de la

firma de aluminio canadiense Alcan, que opera en Brasil, Venezuela, Ecuador, Argentina y Chile.

Las propiedades de BHP Billiton comprenden las minas de cobre Spence y Cerro Colorado en Chile, una participación de 57,5% en Escondida, una de 33,8% en la mina Antamina en Perú, una de 33% en la mina colombiana de carbón térmico Cerrejón y el 50% de la propiedad de la operación de mineral de hierro Samarco en Brasil.

Enfoque: Trinidad & Tobago, modelo de explotación gasífera

Los operadores internacionales están entusiasmados con las perspectivas actuales de Trinidad & Tobago e invierten pesado en más descubrimientos. Se suele apuntar el año 1859 como el marco inicial de la historia del petróleo moderna. Pues bien, mientras el pozo pionero del Coronel Drake hacía historia en Pensilvania, un correcto “*Pitch Lake*” provocaba debates entre ingleses y trinitarios, después de haber intrigado a los primeros colonizadores, los españoles. En 1855, enviados por la corona británica Trinidad, Wall y Sawkins publicaron el primer relevamiento geológico de las llamadas Indias Occidentales.

La historia de Trinidad & Tobago en la industria del petróleo es antigua, pero sólo recientemente, a partir de los años 90, es que finalmente las grandes oportunidades comenzaron a desdoblarse, haciendo que un buen contingente de operadores pasara a invertir pesado en la región. Actualmente BP es uno de los principales actores en la escena trinitaria. La empresa británica detenta 365.836 hectáreas en concesiones exploratorias en la costa este del país (offshore). La mayoría de estos activos es de BP Trinidad & Tobago (BPTT), donde BP tiene el 70% y la española Repsol el 30% de la participación.

La estructura marítima de la empresa comprende 17 plataformas de producción, incluyendo Cannonball (a 35 km de la costa, 70 m de lámina de agua, procesando cerca de 140.000 boe por día de gas). De acuerdo con BP, el complejo de Cannonball, que costó 250 MM de dólares, produjo el primer gas en marzo de 2006 y viene a ser la primera plataforma concebida y construida enteramente en Trinidad & Tobago. Otro marco del proyecto es haber introducido el concepto de “*hub-and-spoke*” en la región caribeña. Este tipo de *design* permite el acople futuro de nuevos pozos a un mismo centro, lo que revela la expectativa positiva de la empresa en cuanto al desarrollo de nuevos descubrimientos en el área.

British Gas también sigue invirtiendo en sus áreas offshore, en Trinidad. A mediados de julio del año pasado, BG y Chevron entregaron a la estación de Beachfield el primer gas del campo Dolphin Deep (en la costa sudeste), en el cual son socias. Dolphin Deep es el primer desarrollo submarino profundo en la historia del país.

El campo está a 83 km de la costa trinitaria y forma parte de la llamada Área Marítima de la Costa Este (East Coast Marine Area-ECMA). ECMA comprende 4 campos de gas: Dolphin, Dolphin Deep, Starfish y Manatee. La empresa espera que la producción de gas de dos pozos de Dolphin Deep alcance a 7,08MMm³/d para entrega a la Atlantic LNG en Port Fortín, en la costa Suroeste, vía un ducto marítimo de 95 km que conectará el campo al Gasoducto Beachfield³⁰. El campo de Manatee, descubierto en enero del 2005, forma parte del conjunto de acumulaciones que se extiende además de la frontera con

³⁰ Offshore Magazine , “*E&P continues apace in Latin America*” (Julio-2007)

Venezuela. Las alternativas para la monetarización de las reservas de Manatee aún están en estudio, así como los programas exploratorios adicionales para ECMA. En mayo de 2007, BG y Chevron suscribieron contrato de venta de gas con la Compañía Nacional de Gas de Trinidad & Tobago, para suministrar 6,23 MMm³/d de gas por 11 años. Las entregas tendrán inicio en 2009.

BHP Billiton, operadora del campo Greater Angostura (petróleo y gas) en el bloque 2, obtuvo primero óleo en diciembre de 2004, e inició la producción comercial en enero de 2005³¹. Angostura representa la primera producción de petróleo de la costa nordeste. El gas producido allí está siendo reinyectado para la optimización del perfil de producción del campo, y es utilizado en las operaciones de la plataforma. En la segunda fase del proyecto, BHP planea comercializar los grandes volúmenes de gas que el campo es capaz de producir. Hoy, el foco de la empresa es la optimización de la producción, inclusive en el bloque 3, donde encontró óleo con el pozo exploratorio Ruby-1 (aguas rasas).

La canadiense Talisman Energy es una de las socias de BHP en Trinidad. En mayo de 2007, la empresa divulgó sus planes para el predesarrollo de la Fase 2 del gas de Angostura. Según el presidente mundial de la empresa, Jim Buckee, fue suscrito un acuerdo de entendimiento con la estatal trinitaria para suministrar inicialmente 6,23 MMm³/d a partir de 2010. La empresa posee un 25% de participación en Angostura y un 36% en el bloque 2. Talisman también participa de la exploración del bloque 3 y planea invertir, este año, un total de 59,2 MM de dólares en Trinidad & Tobago en la perforación de 7 nuevos pozos exploratorios y en 4 pozos de desarrollo.

Otra canadiense, Superior Energy está iniciando actividades exploratorias en Trinidad, y contrató a la sonda semi-sub Kan Tan IV, que va a perforar 3 pozos en prospectos gasíferos separados: Victory, Bounty y Endeavour, situados a 97 km de la costa este de la isla grande³². “*Son estructuras grandes que individualmente poseen potencial significativo. Estamos muy entusiasmados con los planes de Trinidad*”, declaró Mike Coolen, presidente mundial de la canadiense Superior. Después de un *retrofit* (reactualización) de US\$60MM, Kan Tan IV, sonda semi-sumergible perteneciente a Sinopec deja Brownsville, Texas, rumbo a Trinidad.

³¹ http://tt.bhpbilliton.com/major_development/angostura.asp

³² Offshore Magazine, “*Kan Tan IV semi arrives in Trinidad*”, (junio-2007)



En una entrevista exclusiva con Offshore Magazine³³ (PennWell), representantes de la División de Exportación de GNL del Ministerio de Energía, hablaron sobre el futuro de la producción de gas en Trinidad. De acuerdo con este organismo, el año pasado, la demanda interna nacional fue de 42,5 MMm³/d de gas, y la cantidad destinada a la exportación de GNL fue de 59,5 MMm³/d. El gobierno estima, que en los próximos 5 años, el periodo de mayor crecimiento de la demanda por gas de Trinidad será en 2009-2010, cuando ocurrirá el inicio de nuevas unidades productoras de fertilizantes, siderúrgicas y complejos gas-químicos que irán a demandar volúmenes adicionales de cerca de 19,8 MMm³/d.

Con esta demanda adicional, el Ministerio considera que el país podrá incrementar la producción nacional hasta alcanzar 141,6MMm³/d a finales de 2011. Actualmente, Trinidad & Tobago consigue ejecutar una reposición de las reservas de gas al medida en la producción actual crece. A finales de 2007, por ejemplo, varios prospectos exploratorios identificados como potencialmente gasíferos serán perforados. PetroCanada perforará en el bloque 22 del Área Marítima de la Costa Norte (“North Coast Marine Area” – NCMA) y Superior Energy en el bloque 5, adyacente a las áreas ya en producción. Las dos empresas atribuyen un alto potencial de éxito a las futuras campañas exploratorias y, el Ministerio

³³ <http://www.offshore-mag.com/index.cfm>

también espera la identificación de nuevas reservas significativas, a partir de estos prospectos.

Además de eso, el Ministerio señala el hecho de que Trinidad tiene sistemáticamente ofrecido nuevas áreas exploratorias en subastas que presentan condiciones bastante competitivas: un régimen que, desde 1995, utiliza un “*production sharing agreement*” (contrato de reparto de producción) y pagos tributarios específicos. Pero la realidad es que los cambios recientes buscan mejorar la “*government-take*” (parte gubernamental) desalentando el interés de los inversores para la ronda de licitaciones de bloques ultra profundos (1.700 m-2.500m), realizada en diciembre de 2006. A pesar de un gran número de participantes -12 operadores internacionales se inscribieron- sólo un bloque fue otorgado: el bloque 5, de la noruega Statoil. En 2006, 11 empresas sometieron un total de 14 propuestas por 8 bloques localizados en aguas rasas y en zonas de transición (terrestre/marítima).

El consorcio Hardman-Centrica fue invitado a suscribir uno de los contratos; dos empresas empataron las ofertas por el bloque NCMA-2 (aguas rasas) y fueron invitadas a rehacer sus propuestas. El gobierno rechazó propuestas para otros 4 bloques, y volvió a convocar a las que se aproximan más a las metas esperadas. El resultado de estas negociaciones es esperado para el corriente mes.

Los últimos números que el país publicó en cuanto a las reservas nacionales de gas son relativos a 2005: 509,7Bm³ de reservas probadas, 141,5Bm³ de reservas probables y 28,3Bm³ de posibles, sumados a 906Bm³ relativos a indicios y prospectos identificados, además de una estimativa de reservas no identificadas de 792,9Bm³.

Análisis: La industria de los biocombustibles no es la bala de plata que matará al vampiro de la dependencia energética

La fiebre del etanol está sólo comenzando en Estados Unidos. Nuevas fábricas y centros multidisciplinarios de investigación en etanol derivado de la celulosa comenzaron a salir del papel. Laboratorios del gobierno aplicaron cada vez más recursos en las diversas líneas de investigación sobre nuevos productos, métodos de producción y materias primas para la segunda generación de combustibles. Arreglos institucionales entre gobierno, iniciativa privada y universidades también preparan el terreno para diversificar la matriz energética y transformar el etanol en commodity global.

Pero la gran fuerza por detrás de ese boom productivo continúa siendo la agresiva política de subsidios del gobierno federal. La proyección oficial revela un salto gigantesco en la concesión de incentivos a la producción de la naciente industria del etanol de celulosa. En 2017, cuando expira el plazo establecido para la meta de añadir un 20% de biocombustibles en la gasolina de ese país, el auxilio gubernamental debe alcanzar un volumen anual, en todos los frentes, de 24 mil millones a 28 mil millones de dólares, según datos presentados la última semana por el National Renewable Energy Laboratory (NREL),

vinculado al Departamento de Energía. La meta para garantizar la seguridad energética interna triplicaría gasta 8,4 mil millones de dólares en incentivos a la producción de etanol derivado de maíz previsto para este año.

La producción de materias primas destinadas a la fabricación de celulosa, como la madera, hierbas, trigo y sorgo deberá obtener una tajada de entre los 5 mil millones y los 6 mil millones de dólares de previsión de gastos. *“La caída de los subsidios al maíz (acaban a finales de 2008) debe frenar la construcción de nuevas fábricas. Por eso, hay negociaciones políticas complejas en el Congreso”*, dijo la investigadora Helena Chum, consejera del Centro Nacional de Bioenergía del NREL. La empresa también debe obtener la ampliación de los incentivos tributarios, como la depreciación más rápida para elevar las deducciones del impuesto sobre la renta. *“Los subsidios no son una buena política, son perversos. Pero no tenemos aún una varita mágica”*, afirma Mark Smith, director de la Cámara de Comercio de Estados Unidos, que reúne cerca de tres millones de empresas locales.

Con el agresivo apoyo de Washington para desarrollar la producción americana de etanol celulósico, las investigaciones con biocombustibles también apresuraron el paso para adaptar las tecnologías que pueden procesar un potencial ya identificado de 1,17 mil millones de toneladas de biomasa por año. Situado en la desértica Golden, en los alrededores de Denver, NREL lideró el proceso. Dos plantas experimentales ya producen etanol de celulosa por los métodos bioquímico (fermentación) y termoquímico (gasificación). En el presupuesto del año fiscal 2007-2008, EE.UU. destinó 1,5 mil millones de dólares para investigar nuevas fuentes de energía. Hay sólo 200 millones de dólares para el etanol de celulosa. La meta del gobierno es reducir el costo del etanol, de 0,52 centavos de dólar (para el maíz) a 0,34 centavos de dólar (para la celulosa) por litro para 2012, y atender a un 30% de la demanda doméstica total por combustibles en 2030, o 226,8 mil millones de litros por año.

En los planes de Estados Unidos, la cooperación empresarial es esencial. *“Tenemos que eliminar barreras a la competitividad de costo y el precio del etanol celulósico igual al del derivado de maíz”*, dijo el secretario adjunto de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable, John Mizroch. *“Un 60% de los recursos para la investigación vienen de las empresas. El NREL, por ejemplo, mantiene un programa de generación de etanol con DuPont con un costo de 38 millones anuales”*. También tiene otro con la española Abengoa, sobre microorganismos que transformar el azúcar en etanol. *“Tenemos que acelerar la negociación para reducir tiempo de investigación para nuevos productos en asociaciones no sólo con empresas tradicionales, pero de biotecnología”*, afirma John Ashworth, jefe de Desarrollo de las Asociaciones de NREL. La semana pasada, éste negociaba con la trading ADM. El NREL estudia la gasificación del etanol como una solución más rápida de producción, pero aún es más cara para el fabricante. Para abaratar los costos, el laboratorio también mantiene investigaciones con algas marinas y uso del calentamiento de calderas con energía solar para la producción de etanol.

En consonancia con el discurso del gobierno que el etanol será sólo parte de la matriz energética, los científicos alertan que el nuevo producto puede no ser la solución para los males del mundo. Aunque reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso del etanol de celulosa en grandes áreas metropolitanas empeora la calidad del aire de las ciudades, ya que emite 12 veces más gases tóxicos que la gasolina. *“Pero reduce en un 95% el uso del petróleo, erradica las emisiones de monóxido (CO2) y secuestra carbono”*, realza Helena Chum. *“El etanol debe ser usado donde es producido y no es recomendado para áreas desérticas, donde el consumo para generar un litro de etanol sube de uno para 208 litros de agua en razón de la irrigación de las plantas utilizadas”*.

Aunque la industria haya apoyado la producción de etanol, aún existen focos de discordancia entre varios sectores. No hay consenso sobre los aspectos económicos. Los lobbys de productores y de las industrias automovilística y petrolera no son monolíticos. Los fabricantes de automóviles, temen eventuales pérdidas financieras con la garantía de

motores, hoy limitada a la adición del 10% del etanol en la gasolina. Las petroleras pesan el costo de cambiar el modelo de negocios de la actual verticalización para la gestión de proveedores. “*Pero eso puede generar buenos negocios, como la compraventa de fábricas*”, dice Mark Smith. “*La industria de los biocombustibles no es la bala de plata que matará al vampiro de la dependencia energética*”.

Es posible justificar esta abundancia de subsidios complejos y onerosos, decretos y medidas proteccionistas², dijo oportunamente en semanas recientes Martin Wolf en Financial Times³⁴, titulado “*Biofuels: a tale of special interest and subsidies*”. No. Esto, sin embargo, no impide que las personas intenten. En verdad, apunta a una serie de justificaciones diferentes (y muchas veces cambiantes), tan familiares a la historia de las políticas agrícolas. A continuación cinco de ellas:

Racionalización número uno: los subsidios de los biocombustibles reducen los presupuestos de ayuda agrícola. En verdad, sin embargo, hay fuertes evidencias en Estados Unidos que esos subsidios están siendo aumentado a los ya existentes, no sustituyéndolos.

Racionalización número dos: decretar el uso de biocombustibles reducirá los precios de la gasolina. Es obviamente insano, sin embargo, reducir el precio de un commodity a través del subsidio de la producción de alternativas más costosas.

Racionalización número tres: el subsidio de biocombustibles es una forma eficaz de reducir la dependencia de combustibles fósiles peligrosos. Para las tecnologías actuales, sin embargo, los biocombustibles son complementos, en vez de sustitutos de los combustibles fósiles, y son también vulnerables a riesgos del clima y enfermedades.

Racionalización número cuatro: el subsidio de los biocombustibles es una forma eficaz para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Según el informe, el costo de eliminar una tonelada de equivalente de dióxido de carbono por medio de biocombustibles varía de un piso de aproximadamente 150 dólares hasta 10 mil dólares. Aún el menor de esos números supera casi todas las estimativas del beneficio marginal generado por la reducción de una tonelada de emisiones. Ciertamente supera en mucho el costo de muchas formas alternativas de obtenerla.

Racionalización número cinco: los subsidios son necesarios sólo para crear la infraestructura. Para los biocombustibles que sean competitivos, sin embargo, no será necesario subsidiar la infraestructura. Los inversores podrán hacer eso por sí mismos.

Modelo de cooperación de biocombustibles en Denver

³⁴ Financial Times, “*Biofuels: a tale of special interest and subsidies*” (30/10)

Un modelo para una amplia cooperación entre industrias de energía, academia y gobierno puede ser visto en el campus de la Universidad de Colorado, en la pequeña Boulder, en los alrededores de Denver. El Colorado Center for Biorefining and Biofuels (C2B2) reúne, en el mismo lugar, una cooperativa de investigación y un centro educativo dedicado al estudio de la conversión de biomasa en combustibles³⁵.

El proyecto incluye investigaciones de etanol celulósico a partir de procesos con organismos transgénicos, bioquímica con enzimas, termoquímica con procesos catalíticos e ingeniería de sistemas para evaluar los impactos de los combustibles. *“Las petroleras no tienen mucho conocimiento en el área. Por eso, participaron más. A ellas no les gusta el etanol, pero quieren incorporar otros biocombustibles en sus refinerías”*, cuenta el ex operario de Dow y hoy profesor de ingeniería Alan Weimer. Hay 27 empresas en el consejo director y otros tres negocian su entrada. El centro ya recibió 65 propuestas de investigación y analiza otros 40 proyectos. Entre las grandes patrocinadoras están gigantes como Shell, Chevron, ConocoPhillips, ADM, Dow, DuPont, General Motors, Suncor, Kimberly Clark, Toyota y Novozyme. Ç

Pero hay espacio para las pequeñas, como Copernican Energy, nacida en el campus de Boulder. La empresa estudia el proceso de generación de un “gas de síntesis” intermedio entre el monóxido de carbono y el hidrógeno. Es el llamado agente catalítico, que será más barato y comercialmente viable para transformar la materia prima de biomasa en combustible de segunda generación. Copernican patentó el proceso de ultra concentración de la luz solar a 1.177 °C para generar gas y evitar a quema del 30% de la biomasa hoy usada sin generación de residuos del proceso. *“como un 40% del costo procede de la materia prima, aumenta el costo cuando quema y gasta mucho en equipos”*, dijo Weimer. Por eso, situada en pleno desierto un reactor solar que usa espejos para generar 10 kilowatts a una temperatura de 1.600 °C. Un modelo matemático estudia las nubes y calcula la intensidad del sol.

Brasil sólo obtiene el 50% de las inversiones del boom del etanol

Sólo cerca de un 50% de las inversiones previstas en el boom del etanol de los últimos dos años fueron confirmados hasta ahora. Desde inicio de 2006, empresas nacionales y extranjeras anunciaron 211 proyectos, un promedio superior a dos nuevas fábricas por semana. De ese total, cerca de 40 entraron en operación entre 2006 y este año. Otros 30 van a iniciar la molienda de la caña a partir de 2008. Cerca de 60 proyectos están clasificados como “en estudio”. Eso significa que buena parte de ellos ni debe salir del papel, sobre todo los que fueron anunciados por empresarios sin tradición en el sector. Entre ellos, el piloto de Formula Mundial, Bruno Junqueira y el cantante Zezé di Camargo. El movimiento involucró desde los grupos tradicionales del área de azúcar y alcohol hasta algunos sin ninguna experiencia en el sector y grandes corporaciones de otros segmentos³⁶.

Los 211 proyectos deberían resultar en una inversión cercana a los 35 mil millones de dólares hasta 2012, considerando la construcción de todas las nuevas fábricas. Pero, del total proyectado, sólo 17 mil millones de dólares están efectivamente siendo aplicados. La caída de los precios del azúcar en el mercado internacional, también usado como parámetro para el alcohol. El ciclo de baja del azúcar comenzó en febrero de 2006, después de que las

³⁵ Environmental Expert, “Colorado Center For Biorefining and Biofuels Funds 10 Projects”, (2/11)

³⁶ Valor, “Só metade dos aportes em usinas sai do papel”, (5/11)

cotizaciones hayan alcanzado el mayor valor en 20 años, y debe perdurar hasta 2009, de acuerdo con Jonathan Kingsman, director de la consultoría inglesa Kingsman. Otro factor, es la devaluación del dólar frente al real hicieron buena parte de esos inversores retroceder, sobre todo los de las empresas con poca familiaridad con el sector *sucroalcooleiro*.

Las inversiones más pesadas están siendo realizadas por grandes grupos y fondos. Uno de los ejemplos es Odebrecht, gigante de la construcción y de la petroquímica, que transformó la agro-energía en su nuevo negocio. ETH Bioenergía³⁷, brazo de agro-energía del grupo, va a invertir 1,05 mil millones de dólares en la construcción de tres fábricas de azúcar y alcohol, esta vez, en el Estado de Mato Grosso do Sul. Dos unidades serán construidas en Nova Alvorada do Sul y la tercera en Nova Andradina. El mes pasado, el grupo anunció una inversión del mismo porte para la construcción de tres plantas en Goiás. Con esa nueva inversión, el grupo suma ocho unidades de azúcar y alcohol, entre proyectos "greenfield" (construcción) y fábricas en operación, desde que hizo su estreno en el sector este año.

Las tres fábricas que serán construidas en Mato Grosso do Sul deberán procesar 5 millones de toneladas cada una. Cada planta deberá tener un costo cercano a los 350 millones de dólares. Esas tres fábricas van a producir azúcar y alcohol y van a co-generar energía a partir del bagazo de caña, así como el proyecto anunciado en Goiás. Una de las unidades de Nova Alvorada do Sul deberá entrar en operación en la cosecha 2009/10 y la otra en 2010/11. Ya la planta de Nova Andradina entrará en operación en la cosecha 2011/12.

Con esos proyectos consolidados, el grupo procesará en las fábricas localizadas en Mato Grosso do Sul y Goiás 30 millones de toneladas de caña. En mayo de este año, la empresa adquirió la fábrica Alcídia, en Teodoro Sampaio (SP), y casi dos meses después anunció la construcción de su segunda unidad, en la región de Pontal do Paranapanema, en asociación con el empresario Alexandre Cândido de Paula, socio de Reebok Fitness y uno de los controladores de ACP Agropecuária.

Esos dos proyectos paulistas tienen capacidad de procesamiento de 8 millones de toneladas. Eso significa un procesamiento total de 38 millones de toneladas de caña, cuando todas las fábricas estén operando a plena capacidad. También hará de ETH Bioenergía uno de los tres mayores procesadores de caña de azúcar del país. Hasta 2015, el grupo pretende controlar por lo menos 10 unidades productoras de azúcar y alcohol. En los planes de la empresa están nuevas inversiones en la región de Pontal de Paranapanema en San Pablo, donde el grupo ya tiene dos unidades. Esa región es considerada una de las áreas con fuerte expansión en San Pablo.

Brenco también está entre los pesos pesados. Coordinado por el presidente de Petrobras, Phillipe Reichstul, el fondo captó 2 mil millones de dólares para invertir en etanol. En menos de seis meses, anunció cuatro proyectos.

Entre los usineiros tradicionales, el plan no es desistir, pero aplazar por uno o dos años la construcción de sus futuras unidades. El grupo francés Tereos va a decidir en las próximas semanas si posterga por más de un año su proyecto de Cardoso, en Pedrópolis (SP), que debería entrar en operación en 2010, dice Jacyr Costa, presidente del grupo en Brasil. "El cultivo de caña ya fue hecho, pero la materia prima podrá ser usada en otra unidad del grupo". Equipav también estudia hacer lo mismo en su unidad proyectada para Chapadão do Céu (GO), afirma Newton Soares, director de la compañía. "Con los precios actuales, no hay retorno de la inversión".

³⁷ ETH Bioenergía é uma empresa do grupo Odebrecht criada em 2007 para atuar no mercado de produção e comercialização de biocombustíveis, especialmente bioetanol. Em outubro de 2007 a Sojitz Corporation comprou 33,3% de participação na empresa.

Cifras y Notas del Sector:

Renewable Energy Corp construirá la mayor central de energía solar en Singapur (RenewableEnergyAccess.com, 5/11)

La compañía noruega Renewable Energy Corp (REC) anunció que construirá en Singapur la mayor central de energía solar y productos asociados del mundo, con una capacidad de generación anual de 1,5 gigavatios y que estará operativa en 2010.

Con una inversión inicial de 6.300 millones de dólares singapurenses (4.335 millones de dólares estadounidenses), la planta energética estará situada en el polígono industrial de Tuas View y generará al menos 3.000 nuevos empleos. Además de energía solar, en ella también se fabricarán paneles, células y otros equipos asociados a la misma fuente energética. Singapur, que presume de ser la ciudad menos contaminada de Asia, dispondrá de una planta que generará el 75 por ciento de la energía solar que actualmente se obtiene en todo el planeta.

La pequeña ciudad-estado, de apenas, 4,5 millones de habitantes, se situará en la vanguardia de la promoción de una de las fuentes energéticas del futuro a causa del constante incremento en el precio del crudo y las consecuencias del cambio climático. Actualmente, la mayor planta de energía solar del mundo, también operada por REC en Noruega, sólo tiene una capacidad de generación anual de 650 megavatios, menos de la mitad de la que tendrá en el futuro la de Singapur, pero tiene previsto aumentar sus prestaciones hasta los 1,3 gigavatios anuales antes del final de la década.

PetroChina, tras el título de mayor empresa mundial (La Jornada, 6/11)

El mes pasado, PetroChina, el consorcio estatal chino de petróleo y gas, superó a General Electric para convertirse en la segunda compañía del mundo por capitalización bursátil. Ahora que acaba de entrar a la bolsa de valores de Shanghai, podría incluso sobrepasar a ExxonMobil como la compañía más cotizada del planeta. Es probable que la debilidad accionaria haga de la capitalización bursátil una mala guía sobre el valor real de la empresa. Berkshire Hathaway, el holding del inversionista estadounidense Warren Buffett, ha reducido su participación en PetroChina. Pero el crecimiento y potencial de PetroChina, y sobre todo la dimensión de sus reservas de petróleo y gas, sugieren que merece aparecer al lado de Exxon.

Su reservas totales de crudo y gas, a fines del año pasado, crecieron a 20 mil 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de acuerdo con un nuevo informe de PFC Energy, empresa de consultoría. Sobre la misma base, Exxon representaba 22 mil 800 millones de barriles de crudo equivalente, y Royal Dutch Shell sólo 11 mil 300 millones. Las reservas de PetroChina podrían modificarse a la alza de manera considerable después

del descubrimiento, en mayo, del campo petrolífero Nanpu, en la bahía Bohai, el cual, según se piensa, tiene alrededor de 7.3 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En Europa y Estados Unidos poco se sabe aún de PetroChina. Las percepciones tienden a centrarse en sus actividades en el exterior, en países como Angola y Kazajistán, donde ha buscado acceso a nuevas fuentes de abastecimiento. Mucha de la publicidad que la empresa ha atraído es consecuencia de una exitosa e intermitente campaña para convencer a los accionistas estadounidenses de vender sus participaciones –debido a la presencia de la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) en Sudán. La CNPC posee aproximadamente 88 por ciento de PetroChina. Pese a eso, PetroChina es todavía en gran parte una empresa doméstica. Más de 90 por ciento de su producción petrolífera y más de 95 por ciento de su producción de gas son locales.

En años recientes, su crecimiento se ha fomentado por la rápida expansión de su negocio de gas para satisfacer la altísima demanda creada por la industrialización de China. El año pasado, el gas sólo representaba alrededor de 22 por ciento de la producción de PetroChina, pero aumenta de manera acelerada.

La construcción de 4 mil kilómetros de tuberías desde el campo de Tarim, en el lejano oeste del país, hasta Shanghai y los mercados de la costa este, ha permitido que la producción de gas crezca 84% durante los pasados cuatro años. Wood Mackenzie, otra firma consultora, espera que el crecimiento continúe a una tasa anual de hasta 15% durante los próximos años.

Las operaciones internacionales de PetroChina son patrocinadas por el área de Exploración y Desarrollo de la CNPC, cuyos activos repuntan en el mundo entero. Pero Norman Valentine, de Wood Mackenzie, cree que su atención primaria seguirá siendo doméstica. *“Pienso que continuará el enfoque cauteloso y conservador que ha demostrado”,* expresó Valentine. *“Y no veo a PetroChina o a la CNPC como uno de los motores principales de una consolidación de la industria.”*

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