

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 12 al 21 de septiembre de 2007

Índice:

Análisis: Industrias del Aluminio, en la búsqueda de la energía “barata”	2
✓ <i>Australia, tierra dorada de minerales y metales</i>	6
✓ <i>El regreso de los gigantes mineros</i>	7
Análisis: ¿El crudo llegará a los 100 dólares?	9
✓ <i>Accenture Consulting aprovecha el alza del crudo para promocionar los biocombustibles</i>	11
✓ <i>Platts Global Top 250: Las compañías de energía de mejor rendimiento en el mundo</i>	13
Enfoque: Presentan a Perú como nuevo mercado de GNL para el Pacífico	15
Estrategia: E.ON entra en el mercado eléctrico ruso en el sector de generación	17
Venezuela: promesas de desarrollo del gas natural e interconexión con Colombia	20
Cifras y Notas del Sector	22
✓ <i>Planta GNL en Chile buscará financiamiento internacional octubre</i>	22
✓ <i>Empresas extranjeras operarán la red de ductos de Pemex</i>	23

Análisis: Industrias del Aluminio, en la búsqueda de la energía “barata”

Las mayores empresas de aluminio del mundo, enfrentando mayores costos de energía, están invirtiendo pesado para asegurar fuentes de electricidad en países donde puede ser obtenida más barato¹. Compran fábricas locales o construyen fábricas en partes del mundo donde la energía es más abundante y cuesta menos. Esta industria experimenta actualmente contracción en el número de "power islands" capaces de apoyar competitivamente a los desarrollos intensivos de energía como la producción de aluminio. Este acontecimiento resultó en un número de reducciones de producción de fundiciones y cierres permanentes. Se espera que esta tendencia siga con alrededor de 3,2 millones de toneladas de capacidad de producción primaria de aluminio (igual al 8% de capacidad actual en el mundo) tomados en *off-line* (tiempo diferido) en Estados Unidos, Europa y China para 2011.

El mercado primario de aluminio está afectado por un déficit *demand/supply*, con un precio spot LME (London Metal Exchange) actual de alrededor de 2.400 dólares por tonelada que excede considerablemente el precio promedio de largo plazo que ronda los 1.700-1.800 dólares por tonelada. Durante 2007-08, el mercado primario de aluminio, espera moverse a un pequeño superávit. Más allá de esto, el balance *demand/supply* y el precio son más inciertos. Mientras la expansión de la capacidad y los nuevos desarrollos están programados para añadir 15 millones de toneladas por año a la capacidad de aluminio en 2011, muchos nuevos proyectos están sólo en la fase de planificación y las estimaciones más realistas son de entre 10 y 12 millones de toneladas por año de capacidad adicional. El equilibrio de la nueva capacidad es por el cierre de fundiciones, la sustitución en curso del aluminio por otros commodities, así como el incremento per capita del consumo de aluminio en países como China, India, Brasil, Turquía y Rusia. Basado en las previsiones de la industria a largo plazo, se espera que la demanda de aluminio alcance 55 millones de toneladas por año hasta 2015, en comparación con los niveles de 2006 cercanos a los 34 millones de toneladas.

Es por eso que United Co, Rusal, Alcoa Inc y Norsk Hydro ASA, entre otras, están corriendo para garantizar el suministro de energía en Siberia y en Islandia y gas natural barato en Medio Oriente para alimentar nuevas usinas del metal. La disponibilidad de energía procedente del gas a bajo precio en Medio Oriente probablemente emergerá como una importante región para la producción de aluminio en la próxima década. China también seguirá añadiendo nueva capacidad durante la próxima década. Los productores están dándose cuenta de que es más importante estar cerca de fuentes de energía que de clientes y están efectivamente cambiando el centro de producción de aluminio mundial de Europa y de Estados Unidos a países más ricos en energía. Aldo Albanese, que comanda los negocios de aluminio de BHP Billiton en Brasil, dijo al diario brasileño Valor² que “la

¹ The Wall Street Journal, “Aluminum Industry Puts Focus on Energy Sources”, (13/9)

² Valor, “BHP reforça atuação no segmento”, (13/9)

*gran cuestión del aluminio es el precio de la energía. Entre un 25% y un 30% del costo de producción del metal es con energía*³.

La maniobra también representa un cambio de estrategia de inversión, a medida que productores canalizan logros cíclicos más para la generación de energía y menos para el desarrollo de productos o aplicaciones de aluminio. De hecho, los productores de aluminio están vendiendo más operaciones vueltas al consumidor, como fábricas de embalajes, para liberar dinero por fuentes de energía más barata. En los años 80, Estados Unidos y Europa Occidental eran los responsables por más de la mitad de producción de aluminio del mundo. Ahora esas dos regiones son responsables de por lo menos el 25%. *“El mercado está moviéndose lejos de América del Norte y de Europa. El mercado ahora está cambiando para países en desarrollo”*, dijo Willem Plaizier, analista de AT Kearney Benelux.

Según los *forecast*, Medio Oriente tendrá el índice de crecimiento más alto en la producción primaria de aluminio en los próximos cinco años, con una duplicación de su producción actual de alrededor de dos millones de toneladas para 2011⁴. La conducción de este crecimiento es con costos de energía en un promedio de 20 dólares por megawatt hora (MWh), comparado favorablemente con los 28 dólares por MWh en Estados Unidos y más de 40 dólares en China.

Actualmente, dos players dominan la producción en Medio Oriente -Dubai Aluminium (Dubal) en los Emiratos Árabes Unidos y Aluminium Bahrain (Alba) -que juntos representan alrededor del 85% de la producción. Esperan que el futuro crecimiento de la producción proceda de la expansión de capacidad de Dubal y Alba así como nuevos planes de fundición en Qatar, Omán y los Emiratos. *“Medio Oriente podría hacerse un global powerhouse de la producción de aluminio, encontrando al menos un 10% de la producción mundial para 2020”*, dijo el CEO de Dubal, Abdulla Jassim Kalban, en la conferencia de Dubai⁵.

Mientras los costos de electricidad bajos representan una ventaja sustancial, la economía de los futuros proyectos de fundición de aluminio en Medio Oriente podría verse afectada por los altos costos de construcción en la región (estimados en aproximadamente 5.300 dólares por tonelada de capacidad instalada comparada con alrededor de 2.700 dólares por tonelada en Rusia) y el aumento de los gastos de transporte de materias primas.

La rusa Rusal, creada en el inicio de este año a partir de una fusión entre OAO Rusal, Sual Group y los activos de alúmina⁶ de Glencore AG, abandonó sus actividades de *“aluminum-can”* y otras partes de las operaciones más próximas al consumidor final, las cuales representan actualmente un 3% de sus ingresos. Rusal obtuvo un ingreso de 8,18 mil

³ La alúmina se convierte en aluminio en un proceso de reducción electrolítica conocido como fundición. Se disuelve la alúmina en un baño de criolita dentro de grandes células revestidas de carbono, conocidas como cubas electrolíticas. Cuando pasa una fuerte corriente eléctrica por el baño, el metal aluminio se separa de la solución química y se extrae mediante sifón. La electrolisis es un proceso electroquímico en el que se utiliza el paso de la corriente eléctrica a través de una solución que contiene compuestos disociados en iones para provocar una serie de transformaciones químicas. La corriente eléctrica se proporciona a la solución sumergiendo en ellas dos electrodos, uno llamado cátodo y otro llamado ánodo, conectados respectivamente al polo negativo y al polo positivo de una fuente de corriente continua. Para la producción electrolítica del aluminio se opera sobre una solución particular, obtenida disolviendo alúmina en un compuesto llamado criolita (fluoruro doble de aluminio y sodio) fundida para lo que son necesarias temperaturas del orden de 1000°C. Por esta razón el consumo energético que se utiliza para obtener aluminio es muy elevado y lo convierte en uno de los metales más caros de obtener, ya que es necesario gastar de 17 a 20 kWh para obtener un kilo de metal de aluminio. Sin embargo, ya existen procesos alternativos que permiten una reducción de la energía necesaria; permiten una reducción del 70% respecto al procedimiento electrolítico. Estos procedimientos parten de arcillas ricas en aluminio en vez de partir de la bauxita.

⁴ Gulfnews.com, *“Energy for an industrial future”*, (15/9)

⁵ Khaleej Times Online, *“ME set to become a powerhouse for global aluminium production”*, (13/9)

⁶ La **Alúmina** es el **óxido de aluminio** (Al₂O₃). Junto con la **sílice**, es el ingrediente más importante en la constitución de las **arcillas** y los **barnices**, confiriéndoles resistencia y aumentando su **temperatura** de maduración. El óxido de aluminio existe en la naturaleza en forma de **corindón** y de **esmeril**.

millones de dólares en 2006, lo que excluye los bienes de Sual y de Glencore. El nuevo conglomerado ruso representará 11% de la producción mundial, excluyendo material reciclados. Alcoa también está intentando vender algunas de sus divisiones conectadas a la industria automovilística para consumidores. *"Usted no va a ningún lugar si no se integra upwards, en energía y combustible"*, dice Artem Volynets, director de estrategia empresarial de Rusal. La proximidad geográfica de China abre las puertas por posibles contratos suministros a largo plazo para suministrar alúmina al gigante asiático, que carece de alúmina.

Rusal se inclinó como un competidor en la guerra por el sector térmico ruso. Vladimir Kremer, Rusal managing director for sales and marketing dijo en una entrevista con la agencia de noticias económicas rusa Prime Tass⁷ *"puede ser diversas oportunidades en adquisiciones de algunos activos de energía, pero ahora nuestro foco está en la construcción de nuevos activos como el complejo de energía y metales Boguchansk"*. Los planes de crecimiento incluyen una mezcla de mejoras, expansiones y nuevos proyectos. Rusal produce actualmente 4 millones de toneladas de aluminio y 11 millones de toneladas de alúmina. Alrededor de dos toneladas de alúmina hacen una tonelada de metal de aluminio. Rusal, que es el mayor productor de aluminio del mundo, está pagando una tasa de 70 puntos básicos más que la ofertada del mercado interbancario de Londres por los 2.000 millones de dólares que le prestaron el mes pasado en varios créditos a siete años. Esto se compara con 110 puntos básicos (1,10 punto porcentual), hace un año por deuda a cinco años.

Rusal entró en los últimos días a Venezuela tras cinco años de negociaciones con la Corporación Venezolana de Guayana, la empresa estatal venezolana mediante una *letter of intention*. Kommersant⁸ informó que las partes determinará el desarrollo de los depósitos de bauxita, auditorias de funcionamiento, estimación de la inversión requerida y definición del formato para la cooperación. La directora de Relaciones públicas de Rusal, Vera Kurochkina subrayó al diario económico ruso que Venezuela tiene significativos depósitos de bauxita y alto potencial de energía. Kurochkina también observó que Rusal tiene amplios intereses en los mercados extranjeros, y está estudiando el potencial de países como Vietnam, India, Indonesia, Kazajstán, Kirguiztan, Congo y Papua Guinea.

Volynets y los representantes de los mayores fabricantes de aluminio del mundo se reunieron en una conferencia en Dubai para discutir temas conectados a la industria, siendo la energía el más importante de ellos. Medio Oriente, con sus abundantes fuentes de gas, debe ser una de las áreas de crecimiento más rápido para la nueva producción de aluminio. Rusal quiere comprar pequeñas empresas de energía locales y formar una sociedad con el monopolio de energía hidroeléctrica siberiano. *"Planeamos aumentar nuestra capacidad de aluminio primario en un 60% para 2014. Todos los fundidores tendrán energía de su propia generación o contratos a largo plazo"*, dijo Volynets.

Por su parte, la noruega Norsk Hydro duplicará el desembolso de capital en cerca de 2 mil millones por año en 2008 y 2009 para incrementar la producción de Aluminio. Norsk Hydro hizo un joint-venture con Qatar Petroleum para construir una fábrica de aluminio en Qatar⁹. *"Hydro tiene una clara ambición de ampliar sus actividades de upstream de aluminio en todo el mundo, en particular en áreas energéticamente ricas"*, dijo Eivind Reiten, jefe ejecutivo de la noruega.

Norsk Hydro venderá sus activos de petróleo y gas a su rival noruega Statoil para finales de septiembre enfocándose luego en su negocio de aluminio. Hydro también tiene activos de hidroelectricidad, lo que le da acceso a la energía de las funciones de aluminio *at home*. Norsk Hydro dijo que el *capital expenditure* crecerá a 1,9-2,1 mil millones de dólares el año próximo. El 80% de las inversiones estarán destinadas a upstream de aluminio, que

⁷ Prime TASS, "Exec says energy access key to UC Rusal's future growth", (11/9)

⁸ Kommersant, "Rusal Talks in Venezuela Yield Document", (11/9)

⁹ Reuters US, "Norsk Hydro doubles capex to boost aluminium output", (6/9)

es la producción del metal. "2007 va a ser otro año de strong performance para el metal de aluminio", dijo Reiten, notando que el grupo también considera una expansión de su fundición Karmoy en Noruega.

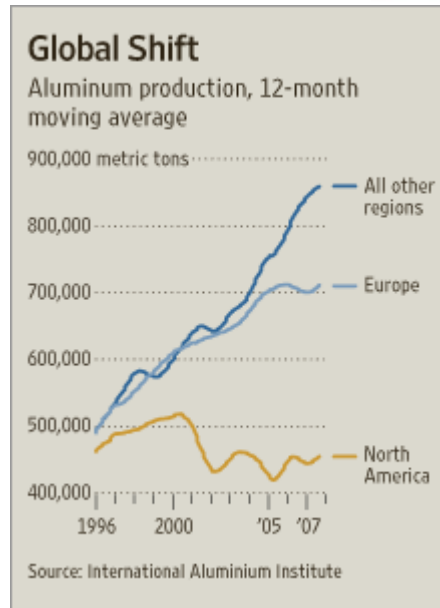
Y Alcoa está invirtiendo pesado en su nueva fundición en Islandia, donde cerró con el gobierno un acuerdo de largo plazo para suministro dedicado a la energía hidroeléctrica. Para favorecer los esfuerzos de quitar provecho del potencial de Islandia por energía barata, por estos días, la empresa informó que está invirtiendo en un programa de investigación y desarrollo en Islandia que va a usar energía geotérmica para sus funciones de aluminio. La energía geotérmica es derivada "underground water heated naturally" por contacto o por la proximidad con "molten rock" (magma) tanto como cinco kilómetros debajo de la superficie de la tierra. La empresa estudia los métodos de producción que podrían generar 10 veces más energía que los pozos similares ya en servicio. Alcoa trabajará con tres utilities islandesas en el estudio¹⁰. Alcoa también está invirtiendo en proyectos hidroeléctrico en Brasil.

Mientras las nuevas instalaciones de aluminio siguen en ascenso, los productores están cerrando los fundidores de altos costos. Norsk Hydro desde 2003 cerró cerca de 250.000 toneladas de capacidad en *high-cost* en Noruega y Alemania para favorecer a Qatar en Medio Oriente. El año pasado, Alcoa cerró una fundidora en Estados Unidos porque el costo del combustible era demasiado alto.

Estados Unidos perdió esencialmente sus instalaciones de producción de aluminio en Pacific Northwest hace algunos años, donde los precios de energía llegaron a ser demasiado altos. Canadá, con su energía hidroeléctrica, sigue siendo atractivo a algunas empresas de aluminio. Parte de la fracasada tentativa de Alcoa para comprar a Alcan de Canadá era la necesidad de los contratos de energía barata con el gobierno canadiense. Rio Tinto venció a Alcoa por Alcan el año pasado.

Los analistas del Aluminio cuentan esperan de dos a cuatro millones de toneladas métricas de producción de aluminio de alto costo, sobre todo en Europa pero también en Estados Unidos, se cerrarán en 2010. Mientras tanto esperan que la demanda del metal suba de un 3 a 4% al año. Como con la mayoría de los commodities, el crecimiento está siendo provisionado por el consumo dentro de China de automóviles, maquinaria y construcción comercial.

¹⁰ Toronto Star, "Alcoa to study tapping geothermal in Iceland", (12/9)



Fuente: The Wall Street Journal

Australia, tierra dorada de minerales y metales

BHP Billiton, primera en el ranking mundial de minería y sexta en el ranking mundial de aluminio. Con participación en funciones de aluminio, refinería de alúmina y minas de bauxita en seis países –Australia, Sudáfrica, Mozambique, Brasil, Surinam y Guinea-, la estrategia de la multinacional es la búsqueda de oportunidades de negocios de clase mundial, a través de fusiones y adquisiciones, nuevos negocios o expansión. BHP Billiton tiene una fundición de aluminio en Mozambique, donde la energía es barata, y dos más en Sudáfrica (Bayside y Hillside).

En Brasil, donde la energía no es considerada barata por la empresa, participa con un 40% en la unidad de producción de aluminio de Alumar. “*El objetivo en Brasil para quien invierte en aluminio es obtener energía a precios competitivos*”, sostienen analistas del sector. Además de ser socia de Alumar, BHP Billiton es socia de Vale y otras empresas Mineração Rio do Norte, donde tiene un 15%. En términos de refinería de alúmina y de mina de bauxita, BHP Billiton está invirtiendo en un complejo en Surinam, donde tiene una participación del 45% del negocio. Y tiene un estudio de viabilidad para el desarrollo de un proyecto en Guinea, en la costa oeste de África, con dos socios, que involucra minería de bauxita y construcción de una refinería. En Australia, tiene una refinería de alúmina, Worsley, adquirida por Alcoa, cuando la empresa americana compró a Reynold's, en 2002. Alcoa fue obligada a deshacerse de este activo por los órganos de competencia australiano.

BHP Billiton negoció con empresas de private equity para unirse y presentar una posible oferta de 40 mil millones de dólares por la empresa Alcoa, según sostuvo The Times¹¹. El periódico británico, citando fuentes anónimas próximas a la empresa, dijo que el socio preferido de BHP es Blackstone Group, que contrató Paul O'Neill, ex secretario del Tesoro de Estados Unidos y presidente ejecutivo de Alcoa de 1987 a 1999, como uno de sus consejeros especiales.

Alcan firmó un acuerdo de joint venture con Dingsheng Aluminium, un productor chino de láminas de metal de propiedad privada, para abastecer una instalación en Zhenjiang, provincia de Jiangsu, en China. Alcan es el socio mayoritario del proyecto. La nueva instalación de clase mundial produce láminas de aluminio tratado con calor¹². "*Esta nueva instalación de vanguardia subraya la posición de Alcan como un proveedor clave de productos de aluminio innovadores para los mercados en rápida expansión aeroespacial y de ingeniería general,*" dijo Jean-Philippe Caël, director general del grupo aeroespacial, transporte e industria de Alcan.

La instalación, que está sujeta a la aprobación del Gobierno Central de China y también requerirá la aprobación final del consejo administrativo de Alcan, producirá láminas de aluminio con aleaciones patentadas avanzadas y reforzará la posición de Alcan en los mercados de láminas tratadas con calor, específicamente en el sector aeroespacial donde estas láminas son utilizadas en las alas y fuselaje de los aviones. La nueva instalación también prestará servicio a los mercados de ingeniería general; incluyendo, equipamiento para semi-conductores, aplicaciones del hogar, y moldes de inyección de plástico para producir partes de automóviles.

Alcan adoptó el sustento como meta a largo plazo, argumentando que su éxito en las reducciones de los gases de efecto invernadero tendrá impactos significativos en el crecimiento a largo plazo del negocio y en la reputación corporativa¹³.

Si hacía falta una prueba para demostrar que el carbón volvió con fuerza al tablero energético mundial, vean a continuación...Xstrata va a reforzar sus capacidades en el carbón de Australia con la adquisición de un proyecto minero por 425 millones de dólares australianos lanzando una oferta de compra sobre el grupo minero Austral Coal, según anunció el grupo minero suizo. El fuerte crecimiento de la economía australiana en los últimos años incumbe en gran parte al sector minero. Australia es el exportador más grande del mundo de carbón, oro y mineral de hierro, pero también de níquel, diamante, bauxita, aluminio.

El número cuatro mundial del sector va adquirir un proyecto en marcha de la australiana Centennial, llamado Anvil Hill, por 425 millones de dólares australianos (256 millones de euros), según un comunicado de Xstrata. "*La adquisición de Anvil Hill va considerablemente a aumentar la cartera de carbón térmico de Xstrata*", declaró Peter Coates, director general del la actividad de carbón del grupo.

El proyecto minero Anvil Hill, situado en Nueva Gales del Sur, deberá producir 10,5 millones de toneladas de carbón por año, añadió un vocero de la empresa, sin precisar la fecha del inicio de la extracción minera.

Xstrata, cuya sede está en Suiza y que cotiza en la Bolsa de Londres y en la helvética, lanzó otra oferta para adquirir la totalidad de empresa australiana Austral Coal. La operación, efectuada vía su filial australiana Helios, prevé ofrecer 1,83 dólares australianos por acción de Austral Coal, lo que valoriza el objetivo en 557 millones de dólares australianos.

La oferta, que fue "*unánimemente recomendada*" por la dirección de Austral Coal, "*reforzará las capacidades de Xstrata en el carbón metalúrgico en un periodo de crecimiento importante*

¹¹ The Times, "BHP looks for private equity partner to join in bid for Alcoa", (10/7)

¹² Bloomberg, "Alcan, Dingsheng to Spend \$400 Million on China Plant", (12/9)

¹³ Globe and Mail, "On carbon, it's government first, then the markets", (10/9)

para este mercado", subrayó Coates. Austral Coal explota principalmente mina en Tahmoore en Nueva Gales del Sur, que produjo 2,3 millones de toneladas en 2006. "*La adquisición de Austral Coal también dará acceso a sus capacidades portuarias*", precisó un portavoz de Xstrata, mientras Australia lucha actualmente con puertos saturados.

La congestión de los puertos australianos, uno de los principales productores de carbón y mineral de hierro y el importante abastecedor de Extremo Oriente, exacerba en efecto las tensiones sobre la oferta de transporte. "*Hay tantas embarcaciones que esperan ser cargadas o descargadas que Japón y China comienzan a mirar a otros lugares y abastecerse en Brasil o en Sudafrica*", sostienen algunos observadores. Estos países particularmente temen que la disminución de la velocidad que afecta el transporte de carbón amenace su seguridad energética.

El regreso de los gigantes mineros

Níquel, cobre, cinc y el mismo aluminio latieron durante el invierno de 2006 con nuevos récords: algunos días, un verdadero frenesí reinó sobre el "ring" del London Metal Exchange¹⁴, la bolsa mundial de metales no ferrosos. Pero es también un frenesí del que podemos hablar a propósito de las maniobras, fusiones y ofertas públicas de adquisición (OPAs) en todo género que afectaron al sector minero, que conoció en algunas semanas los trastornos sin equivalente en el pasado. Una página particular vive el sector actualmente con la entrada en juego de nuevos actores brasileños, rusos y mañana chinos, como reflejó en informes anteriores.

Al día siguiente de la segunda guerra mundial, el sector minero conoció una primera "*mundialización*" que se desarrollaba más o menos con la lógica de los imperios coloniales: los europeos dominaban África -los belgas en Katanga, los ingleses en Rhodesia y en Zambia (Sudáfrica que es un caso particular). En Asia fueron juntos británicos y holandeses, mientras en Sudamérica era para las empresas americanas, en particular en Chile. Siete empresas para el cobre, cinco para el aluminio, tres para el níquel, controlaban así lo esencial de los recursos del mundo occidental.

Esta primera edad de oro de los oligopolios mineros se acabó con la ola de las independencias de los años 1960, luego llegaron las nacionalizaciones en los años 1970: la explotación del cobre fue confiada a sociedades nacionales de manera casi simultánea en Chile, en Perú, en Zaire y en Zambia. Las nuevas empresas hicieron su aparición como Codelco en Chile o Gecamines en el entonces Zaire. Los grandes proyectos mineros lanzados por esos años 70 fueron estatales, como el celebre yacimiento de mineral de hierro de Carajas en Brasil por CVRD. Los grupos mineros llegaron, en esa época, a ser objeto de adquisiciones masivas por las empresas petroleras como BP, Shell o Elf Aquitaine.

¹⁴ London Metal Exchange or LME es el mayor mercado del mundo en opciones y contratos a futuro de metales no ferrosos con contratos altamente líquidos. La LME tiene actualmente un volumen de ventas superiores a US\$8,500 mil millones anuales.

Pero este interés apenas duró: la caída de los precios a finales del siglo XX provocó una retirada masiva de las petroleras. Por otro lado, las privatizaciones mineras realizadas bajo la coacción del endeudamiento masivo de los países productores no suscitaron tampoco mucho entusiasmo, en particular en África. La minería apenas interesaba en esos tiempos de "*nueva economía*" triunfante. En esa época, la inversión minera, relativamente limitada, se concentró en algunos países seguros, como Canadá y sobre todo Australia. Allí se reconstruyeron, a partir esencialmente del carbón y del hierro, algunos grupos -BHP Billiton, Rio Tinto- que hoy dominan la escena mundial.

El alza sideral de los precios de los metales, a partir de 2003, cambió la situación y proporcionó un nuevo lustre a la industria minera. Los precios trajeron beneficios y dieron medios a las empresas hasta esas entonces despreciadas por los centros bursátiles. Después de una fase de consolidación, las cosas se apresuraron a partir de 2005, con la llegada de nuevos actores: filiales de empresas de negocios (la suiza Xstrata ligada al primer negociante mundial de energía y metales, Glencore), empresas de países emergentes (la chilena Codelco, la más grande que siguió siendo pública, la brasileña CVRD, la mexicana Grupo México), los rusos (Norilsk, Rusal) y hasta una china (Min Metals).

El resultado en el verano de 2006, Xstrata absorbió al número dos mundial de níquel, la canadiense Falconbridge; el número uno, su compatriota Inco, fue no solamente suspendido en su fusión con Falconbridge y con la americana Phelps Dodge, pero está a punto de ser adquirida por CVRD. El mismo CVRD, asociada con Xstrata y Rio Tinto, sueña con absorber a sudafricano (con sede ahora en Londres) Anglo-American para desplazarse mejor en el mercado. Glencore se acercó a las rusas Rusal y Sual para formar el primer grupo mundial de aluminio. Y por el momento, los chinos esperan...

Así se reconstruyeron las grandes multinacionales mineras de antaño: Rio Tinto (cuyo nombre recuerda a las aguas rojas de las riberas cupríferas españolas) y BHP Billiton, solidamente anclada en Australia, Alcoa y Alcan, los gemelos del aluminio, Xstrata, enigmática emanación de un negociante lleno de misterio, los grupos rusos, controlados por los allegados a Vladimir Putin, que devolvió los recursos naturales al control del Kremlin y por fin los latinoamericanos, los chinos y los indios, los únicos que por el momento tomar el riesgo de operar en África. El menor proyecto minero actual sobrepasa los mil millones de dólares. Es a menudo portador de desequilibrios económicos y sociales y pues de riesgos, tanto para los inversores como para los países involucrados. El historiador económico Paul Bairoch recordó en el diario francés Le Monde que la mina jamás fue un factor de desarrollo. El mundo ciertamente necesita metales pero no a cualquier precio!

Análisis: ¿El crudo llegará a los 100 dólares?

Jeroen van der Veer, chief executive of Royal Dutch Shell, dijo en Canadá que no veía una razón en los fundamentos para que los precios del crudo estén en un nivel record. "*Nadie tiene que esperar en las bombas de gasolina del mundo. No hay un problema físico,*" dijo en Calgary Jeroen van der Veer, presidente ejecutivo de Shell. "*There is a lot of psychology in the price,*" (Hay mucha psicología en el precio)¹⁵.

Van der Veer dijo que el precio del barril de crudo subió por encima de lo que la industria necesita para sostener sus operaciones. Pero previó una mayor volatilidad en los precios debido al "*componente psicológico*". El Telegraph sostiene que el máximo directivo de la angloholandesa dio en el punto, pero que sin duda él admitiría que la era del petróleo barato terminó desde hace algún tiempo.

Ahora que la barrera de los 80 dólares fue superada, empieza a crecer la creencia que el día del petróleo a 100 dólares no está lejano. "*No es difícil contemplar un escenario persuasivo donde los precios del petróleo vayan más allá de lo 80 dólares el barril*", dijo Kevin Norrish de Barclays Capital. Según Norrish, los fundamentos del mercado son suficientes para apoyar un precio de petróleo cercano a los 80 dólares el barril; los inventarios son bajos y la producción de la OPEP no se incrementó. Adicionalmente, hay una subida estacional de los precios en invierno en el norte de Europa cuando las empresas se abastecen de crudo.

Bastaría un huracán particularmente severo en América o un *outbreak* (estallido) de hostilidades en Medio Oriente para llevar los precios por encima de los 80 dólares el barril. "*los riesgos está allí con fundamentos muy fuertes. Esta no es un burbuja especulativa*", añade Norrish.

Jeff Currie, jefe de commodity research del Goldman Sachs, lo describe como "*a cyclical bull market for oil*" (mercado alcista cíclico par el petróleo). "*Existe el riesgo que el precio del petróleo llegue a los 95 dólares por barril para finales de este año si el mercado permanece en un déficit significativo*", añade. Pero lo que mantiene a gente como Norrish y Currie optimista sobre el precio del petróleo es el balance suministro-demanda a largo plazo. El crecimiento de la producción va más despacio de los países no OPEP. "*Tienen que aumentar la inversión cada año para parar la disminución* (en esas regiones)", dijo Lawrence Eagles, jefe de análisis de mercado de la International Energy Agency.

Maltratadas por los bajos precios del petróleo hace 10 años, las empresas petroleras cortaron sus gastos en exploración y producción. El resultado es que no hay capacidad, ni mano de obra para aumentar la producción rápidamente. Todo esto "*hace subir el costo para encontrar nuevos barriles*", dijo Eagles. Por consiguiente, las empresas minas fuentes alternativas de petróleo -Shell explora las oil sands canadienses, mientras otras como BP perforan profundo en el Golfo de México. Pero todos esto requiere más dinero. "*Necesitamos mayores precios para generar la inversión que aumente la producción. Vemos nuevas inversiones pero estás tomarán cerca de 10 años en consolidarse*", dijo Eagles.

Las restricciones en la refinación son otro factor que probablemente mantiene los precios altos. Pero quizás el conductor más grande es la demanda pura de los *black stuff*. Hubo un cambio mercado lejos de los países de la OCDE.

El crecimiento de la demanda en China es en particular fuerte; aunque el país todavía use mucho menos energía per cápita que cualquier país de OCDE. En 1996, China consumió 3.702 barriles por día. Una década más tardes, se duplicó a 7.445 barriles cada día. Frente a la progresión de sus necesidades de energía, particularmente en petróleo, China decidió tomar medidas. Pekín cuenta con llevar sus reservas estratégicas de oro negro de 2 a 3 millones de toneladas para 2010, afirmó Cheng Deming, vice director del National Development and Reform Commission (NDRC), en el momento del 8th US-China Oil and Gas Industry Forum, San Francisco, California¹⁶.

¹⁵ The Daily Telegraph, "*Is the \$100 barrel on its way?*", (16/9)

¹⁶ China Daily, "*Chinese oil reserve to quadruple in three years*", (13/9)

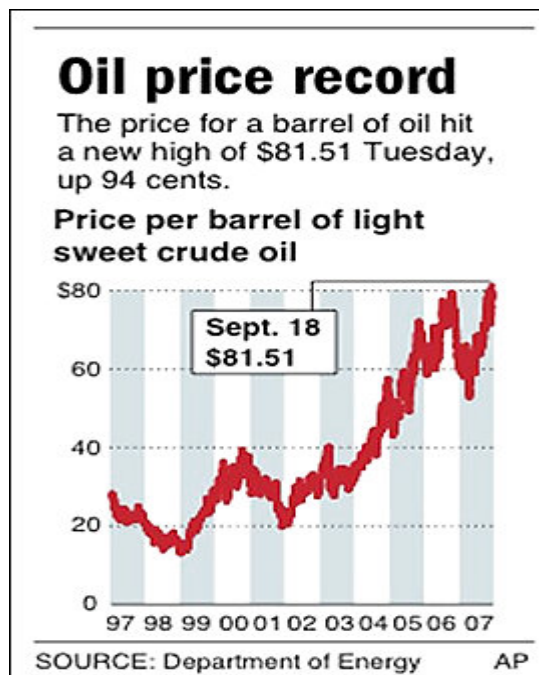
Según Chen, las reservas chinas deberían representar un mes de importaciones de crudo en 2010 y tres meses en 2020, conforme a las recomendaciones de la International Energy Agency (IEA). Los responsables chinos ya anunciaron que estas reservas petroleras estratégicas deberían asegurar por lo menos 30 días de importaciones, esperando aumentar la capacidad en diez años. El segundo consumidor en el mundo detrás de Estados Unidos, China compró 145,18 millones de toneladas de crudo en 2006 en el extranjero (+14,5% en un año), al alcanzar sus importaciones nítidas totales 138,8 millones de toneladas (+16,9%).

Este año, sobre los ocho primeros meses, ya lo importó por 110,4 millones de toneladas de crudo, (15,3% en un año), según las cifras de Aduana. Sólo en el mes de agosto, las importaciones fueron de 14 millones de toneladas. China previó cuatro reservas estratégicas, y lanzó su construcción en 2004 y donde dos de las primeras, en Zhejiang, entraron en operación en el primer trimestre de 2007.

India, también, clama por más petróleo. El país importa entre el 75 y el 80% de su demanda, 50% más que a mediados de los años de 1970, dijo YK Modi, jefe ejecutivo de Great Eastern Energy, empresa india. Para Eagles, preocupa el impacto que la volatilidad tendrá en el mercado petrolero. "*El inconveniente aumenta el riesgo del crecimiento económico*".

¿Qué tan preocupados debemos estar con el impacto de los precios del petróleo en la economía mundial? Currie de Goldman Sachs precisa que la subida reciente tuvo menos impacto porque fue más lento que en los años 70. Sin embargo, si los precios llegan a 100, el efecto será probablemente algo más dramático. Un análisis del impacto de los 100 dólares el barril realizado por Ernst & Young predice que el crecimiento del PBI (en esta caso se refiere a Gran Bretaña) en 2009 estaría 2%, abajo del pronostico actual de 2,4% para este año si los precios del petróleo permanecen alrededor de 70 dólares por barril.

Hasta ahora, es justo un pronóstico pero la pregunta del millón de dólares es ¿los precios llegarán a los 100 dólares? Norrish de Barclays dice que espera que los precios permanezcan en el nivel de los 70 dólares por el resto del año pero observa "*the risk is that it will be higher than that*" (el riesgo es que será más alto que eso). El pronostico del banco para 2015 es que los precios lleguen a los 93 dólares por barril. La respuesta simple es que nadie saber realmente.



Fuente: The Washington Post

Accenture Consulting aprovecha el alza del crudo para promocionar los biocombustibles

La escalada global de los precios del barril de petróleo y la situación geopolítica de los principales países productores aceleraron cada vez más la búsqueda por fuentes alternativas de energía en el mundo. Tanto es así que un estudio mundial lanzado por la consultora Accenture sobre biocombustibles demuestra que la seguridad energética, entre otros temas, llamó la atención de un buen número de empresas. Iniciado en enero de este año y concluido en julio último, el estudio junto a informaciones de 20 países (Argentina, Australia, Austria, Brasil, China, Francia, Alemania, India, Italia, Japón, Nigeria, Polonia, Eslovaquia, Sudáfrica, España, Suecia, Tailandia, el Reino Unido, Ucrania y Estados Unidos) y llegó a la conclusión de que la carrera por el etanol y el biodiesel, podrán desembocar en números bastante animadores. Según el estudio, en 2012, la producción de etanol podrá alcanzar 70 mil millones de litros por año en el mundo, mientras que el biodiesel podrá alcanzar los 10 mil millones de litros. *"Creemos que los biocombustibles experimentarán un ciclo similar al de Internet durante la burbuja de los punto com"*, dijo Melissa Stark, ejecutiva de Accenture¹⁷.

"Quedó muy claro en el estudio que no habrá sustitución del petróleo por combustibles de fuentes alternativas. Para nosotros, lo que acontecerá es una suma de fuerzas. La demanda por energía es creciente, pero eso no resultará en un menor consumo de petróleo", afirma Guilherme Pinheiro, socio director de Accenture y responsable del área de energía de la consultora para América Latina. Opinión idéntica tiene el economista Adriano Pires, director Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE). Para Pires, *"el petróleo no tendrá el siglo XXI el papel que tuvo en el siglo pasado, pero aún será la principal fuente de energía del mundo"*.

Según la consultoría, está muy claro el perfil de la empresa que va a liderar el negocio de biocombustibles en el futuro. Además de necesitar controlar muy bien la cadena de suministros, de evaluar mejor que la competencia las inversiones y de saber gestionar los riesgos inherentes al negocio de commodity, la compañía necesitará necesariamente estar conectada a las nuevas tecnologías. *"Es preciso impactar los costes de producción"*, afirma Matthew Govier, gerente-senior de la consultoría en Brasil.

De acuerdo con el trabajo de Accenture, Brasil tiene una buena oportunidad por delante, ya que podrá atraer inversiones y generar empleos. *"Es una gran oportunidad, pero es preciso mirar la infraestructura"*, afirma Pinheiro. Sólo para tener una idea de lo que se puede atraer de inversiones. Una fábrica de etanol que produzca 40 millones de galones por año en Estados Unidos tiene condiciones de inyectar en la economía local de una ciudad de ese país cerca de 142 millones de dólares y generar 1,2 millones de impuestos.

Mientras un estudio de la Fundação Getúlio Vargas (FGV-Projetos), que inicia un amplio trabajo sobre los fundamentos económicos del sector "sucroalcooleiro" en Brasil, que la popularización de los vehículos flex va a provocar una revolución en la matriz brasileña de combustibles en los próximos años. La expectativa es de que la cantidad mensual de alcohol vendida en los puestos sobrepase al de la gasolina antes de 2010, un

¹⁷ http://accenture.tekgroup.com/article_display.cfm?article_id=4582

hecho inédito en todo el mundo. Las previsiones tomar por base la escalada del precio del barril de petróleo en el mercado internacional (que la semana pasada sobrepasó por primera vez los 80 dólares en New York) y el aumento de las ventas de los coches biocombustibles, que ya representan el 12% del mercado brasileño.

Sumando los autos movidos a alcohol, ese porcentual sube a un 40%, destaca el profesor Fernando Blumenschein, coordinador de trabajo sobre etanol. Hasta agosto, un 84,9% de los autos vendidos en el mercado brasileño eran flex, según la Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). Además de eso, dice el profesor, las preocupaciones con el calentamiento global deben estimular el consumo mayor de alcohol tanto en Brasil como en el exterior. La previsión es que el movimiento sea acompañado por una tendencia de alta en los precios del combustible, especialmente si el mercado internacional acelera los proyectos de uso del etanol en sus flotas de vehículos.

Para Blumenschein, la carrera mundial por los productos se debe tanto por la cuestión ambiental cuanto por la diversificación de la matriz energética, ya que representa una protección contra fluctuaciones en los mercados de petróleo y de cambio. Según el estudio, varios países están invirtiendo pesado en alcohol, como Estados Unidos, Francia y Japón. En Brasil, cuya industria está mucho más al frente del resto del mundo, los negocios están en ebullición. Todos quieren tomar la onda “verde” y obtener una tajada de ese millonario sector, cuyas previsiones son positivas.

La mayoría de los Estados va a aumentar el área plantada de caña, de acuerdo con el segundo levantamiento de cosecha 2007/2008 hecho por la Companhia Nacional de Abastecimento (Conab) comparado con la cosecha anterior. Serán 760 mil nuevas hectáreas de caña de azúcar plantada, con una producción de 547 millones de toneladas, un 15,2% superior a la cosecha 2006/2007. Del total, 473 millones de toneladas serán destinados a la industria sucroalcooleira, siendo un 53% para la producción de alcohol y un 46,92% de azúcar. En San Pablo, el mayor productor brasileño, la cosecha alcanzará 318 millones de toneladas de caña, con un crecimiento de 11,8%. La expansión del área plantada saltará de 3,29 millones de hectáreas a 3,65 millones de hectáreas. En Paraná, donde será cosechada la segunda mayor cosecha brasileña, la previsión es de aumento del 34,3% en la producción, a 45 millones de toneladas de caña.

El superintendente de la Associação de Produtores de Álcool e Açúcar do Estado do Paraná (Alcopar), Adriano da Silva Dias, afirma que hay nueve proyectos de fábricas en la región. Sólo este año entraron en operación dos nuevas unidades, lo que elevó a 29 el número de industrias en el Estado. Dias destaca que las nuevas plantas sólo pueden ser construidas por encima del Paralelo 24, en el norte de Paraná, a causa de las restricciones climáticas. En el sur del Estado, hay riesgos de heladas, lo que perjudicaría la producción. El ejecutivo garantiza que la expansión ocurrirá en áreas de pastizal, semi degradada.

En Minas Gerais, el presidente de los sindicatos del Azúcar y del alcohol del Estado (Siamig/Sindaçúcar), Luiz Custódio Cotta, afirma que la expansión ocupó tanto áreas de pastizal como de soja. La expectativa es que para 2012 el estado alcance 52 fábricas y producción de 84 millones de toneladas de caña. Ese aumento será decurrente de inversiones del orden de los 3 mil millones de dólares. Buena parte de las nuevas plantas está localizada en el “Triângulo Mineiro”, región que atrajo un número importante de inversores a causa de las condiciones topográficas y clima. Hoy la región ya responde por más del 70% de la producción minera y debe elevar aún más esa participación con la llegada de grandes grupos paulistas, como Moema, Vale do Rosário, Crystalsev y Balbo, entre otros.

Incluso en el Nordeste, que vivió momentos de parálisis en la producción de caña, consiguió reanimar su industria. La expectativa es que la producción aumente un 14% en la próxima cosecha, con destaque para Bahía. El Estado va a elevar en un 76% su producción, a 6,25 millones de toneladas. Parte de ese aumento se debe a las inversiones

hechas por Agrávale, en el Vale do São Francisco. La empresa debe moler en la próxima cosecha cerca de 1,5 millón de toneladas, siendo mitad destinada al alcohol y mitad al azúcar. Los planes para el futuro son aún más ambiciosos, garantiza el director Financiero de la compañía, Gustavo Colaço. En seis años el área plantada de la empresa saltará de 16 mil hectáreas a 22 mil hectáreas.

Platts Global Top 250: Las compañías de energía de mejor rendimiento en el mundo

Las principales empresas de petróleo y gas consolidaron su posición como las empresas de energía más efectivas del mundo, denominado en los rankings de la lista anual Platts Top 250 Global Energy Companies. En un entorno de precios del petróleo continuamente elevados y una creciente demanda global, Exxon Mobil, BP y Royal Dutch Shell sostuvieron sus lugares de liderazgo. Ciertamente, las únicas empresas que no son de petróleo y gas que lograron colocarse dentro de los primeros veinte puestos fueron las supercompañías francesas de servicios públicos EDF Energy y Suez, que se ubicaron en las posiciones 14 y 20 respectivamente.

La lista Platts Top 250 califica a las compañías de energía de mayor rendimiento del mundo en función de una combinación de activos, ingresos, ganancias y retorno del capital invertido. Platts anunció los rankings de este año en una cena de gala que tuvo lugar en Singapur para celebrar a los ganadores asiáticos en la lista Top 250, y la creciente importancia de Asia dentro de la lista.

La empresa asiática de energía de mejor desempeño fue Petrochina, que se ubicó sexta en todo el mundo, y por delante de varias compañías occidentales de energía de larga data. La producción de petróleo de Petrochina la coloca en el mismo lugar, en términos de escala, que los productores de la OPEP de mediano tamaño; y medido exclusivamente en términos de ganancias, ocupa el cuarto lugar entre las compañías más exitosas del mundo. El segundo, tercero, cuarto y quinto lugar en Asia fue ocupado por China Petroleum & Chemical Corp(Sinopec), Oil & Natural Gas Corporation de India, PTT de Tailandia y CNOOC de Hong Kong.

Las de mejor rendimiento en Europa, África y Medio Oriente fueron BP, Shell, Total, Statoil de Noruega y ENI de Italia, en ese orden. En el continente americano, Exxon Mobil, Chevron, Petrobras de Brasil, ConocoPhillips y Valero Energy ocuparon los primeros lugares de la tabla

Por primera vez en la historia de los rankings, Platts calificó también una lista de compañías de crecimiento rápido, una lista de compañías de elite que marcan el ritmo en términos de crecimiento de ingresos. En particular, las destacadas en crecimiento en Asia fueron China Resources Power Holdings, con una tasa de crecimiento compuesto (CGR, según sus siglas en inglés) a tres años del 131 por ciento, PT BUMI Resources de Indonesia, con un crecimiento del 65 por ciento, e Inpex Holdings de Japan, con un crecimiento del 52 por ciento.

Las compañías de servicios públicos de desempeño más sólido en el mundo fueron todas europeas. Además de EDF y Suez, E.ON de Alemania, Gaz de Francia, Enel de Italia, Electrabel de Bélgica y el BG Group del reino Unido se agolparon todas entre las primeras 30 en el Top 250. Todas las compañías calificadas tienen activos por más de US\$ 2,0 mil millones, y deben ser compañías con cotización pública. Los datos subyacentes provienen de la base de datos Compustat, compilada y mantenida por Standard & Poor's (al igual que Platts, una división de The McGraw-Hill Companies).

Las 50 primeras empresas del ranking:

1ExxonMobil Corp 2BP 3Royal Dutch Shell 4Chevron Corp 5Total 6Petrochina Co 7Statoil ASA 8ENI SpA 9Petrobras Brasileiro 10ConocoPhillips 11Valero Energy Corp 12LUKoil 13Marathon Oil 14Electricite de France 15China Petroleum 16Rosneft Oil 17Gazprom OAO 18Occidental Petroleum 19EnCana Corp 20Suez 21Norsk Hydro AS 22Repsol YPF SA 23Oil & Natural Gas 24E.On AG 25ENEL SpA 26Gaz de France 27PTT Pcl 28Electrabel SA 29Surgutneftegas Oao 30BG Group plc 31Imperial Oil Ltd 32RWE AG 33Vattenfall AB 34Hess Corp 35CNOOC Ltd 36Endesa SA 37OMV AG 38TXU Corp 39Reliance Industries 40Gazprom Neft 41Suncor Energy Inc 42EnBW 43National Grid plc 44Devon Energy Corp 45Anadarko Petroleum 46Apache Corp 47Scottish & Southern 48Sunoco Inc 49CEPSA 50Husky Energy Inc

Enfoque: Presentan a Perú como nuevo mercado de GNL para el Pacífico

China, Japón, Singapur e incluso India están interesados en el potencial energético de Perú, por ello estudian la posibilidad de invertir en proyectos de hidrocarburos, petroquímicos y de licuefacción que no sólo satisfagan la demanda interna sino que generen excedentes exportables. La afirmación corresponde al viceministro de Energía del Perú, Pedro Gamio, quien participó en el Encuentro sobre Energía del Foro de Cooperación Económica Asia Pacífico (APEC, por sus siglas en inglés) realizado en la ciudad de Guangzhou, República Popular China.

El país sudamericano cuenta con 4 mil millones de dólares en inversiones en su industria de petróleo y de gas para estimular un crecimiento económico anual del 7% durante los próximos cuatro años. China National Petroleum, con sede en Beijing, maneja cinco yacimientos petroleros en Perú, considerada el 33% de la producción petrolera total de la nación sudamericana, dijo el ministro. La empresa china posee totalmente el bloque VI y VII, que producen aproximadamente 3.000 barriles de petróleo por día. Además tiene

una participación del 50% en el bloque 1AB en el norte del Amazonas con una producción diaria de aproximadamente 40.000 barriles y explora el bloque 113 y el bloque 111 en la Cuenca Madre de Dios por depósitos de petróleo y gas.¹⁸

“Perú ha comenzando a ser considerado líder en la región por tener un marco de reglas de juego bastante promocionales. Hay confianza en el país y tenemos un potencial de recursos energéticos renovables muy importante”, afirmó. Esto, junto a la necesidad de esas economías de contar con energía limpia, debido a que los estándares internacionales les exigen mejorar las condiciones ambientales de sus ciudades, se convierte en una oportunidad, para Perú, en promover y desarrollar proyectos en este rubro en el que empieza a tomar la delantera, a diferencia de su vecino Bolivia, que ha optado por la nacionalización cerrada de sus hidrocarburos.

Se trata de venderle un combustible más limpio y económico a países como China, que tiene un crecimiento agresivo y que por necesidades estratégicas- debido a la contaminación que su industria le genera- tiene necesidad de apuntalar hacia un cambio de su matriz energética. “China está siendo muy agresiva en inversiones en Perú, tanto en minería como en hidrocarburos, asimismo tenemos ya presencia de empresas de India que están haciendo evaluaciones y han revelado estar interesados en un proyecto petroquímico, así como en exploración hidrocarburofífera”, refirió Gamio. “En este contexto, con las reservas de gas natural y el proyecto de licuefacción que tenemos se podrá atender la demanda de energía natural de estos países”.

La importancia de China para Perú cobra aún más relevancia debido a que el Gobierno peruano ha iniciado conversaciones para llegar a un Tratado de Libre Comercio (TLC), el cual se espera quedará sellado en noviembre del 2008, cuando se celebrará en Lima la cumbre del Foro Económico de Asia-Pacífico. El tratado significaría al Perú un incremento del 0,8% en su Producto Interno Bruto (PBI).

Por otro lado, el ingreso de un consorcio de origen japonés a Perú-LNG refuerza el interés de los asiáticos en las reservas naturales de energía del país, sobre todo gasífera. Recientemente SK Energy, la mayor refinería de Corea del Sur, anunció que la japonesa Marubeni comprará un 10% de su participación en Perú-LNG en 100 millones de dólares¹⁹.

Marubeni tiene actualmente dos proyectos de GNL y busca expandir su negocio a un suministro estable del recurso a Japón, el mayor importador de GNL en el mundo. “Este acuerdo representa para nosotros la tercera oportunidad de sumarnos a promisorios proyectos de GNL además de nuestra participación en los proyectos en Qatar y Guinea ecuatorial”, declaró Nobuo Katsumata, presidente ejecutivo de Marubeni. SK Energy actualmente posee una participación del 30 por ciento en la firma Perú LNG Company LLC. Asimismo, la prensa sostiene que el que tanto Australia como Rusia tengan dificultades para culminar sus proyectos de licuefacción hace que el proyecto peruano sea más atractivo y ocupe estratégicamente un espacio importante en los próximos cuatro años. “Si cumplimos con el cronograma planteado llegaremos en el momento oportuno”, advirtió Gamio.

El profesor James Jensen realizó hace poco un estudio para la Comisión de Energía de California y estableció los “netback” de 5 posibles exportadores de GNL a EE.UU: Bolivia, Indonesia, Qatar, Sakhalin (Rusia) y Australia. Allí determinó que el costo de la planta de licuefacción (que reduce el volumen de gas a ser transportado) sería de US\$ 1.70 por millón de BTU (MMBTU) para Bolivia, ya que es una planta nueva. Para el resto de los países, que ya tienen plantas funcionando, el costo es algo menor y se sitúa en US\$ 1.55 por MMBTU. Segundo, hay que pagar a los buques transportistas. Para Bolivia, ese costo es de US\$ 0.80 MMBTU y es el más barato pues está más cerca de EEUU. El tercer costo remunera a la planta de regasificación (para que el gas vuelva a su tamaño) que se construye en el punto de llegada. En este caso, los costos son muy parecidos para todos y se sitúan

¹⁸ Bloomberg, “China May Expand Oil Exploration, Refining Investments in Peru”, (28/8)

¹⁹ Reuters Latinoamérica, “Marubeni invertirá 100 mlns dlrs en gas natural Perú”, (28/8)

alrededor de US\$ 0.75 MMBTU. Así, Sakhalin tiene el costo más bajo, con US\$ 2.90/MMBTU, seguido de Indonesia y Bolivia, con US\$ 3.20 y 3.22 por MMBTU, respectivamente.

En el caso peruano, los costos serían parecidos, aunque el transporte bajaría por la cercanía a EEUU. Pero este cálculo del profesor Jensen no incluye los costos del gasoducto desde Tarija al puerto del Pacífico. Si lo comparamos con el costo del transporte del gas de Camisea a Pisco, vemos que la tarifa fijada por Osinerg es US\$ 0.94 MMBTU para el gas al sector eléctrico. Por tanto, al precio de US\$ 3.20/MMBTU habría que sumarle casi un dólar adicional, lo que nos da US\$ 4.16/MMBTU. En el 2007, el precio del gas en EEUU ha fluctuado alrededor de US\$ 6.50 MMBTU²⁰.

Uno de los inconvenientes del cronograma es la demora en el préstamo que el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) cederá al proyecto. El presidente del Bis, Luis Alberto Moreno se mostró confiado en que este organismo apruebe en diciembre un crédito de 400 millones de dólares para el procesamiento y exportación del gas de la reserva de Camisea²¹.

Este proyecto fue cuestionado tras seis rupturas del sistema de tuberías construido en 2003, a lo que siguieron auditorías internacionales independientes sobre su impacto social y ambiental. Las reservas de Camisea ascienden a 8,7 trillones de pies cúbicos, con un estimado de recuperación final de 6,8 trillones de pies cúbicos de gas natural y 411 millones de barriles de líquidos asociados (propano, butano y condensados).

Las mineras de China, cuyo apetito por las materias primas crece vorazmente cada año, voltearon sus ojos también a Perú con millonarios proyectos para explotar y producir directamente metales ante el gran potencial del país andino. Las firmas Zijin Mining Group, la segunda mayor minera de oro de China, y Aluminum Corp of China Ltd. también conocida como Chinalco, compraron cada una en lo que va del año dos ricos proyectos en Perú que aguardan inversiones que suman en conjunto casi unos 3.000 millones de dólares²².

Aunque, una menor velocidad en el crecimiento de la oferta local de energía eléctrica frente a su demanda podría frenar importantes proyectos mineros en Perú. La minería es considerada vital para la economía de Perú, pues sus envíos al exterior representan al menos un 60 por ciento de las exportaciones totales del país. *"La demanda de energía crecerá a un ritmo promedio anual de 7,5% hasta 2015, teniendo en cuenta los ricos proyectos mineros del país"*, dijo Alvaro Quijandría, director gerente en competencia y regulación de Apoyo Consultoría, durante un foro minero en el sur de Perú²³. Entre los proyectos mencionó los de cobre como Las Bambas de Xstrata, Toromocho de Chinalco, Michiquillay, de Anglo American y Tía María de Southern Copper. *"Hay necesidad de mayor oferta eléctrica y hay preocupación por ello,"* dijo al respecto Oscar González, presidente ejecutivo de Southern Copper.

Según analistas, la inversión en la construcción de plantas de energía se ha desacelerado debido a cierta incertidumbre por algunas regulaciones locales, así como por el encarecimiento de turbinas y altos precios del cobre, aluminio y acero. Además, las plantas de energía a base del gas natural crece lentamente en este país, donde el 71 por ciento de la generación eléctrica se concentra en el origen hídrico, mientras que el 29 por ciento en el térmico. *"Con la inversión actual proyectada nos faltaría 300 megavatios anuales desde el 2008 al 2010 para cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica,"* afirmó por su parte el presidente del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú, Alfredo Dammert, durante su exposición en el foro que se realiza en Arequipa.

²⁰ La República, Hugo Campodonico, "LNG: cuando el precio se calcula "para atrás"", (18/9)

²¹ Reuters UK, "LADB sees \$1.6 bln-\$2.5 bln in loans to Peru", (14/9)

²² Reuters Latinoamérica, "China abre los ojos frente a gran potencial minero de Perú", (13/9)

²³ Reuters Latinoamérica, "Menor oferta energía frenaría ricos proyectos mineros en Perú", (13/9)

Estrategia: E.ON entra en el mercado eléctrico ruso en el sector de generación

El conglomerado alemán E.ON ofreció 3,35 rublos por acción de Wholesale Generation Co-4 o OGK-4 (de monopolio de electricidad ruso Unified Energy Systems - compañía generadora unificada-) lo que equivale a 753 dólares por un kilovatio de la potencia instalada o a 3,9 millones de dólares por el 47,7% de los títulos. Es el precio más alto de los ofertados hasta ahora por las plantas generadoras rusas, llegaron a la conclusión compartida los expertos. Se espera que los trámites de cierre de la transacción sean ultimados entre el 24 y el 26 de septiembre.

E.ON anunció su propósito de adquirir a precio mencionado todas las acciones de OGK-4, puestas en venta, incluida la emisión adicional por la que el consorcio alemán tendría que pagar otros 46,5 mil millones de rublos. De prosperar la transacción, la participación de E.ON en el capital social de OGK-4 podría llegar al 69,5%, mientras la de SEU de Rusia (Sistema Energético Unificado) disminuiría del 89,6% al 22,5%.

El consejero delegado de la compañía alemana, Wulf Bernotat, se mostró muy satisfecho de este *“paso importante en el mercado eléctrico ruso”* que ofrece *“un enorme potencial de crecimiento debido al acusado aumento de la demanda industrial y la necesidad de cuantiosas inversiones”*, explicó²⁴. El mercado eléctrico ruso es uno de los mayores y de más rápido crecimiento del mundo, con una tasa de crecimiento anual del 5%. El objetivo de E.ON a largo plazo es establecer una posición fuerte en regiones industriales de rápido crecimiento en los Urales, Siberia occidental, Volga y Rusia central.

E.ON destinó 3 mil millones de euros en inversiones en Rusia y Turquía²⁵ hasta 2010. Esta, según The Wall Street Journal, es sólo una fracción de su estrategia total de 60 mil millones de euros de inversión, pero Bernotat dijo que la empresa invertirá más en esos mercados *“si fuera necesario y las oportunidades surgen”*²⁶.

El gobierno ruso pretende conservar el control de la red de energía del país, la red de distribución de electricidad, y su capacidad de generación nuclear e hidroeléctrica. Rusia es atractiva para la tecnología y know-how extranjero para mejorar la infraestructura que cruje por no ser substituida en décadas. Pero algunas utilities son demasiado importantes como para caer en control extranjero, como aquellas localizadas en las principales ciudad e industrias estratégicas.

“La industria de energía rusa necesita más inversión en su infraestructura”, dijo Lueder Schumacher, analista de Dresdner Kleinwort en Londres, que tiene un *“buy rating”* en participaciones de E.ON. *“El presidente Putin dijo no tener la capacidad suficiente de energía costó al*

²⁴ *Financial Times*, “Eon pays €4.1bn for Russian utility stake”, (16/9)

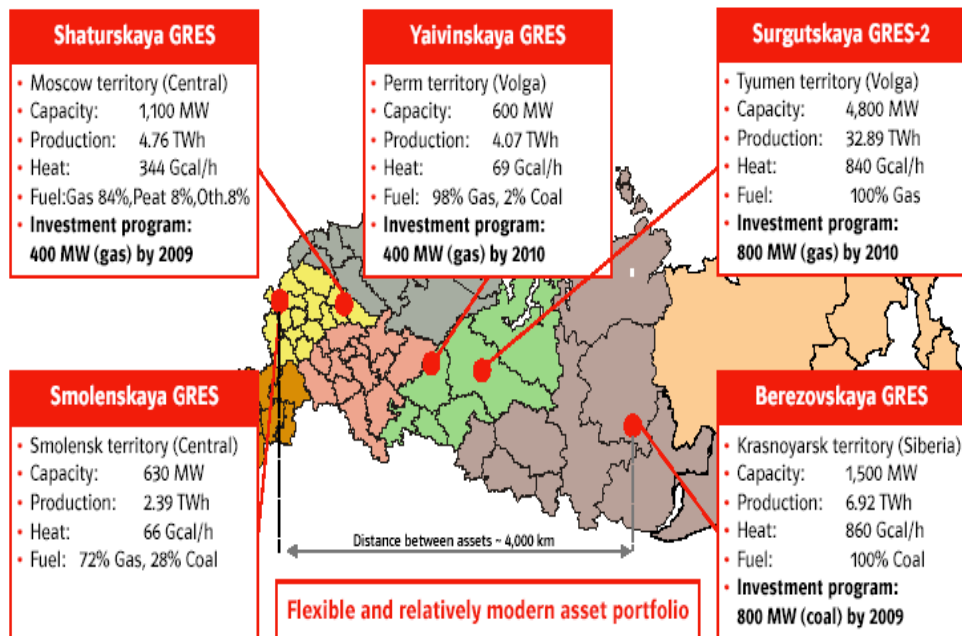
²⁵ <http://www.eon.com/en/presse/news-show.do?id=8186&back=%2fen%2findex.jsp>

²⁶ The Wall Street Journal, “E.ON Seeks to Buy Around 70% Of Russia's OGK-4”, (16/9)

país 5% del crecimiento del PBI en los años recientes", dijo Schumacher. "Una tremenda cantidad de inversión es necesaria para el sector energético ruso. Pienso que esto da cierta protección política"²⁷.

E.ON es la segunda empresa de energía extranjera en hacerse un inversionista estratégico en el mercado de energía ruso. El presidente de UES de Rusia, Anatoli Chubais dijo al Financial Times²⁸ que hasta un cuarto de la industria de energía rusa puede ser controlada por extranjeros. En junio, la italiana Enel adquirió una participación del 25% en OGK-5 de una subasta estatal. El precio entonces era equivalente a 669 dólares por 1 KW de capacidad. E.ON pagó 753 dólares por KW. Los analistas describen a OGK-4 como una de las empresas de generación de energía más eficientes de Rusia.

OGK-4: Attractive, flexible asset portfolio of ~ 8.6 GW capacity with a committed investment program of additional 2.4 GW



Las últimas transacciones cerradas en este terreno revelan que los extranjeros ya controlan del 17% al 18% del sector eléctrico doméstico y en un futuro podrían dominar hasta un 25% del mercado de electricidad ruso.

Los expertos no dudan que el consorcio alemán saldrá con la suya. "La oferta que hizo E.ON es muy atractiva", dice el analista de Alfa-Bank, Alexandr Kornilov. "El precio anterior más alto de 1,5 mil millones de dólares fue pagado por OGK-5 el pasado mes de junio por la italiana Enel -hace recordar el analista jefe de la compañía Finam, Semion Birg-. La OGK rusa fue valorada en 664 dólares por kilovatio de potencia instalada. Pero el último concurso fijó nuevos puntos de referencia en la evaluación de las compañías generadoras rusas.". E.ON probablemente hizo la inversión debido al potencial de ingresos d OGK-4 en cuatro años, dijo Dmitry

²⁷ Bloomberg, "E.ON and Gazprom Invest \$8.6 Billion on Russian Power", (15/9)

²⁸ Financial Times, "Chubais pledges access to Russia", (12/9)

Tsaregorodtsev, analista con KIT Finance, con sede moscovita. *"Una vez que Rusia liberalice los precios de electricidad para 2011, las empresas no es una gallina de oro, pero si un diamante"*.

OGK-4 posee y maneja cinco centrales eléctricas en las regiones de Tumen, Krasnoyarsk, Moscú, Smolensk y Perm. Estas tienen una capacidad de energía total instalada de alrededor de 8,6 gigawatts, cerca del 6% de la capacidad de generación térmica. La central eléctrica de la compañía Surgutskaya-2 GRES, en Tumen es la térmica más grande del mundo, con una capacidad instalada de 4,8 gigawatts, de acuerdo con la web site de OGK-4. Se nutren de muchos de los yacimientos petroleros circundantes de Siberia occidental.

E.ON dijo que OGK-4 planifica construir centrales eléctricas adicionales con una capacidad total de 2.4 gigawatts en sus instalaciones existentes hacia 2011. El 24 de mayo, E.ON dijo que había entrado en el mercado de energía ruso formando un joint venture con la empresa de energía rusa STS, agregando que tuvo la intención de participar en la privatización de la productora de energía rusa OAO Territory Generation Co. No.10, o TGK-10.

TGK-10 es una utilidad regional que sirve al *heartland* de producción petrolera rusa en Siberia occidental y en el sur de los Urales. Los enormes yacimientos petroleros alrededor de Surgut, Nefteyugansk, Nizhnevartovsk son todo el territorio servido por TGK-10, así como la región que produce acero de Chelyabinsk.

Por otra parte, en 2008 se iniciarán las exportaciones amplias de energía eléctrica rusa a China, informó el vicepresidente de Unified Energy System, Leonid Drachevsky. *"Tenemos firmado el acuerdo sobre las exportaciones de electricidad a China. El programa contempla tres etapas y será puesto en marcha el año que viene"*, dijo Drachevsky en la rueda de prensa, celebrada en el Centro Ruso de Información, organizado en Pekín por RIA Novosti²⁹.

UES planea exportar entre 3,6 y 4,5 mil millones de kWh por año durante la primera etapa. En la segunda etapa, para 2012, las provisiones de energía aumentarán a 18 mil millones de kWh cada año, y la tercera etapa, las exportaciones se elevarán en otros 38 mil millones de kWh cada año. *"En el marco del proyecto, se suministrarán a China hasta 60 mil millones de kilovatios hora al año"*, hizo saber el directivo de UES de Rusia.

Drachevsky dijo también que Rusia está lista para suministrar electricidad a la península coreana, y espera ofertas concretas de inversionistas extranjeros. *"Las provisiones de electricidad a la Península coreana podrían garantizar la estabilidad en puntos calientes regionales, incluyendo los que experimentan un déficit de recursos de energía"*, sostuvo.

Venezuela: promesas de desarrollo del gas natural e interconexión con Colombia

El presidente venezolano, Hugo Chávez, dio a conocer su *"revolución gasífera"* que apunta a expandir la producción y el consumo de gas natural en el país, con un proyecto

²⁹ RIA Novosti, "Russia to boost electricity supply to China in 2008 – UES", (18/9)

que contempla la ejecución de 10 grandes proyectos fundamentales. El primer gran objetivo es garantizar el suministro al mercado interno y después apoyar a países vecinos, con miras a la integración gasífera. La estrategia de desarrollo del sector energético venezolano contempla la posibilidad de duplicar las reservas probadas de gas natural.

Venezuela concentra su potencial en dos grandes zonas, la primera de ellas el Cinturón Gasífero de Tierra Firme, el cual se extiende desde el Lago de Maracaibo hasta el Delta del Orinoco. Mientras, la segunda faja comprende desde el golfo de Venezuela hasta el Orinoco, en el área de los mares territoriales de la nación. La producción diaria se sitúa en torno a los siete mil millones de pies cúbicos y la aspiración esta en llevarla hacia el 2012 hasta los 11 mil 500 millones de pies cúbicos.

Venezuela pretende incrementar la producción de gas natural a 311 millones de metros cúbicos por día hacia el 2012, año en que el país debiera comenzar a exportar gas natural a Colombia. Cerca del 70% de la producción venezolana de gas natural se destina a la producción de petróleo, lo que significa que el país enfrenta un déficit de gas natural de 1Mpc/d aproximadamente.

Entre los proyectos diseñados para incrementar el consumo figuran: colocar ductos internacionales; construir nueve plantas de gas licuado de petróleo (GLP) a cargo de la comunidad diseñadas para rellenar tanques; instalar más de 20.000km de cañerías de distribución de gas para uso residencial y comercial; fabricar motores de gas vehicular vehicular para los sistemas públicos de transporte; y colocar de la conexión del gasoducto Eje Norte Llanero para suministrar gas a Anaco.

Según un comunicado de la estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), el primero de ellos es el Proyecto Gas Anaco (PGA), el cual comprende la puesta en funcionamiento de modernas instalaciones que garanticen el suministro seguro de gas que requiere el país. Venezuela cuenta con 20 billones de pies cúbicos de gas sólo en el distrito Anaco. Un 55% de avance físico presenta este proyecto, que se desarrolla en el municipio Anaco del estado Anzoátegui.

El Complejo Criogénico de Occidente, que se está empezando a construir en la costa oriental del Lago de Maracaibo, estado Zulia, permitirá el desarrollo petroquímico en Venezuela³⁰. Esta planta convertirá el gas en líquidos y componentes a través de un proceso de enfriamiento. La inversión será de casi mil millones de dólares, 950 millones de pies cúbicos de gas diarios y producirá 60 mil barriles diarios de líquidos de gas natural, además de 62 mil barriles de etano en una fase más avanzada. Se espera inaugurar para diciembre de 2009 la primera fase de esta planta y en diciembre de 2010 su segunda etapa.

Respecto al proyecto de Gasificación Nacional, se prevé la creación de una red de distribución de mas de 20 mil kilómetros para llevar el combustible a los sectores domestico y comercial.

Unido a ello, el Gas Natural Vehicular es una opción más ventajosa que la gasolina para el traslado de bienes y personas, con prioridad para los vehículos del transporte público. El vicepresidente de Refinación de Petróleos de Venezuela (Pdvs), Asdrúbal Chávez, informó que serán 22.000 vehículos los que serán convertidos de gasolina a gas al cierre de este año, pero para 2008 se espera que 220.000 corran con igual suerte³¹.

Lo esencial de los proyectos:

³⁰ Agencia Bolivariana de Noticias, “Complejo Criogénico de Occidente garantizará desarrollo petroquímico en el país” (16/9)

³¹ El Universal, “Calculan que 22.000 vehículos funcionará con gas este año”, (17/9)

***Proyecto Gas Anaco.** Sustitución de infraestructura para poner en funcionamiento instalaciones que garanticen el suministro de la demanda de gas.

***Cigma.** El Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho concentrará el gas del norte de Paria y de la Plataforma Deltana. Albergará plantas de licuefacción, industrialización y petroquímica y facilitará el procesamiento de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

***Interconexión centro occidente.** Interconectará el sistema de transporte de gas de centro-oriente con occidente.

***Criogénico de occidente.** En la Costa Oriental del Zulia se construye el Complejo Criogénico de Occidente (CCO), centro que permitirá convertir el gas en líquidos y componentes a través de un proceso de enfriamiento, enriqueciendo este recurso y a su vez desarrollando la petroquímica nacional.

***Gasoducto.** Por primera vez comienzan a construir gasoductos que traspasan las fronteras venezolanas. El primero de ellos, y pronto a inaugurarse, Gasoducto Transguajiro, tramo Antonio Ricaurte, en la Guajira colombo-venezolana.

Lukoil se instala en América Latina

Lukoil estudia la posibilidad de construir una refinería en América Latina en el marco del proyecto de formación de una empresa conjunta con la venezolana PDVSA, anunció ayer el vicepresidente de la petrolera rusa, Andrei Kuziáev. Según sus palabras, aún no se decidió en qué país sería instalada la planta. Al propio tiempo, Kuziáev dijo que los productos refinados que lanzará la futura empresa se comercializarán en los mercados externos. Las participaciones de Lukoil y de PDVSA en la empresa conjunta serán del 40% y del 60%, respectivamente. No hay obstáculos algunos para operar en Venezuela, afirmó el señor Kuziáev. Pero la semana pasada otro vicepresidente de Lukoil, Leonid Fedun, planeó la necesidad de que Venezuela diera garantías correspondientes. Cabe señalar que la política de nacionalización de los yacimientos de hidrocarburos obligó a ExxonMobil y a ConocoPhillips a retirarse de Venezuela.

Venezuela es el segundo productor latinoamericano de derivados de petróleo después de Brasil. En el territorio venezolano se encuentran 10 refinerías con capacidad de 95,7 millones de toneladas, mientras Brasil dispone de 13 plantas que refinan 100,2 millones de toneladas de crudo al año. Valeri Nésterov, analista de la compañía Troika Dialog, dice que Venezuela es uno de los países más atractivos del mundo para la construcción de refinería por contar de amplios mercados de venta de productos refinados, incluido el de EEUU. No obstante, la construcción de una nueva planta de refinación de crudo es un proyecto costoso y se tardará de dos a tres años en llevarlo a la práctica, sostiene el experto

Cifras y Notas del Sector:

Planta GNL en Chile buscará financiamiento internacional octubre (Reuters, 13/9)

El consorcio a cargo de un proyectado complejo de gas natural licuado (GNL) en la zona central de Chile empezará en octubre la búsqueda de financiamiento internacional por unos 800 millones de dólares para la planta. El proyecto tendrá un costo aproximado de 940 millones de dólares y participan en su ejecución la británica BG Group, la petrolera estatal chilena ENAP, la generadora eléctrica Endesa Chile y la distribuidora de gas Metrogas. *"En octubre, saldremos al mercado internacional para buscar financiamiento. Haremos una licitación para buscar un grupo de bancos que lleve adelante esto,"* dijo a corresponsales extranjeros Antonio Bacigalupo, gerente general de la sociedad GNL Quintero, que desarrolla el proyecto.

"Hay mucho interés de los bancos para financiar esta planta, que es la primera de su tipo en esta parte del mundo," agregó. Lo que busca la sociedad es un financiamiento a largo plazo, que podría ser a través de un crédito sindicado, aunque dijo que la opción aún no está definida del todo.

Empresas extranjeras operarán la red de ductos de Pemex (La Jornada, 18/9)

Petróleos Mexicanos (Pemex) adjudicará en este año a empresas privadas internacionales la operación, mantenimiento y administración de ductos de transporte de hidrocarburos a través de cuatro contratos, que inicialmente se realizarán mediante la entrega de la red estratégica ubicada entre Tabasco, Chiapas y Veracruz.

La licitación pública internacional lanzada en mayo pasado establece que el contrato general será hasta de 10 años con opción a renovación, y alcanzará un monto hasta de mil millones de dólares. Las bases de la licitación número 18575111 de Pemex Exploración y Producción (PEP), el organismo subsidiario más importante de la petrolera, permiten que la compañía extranjera que resulte ganadora pueda subcontratar todos los servicios no centrales, desplazando al personal especializado de Pemex, además que se financiará mediante endeudamiento con particulares bajo la figura de los Proyectos de Inversión Financiada con Impacto Diferido en el Gasto (Pidiregas), ahora conocidos como obra pública financiada.

Informes internos de Pemex señalan que la “*dimensión de la oportunidad de negocio*” equivale a una longitud de ductos de 5 mil 372 kilómetros, y a 3.8 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente. Es importante recordar que en el proyecto de presupuesto para 2008 desaparece la asignación presupuestal para el mantenimiento de ductos.

Los requerimientos en la capacidad técnica automáticamente anulan la participación de empresas mexicanas o la reducen a una simple asociación de membrete, porque se estipula que “*el licitante y sus filiales deberán haber operado y administrado en forma ininterrumpida durante 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006 sistemas de transporte de hidrocarburos que cuenten con las siguientes características: una longitud no menor a mil 700 kilómetros y volumen transportado no menor a 350 mil barriles diarios de hidrocarburos líquidos*”, entre otros requisitos

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