

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 11 al 18 de julio de 2008

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I</u> : Estados Unidos enfrenta altos costos de calefacción para invierno	3
<u>Análisis II</u> : “Barriles por onzas”, la aritmética de la reducción de costos de energía en la minería.	9
✓ <i>Shell invierte en tight gas para consolidar su industria de valor agregado</i>	12
<u>Análisis III</u> : Perú entre boom energético y las protestas sociales	14
✓ <i>¿Es viable actualmente la energía hidroeléctrica en Perú?</i>	19
<u>Análisis IV</u> : Tras la seguridad energética, entra en escena la seguridad alimentaria y el negocio de los biocombustibles	21
✓ <i>Brasil construirá 18 usinas de etanol en Sudán</i>	24
Commodities	25

Análisis I: Estados Unidos enfrenta altos costos de calefacción para invierno



Estados Unidos está en verano, pero muchos americanos ya se preocupan por el invierno. El próximo golpe de los altos precios de la energía podrían venir “*in the dead of winter*” (expresión en inglés que podría traducirse como en medio del invierno) sostuvo The Wall Street Journal¹. La masiva carrera de los precios del petróleo demandó otro *set* de víctimas: los que calientan sus casas con petróleo y gas natural. Los proveedores de esos commodities, casi duplicaron sus precios

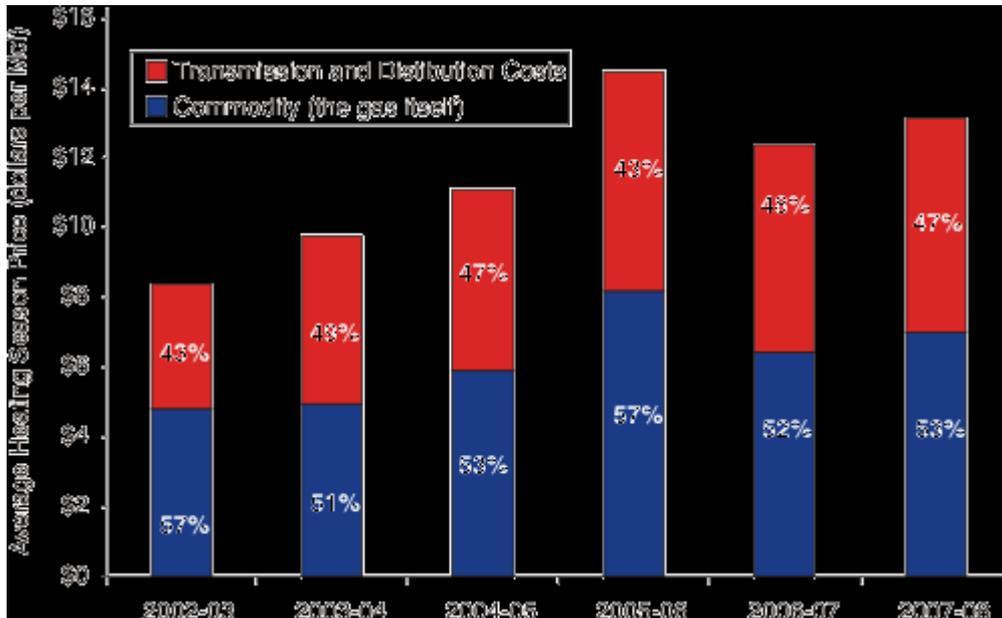
durante el año pasado, cortando los *way back* de planes por adelantado que muchos *homeowners* (propietarios) tradicionalmente firman los meses de verano para protegerse contra la inflación. Las utilities y los analistas de la industria estiman que costará a la familias de un 30 a un 40% más calentar sus casas con gas natural este invierno. Mientras las familias que usa heating oil podrán afrontar aumentos de entre 50% y el 100%.

Esto cambia las matemáticas tanto para los consumidores como para las compañías de energía. Algunos se preocupan de que los costos de calefacción más altos podría ser el *tipping point* (el momento más dramático) para los presupuestos familiares que ya luchan por absorber los altos precios de los alimentos, y la ya mencionada gasolina. Aproximadamente ocho millones de casa usan heating oil, la mayor parte en la región del Noreste y Atlántico medio. Los últimos tres inviernos, el uso residencial de gas natural cayeron un 5% cada estación en escala nacional, en medio de la volatilidad de los precios.

Muchos observadores esperan la bajada en el consumo para acelerar cambios de reducción del uso. Y otros como Leonardo Zangas, cuya empresa, Vision Enterprises, posee y maneja aproximadamente 4.500 unidades de alojamiento en Nueva York, convierte varios edificios de Manhattan y Queens a gas natural para ahorrar en los costos de combustible. Los altos precios exponen también algunas debilidades institucionales. En muchos estados, los reguladores de utilities desalientan a éstas a comprar gas natural bajo contratos de muchos años. Entonces, con la subida brusca de los precios spot, las empresas eléctricas no tienen ningún buffer (amortiguador) porque los altos costos no son desvalorizados por las compras hechas a precios inferiores durante los periodos más largos de tiempo. La perspectiva negativa hace que las utilities tomen otra mirada para cubrir sus gastos fijos. Dos terceras parte de la industria usan una estructura tarifaria anticuada que recompensan a las utilities por comprar más unidades de gas natural cada año. Por suerte, hay varios otros pasos prácticos que pueden tomar para acordar una cobertura contra los costos de calefacción potencialmente insufribles este invierno².

¹ The Wall Street Journal, “*Winter Could Test Energy Math*”, (18/7)

² Business Week, “*Hedging Heating Bills Just Got Harder*”, (14/7)



El 9 de julio, los gobernadores de Maine, Massachussets, New Hampshire y Rhode Island visitaron Washington para aumentar la asistencia de calefacción de casas para la región de 1 mil millones a 250 millones de dólares del invierno anterior. "Esta es una catástrofe humana para Maine en términos de costos y suministro de energía", dijo Angus King, ex gobernador del estado. Maine, que pertenece a New England, tiene una alta tarifa de uso de calefacción por petróleo, con aproximadamente el 87% de utilización en casas de heating oil o kerosén. King dijo que se espera que el costo para llenar el tanque de almacenamiento de heating oil de una familia típica podría ser de 1.000 dólares este invierno. Otras estimaciones ponen un costo aproximado de 800 dólares, un alza del 60% en relación al año anterior.

Los altísimos precios para el gas natural y la calefacción de petróleo, con la volatilidad cotidiana en el mercado de futuros, desconcierta tanto a distribuidores de petróleo como a los consumidores. En el New York Mercantile Exchange (NYMEX), el contrato de gas natural era de 12.391 dólares (al 10 de julio), un alza del 93% desde hace un año, mientras el precio de calefacción por petróleo aumentó más del 80%. Esto significa que los propietarios, que ya sienten el pellizco de los precios de la gasolina más altos en el surtidor, tendrán que pagar más que nunca para calentar sus casas este invierno, según una reciente predicción del National Energy Assistance Directors Assn. En New England, que tiene los mayores índices de uso de calefacción de petróleo en Estados Unidos, el incremento de los precios es notable³. En Boston, la Ministra de Justicia de Massachussets, Martha Coakley está trabajando para identificar centros calentadores donde las familias sin calefacción adecuada pueden acudir para refugiarse durante las noches frías.

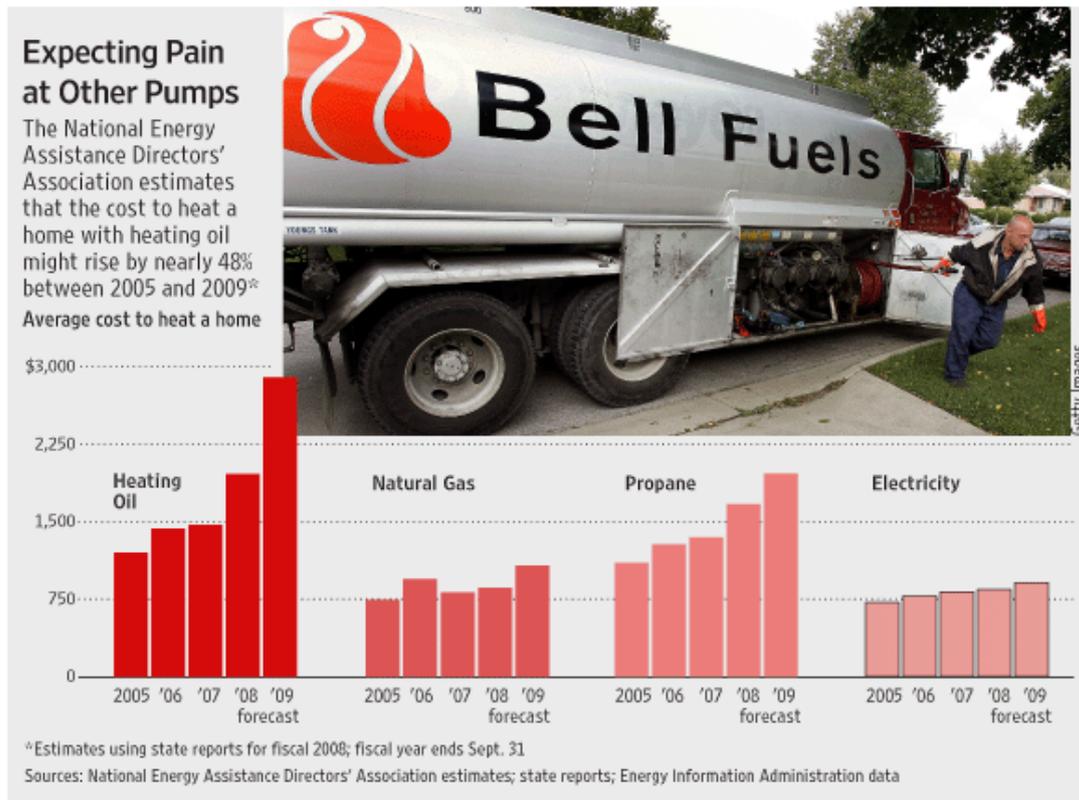
³ China Daily, "Sky-high oil price fans wood stove fad back in US households", (15/7)

Históricamente, los precios de la calefacción por petróleo fluctúan de año a año y mensualmente, generalmente es más alto en los meses de invierno cuando la demanda es más alta. Para entender los motivos de estas variaciones de precios, los consumidores tienen que entender como la calefacción por petróleo es usado y como y donde es producido. La calefacción en el espacio residencial tiene al heating oil como su consumo primario, haciendo más alta la demanda estacional. El mayor uso de calefacción por petróleo ocurre de octubre a marzo. Algunos consumidores tratan de incrementar sus tanques de almacenamiento cuando llega el verano, cuando los precios probablemente son inferiores. Sin embargo, la mayor parte de los propietarios no tienen tanques de almacenaje suficientemente grandes para almacenar el total para satisfacer la demanda de invierno. Como los propietarios deberían rellenar sus tanques tanto como 4 o 5 veces durante la temporada de calor, la posible suba de precios es una preocupación.

Pero vayamos a los pasos a seguir para garantizar el suministro. El primer paso debe ser la comprobación con su distribuidor de *heating oil* ⁴ para ver si ofrece un plan de pago adelantado por año. Los precios del gas natural y la electricidad son regulados por las utilities públicas, que por lo general no ofrecen esos proyectos. Los precios de la calefacción por petróleo son puestos por los proveedores locales, y algunos aún dejarán un *lock* (cerradura) a los propietarios con el precio de la calefacción antes que ellos necesiten comprar un plan por adelantado. Algunos planes de pago adelantado ofrece un tope, que pone un techo a cuánto pagará el propietario por la calefacción por petróleo, independientemente de cuanto los precios se elevan.

Scaran, un *oil dealer* con sede en Nueva York, ofrece a los propietarios dos opciones. Un plan les deja pagar los precios de mercado por la calefacción por petróleo sin pagar más de 4,89 dólares por galón, y otra con una tarifa máxima de 4.59 dólares, dijo Tom Scarangelo, su manager general. Sin embargo, esto planes vienen con un premio: alistándose con el primer plan de Scaran el costo es de 99 dólares, y el segundo cuesta 249 dólares, ambos cubren la franja de julio de 2008 a julio de 2009. El verano pasado, los clientes de Scaran pagaron un precio máximo de 2.99 dólares por galón por sólo 69 dólares.

⁴ Heating oil produces 138,500 BTU per gallon and weighs 7.2 pounds per imperial gallon (0.72 kg/l), which is about the same heat per unit mass as the somewhat less dense diesel fuel. Number 2 fuel oil has a [flash point](#) of 52 °C.



Sin embargo, muchos distribuidores de heating oil están preocupados más por el pago de provisiones que no ofrecen los planes este año. Algunos dealers, que solían ofrecer inscripciones largas durante el verano en planes de pago por adelantado, ahora tienen su inscripción abierta sólo por unos días para obtener dinero de los clientes y así comprar petróleo inmediatamente, antes que los precios sean un obstáculo.⁵

Sus márgenes de beneficio están restringidos, ahora afrontan la perspectiva de asumir cantidades sin precedentes de deuda para comprar el combustible para el invierno. "Este es un corte realmente profundo", dijo Ray Scarfo, presidente de Ranco Fuel, de Massachussets. "Aún no sabemos si tendremos negocio de heating oil cuando venga el próximo invierno". Los distribuidores por lo general compran el petróleo en incrementos de 42.000 galones, y una oscilación del 20% en el precio del mercado (no visto hasta hace poco) puede causar estragos en los márgenes de beneficio. "Ahora, usted ve distribuidores que ofrecen de tres a cuatro días", dijo Matt Cota, director ejecutivo de Vermont Fuel Dealers Assn. "Y la gente se matricula".

Un distribuidor en Vermont ofreció recientemente contratos de pago por adelantado en la calefacción de petróleo por encima del precio de 4 dólares por galón actual y vendió todo en un día, dijo Shane Sweet, presidente de New England Fuel Institute. Recomienda ponerse en contacto con sus proveedores locales de petróleo para ver si ofrecen proyectos de pago adelantado este verano.

Si los proveedores locales no ofrecen acuerdos *lock-in*, los propietarios pueden hacer caer sus cuentas de calefacción invirtiendo en equipos de calefacción más eficientes. Muchos sistemas de calefacción por petróleo de la actualidad, que generalmente cuestan en todas partes entre 3.000 y 5.000 dólares, pudiendo cortar un

⁵ Reuters US, "Cheap heating oil -- from my basement", (16/7)

40% del consumo de petróleo, dijo Cota, provocando ahorros por aproximadamente 1.200 dólares de ahorros anuales antes que la utilización de una caldera de 25 años de antigüedad.

Otra buena opción para los poco dispuestos a desembolsar varios miles de dólares podría comprar un termostato automatizado por 50 dólares, que puede calentar cuartos específicos o pueden alterar los niveles de calefacción dependiendo del tiempo del día. También el consumidor puede reaislar su casa, ahorrando hasta el 20% de los costos de calefacción del programa de energía federal Energy Star. Añadiendo aislamiento a un ático cuesta generalmente varios cientos de dólares, mientras la reaislación de una casa regular puede costar viarios miles de dólares, dijo Ronnie Kweller de Alliance to Save Energy. Muchos estados ofrecen incentivos fiscales especiales para animar a los propietarios de casas a instalar sistemas de calefacción más eficientes.

Los gobernadores, los fiscales generales del estado y otros funcionarios visitan el Congreso para aumentar el financiamiento federal del programa de asistencia de energía nacional, llamado Low Income Home Energy Assistance Program, o Liheap. El actual financiamiento llega de 2.57 mil millones de dólares, esto ayuda sólo al 17 pobra de la nación. La subvención media anual para 2008 es de 359 dólares. Pero con los incrementos de precios de calefacción, esos fondos no alcanzan a comprar mucho.

Vectren Corp.⁶ presiona en el Congreso para domesticar la creciente demanda de gas natural y los precios alcanzaron record máximos, aún superando los precios del pasado invierno este verano⁷.Alcanzando los 13 dólares este mes, el actual costo del gas natural duplicó su precio de los dos veranos anteriores, según Vectren, cotizando precios en el New York Mercantile Exchange.

Principalmente usado en calefacción para hogares, el precio del gas natural, por lo general, disminuye en verano, así el gas natural no es muy demandado, dijo Chase Kelley, director de comunicación de Vectren. Esto normalmente permite a las utilities la oportunidad de reaprovisionar el almacenaje de gas. La demanda de gas natural, sin embargo, transita una ocasional temporada, durante todo el año, constante.

La demanda de gas natural aumenta con el cambio de petróleo y carbón por el gas en la producción de energía. Esto significa un aumento de los cuentas de gas natural para los consumidores, que pagan 5 dólares más que el invierno pasado por unidad de gas natural. Ansioso por enfrentar la crisis energética, Evansville, holding de energía tomó parte del tema en Washington. "*Tanto las soluciones de corto y largo plazo están ahí, pero se requiere de la actividad legislativa o la ayuda antes que puedan comenzar*", dijo Niel Ellerbrook, presidente de la empresa.

En el lobbying del Congreso, la compañía tiene apoyo y las asociaciones de comercio que impulsan las siguientes iniciativas en el Senado estadounidense y el U.S. House of Representatives:

*Enfoque en la eficiencia de energía y la conservación para reducir al mínimo la demanda;

* Apoyar los grandes esfuerzos en investigación y desarrollo para ayudar a utilizar todas las fuentes de energía, en particular el carbón, de forma ecológicamente responsable;

⁶ Vectren proporciona gas y electricidad a más de un millón de clientes en toda Indiana y el centro oeste de Ohio.

⁷ Dayton Business Journal, "*Vectren lobbies Congress over rising energy costs*", (16/7)

*Permitir acceso de perforación a más tierras en control federal en América para exploración de petróleo y gas natural;

*Redireccionar el consumo primario de gas natural para dirigirlo al uso de la generación eléctrica; y

*Asegurar un equilibrio de fuentes de energía en apoyo de las necesidades de energía del país, incluyendo el uso de carbón, fuentes renovables y potencia nuclear.

Las regulaciones de emisiones de carbono potenciales, esperan la acción legislativa, también hacen subir los precios del gas natural, dijo Kelly. Aproximadamente 60 centrales eléctricas encendidas a carbón estuvieron cerradas o puestas en mantenimiento hasta que el Congreso decida los términos de la regulación del dióxido de carbono. El gas natural es usado en su lugar, dijo Kelley, y las empresas eléctricas confiarán aún más pesadamente en el gas natural, aumentando aún más la demanda y los costos.

Análisis II: “Barriles por onzas”, la aritmética de la reducción de costos de energía en la minería.



Olvide el grado, los gramos por tonelada y las reservas. En el negocio de extracción de oro de estos días la aritmética es "barriles por onzas". Los siderales precios del petróleo se acoplaron a los altos costos de la electricidad atenuando lo que debería ser uno de los tiempos más festivos para los *gold miners*. A pesar de los precios del lingote que recientemente encabezaron un record de 1.000 dólares cada onza, la escalada de los costos de energía perjudican las ganancias

para casi toda la industria⁸. No es un secreto que, durante los últimos años, los costos de operación básicamente se duplicaron en el sector minero, con el incremento de los precios del petróleo como la gran razón, sostuvo The Wall Street Journal⁹.

Barrick Gold, el mayor productor mundial de oro, quiere contener los costos de energía de sus minas para la próxima década y más con la compra de un productor de petróleo y gas natural de Alberta¹⁰. La compañías con sede en Toronto dijo que ofreció 352 millones de dólares en dinero en efectivo por Cadence Energy de Calgary, que produce el equivalente a 3.600 barriles de petróleo por día, igual a aproximadamente un cuarto del petróleo y una parte significativa del consumo de gas de las 27 minas de Barrick alrededor del mundo. Los generadores abastecidos con gasoil controlan muchas de las minas de la empresa y sus gigantes camiones de volcado y los equipos de minería absorben miles de litros más por día.

La producción de Cadence fue de aproximadamente 3.600 barriles diarios de petróleo. Más del 70% de esta producción es crudo ligero, el cual siguió históricamente los precios del diésel. Las propiedades de Cadence tienen una larga historia de producción y un Índice de Vida de Reservas de aproximadamente 13,8 años, lo que es consistente con la naturaleza de las operaciones auríferas de Barrick¹¹ de largo plazo. Martin Molyneaux, analista de energía para FirstEnergy Capital Corp, dijo que la participación de la energía se rezagó en la carrera de los precios del petróleo, haciendo que más pequeños players sean más atractivos para los *cash-rich majors*. Sin embargo, es cauteloso sobre la idea de una empresa de minería manejando un productor de petróleo, una preocupación repetida por otros.

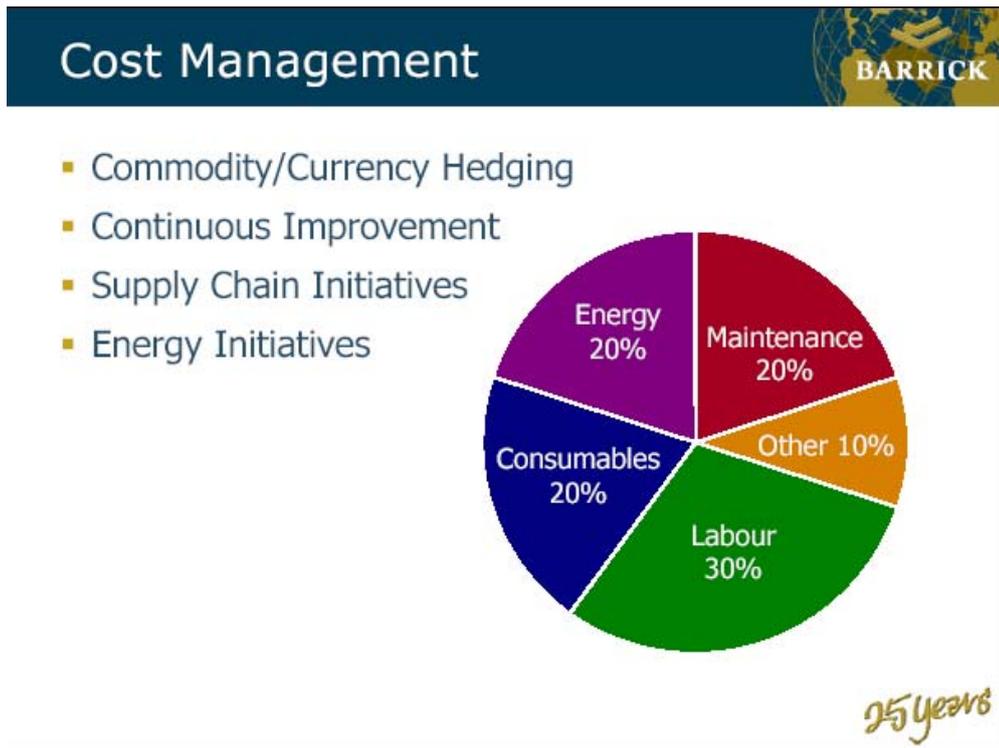
⁸ *The Globe and Mail*, “Barrick bids to be an oil player, fearing sky-high costs”, (15/7)

⁹ The Wall Street Journal, “Barrick Bids for Cadence Energy”, (15/7)

¹⁰ Financial Times, “Barrick Gold acts on mine energy cost”, (15/7)

¹¹ Barrick tiene un portafolio de 27 minas operando, a lo que se suma una serie de exploraciones y proyectos de desarrollo ubicados en los cinco continentes. En todas sus operaciones, Barrick trabaja con la filosofía de Minería Responsable, la cual se basa en el respeto al medioambiente, utilización de tecnología probada, salud y seguridad de sus trabajadores y apoyo al desarrollo de las comunidades locales.

“Estamos confrontando los desafíos de los costos de energía que enfrenta nuestra industria a través de este “*hedge*” de largo plazo de cerca de un cuarto de nuestro consumo directo de petróleo y una porción significativa de nuestro consumo de gas natural”, dijo Jaime Sokalsky, Vicepresidente Ejecutivo de Barrick¹². “Esta aproximación única es posible por la propuesta de adquisición de las reservas de larga vida de aproximadamente 18,2 millones de barriles a un costo aproximado de 20 dólares canadienses por barril”, señaló. Se espera que la adquisición de Cadence permita desarrollar una estrategia de largo plazo para cubrir económicamente la exposición del petróleo a costos más bajos que los del mercado.

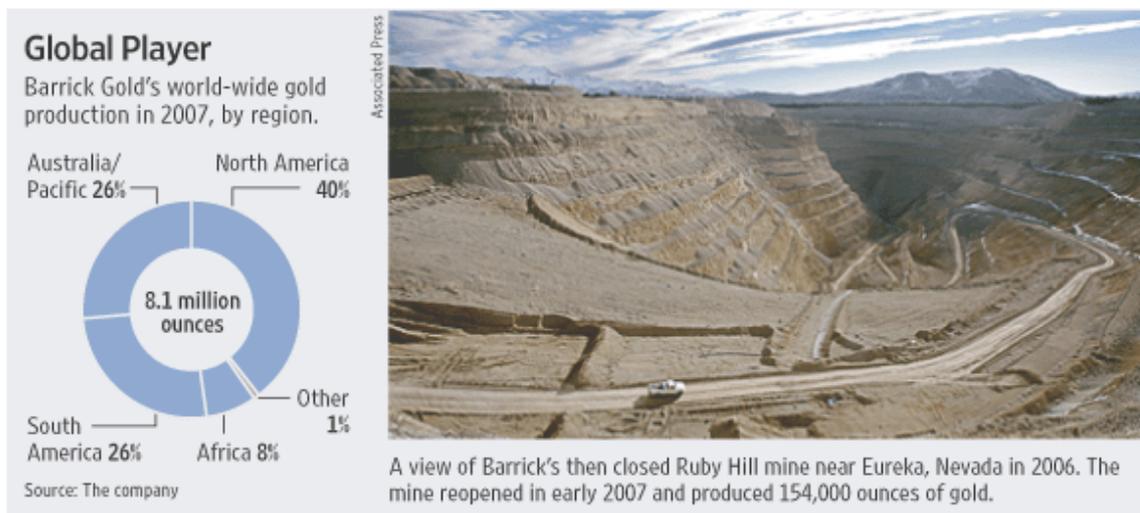


David Haughton, analista de BMO Nesbitt Burns, dijo que los costos de energía se transformaron en un tema principal para Barrick y la mayor parte de los otros productores de oro. La situación es tan aguda que Haughton recientemente revisó la sensibilidad de los precios del petróleo en las 300 top industrias de minas. La exposición de Barrick era la mejor de todas. Algunos mineros afrontan una subida de 1 dólar del costo de la producción de oro por cada subida de 1 dólar del precio del petróleo. Para Barrick, cada aumento de 10 dólares en el precio del petróleo significa un aumento de costos de producción en 4 dólares la onza. “Si Barrick acierta, tendrá su propio productor de petróleo que genere sus propias ganancias, ingresos y costos. Esas ganancias compensarán parcialmente la exposición del costo en efectivo que tiene Barrick”, dijo Haughton.

“Esta iniciativa es consecuencia de nuestro otros programas innovadores, tales como nuestra inversión en nuestra propia central eléctrica y la cobertura de nuestros costos de insumo y nuestras exposiciones en moneda”, agregó Sokalsky. Barrick se asegura un costo efectivo de suministro de energía a partir de su planta de energía de gas natural, Western 102, en Nevada.

¹² *The Globe and Mail*, “Barrick Gold takes a run at Cadence Energy”, (14/7)

El boom en las industrias de minería y construcción crearon un alta demanda y escasez de neumáticos así como la presión alcista de los precios para los fabricantes de neumáticos para satisfacer las órdenes. En los sitios de las minas, Barrick puso en práctica una multitud de estrategias para salvar neumáticos, incluyendo el aumento del mantenimiento, la reparación y compartir inventarios con otros sitios. Desde 2004, la demanda de neumáticos se duplicó y más sin un aumento correspondiente de la producción¹³. Es por eso que la empresa proveyó 35 millones de dólares en la financiación el año pasado de una expansión de la fábrica Yokohama Rubber en Japón para asegurar el suministro a largo plazo de los escasos neumáticos todo terreno. Yokohama suministrará hasta 1.300 neumáticos a las minas de Barrick en los próximos 10 años a precios favorables¹⁴. Para satisfacer esta demanda, Yokohama emprenderá la segunda expansión importante en dos años para la planta Onomichi localizada en la prefectura de Hiroshima.



Asimismo, la empresa está invirtiendo 70 millones de dólares en un parque eólico de 36 MW en Chile, como parte de su estrategia energética de largo plazo, que tiene entre sus objetivos la diversificación de su matriz. Éste contará con 18 aerogeneradores, los que producirán 2 MW cada uno, no necesitándose para ello una superficie significativamente mayor a la originalmente considerada (32 hectáreas adicionales, lo que totaliza 242 hectáreas)¹⁵. La energía que será inyectada al Sistema Interconectado Central (SIC). Este proyecto se encuentra actualmente en etapa de aprobación. Además, la empresa cuenta con un parque solar en Nevada, un proyecto hidroeléctrico en Tanzania y un molino de prueba que se instaló en Veladero (Argentina) en plena cordillera de Los Andes, el único en el mundo ubicado sobre 3.000 metros de altura. Este molino (emplazado a mayor altura del mundo, a casi 4.200 metros sobre el nivel del mar) puede abrir las puertas de un enorme valor para el desarrollo de energías limpias y renovables para la industria minera realizada a gran

¹³ Reuters UK, "Barrick Signs Innovative 10-year Agreement with Yokohama to Secure Tire Supply", (30/1)

¹⁴ MineWeb, "Barrick Gold's move to buy oil producer raises mining company strategy debate", (15/7)

¹⁵ Área Minera, "Barrick ampliará parque de energía eólica en Punta Colorada", (20/6)

altura. Además, tiene planes de operaciones de biocombustibles en una mina en Tanzania.

Cadence es actualmente parte de un arreglo de acuerdo con Daylight Resources Trust, y la oferta de Barrick representa un premio del 10% al precio de cierre de las acciones de Cadence al 11 de julio de 2008. La oferta de Barrick está supeditada a la realización del proceso de "due dilligence" (debida diligencia) acostumbrado y los arreglos correspondientes que apoyen la oferta. La oferta no está sujeta a ninguna condición de financiamiento¹⁶.

Shell invierte en tight gas para consolidar su industria de valor agregado

Por definición, los geólogos son un manojito de optimismo. Una perspectiva de *glass-hal-full* (el vaso medio lleno) es virtualmente una exigencia del trabajo, considerando "leap of faith" (expresión que define la asunción de un riesgo) gastando millones en perforación profunda bajo la tierra en una gran apuesta. Royal Dutch Shell acordó comprar Duvernay Oil Corp.¹⁷ por 5 mil 900 millones de dólares canadienses (5 mil 850 millones de dólares americanos) o 83 dólares canadienses por acción. La oferta realizada a través de Shell Canadá fue recomendada unánimemente por el consejo de administración de Duvernay, y pone de manifiesto el interés mundial en formas no convencionales de gas natural, luego que Shell perdiera, en favor de ConocoPhillips, una importante subasta de gas ácido en Abu Dhabi. Calgary Herald pregunta ¿sienta un tendencia? Shell claramente no tiene miedo a pagar grandes cantidades de dólares por lo que considera un activo atractivo¹⁸. Como la compra está centrada en el potencial de largo plazo de Duvernay y agrega poco en el camino de la producción inmediata a la cartera de Shell, dijo Jason Kenney, analista con ING Financial Markets¹⁹.

Duvernay, una compañía petrolera y gasista con sede en Alberta fundada en 2001, se dedica a la exploración y desarrollo de gas natural y crudo, principalmente en Alberta y el noreste de la Columbia Británica²⁰. Duvernay produce "tight", un gas difícil de extraer en las formaciones de rocas densas. Este acontecimiento, es una manifestación más que Shell se enfoca en el petróleo y gas no convencionales. Shell usa tecnología "state-of-the-art"²¹ para extraer crudo de las arenas bituminosas de Canadá y

¹⁶ The London Free Press, "Gold firm goes drilling for oil", (15/7)

¹⁷ Duvernay is an Alberta-based oil and gas company, which was founded in 2001. It is engaged in the exploration and development of natural gas and crude oil with emphasis on the deeper, western portion of the Western Canadian Sedimentary Basin in Alberta and Northeastern British Columbia.

¹⁸ The Calgary Herald, "Global players take fresh look at the West", (15/7)

¹⁹ The Globe and Mail, "With prices high, B.C. gas is hot", (15/7)

²⁰ The Wall Street Journal, "Shell Seeks 'Tight' Gas With Bid", (15/7)

²¹ State of the art, expresión del inglés, hace referencia al nivel más alto de desarrollo conseguido en un momento determinado sobre cualquier aparato, técnica o campo científico. La expresión inglesa se puede traducir al español también como "punta", o "[lo más] avanzado"; por ejemplo, *state-of-the-art technology* se

produce gas tight en sitios como el Sur de Texas y Pinedale, Wyoming. Esos depósitos fueron, por mucho tiempo, desplazados por la industria petrolera por ser demasiado caros de explotar pero los precios del petróleo y el gas y los avances en la tecnología animaron a las majors a retomar el proceso. Exxon Mobil y BP también invirtieron en tight gas. Se estima que la producción de Duvernay podría crecer de 20 mil barriles por día de equivalente del petróleo en 2007 a cerca de 70 mil barriles por día en 2012. Pero tiene 450.000 acres -o 180.000 hectáreas- de *landholdings* en Alberta y el Noreste de la Columbia Británica, dos áreas ricas en gas no convencional. Columbia Británica en particular se convirtió en un "honey pot" (tarro de miel) para los exploradores, con los mayores descubrimientos de gas en sitios como Montney y la Cuenca del Río Horn.

Analistas dijeron que Shell fue atraída por un tipo de roca llamada formación Montney, que es una fuente de atención. Doug Ashton, vicepresidente con AJM Petroleum Consultants, convino que Montney fue sujeto de una gran promoción con el advenimiento de la nueva tecnología de perforación y los precios cada vez más altos del gas hacen el juego económico.

"Para la mayoría de las Cuencas profundas como estas, hay muy poco riesgo de encontrar agua, entonces encontrar gas es un ejercicio de la ingeniería", dijo Dave Kisilevsky, geólogo que estudió las formaciones de gas en el Occidente de Canadá para Petrel Roberston Consulting Ltd, con sede en Calgary. "Gran parte de la roca está saturada por gas, así hay muy poco riesgo exploratorio"²². La pregunta es si este acuerdo es el inicio de otra ronda de adquisiciones por compradores extranjeros, no muy distinto a lo que ocurrió en 2000-01, cuando algunos big players de gas natural como Burlington, Conoco y Anadarko continuaron un frenesí de compras en exploraciones petroleras canadienses.

Tom Ellacott, analista de la consultora Wood Mackenzie, dijo que el movimiento encaja en la estrategia de Shell. "Esperábamos estos movimientos por el gas de Norteamérica", dijo. "Pretenden tener el éxito que tuvieron en las Rockies".

Las reservas de finales de año demostradas y probables de Duvernay eran de 3.8 millones de barriles de petróleo y 663 millones de pies cúbicos de gas natural, una cifra que no incluye su tight gas. Chad Friess, analista de UBS Securities, dijo en una nota a los clientes que las propiedades de tight gas de Duvernay puede tener es de aproximadamente 6,1 billones de pies cúbicos de gas.

El *shift* a fuentes poco convencionales de petróleo y de gas procede a las turbulencias que enfrentan las empresas petroleras Occidentales en sus áreas tradicionales de operación. Los ataques de militantes forzaron a Shell a suspender una parte grande de su producción petrolera en Nigeria. En Rusia, Shell fue presionada a vender una participación en el gran proyecto de energía a la empresa de gas OAO Gazprom, después de varios meses de hostigamiento por los reguladores. Exxon salió de Venezuela bajo amenaza de expropiación de los activos. Al contrario, Canadá ofrece un clima estable de inversión. Canadá es el mayor proveedor de combustibles para la calefacción y centrales eléctricas en Estados Unidos.

"Duvernay tiene una posición incomparable en términos de leverage de recursos (de gas natural)", dijo Robert Fitzmartym, analista en Capital FirstEnergy²³. Las empresas invierten pesadamente en áreas de tight gas como Barnett Shales en Texas o en la formación del Río Horn, donde EnCana Corp, EOG Resources Inc y Nexen destallaron el potencial de recursos de gas natural en billones de pies cúbicos de tamaños.

traduce dentro del contexto cultural hispano, es decir, no literal, como "tecnología punta" o "tecnología de vanguardia".

²² Bloomberg, "Shell to Acquire Duvernay Oil for C\$5.27 Billion", (15/7)

²³ Reuters UK, "Shell to buy Canada's Duvernay Oil for C\$5.9 bln", (14/7)

Existen algunos factores que podrían afectar las futuras operaciones de Shell y podrían hacer que los resultados se diferenciara de los expresados en los anuncios de compra, entre los que se incluyen: (a) fluctuaciones de los precios del petróleo y del gas natural; (b) cambio en la demanda para los productos del Grupo; (c) fluctuaciones de las divisas; (d) resultados de perforación y producción; (e) estimaciones de reservas; (f) pérdida de competencia en el mercado y la industria; (g) riesgos ambientales y físicos; (h) riesgos asociados con la identificación de propiedades de adquisición convenientes, potenciales y objetivos, y negociación acertada y finalización de esas transacciones; (i) el riesgo de hacer negocios en países en desarrollo y países sujetos a sanciones internacionales; (j) acontecimientos legislativos, fiscales y regulatorios de los desarrollos incluyendo la potencial litigación y los efectos regulatorios que provienen de esa recategorización de reservas; (k) condiciones de los mercados económicos y financieros en varios países y regiones; (l) riesgos políticos, incluyendo riesgos de expropiación y renegociación de las condiciones de los contratos con entidades gubernamentales, tardanzas o avances en la aprobación de proyectos y retrasos en el reembolso de los costos compartidos; y (m) cambios en las condiciones de comercio.²⁴

Análisis III: Perú entre boom energético y las protestas sociales

Con estabilidad regulatoria y buenas perspectivas de descubrimientos, Perú se prepara para superar a Bolivia en la lista de las mayores reservas de gas natural de América del Sur, y debe tener un papel preponderante en el proceso de integración energética del continente. Región con avidez de un recurso cada vez más caro y escaso por los altos precios mundiales y los cambios climáticos. Además de la mejora económica, Perú logró la calificación de grado de inversión de Standard & Poor's, la segunda nota de este tipo, luego de que en abril obtuviera el mismo grado de la agencia Fitch²⁵. Y aún se espera que en breve la calificadora de riesgo Moody's también entregue el grado de inversión para tener las tres calificaciones.²⁶. Para algunos analistas, el grado de inversión dará capacidad de crecimiento económico y consecuentemente ayudará a terminar con los problemas de inflación en los próximos años

Aunque la realidad se presenta de modos distintos en el corto plazo. Cuando en agosto del 2004 ingresó el gas de Camisea al mercado energético de Perú, se creyó

²⁴ Market Watch, "Royal Dutch Shell plc Announces a Proposal to Acquire all the Outstanding Shares in Duvernay Oil Corp.", (14/7)

²⁵ El grado de inversión de Standard & Poor's (S&P) ubica al Perú en el exclusivo club de cuatro países de la región –junto con Chile, México y Brasil- que han recibido esta calificación de dos de las tres principales agencias de riesgo del mundo.

²⁶ La República, "Recomiendan ajustar desembolso en gasto corriente", (17/7)

tener solucionada de por vida el tema de la energía eléctrica. Pero no pasaron ni cuatro años y ya se escucha que habrá necesidad de racionar el servicio en todo ese país. Una inflación que se acelera (la anualizada de junio fue de 5,71%, casi el doble de la meta del 2008), la presión social interna en aumento y la crisis internacional que acecha son los mayores retos que enfrenta Perú²⁷.

De acuerdo con algunos especialistas, el mercado peruano de petróleo y gas vive hoy momentos de euforia comparables a los experimentados por Bolivia en la última década, cuando era mencionada como gran proveedora regional de gas. Según cálculos de la consultora GasEnergy, Perú, que actualmente goza de un superávit de electricidad, tiene hoy reservas de gas que se aproximan a los 17 billones de pies cúbicos (TCF), o 476 mil millones de metros cúbicos. Ya en Bolivia, las reservas probadas suman 526 mil millones de metros cúbicos (18,8 TCF), aunque el gobierno local trabaje con un número bien superior: 1,3 mil millones de metros cúbicos. La diferencia incluye reservas probables y posibles no auditadas²⁸.

"Hoy, las expectativas sobre Bolivia vienen cayendo, mientras las referentes a Perú están en alta", dijo el director de Gas Energy, Marco Tavares. Después de la nacionalización del mercado boliviano de petróleo y gas, en 2005, las inversiones en el país cayeron a cerca de un 10% de los mil millones de dólares anuales registrados en la década pasada. *"Si continua en ese ritmo, puede ser peligroso para Brasil, que necesita de nuevas reservas en Bolivia para que el contrato de importación sea cumplido"*, dijo. En Perú, al contrario, no hay amenazas de nacionalización, por lo menos con el actual gobierno, apunta el consultor Erasto Almeida, especialista en América del Sur para la consultora americana Eurasia Group. *"La percepción general de Perú es de bajo riesgo político-regulatorio y de un ambiente de los más receptivos a las inversiones privadas"*, dijo. El sistema regulatorio del país ya tiene 15 años de experiencia, y sin grandes cuestionamientos. Perú ofrece muchas oportunidades de inversión en hidrocarburos y para este fin existe un marco promotor de inversiones (Ley 26221).

El presidente Alan García ha dicho que las reservas de gas de Perú podrían alcanzar los 20 tcf y llamó *"idiotas"* a los críticos de una posible venta del fluido a Chile, un importante inversor en Perú. *"Solo un idiota"* estaría en contra de exportar el gas luego de satisfacer la demanda interna, dijo García para quien no vender el combustible alejaría futuras inversiones del país. Perú prevé consumir 6,1 tcf de gas en los próximos 20 años²⁹.

El gobierno está impulsando una industria petroquímica que convierta el gas en fertilizantes y explosivos, a precios competitivos, lo cual dará valor agregado al aprovechamiento de este recurso, así como el desarrollo de la industria local; y está alentando a los consumidores a comprar autos que se alimenten con el fluido. El mercado de conversión de vehículos a gas natural en ese país está creciendo a un ritmo acelerado y se espera llegar a los 60.000 autos convertidos este año. A fines del 2010, el mercado peruano ya debería estar lo suficientemente maduro como para que el cambio de matriz energética sea masivo.³⁰ Actualmente, de un parque de 900.000 vehículos, en Lima hay 35.000 unidades convertidas a gas natural desde septiembre del 2005³¹. En Lima existen aproximadamente 110 talleres de conversión. Hay 34 estaciones de gas natural y aproximadamente 24 están en proceso de implementación, las cuales deberían estar operando a finales de este año. Cada estación representa una inversión

²⁷ Reuters Latinoamérica, *"Inflación y presión social, retos del min. Economía Perú"*, (14/7)

²⁸ Estado de San Pablo, *"Perú vira potencia em gás natural"*, (14/7)

²⁹ Reuters Latinoamérica, *"Perú, con potencial exportar energía a vecinos"*, (26/6)

³⁰ El Comercio, *"Conversión a gas natural aumenta"*, (4/7)

³¹ Argentina inició este proyecto en la década del 80 y cuenta ya con 1'400.000 vehículos a GNV.

de 800.000 a 1.000.000 de dólares, con una tasa de retorno de casi 40%. El valor de la conversión de un vehículo es de aproximadamente 6.500 soles peruanos. Un auto particular, que recorre unos 15.000 kilómetros al año, podría recuperar su inversión a los 11 meses, mientras que un taxista, a los dos meses.

Mayo del 2006: Costos del GNV (en US\$ MMBTU y en S/. galón)

Precios Regulados de Gas Natural	US\$ MM BTU	S/. Galón
- Precio del gas en boca de pozo	2.215	
- Red Principal Transporte (Camisea-Lurín)	1.12	
- Red Principal Distribución	0.17	
- Otras Redes	0.38	
1. Total Precios Regulados (sin IGTV)	3.885	1.53
2. Costo de Compresión (no regulado)	4.0	1.58
3. Costo Total GNV (sin IGTV) (1 + 2)	7.89	3.11
4. IGTV (19%)	1.49	0.59
5. Costo Total GNV (incluye IGTV) (3 + 4)	9.38	3.70

Fuente: **Cálidda**, www.calidda.com.pe

LA REPÚBLICA

Además el gobierno peruano está atrayendo a firmas extranjeras para construir plantas con la promesa de energía barata, a menudo a mitad del costo que en otros países. La demanda doméstica crece a un ritmo del 10 por ciento anual, cifra que asusta a sectores internos que hablan de una futura "crisis eléctrica."La crisis respondería a la falta de infraestructura y de inversiones comprometidas para aprovechar de inmediato los recursos existentes y a factores climáticos temporales. En relación a la infraestructura, en los últimos tres años el nivel de inversión en el Perú subió de 1% a 2% del PBI.

Este año no hay lluvias y será necesario que las generadoras térmicas (gas y diesel) aporten más al sistema nacional interconectado. Pero el tema se agrava porque Petroperú no tiene suficiente petróleo para atender la demanda de diesel, en tanto el tubo que lleva gas desde Camisea está en su máxima capacidad de transporte y ya no puede abastecer con más volumen así se quisiera³². Es decir que habrá necesidad de racionar el servicio, lo que se traducirá en apagones rotativos en todo Perú, tal como se dio entre 1991 y 1992. El racionamiento obligará a aumentar las tarifas en 3%, que no se sentiría en los recibos del consumidor final.

Uno días antes, Osinergmin anunció que las tarifas eléctricas podrían subir entre uno y dos por ciento hacia fines de 2008 si se incorporan los costos extras de combustible en que incurran las generadoras termoeléctricas por la falta de capacidad en el ducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP) para poder entregar el gas natural de Camisea³³.

Perú requiere de una inversión total en generación y transmisión de unos 3,065 millones de dólares, de los cuales 1.981 millones corresponden a generación y 1.084 a transmisión, para atender la demanda de energía eléctrica al 2015. La demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) durante el período 2006-2015 crecerá a una tasa promedio de 7.3% anual, por lo que se requiere instalar 3.605 megawatts

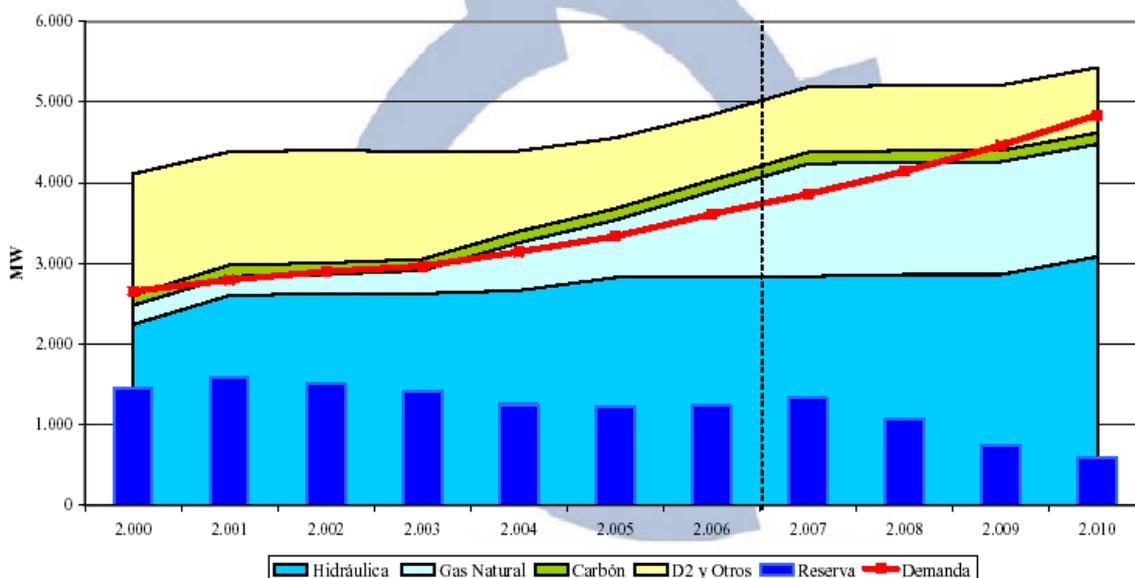
³² Correo, "Se vienen apagones", (17/7)

³³ El Comercio, "Tarifas eléctricas subirían 2% por sobrecostos de generadores eléctricos", (10/7)

(MW) de los cuales 2.540 corresponden a centrales termoeléctricas a gas natural y 1.065 a centrales hidroeléctricas³⁴. Entre los proyectos de mayor envergadura de generación eléctrica destaca la implementación de la nueva Central Hidroeléctrica la Guitarra y la Central térmica a gas natural, ambos en etapa de estudios de preinversión y que están programados por Electroperú con una inversión presupuestada de 187 millones de soles peruanos³⁵. El consumo de energía eléctrica per cápita en el Perú es muy baja (800 KWh/hab).

A mediados de junio, el viceministro de energía, Pedro Gamio, aseguró que nueve de cada 10 peruanos tendrán servicios de energía eléctrica por la prioridad que está dando el actual gobierno para que todos los habitantes gocen de la electricidad. Gamio sostuvo que se está trabajando proyectos de electrificación en los 24 departamentos del Perú como Amazonas donde se está invirtiendo 58.5 millones de soles, en Ancash 110 millones, en Apurímac 63 millones, Arequipa cuenta con 31 millones, Ayacucho 153 millones, y en Cajamarca, se está invirtiendo 177 millones de soles. Así también en Cusco se invierten 103 millones de soles, en Huancavelica 39 millones, Huanuco 55.5 millones de soles, Ica 15 millones, Junín 64 millones, La Libertad 102 millones, Lambayeque 83 millones, Loreto 41 millones, Lima provincias 96 millones soles y en Madre de Dios 30 millones dólares. Para Piura se están destinando 103 millones de soles, Puno 203 millones, San Martín 61 millones, Tumbes 3 millones y Ucayali 18 millones³⁶. Además, Gamio manifestó que en el Perú la tarifa eléctrica es 30 por ciento menos de lo que era hace 15 años, debido al uso del gas natural para las centrales de generación.

Evolución Esperada de la Demanda y Oferta de Electricidad (2000 - 2010)



³⁴ La República, “Perú requiere US\$ 3,065 millones para atender demanda de energía”, (13/7)

³⁵ La República, “Empresas eléctricas apuestan por el gas natural”, (9/6)

³⁶ La República, “Nueve de cada 10 peruanos tendrían servicio de electricidad en 2011”, (14/6)

Por otra parte, la producción de gas natural en Perú creció en los últimos cinco meses a 53.741 millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 38,3% con relación al mismo período del año anterior. La producción promedio en junio aumentó en 8,94% respecto de mayo de este año, debido a un mayor volumen de gas natural del lote 88 (conocido como Camisea) para el consumo de centrales termoeléctricas. De este total, el mayor aporte fue hecho por Pluspetrol, operador de Camisea, con 283,49 millones de pies cúbicos diarios³⁷.

Uno de los ejemplos del buen ambiente en el país andino es el proyecto Perú LNG, inversión de 3,8 mil millones de dólares de la americana Hunt Oil, la coreana SK, la española Repsol y la japonesa Marubeni. El proyecto comprende la construcción de una planta de GNL y un Terminal de carga marítima en la costa central peruana, específicamente en la zona de Pampa Melchorita en el límite entre las regiones de Lima e Ica³⁸. Con capacidad para licuefacción de 14 millones de metros cúbicos de gas por día, la unidad fue concebida para suministrar gas natural licuado (GNL) en contratos de largo plazo para México. Iniciativa semejante fue intentada en Bolivia en el inicio de la década, pero la resistencia de la población culminó con la llamada "guerra del gas", que llevó a la nacionalización del sector.

"Perú puede hacer realidad el proyecto de integración regional, pero una integración diferente, sin grandes gasoductos y con GNL", destaca Tavares, para quien los grandes gasoductos ya no figuran en la preferencia de los países compradores, una vez que significan excesiva dependencia de un solo productor. Fue lo que ocurrió con Chile y Argentina, íntimamente conectados al gas boliviano, que hoy enfrentan crisis energéticas.

Con el proyecto Perú LNG, 4,2 tcf serán licuados y se exportarían a México a comienzos del 2010, aunque no hay normas que prohíban que el gas vaya a Chile. Perú no tendría que tender un gasoducto hasta Chile ya que actualmente construye una planta de licuefacción de gas y Chile planea concluir otra de regasificación en el 2009. El GNL de Perú sería demasiado caro para Argentina, donde los precios de la energía están subsidiados; pero sería conveniente para Chile, donde las tarifas de energía son relativamente altas.

Una referencia de precios es el aumento a la exportación de gas natural que recibe Chile desde Argentina, se incrementó el doble, pasando de 12 a 20 dólares por millón de BTU³⁹. Esto implica además del gravamen el pago al productor, las regalías que quedan en la provincia y los costos de transporte del suministro. Este precio es levemente superior al que Metrogas, por ejemplo, paga por la producción de suministro a partir de sus plantas propano aire (24 dólares por millón de BTU)⁴⁰.

Para importar energía desde Perú, Ecuador, otro candidato potencial a recibir provisiones, tendría que invertir en completar una línea de transmisión que permita enviar la electricidad en dos direcciones. Y ambos países deberían ponerse de acuerdo sobre los precios para los productores peruanos de energía existentes. El cliente más

³⁷ El Comercio, "Producción de gas natural creció en 38%", (3/7)

³⁸ El Comercio, "Firman acuerdo para proyecto que exportaría gas natural de Perú LNG", (26/6)

³⁹ El Mercurio, "Argentina concreta mayor alza en impuestos a envíos de gas", (15/6)

⁴⁰ Los mayores valores deberían regir hasta fines de agosto, cuando venza el contrato para el uso del buque regasificador "Excelsior", utilizado para inyectar GNL en Argentina ante la carencia del suministro. En esa fecha, los tributos deberían volver a tener como referencia el precio del gas boliviano, lo que hoy está en 9 dólares por millón de BTU. Esto se produce porque Argentina liga los impuestos del gas al valor que ellos pagan por el recurso que importan, ya sea de Bolivia, del buque regasificador o de un nuevo proveedor.

grande y por lejos terminaría siendo Brasil, que tiene un voraz apetito de energía⁴¹. Perú representa hoy un 17,7% de las reservas internacionales de Petrobrás, que tiene en el país andino 576 millones de barriles de crudo equivalente (sumado al gas). La producción media en 2008, dice la estatal brasileña, se sitúa en torno a los 14 mil barriles de petróleo y 310 mil metros cúbicos de gas natural por día.

Perú aún debe decidir que hará con los 3,1 tcf restantes de reservas probadas o con cualquier descubrimiento adicional. Las reservas existentes están ubicadas en su mayoría en solo dos lotes, mientras que las petroleras siguen buscando gas en docenas de áreas desde la costa hasta la cuenca del Amazonas. "Perú podría ser exportador de energía, de hecho lo va a ser, en una cantidad pequeña en gas natural, podría ser que en electricidad, si fuera conveniente, también lo sea," dijo Alfredo Dammert, jefe de Osinergmin, ente regulador del sector energético y minero de Perú. "Si encuentran más reservas (de gas) la situación va a ser más fácil," agregó.

Las protestas sociales en demanda de más ingresos por la explotación de los recursos naturales podrían agravarse en Perú y acorralarían al Gobierno si no realiza reformas para que los beneficios del salto económico lleguen a los más pobres del país, dijeron analistas. Los conflictos relacionados a la minería, el corazón de la economía, y la naciente y prometedor industria del gas natural, se encenderían más en las provincias donde existen hasta 10 focos identificados de "mayor crisis," según un informe de la Defensoría del Pueblo⁴².

Según el último dato oficial, la economía del país creció un 13,25 por ciento en abril, la mayor alza mensual en 13 años debido al repunte de los sectores construcción y pesca, acumulando una expansión anual de 9,57 por ciento. Perú registra un robusto crecimiento desde hace seis años pero la pobreza alcanza aún al 40 por ciento de la población. En este contexto, los pobres en los Andes exigen una mayor tajada de las enormes ganancias generadas por empresas mineras extranjeras por los altos precios de los metales, mientras que tribus en la selva amazónica rechazan la extracción de petróleo y gas por miedo a que contaminan sus tierras.

Analistas urgen cambios en la legislación tributaria para evitar futuros roces con firmas como Southern Copper, Anglo American y la suiza Xstrata, que tienen diferentes minas y podrían ser la manzana de la discordia entre las regiones donde operan. La mayoría de zonas donde operan las empresas mineras con modernas maquinarias y vehículos, carecen de servicios básicos como agua potable, electricidad, escuelas y hospitales.

¿Es viable actualmente la energía hidroeléctrica en Perú?

Este año se podría ejecutar tres nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas en Perú. "En total hay 12 proyectos que ya cuentan con estudios definitivos y que están por iniciar obras civiles. Esperamos que este año tres de ellos se inicien a fin de dejar al país con una

⁴¹ El mes pasado, Perú y Brasil acordaron construir una planta hidroeléctrica de 1.400 megavatios y dijeron que están evaluando otros 14 proyectos de presas eléctricas en Perú.

⁴² Reuters Latinoamérica, "Conflictos mineros y sociales podrían agravarse en Perú", (20/6)

infraestructura cómoda y holgada, muy diferente a las que se encontró en su momento”, dijo el viceministro de Energía, Pedro Gamio⁴³. Para impulsar proyectos de este tipo, es necesario establecer incentivos para motivar a los inversores. Las inversiones en centrales hidroeléctricas, porque las de Perú están muy por debajo del promedio de la región. Por ejemplo, la tarifa eléctrica industria en Perú es de 40 dólares mientras en Chile es de 220 dólares. Aunque el potencial de producción hidroeléctrica peruano es 10 veces más grande que toda su producción actual.

“Existe un premio para que las subastas, las hidroeléctricas puedan aparejar las condiciones con las termoeléctricas, es decir, dar cobertura a proyectos hidroeléctricos que sean competitivos, pero sabiendo que los costos de inversión y los tiempos de recuperación son diferentes. Por ello, las hidroeléctricas necesitaban un premio e incentivo y eso ya se ha contemplado”, explicó. El presidente del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), Alfredo Dammert, indicó que se requiere mejorar la Ley de Aguas para incentivar la inversión en esta clase de proyectos⁴⁴. Osinergmin señala que una forma de incentivar la inversión en centrales hidroeléctricas es que el Estado financie los estudios de factibilidad y de impacto ambiental para luego ser entregados a la empresa que decida invertir en un proyecto.

Según el presidente del Colegio de Ingenieros del Perú, Carlos Herrera Descalzi, se podría llegar a importar gas si no se generan las inversiones necesarias para que la generación crezca a un ritmo de 500 megavatios (Mw) anuales en los próximos cinco años.

La construcción de centrales hidroeléctricas no es viable por ahora en Perú porque enfrenta altos costos en materiales como hierro y cemento, que no se compensan con las tarifas vigentes, señaló Branislav Zdravkovic, gerente general de Sindicato Energético S.A. (Sinersa), empresa que opera las centrales hidroeléctrica Curumuy y Poechos 1 en Piura y que está construyendo Poechos 2 con una inversión de 12 millones de dólares⁴⁵. El director ejecutivo de ProInversión, David Lemor, señaló que su entidad, junto al Ministerio de Energía y Minas, evalúa medidas que incentiven la inversión de estas infraestructuras, que son la alternativa más viable para encarar a futuro el consumo peruano de electricidad, considerando que tiene una fuente renovable (agua), contrario al gas que se termina.

Según explicó Zdravkovic, la participación del gas de Camisea en la generación eléctrica nacional es determinante en las tarifas, las que, en su consideración, son bajas y no son atractivas para soportar una inversión de largo plazo, como es la que demanda una hidroeléctrica. “Las generadoras térmicas compran gas a precios muy bajos, que está entre 5 y 6 veces por debajo del precio mundial, por tanto inciden en las tarifas que no reflejan la competencia del mercado mundial”, agregó.

⁴³ La República, “Tres nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas se ejecutarán este año”, (2/7)

⁴⁴ Mercado Energía, *Osinergmin considera urgente promover construcción de centrales hidroeléctricas para diversificar oferta*, (20/6)

⁴⁵ Correo, “Invertir en centrales hidroeléctricas no es rentable”, (14/7)

Análisis IV: Tras la seguridad energética, entra en escena la seguridad alimentaria y el negocio de los biocombustibles



Las naciones emergentes tratan de sacar provecho de la crisis global de alimentos consiguiendo la importación de las cosechas con eficacia arrendando sus tierras de labranza, una nueva tendencia que ya provoca las quejas de los agricultores en algunos países, que están preocupados por su propio suministro de alimentos⁴⁶. El último ejemplo: un plan del gobierno de Indonesia para desarrollar una extensión agrícola del tamaño de Connecticut en

la remota provincia de Papua para cultivar arroz, caña de azúcar y soja. Lo prometedor del proyecto es que entraron inversores sauditas con la esperanza de recibir cientos de millones de dólares en retorno por su parte de dedicación en las cosechas de la nación de Medio Oriente. Arabia Saudita y otras naciones del Golfo busca por el globo inversiones agrícolas para obtener suministros de cosechas claves como el trigo, el maíz y el arroz, de la misma forma que países como China invierten miles de millones para asegurarse provisiones estables de petróleo.

Según The Wall Street Journal, hay un gran riesgo en la nueva tendencia. Las naciones como Indonesia tienen que competir con las protestas locales ante la elevación de los precios de los productos alimentarios, que se elevaron este año. La idea de atraer inversiones a cambio de la exportación de cosechas políticamente sensibles como el arroz podría mover los descontentos y apuntan las acusaciones a las naciones ricas que están siendo favorecidas por sobre el mercado doméstico. Esto lo demostró un tema polémico el año pasado cuando los líderes en Filipinas anunciaron que una serie de acuerdos con inversores chinos que cubren aproximadamente 5 mil millones de dólares en inversiones para cosechar cultivos, incluyendo maíz, arroz y sorgo. Los agricultores

⁴⁶ The Wall Street Journal, “Exporting Farmland to Feed Global Demand”, (11/7)

filipinos en áreas remotas lucharon para alimentar a sus familias en los últimos años debido al "*chronic lack*" (carencia crónica) de inversión en agricultura, y pusieron obstáculos a la idea de permitir a los inversores chinos de controlar la tierra y enviar los alimentos al exterior.

Los agricultores escribieron a la Presidenta Gloria Macapagal-Arroyo para bloquear los acuerdos y el gobierno eventualmente suspendió los planes, aunque se espera que una delegación viaje pronto a China para dialogar sobre posibilidades de inversión agrícola. La clave es asegurar que las inversiones extranjeras en agricultura también sirvan a la población local. Los inversores chinos tienen que desarrollar la producción "*no solamente para las mesas de los chinos, sino también para las mesas de los filipinos*", dijo el senador Edgardo Angara, presidente del Comité de agricultura del Senado filipino.

Los Sauditas son también conscientes del "*potential backlash*". Khalid Zainy, un hombre de negocios saudita que está implicado en el esfuerzo de su país para buscar inversiones agrícolas, dice que los acuerdos agrícolas con los gobiernos extranjeros probablemente asignará un porcentaje de las cosechas a la venta en el mercado local. "*Esto debe asegurar que los proyectos no serán interrumpidos y que no se causen problemas*", dijo.

Acuerdos similares aparecerán en los próximos años. Los inversores de China, que importa enormes cantidades de soja y aceite de palma crudo, compran tierras de labranza en África y el Sudeste Asiático. Corea del Sur, también, piensa invertir en un proyecto agrícola de 270.000 hectáreas en el Este de Mongolia.

Con los precios de los alimentos mundiales elevados, las importaciones de alimentos de Arabia crecieron a un promedio del 19% cada año durante los últimos cuatro años a 12 mil millones de dólares en 2007, haciéndose el mayor importador de alimentos de Medio Oriente, de acuerdo con un reciente estudio del banco SABB. Arabia Saudita decidió en mayo crear instalaciones para almacenar alimentos básicos y dijo que aumentaría sus inversiones a nivel mundial para garantizar los suministros alimentarios. Los funcionarios sauditas contemplan la creación de un "*investment vehicle*", una sociedad entre el gobierno y el sector privado, para buscar proyectos agrícolas en naciones de grandes extensiones de tierra fértil. Los inversores sauditas también contemplan proyectos de agricultura en Filipinas, Senegal y Sudán.

Los países del Golfo Árabe, inundados de petrodólares, no registraron inestabilidades, pero la inflación se ubicó en un récord o cerca de uno, lo que generó temores a que haya escasez en una región donde las escasas precipitaciones y la falta de tierras agrícolas significan una fuerte dependencia de las importaciones.

Otro país del Golfo, los Emiratos Árabes Unidos (EAU) pusieron en la mira tierras agrícolas en Vietnam, Camboya, África y Sudamérica para garantizar los suministros de alimentos del desértico país⁴⁷. "*Discutimos esto minuciosamente bajo el plan gubernamental para los EAU, con Sudán, Egipto, naciones del Lejano Oriente y algunos países árabes que tienen tierras agrícolas,*" afirmó el sultán bin Saeed al-Mansouri según fue citado por Gulf News. "*Esto es parte de nuestra inversión estratégica en general,*" agregó. Kuwait es uno de los últimos países del Golfo que piensa comprar tierras extranjeras en una tentativa de reducir los costos de los alimentos y abordar la altísima inflación. La unión cooperativa kuwaití, según Kuwait Times⁴⁸, dijo estar interesado en inversión de tierras en el extranjero para ayudar a asegurar víveres, pero se enfocaría en granjas locales por ahora y la expansión de subsidios posibles.

⁴⁷ Reuters Africa, "*UAE eyes Africa, Asia land for food security*", (9/7)

⁴⁸ Kuwait Times, "*Kuwait eyes overseas farms as food prices soar*", (17/7)

Kuwait importa la mayor parte de sus alimentos y quiere invertir en pollos y otras granjas como parte de un plan nacional de alimentos. Los precios de los alimentos altísimos son un factor clave de inflación en el desierto que registró el 10.14%. El sovereign wealth fund, Kuwait Investment Authority (KIA), podría participar del proyecto.

Los partidarios de esos acuerdos sostienen que una afluencia de capital y conocimientos técnicos en sitios como África y el Sudeste Asiático donde las producciones agrícolas son relativamente bajas podría ayudar a aumentar la producción y beneficiar a toda la industria agrícola local más allá que la producción vaya al exterior.

Abdul Rahim Hamdi, ex ministro de Finanzas de Sudán, y miembro del organismo administrativo que promueve inversiones en ese país, dice que la inversión extranjera en agricultura crea empleos y aumenta las provisiones locales de alimentos incluso si la mayor parte de las cosechas es exportada. *"En Sudán, no tenemos preocupaciones sobre esta clase de proyectos de exportación de cosechas al exterior"*.

De todas formas con las recientes experiencias de Indonesia, exportando alimentos al mismo tiempo que dejan bastante abandonado al mercado interno puede ser un acto de equilibrio difícil. Hace un año, las protestas estallaron en Yakarta por la escasez de aceite de cocina. Indonesia es el mayor productor mundial de aceite de palma, solía hacer aceite de cocina, pero las empresas prefieren vender la mayor parte de su producción al extranjero, donde los precios son más altos que el mercado interno. El gobierno respondió a las protestas incrementando las tarifas de exportación del óleo de palma.

Incluso si Indonesia y otros países pueden acertar en ese equilibrio, esto tomará años y grandes inversiones antes que los proyectos en áreas remotas como Papua salgan al terreno. Papua, ubicado en la mitad occidental de la isla de Nueva Guinea, es del tamaño de California y tiene sólo 2,5 millones de habitantes.

La provincia es una de las más pobres de Indonesia, con pocos caminos, y los viajes en gran parte se realizan en barco o aeroplano. El año pasado, la administración local en Merauke, un distrito pequeño, pantanoso sobre la costa sur de Papúa, generó un plan para hacer el área escasamente poblada en un *hub* de producción de alimentos. En los años recientes, Indonesia se hizo importador neto de arroz debido a la carencia de inversión y una pérdida de tierra agrícola con la urbanización de su principal isla de Java. Los funcionarios en Merauke esperan llenar ese *gap*.

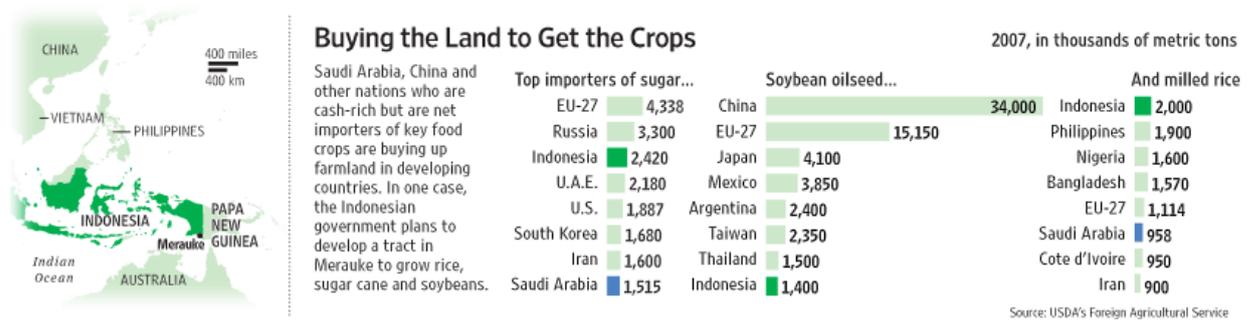
Como los precios de los alimentos subieron el año pasado, Medco Group, un conglomerado indonesio con intereses en petróleo y gas, ofreció un plan de financiamiento para Merauke y ayudar a encontrar inversores extranjeros. Además de las cosechas, Medco propuso también la creación de facilities de producción de etanol.

En abril, los directivos de Medco promovieron la idea en un meeting con el presidente de Indonesia Susilo Bambang Yudhoyono. Medco propuso que el gobierno central, que tiene la última palabra sobre el empleo de la tierra, asignado a al menos un millón de hectáreas en Merauke para producir caña de azúcar, sorgo dulce, arroz, soja y maíz. El gobierno de Merauke quiere que el gobierno central deje de lado un total de 1.6 millones de hectáreas.

Yudhoyono prometió al mercado el plan con inversores extranjeros: Aunque los funcionarios aún tengan que poner una cifra de inversión necesaria, claramente será una empresa masiva: 2,200 kilómetros de caminos, tres puertos, 400 kilómetros de sistemas de irrigación y una central eléctrica de 500 megawatts son parte del plan en el *drawing board*. Una delegación oficial Indonesia sostuvo reuniones el mes pasado en Medio Oriente con inversores sauditas.

El ministerio de agricultura de Indonesia estima que el proyecto podría aumentar la producción local de arroz en seis millones de toneladas métricas por año (la producción total para 2008 está estimada en 33 millones de toneladas, todo consumido en el interior del país). En el futuro, las necesidades locales serán satisfechas antes que el arroz sea exportado, dijo Hilman Manan, director general del ministerio en la división de management de tierra y agua. "Indonesia debe ser prioritaria".

Otros dicen que el proyecto podría causar estragos en el ambiente, incluyendo la destrucción de los prístinos bosques de eucaliptos de Merauke. Los pantanos de la región también almacenan enormes cantidades de dióxido de carbono; el drenaje para objetivos agrícolas probablemente conduzca a grandes cantidades de emisiones de CO2.



Brasil construirá 18 usinas de etanol en Sudán

Con la plena inestabilidad que vive Sudán, Brasil abrirá 18 usinas de etanol en el país africano y el gobierno de Jartum quiere que el país sea "la segunda china" en términos de inversiones en la economía sudanesa. Pekín invirtió ya 10 mil millones de dólares en Sudán, principalmente en el sector petrolero. El régimen dictatorial sudanés enfrenta críticas y embargos internacionales por la masacre que ocurre en Darfur y algunos de sus ministros están siendo indicados en a Corte Penal Internacional por crímenes contra la humanidad. Aún así, están recogiendo nuevos socios y quieren comprar tecnología brasileña para iniciar la producción de biocombustibles. "Tenemos planes de expandir la producción de azúcar y queremos la ayuda de Brasil", afirmó el vicesecretario de Relaciones Exteriores, Mutrif Saddig⁴⁹.

La primera usina fue comprada a la empresa Dedini y desembarcará en el puerto del Mar Rojo de Sudán en las próximas semanas, con un valor de 15 millones de dólares. Los sudaneses, sin embargo, quieren un total de 18 usinas, todas brasileñas.

Sudán es uno de los principales productores de azúcar de África, con más de 1 millón de toneladas por año. Gran parte es exportada a Oriente Medio por Kanana Sugar Company - un 35% de la empresa es de propiedad del gobierno, mientras el restante de las acciones están en las manos de inversores árabes y bancos de la región.

⁴⁹ Estado de San Pablo, "Brasil abrirá 18 usinas de etanol no Sudão", (12/7)

Brasil abrió su embajada en Sudán hace poco más de un año, y hasta este año, era el único país latinoamericano en estar en Jartum. Este mes, Venezuela, con los ojos puestos en el petróleo sudanés, desembarcó en el país. El comercio con Sudán es aún de sólo 100 millones de dólares. Pero es diez veces mayor que lo que existía antes de la apertura de la embajada. Ante la presión internacional, Sudán respira hoy gracias a las inversiones de China. Son cerca de 40 mil chinos viviendo en Sudán, trabajando en las obras de infraestructura y en el sector de energía. Restaurantes chinos proliferan para atender la esa población, no siempre de la clase dirigente de Pekín.

Commodities:

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	131.500	0.430	0.33
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	1214.500	-35.500	-2.84
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	320.400	4.070	1.29
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	375.550	1.170	0.31
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	10.678	0.141	1.34
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	130.210	0.920	0.71

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1444.000	-68.000	-4.50
COCOA FUTURE (USD/MT)	2804.000	-122.000	-4.17
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	137.350	-0.300	-0.22
CORN FUTURE (USd/bu.)	642.750	-7.250	-1.12
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	72.900	-0.210	-0.29
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	126.200	1.400	1.12
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1497.000	-1.000	-0.07
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	389.900	0.000	0.00
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	64.610	-0.270	-0.42
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	12.540	-0.170	-1.34
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	815.000	5.500	0.68
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	844.500	6.000	0.72

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	366.400	-5.100	-1.37
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	8294.000	90.000	1.10
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1966.500	1.500	0.08
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	20683.000	370.000	1.82
LME PRI ALUM FUTR (USD/MT)	3095.750	3.500	0.11
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	1826.500	43.750	2.45

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	959.100	-11.600	-1.20
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	18.360	-0.375	-2.00

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	112.700	1.150	1.03
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	73.625	0.725	0.99
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	105.550	0.500	0.48

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