

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

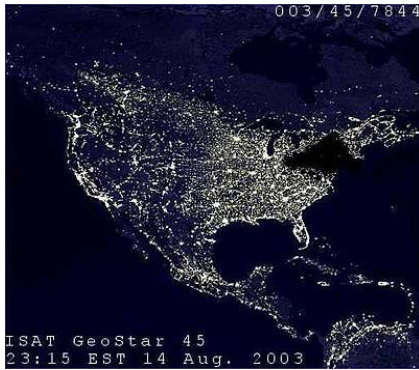
Del 3 al 10 de octubre de 2008

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> ¿Estados Unidos evitará el apagón en el 2009?	3
✓ <i>El carbón se cola entre las energías renovables entre la legislación de incentivos</i>	7
<u>Análisis II:</u> Anatomía del <i>credit crunch</i> en el sector energético	8
✓ <i>¿La restricción de crédito en Europa y EE.UU. podría postergar los objetivos de biocombustibles?</i>	13
✓ <i>La crisis llega al sector de transporte marítimo de carga</i>	15
✓ <i>Crisis crediticia podría afectar los proyectos hidroeléctricos del Rio Madeira</i>	16
<u>Análisis III:</u> Chile y la influencia de la crisis en la producción de cobre	18
✓ <i>Southern Cooper usará sus dividendos para enfrentar la crisis</i>	20
Commodities	21

Análisis I: ¿Estados Unidos evitará el apagón en el 2009?



Estados Unidos afronta potencialmente un *brownouts* y *blackouts* eléctrico de consecuencias catastróficas que comenzaría en el verano de 2009, que puede costar decenas de miles de millones de dólares y amenazar vidas. A no ser que importantes inversiones sean hechas inmediatamente tanto en la generación eléctrica (centrales eléctricas) como en transmisión (líneas de conducción eléctrica), la amenaza de interrupciones de servicios aumentará, según señala un estudio llamado “*Lights Out In 2009?*” realizado por el NextGen Energy Council¹. Si en regiones vulnerables, como el occidente

de Estados Unidos, una experiencia inusual de altas temperaturas por prolongados períodos de tiempo en 2009, el potencial de apagones locales es alto, con riesgos significativos, interrupciones locales que podrían generar un efecto cascada con interrupciones regionales que puede tener altísimos costos económicos.

La demanda proyectada en EE.UU. para los próximos diez años es de 18%, excediendo en lejos el crecimiento proyectado de 8% en la capacidad de generación *baseload* entre la actualidad y 2016. En total, EE. UU. requerirá aproximadamente 120 gigawatts (GW) de nueva generación sólo para mantener un margen de reserva del 15%. Usando datos de North American Electric Reliability Corporation (NERC), se estima que EE.UU. requerirá más de 14.500 millas de nuevas líneas de transmisión de electricidad en 2016, con requerimientos de transmisión que se diferencian enormemente por región.

Existen restricciones significativas de transmisión a través de EE.UU. Tal congestión ocurre cuando los flujos reales o previstos de electricidad a través de una línea o una parte de los equipos son restringidos debajo de los niveles deseados, por la capacidad física o eléctrica de la línea, o por restricciones operacionales creadas para proteger la seguridad y la fiabilidad de la red. La congestión en la transmisión tiene impactos directos en la fiabilidad y el precio de la energía. Las áreas de mayor preocupación en lo relacionados con la transmisión son el Noreste, California y el Sudoeste.

La estimación de costos de nuevas líneas de transmisión es difícil, ya que los gastos se diferencia enormemente por depender de factores como la regulación, factores regionales, factores locales (p.ej., urbano, suburbano, rural), el tamaño de la línea, el acceso, etc. Para estimar los costos representativos, el NextGen Energy contó principalmente con dos fuentes. Primero, analizando las estimaciones recientes proporcionadas por las utilities y comisiones de utility públicas. Segundo: utilizaron un reporte del Edison Electric Institute (EEI) que resume una variedad de proyectos de inversión en transmisión que están siendo planificados actualmente. El análisis indicó que los costos por milla para nuevas líneas de transmisión pueden variar a un factor de 30 o más.

Las inversiones en nueva generación y transmisión necesarias para 2016 serán como mínimo 300 mil millones de dólares. Esta puede ser una estimación conservadora, y los costos reales podrían ser mucho más altos. Con el crecimiento de la confianza en el gas natural para la nueva generación eléctrica (varios estados tienen moratoria para las plantas de carbón), las interrupciones en el suministro o en la entrega de gas natural podrían tener un impacto significativo en la fiabilidad y en el costo de la electricidad en numerosas regiones.

¹ <http://www.nextgenenergy.org/about+us.aspx>

El proceso de ubicar la nueva transmisión es cada vez más difícil y caro debido a muchos factores, incluyendo la dificultad de adquirir materiales de construcción asequible; oposición local; desafíos ambientales; batallas legales; y cuestiones jurisdiccionales, especialmente cuando se necesitan líneas que crucen fronteras estatales.

La Nuclear Regulatory Commission (NRC) que puede recibir aplicaciones para 32 nuevas unidades nucleares en varios años, sumando 12.000 MW adicionales para estar operativos en la próxima década. Las especificaciones de diseño para algunas de estas unidades son grandes (más de 1.600 MW). La inversión significativa en transmisión es vital para apoyar estas grandes unidades.

Los recursos eólicos y solares presentan desafíos únicos que deben ser acomodados en la planificación, el diseño y la operación del sistema de energía. La infraestructura adicional en transmisión debe ser desarrollada para integrar bien estos recursos.

La forma en que la nueva generación de electricidad no está clara, pero los gastos de generación nueva se diferencian considerablemente entre las tecnologías y las fuentes de combustibles. Las últimas estimaciones del U.S. Energy Information Administration (EIA) sobre los costos de capital instalado son: el costo del ciclo combinado con gas natural es de aproximadamente 750 dólares por kilowatt instalado (kW), el costo de carbón es de 1.600 dólares/kW, el costo nuclear casi 2.600 dólares/kW, el costo de la solar térmica casi 3,900 dólares/kW y la fotovoltaicas más de 5.800/kw. Así, el portfolio de tecnologías para nueva generación actualmente instaladas determinará en gran parte los costos eventuales, y los costos podrían diferenciarse por un factor de tres o cuatro (o más) dependiendo el mix de generación.

Los planificadores de recursos en áreas con alta dependencia en gas natural para generación eléctrica se verán forzados a tomar en cuenta las potenciales interrupciones en las entregas de gas en sus evaluaciones totales de suministro adecuado y anticiparse a los potenciales impactos en el suministro de gas o en las interrupciones de entrega durante períodos de alta demanda de gas para otros usos. La alta dependencia al gas natural presenta riesgos en el adecuado suministro de electricidad. Si las opciones de combustible se hacen limitadas, aumentarán los riesgos de vulnerabilidad de suministro de combustible y seguridad energética, y un balanceado mix de combustible debe estar disponible para soportar las interrupciones de suministro.

Se prevé que las importaciones de gas natural canadienses en Estados Unidos comenzarán a disminuir en 2010, y dejará un espacio en el suministro disponible entre la creciente demanda para calefacción de espacios y nuevos procesos agrícolas e industriales. Este *gap* sólo puede completarse con nuevas provisiones de GNL importado, que requerirá el emplazamiento y la construcción de terminales regasificadoras.

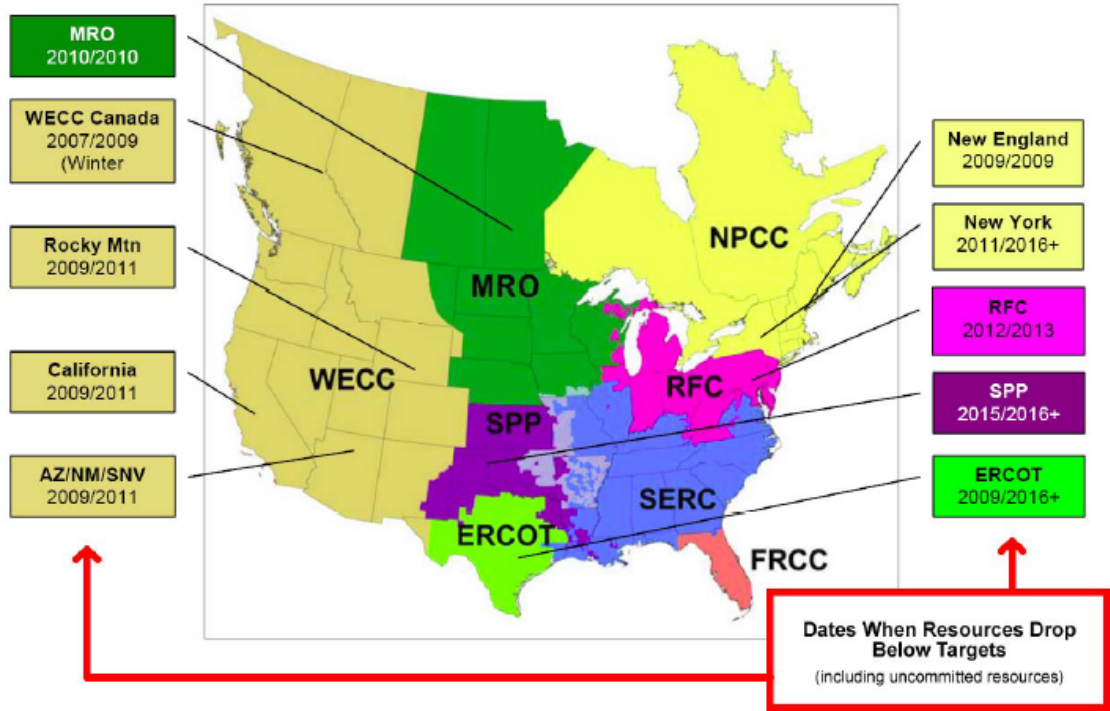
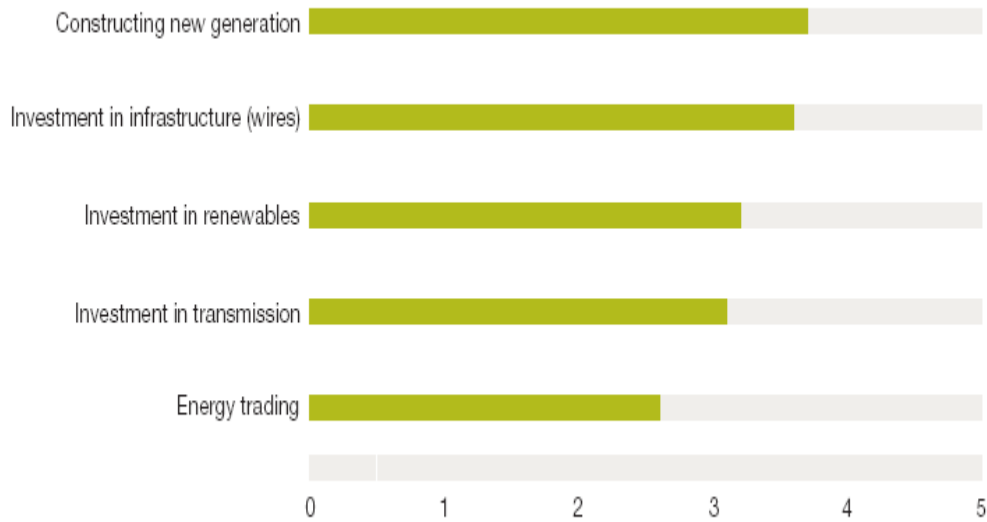


Figure 3: NERC Forecasts of U.S. Electricity Capacity Margins

Source: NERC 2007 Long-Term Reliability Assessment, October 2007

Una revisión y análisis de 24 estudios sobre los costos de las interrupciones fueron realizados por Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) en 2003. Estos datos fueron incorporados. Las estimaciones causaron una gama de 22 mil millones de dólares a 135 mil millones de dólares cada año con una estimación base case de 79 mil millones de dólares cada año.

United States Figure 2: **What are your company's strategic growth opportunities?**



Note: Average response. Rate where: 5 = most strategic; 1 = least strategic

Source: PricewaterhouseCoopers, *Utilities global survey 2008*

Los principales impedimentos al refuerzo de la infraestructura de electricidad y el mantenimiento de la fiabilidad de la red son:

1. Pleitos de grupos ambientalistas contra las centrales eléctricas, líneas de transmisión y producción de gas natural;
2. Incertidumbre regulatoria ligadas a las políticas de federal o de los estados sobre el cambio climático;
3. Desafíos asociados con la integración de más fuentes de energía intermitentes en la red de transmisión;
4. Renuencia de los reguladores estatales para aprobar aumentos de tarifa relacionados con la imposición de una nueva regulación ambiental o relacionada con el clima.

El carbón se cola entre las energías renovables entre la legislación de incentivos

En Estados Unidos, el Congreso dio un enorme impulso a los proyectos de energía solar, eólica y las denominadas clean-energy en una legislación. La ley amplía por un año el crédito fiscal a la producción de energía eólica, con una extensión de ocho años para créditos tributarios de inversión a empresas y dueños de hogares que instalen equipamiento de energía solar. Pero una industria ajena también saca provecho de las *tax breaks*: el carbón.²

El proyecto elige al alternativo jet fuel hecho con carbón licuado por primera vez con una tax credit de 50 centavos por galón. Esto crea un nuevo crédito fiscal del residuo de carbón que es recuperado y reutilizado en la fabricación de coque, un ingrediente clave en el acero.

Precios estadounidenses de carbón permanecen fuertes, con una tonelada de carbón Appalachian que cuesta más que dos veces lo que esto hizo hace un año. El contrato de futuro de carbón de mes delantero sobre Nueva York el Cambio Mercantil colocado ligeramente baja el viernes, a la baja del 0.3 %, en 116.92 dólares. El contrato es un punto de referencia áspero de precios de Este de carbón.

Los partidarios de los incentivos fiscales de energía pregonaron que es crucial reducir las emisiones impulsando el uso de energía estadounidense con fuentes no convencionales como la eólica, solar, geotérmica, etc. Los incentivos fiscales al carbón específicamente en el total de la ley son de sólo aproximadamente 1,5 mil millones de dólares de los 17 mil millones del paquete. Pero influyentes legisladores quisieron que el carbón formara parte de la generosidad federal.

Según WSJ, la expansión del crédito fiscal al jet fuel basado en el carbón podría beneficiar a firmas como Consol Energy Inc. y Rentech Inc., que realizan proyectos para convertir el carbón en combustible de transporte. El crédito fiscal no entregaría ventajas inmediatamente, porque la puesta al sol de la legislación será a finales de 2009, y ninguna facilities de licuefacción de carbón en gran escala producirá antes de 2011. Pero adicionalmente los jet fuels son importantes porque los jets militares son usuarios significativos de ese combustible derivado del carbón licuado.

Al mismo tiempo, The Wall Street Journal hizo públicas las definiciones de un informe realizado por Rand Corp., donde se sostiene que la alentadora producción de combustible para transporte procedente del carbón licuado y de las arenas bituminosas de Canadá podrían ayudar a reducir los precios del petróleo, pero también minar los esfuerzos estadounidenses para luchar contra el calentamiento global³.

El estudio de Rand, un instituto de investigación sin fines de lucro en Santa Mónica, California, ilustra las tensas relaciones entre la lucha del calentamiento global y la reducción de la dependencia estadounidense del petróleo de Medio Oriente. Esto refuerza los argumentos críticos de grupos ambientalistas de que ciertas fuentes alternativas a los combustibles fósiles causan altos niveles de emisiones de dióxido de carbono que el combustible convencional de motor, cuando todas sus emisiones -de la producción, pasando por el desarrollo y el consumo- son medidas.

Los autores del estudio notan que las emisiones de dióxido de carbono de la producción y uso de las oil sands son de aproximadamente 20% más altas que el petróleo

² The Wall Street Journal, "Will Coal Be Cashing In On the New Tax Credit?", (6/10)

³ The Wall Street Journal, "Doubts Raised Over Promise of Liquid Coal", (8/10)

convencional, y que las emisiones de la producción y uso de combustible líquido de carbón son por encima de dos veces las emisiones de combustibles convencionales. Al mismo tiempo, los autores dicen, que la mayor producción de combustibles de las oil sands y del carbón licuado podría ayudar a ampliar el suministro de combustible global y reducir la marcha alcista de los precios del petróleo.

Análisis II: Anatomía del credit crunch en el sector energético



Algunos sugieren que el debilitamiento de la demanda de petróleo se explica por el descenso económico con su consecuente caída de los precios del petróleo. Jeffrey Currie de Goldman Sachs ve más una causa específica: el credit crunch⁴. *"Los problemas en el mercado de crédito impiden la capacidad de construcción o el sostenimiento de los inventarios, generando excesiva presión bajista en los precios en el plazo cercano"*, dijo Currie⁵.

Cada crisis viene con sus palabras claves. Credit Crunch es la frase para entender el cataclismo del 2008. Se refiere al desajuste provocado por la decisión de los bancos de cerrar la llave del crédito. Se acabó el *easy money*. Vendrán mayores exigencias para el otorgamiento de financiamiento y tasas de interés más altas. Las bolsas caen en picada porque los inversores temen que la restricción crediticia abrirá la puerta a esa recesión que lleva un rato rondando. El congelamiento de los financiamientos obligará a cancelar proyectos productivos y reducirá el consumo. En todo el mundo los bancos han empezado a restringir los préstamos a los particulares porque ven el futuro color negro.

El contagio financiero en Estados Unidos se extiende como un fuego salvaje y casi toca a todos los sectores de la economía de todo el mundo. La industria petrolera es parte integral de la economía mundial y los efectos negativos parecen tener un gran efecto en la industria. Comentando la crisis que afecta al mercado de energía americano, un analista dijo *"la restricción crediticia ya tiene impacto sobre los mercados de energía. Nuevos proyectos son más difíciles de financiar. Algunos players son víctimas indirectas de otros players, como Lehman, que fallaron. En el largo plazo, probablemente veamos una consolidación y bajaremos la producción"*⁶. *"Esto seguramente va a afectar numerosos proyectos que siguen adelante"*, dijo John Brannan, presidente de la división integrada de petróleo de EnCana Corp.

⁴ La frase *credit crunch* fue utilizada por primera vez en un texto de la Reserva Federal en 1967, y el año pasado se incorporó al Oxford Dictionary of English.

⁵ Environmental Capital, The Wall Street Journal, *"Oil Falls: Blame the Credit Crunch for Crude's Decline?"*, (8/10)

⁶ Business Day, *"Could the world oil industry beat the credit crunch?"*, (8/10)

Los analistas y economistas de BNP, Goldman Sachs, Toronto Dominion y Bernstein Research dijeron esta semana que el crudo estaría entre 75 y 80 dólares por barril. Los otros, como CIBC World Markets consideran que el precio se mantendrá alrededor de los 90 dólares⁷.

La demanda en Estados Unidos, el mayor consumidor mundial de petróleo, ha sido en el 2008 menor de lo que se esperaba debido a que la gente está conduciendo menos, y se predice que permanecerá débil el año próximo. Datos del Gobierno mostraron recientemente que la demanda estadounidense de petróleo cayó en julio a su nivel más bajo para el mes en 11 años, con un consumo de 736.000 bpd menos que lo estimado previamente. "*La demanda estadounidense está desplomándose*", dijeron en un informe analistas de Merrill Lynch, incluido Francisco Blanch. "*En Asia, la demanda de petróleo india y china aún se está expandiendo, pero a tasas sustancialmente más bajas*", agregó⁸.

Por su parte, China anunció que frenará las importaciones de combustible por segundo mes en octubre, por temor a que la crisis crediticia mundial afecte su demanda de petróleo y su crecimiento económico interno y mientras los consumidores finales minimizan las compras anticipándose a una posible caída del precio.

Aunque, el banco central de china volvió a abrir un mercado naciente para la deuda corporativa, en su último movimiento por aumentar el acceso de las empresas locales a la financiación y ayudarlas a enfrentar la ralentización de la economía local y la crisis financiera global. Es por eso que el banco central de país asiático dará a las empresas de los sectores de transporte y energía la prioridad en la aprobación de notas de venta del mediano termino, en un signo evidente del plan para aumentar los fondos en estas áreas. China luchó contra la severa escasez de electricidad este verano, y espera que el gobierno aumente los gastos en la energía y otras infraestructuras para disminuir esas tensiones y ayudar a componer la reducción del crecimiento exportador⁹.

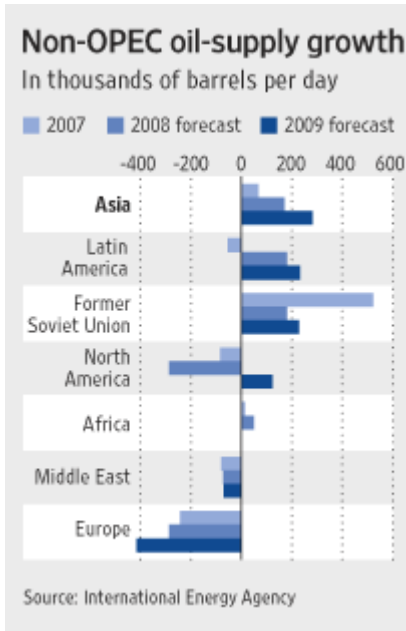
"*Ya que las tasas de interés en el mercado interbancario son, por lo general, inferiores a los de los bancos de crédito, esto reducirá perceptiblemente los gastos para financiar al sector corporativo*", dijo Ting Lu, economista de Merrill Lynch en una research report. A principios de año, las empresas pagaban interés de 5.3% a 5,5% de tres a cinco años de deuda, comparado con el 8% y 9% de los bancos de crédito, dijo. Morgan Stanley cortó este mes su previsión de crecimiento económico de China al 9.8% este año y 8.2% el próximo año. Esta cifra está por debajo de la expansión del 11,9% en 2007¹⁰.

⁷ Environmental Capital, The Wall Street Journal, "*Crude Calculations: Oil Prices Keep Falling: Is \$50 Realistic?*", (9/10)

⁸ The Wall Street Journal, "*Asia's Oil Production Expected to Increase, Ease Stress on Global Supplies*", (7/10)

⁹ The Wall Street Journal, "*China, Reacting to Crisis, Reopens a Debt Market*", (8/10)

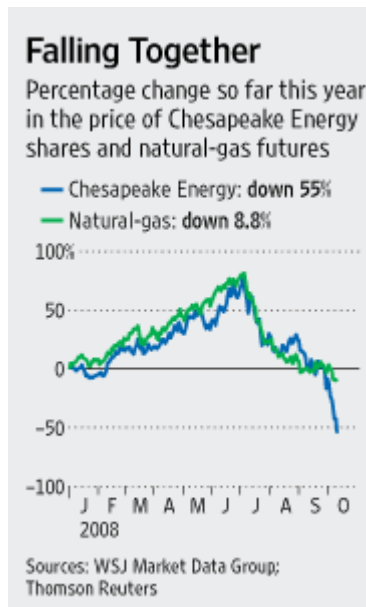
¹⁰ Bloomberg, "*China Cuts Rates, Tracking Global Effort to Ease Credit Crisis*", (8/10)



Muchas empresas independientes de energía en Estados Unidos esperan cortar sus presupuestos de exploración para crecer en momentos que empeora la crisis crediticia, sobre todo en las pequeñas firmas de gas natural que gastaron más de lo presupuestado de *cash flow* para financiar su crecimiento¹¹. La caída del 50% de los futuros de gas natural para el verano incitó a empresas como Chesapeake Energy Corp, Petrohawk Energy Corp, Plains Exploration & Production Co, SandRidge Energy Inc y PetroQuest Energy Inc a reducir los gastos de capital.

"La incertidumbre tanto alrededor de los precios del commodity y la disponibilidad de crédito podría jugar un papel significativo en el presupuesto de capital para el próximo año", dijo Jeffrey Robertson, analista de energía con Barclays Capital, dijo en una nota a clientes. *"Esperamos que otros puedan seguir en su esfuerzo por conservar flexibilidad financiera"*.

¹¹ Reuters US, "US energy firms to cut spending as crisis spreads", (8/10)



Las empresas con posiciones más débiles basadas en estimaciones de flujos de caja, liquidez y gastos esperados incluyen a Venoco Inc, ATP Oil & Gas Corp, Quicksilver y Bill Barrett Corp, según Barclays. De hecho puede ser imposible para el sector de exploración y producción gastar más que el flujo de caja en 2009, o al menos en los siguientes trimestres, según un análisis de Tudor, Pickering Holt & Co. Securities Inc.

De las independientes más grandes como Devon Energy Corp y major oil como Exxon Mobil hasta ahora están más seguras de las consecuencias de los mercados financieros porque tienen mucho dinero en mano y son mucho menos vulnerables a las oscilaciones de los precios de las materias primas.

Las empresas que planificaron vender activos como medio para incrementar el capital también pueden tener problemas porque la crisis de crédito cierra fuente de financiación para compradores. "El ritmo de la actividad de fusiones de exploración y producción debería reducir la marcha, debido en parte a la escasez de financiación", dijo Raymond James.

Los productores hicieron activamente compras de activos -sobre todo aquellos con tasas de rendimientos marginales- como medio de financiamiento de gastos, pero algunas no encontraron compradores, dijeron los analistas. De todos modos, las valuaciones *rock-bottom* (bajísimas) en la que cayeron los stocks de energía en las últimas semanas pueden provocar el interés de pretendientes con bolsillos profundos.

Otro sector amenazado es el del petróleo no convencional, generalmente más costoso. Las empresas canadienses de arenas bituminosas conocidas mundialmente como oil sands afrontan una etapa difícil ante la caída de los precios del crudo, asfixiando a los productores por los altos costos y la crisis de crédito y en los mercados equities generan dificultades para financiar las expansiones¹².

El mayor peligro es para los *upgraders*, instalaciones en expansión donde el crudo pesado, o bitumen, es procesado en un producto sintético light que puede ser manejado por más refinerías¹³. Los upgraders pueden costar hasta 12 mil millones de dólares. El

¹² The Globe and Mail, "Oil price drop tarnishes fortunes of oil sands", (5/10)

¹³ The Globe and Mail, "Market woes hit oil sands projects", (8/10)

financiamiento no es el único obstáculo: la diferencia de precios entre el bitumen y el crudo sintético se estrechó, dejando menos valor para capturar a los upgraders. Mientras la demanda norteamericana de crudo pesado aumentó y las refinerías procuran aprovechar el suministro canadiense, la producción de la producción de oil sands se rezagó de las expectativas.

Al menos 10 nuevos upgraders están siendo construidas en Alberta o están en consideración, apoyadas por importantes compañías como Statoil, Royal Dutch Shell, Canadian Natural Resources Ltd., y Total SA. Pero algunos proyectos pueden ser revisados. La empresa privada BA Energy Inc. hizo retroceder sus 5 mil millones de dólares de presupuesto de upgrader, argumentando que hoy es demasiado caro tomar dinero y que los fundamentos del mercado no apoyan este proyecto. Otros podrían seguir ese camino, aunque trasladando el sitio de Alberta a las refinerías en Estados Unidos y muchos de los beneficios económicos del desarrollo de las oil sands -como los empleos bien pagados- emigrarían al sur.

"El ambiente financiero de hoy es muy difícil", dijo Columba Yeung, director ejecutivo de Value Creation Inc., casa matriz de BA Energy. *"El precio del petróleo es todavía bastante fuerte pero los cálculos diferenciales (entre el bitumen y el crudo sintético) es bajo. Esto desalienta a la gente a considerar el upgrading".* Value Creation todavía contempla construir su upgrader y busca un socio, pero el proyecto podría retrasarse entre 18 meses y tres años, dijo Yeung.

"Es bastante difícil justificar la construcción de un upgrader en Alberta hoy...cuando el precio del bitumen y los costos de inversión son altos", dijo Justin Bouchard, analista con sede en Calgary con Raymond James. En vez de construir un upgrader como Fort Hills, que necesita un precio de petróleo de 90 dólares por barril para generar retornos, la mejor opción es que las empresas encuentren un socio refinador estadounidense para su producción de bitumen, añadió.

"La situación aparece realmente más frágil, basada en cancelaciones, suspensiones, (nuevas) estimaciones de costos y mercados de crédito y de capital muy inestables", dijo Richard Gusella, CEO of Connacher Oil and Gas Ltd., que en los últimos días canceló su proyecto para ampliar su pequeña refinería en Montana. *"Las empresas involucradas en el desarrollo de las oil sand usan marcos a largo plazo",* dijo Andrew Boland, director del research at Peters & Co. en Calgary. *"Cuando la mayor parte de estos proyectos fueron inicialmente completados, el petróleo no estaba a 90 dólares".*

El gas natural licuado (GNL) tampoco quedó exento de la crisis crediticia. Tradicionalmente, los multimillonarios proyectos de terminales GNL son en su mayoría financiados por préstamos de bancos o por las mismas compañías petroleras. Mientras los banqueros dicen que permanecen felices de prestar a este sector, el impacto combinado de bajos beneficios y altos costos de préstamos pueden hacerlos poco atractivos¹⁴.

Los retrasos en los proyectos de producción de GNL causarán un mercado de suministro apretado durante los próximos 15 años, según un informe de Bernstein Research. El espacio entre la oferta y la demanda global seguirá debido a los retrasos por los crecientes costos y una escasez de expertise en la construcción, reza el informe trimestral de Bernstein¹⁵. *"Más allá de 2009, la perspectiva durante la próxima década y media parece ser un mercado de GNL global apretado",* dijo Bernstein.

"El equilibrio de oferta/demanda será apretado en los próximos 12 años, con una incremento de la capacidad de regasificación (importación) sigue dejando atrás a la capacidad de licuefacción", añadió. Otro potencial que rezaga los proyectos de producción de GNL es el impacto de la restricción de crédito para financiamiento. Por ejemplo, InterOil Corp and Liquid Niugini

¹⁴ The Guardian, "Oil drop may hit supply growth, keep boom and bust", (9/10)

¹⁵ Lloyd's List, "LNG supply to remain tight over next decade", (8/10)

Gas del proyecto Papua New Guinea LNG puede ser retrasado dos años hasta 2014 debido a la crisis de crédito global, dijo LNG Intelligence.

Uno de los *main drivers* para el retraso del proyecto de licuefacción es el incremento de los costos. Bernstein estima que los costos se elevaran del promedio de este año de 600 dólares por tonelada de capacidad de GNL a aproximadamente 1.750 dólares por tonelada para 2020.

¿La crisis crediticia en Europa y EE.UU. podría postergar los objetivos de biocombustibles?

El sector del etanol en Europa y en Estados Unidos ya teme por una sequía prolongada. No en sus tierras fértiles, sino en la capacidad de los bancos de prestar dinero para los proyectos de construcción de fábricas. Un reporte realizado por un banco internacional apuntó que el sector de energías renovables puede acumular una deuda de 21 mil millones de euros por año en el proceso de expansión de su producción en Europa. Sin créditos, la tendencia es que muchos proyectos sean abandonados.

El reporte hecho por economistas del Rabobank indica que, hasta 2020, Europa hará inversiones de 85 mil millones de euros en el sector de etanol, energía solar y otras formas alternativas para llegar a la meta para garantizar que un 20% de las fuentes no dependan del petróleo. Pero con la quiebra de Lehman Brothers, la absorción de Merrill Lynch por el Bank of America y por lo menos cuatro intervenciones importantes en los bancos europeos, la previsión es de sequía en los préstamos. Sólo en 2007, el sector de energía solar y eólica consumió inversiones de 18 mil millones. La previsión es de aplicación de otros 85 mil millones de euros cada año, hasta 2020¹⁶. Según Rabobank, cada año deudas por 21 mil millones terminarán sin encontrar un financista, si el actual escenario se mantiene.

La proyección apunta que los bancos van a reducir de forma drástica los créditos para el área de construcción e infraestructura. Gran parte de los proyectos de energía renovable dependerá de amplios recursos para la construcción e infraestructura. Otro impacto será la reluctancia de empresas tradicionales de invertir en la reducción de emisiones de CO₂. Los principales lobbies industriales europeos están presionando para que sus gobiernos abandonen la meta de tener un 20% de la energía del continente procedente de fuentes alternativas. Las inversiones necesarias no serían posibles sin créditos abundantes.

Algunos analistas aún apuntan que una burbuja podría haberse formado en los últimos años en el sector de energía eólica. Para los especialistas, los precios de los proyectos se asemejan a los niveles de riesgo del sector inmobiliario americano antes de la crisis. La esperanza, según el estudio de Rabobank, es que nuevas fuentes de capital surjan en algunos meses. Una de las opciones podría ser los fondos de pensión. Otro impacto

¹⁶ Rabobank, “*Increasing investment needs in European solar and wind assets*”, (19/9)

puede ocurrir en la producción de etanol y en las inversiones de empresas de investigación para el desarrollo de la segunda generación de biocombustibles, como noté en el informe anterior.

Cuando el candidato presidencia demócrata Barack Obama fue consultado en el primer debate presidencial por cual programa cortaría debido al "bailout" (rescate financiero) en la primera respuesta citó su plan de 150 mil millones de dólares para desarrollar energía alternativa¹⁷. El candidato presidencial republicano, John McCain, se opone a las subvenciones al etanol y no tiene un plan similar para los biocarburantes.

La próxima generación de biocombustibles no será barata. La empresa Verenium Corp. estima que la construcción de su primer proyecto de escala comercial, que produciría 30 millones de galones por año, costará 200 millones de dólares. Los costos de proyectos similares pueden ser más altos.

Robert Brown, ingeniero de la Iowa State University, que analiza la industria de biocombustibles, dijo que las usinas de biocombustibles de la próxima generación probablemente costarán cerca de cinco veces más que construir destilerías de etanol convencionales. "*Va a ser más difícil conseguir financiación para construir estas nuevas usinas que son una inversión riesgosa en términos de su potencial para ganar dinero en sus primeros años*", dijo.

Aunque hay empresas que no acusaron el golpe. "*La crisis del crédito tiene poco impacto directo sobre los negocios agrícolas y de biocombustibles*" de Archer Daniels Midland, dijo su jefe ejecutivo Steven Mills. "*Nuestras exposiciones son dentro de parámetros bien definidos. Tomamos medidas, donde es posible, para reducir cualquier exposición más alta de riesgo*", dijo Mills a la versión americana de Reuters¹⁸.

El *meltdown* financiero no perjudica solamente a Wall Street, los propietarios, usinas de biocombustibles y el mercado petrolero. Ahora se lanza sobre el crecimiento precipitado de la energía eólica. El capital para proyectos de energía eólica se seca con bancos que se vuelven caprichosos (o desaparecen rotundamente).¹⁹ En general, "*el crecimiento de la industria tiene que bajar*" el próximo año, dijo Christopher Stolarski, senior vice presidente de Mizuho Corporate Bank Ltd., uno de los principales financistas en proyectos eólicos.

Los incrementos de los costos de los combustibles fósiles hicieron a la energía eólica más atractiva en los últimos años. Pero si los precios siguen cayendo, sobre todo del gas natural, entonces comenzará a replantearse la economía de las energías renovables.

¹⁷ Statesman Journal, "Biofuel industry relying on government help to get started", (7/10)

¹⁸ Reuters US, "Credit crisis has had little direct impact – ADM", (7/10)

¹⁹ Environmental Capital, The Wall Street Journal, "Green Meltdown: Credit Crunch Whacks Renewable Energy, Too", (9/10)

La crisis llega al sector de transporte marítimo de carga

La implosión en el mundo financiero que se mecía sobre Wall Street no necesariamente golpeó directamente el negocio de transporte de carga. El transporte no es una gran parte de las carteras de Merrill Lynch y Lehman Brothers.

El año pasado, el precio básico de embarcar un contenedor grande de mercancías de Asia a Europa, la ruta más ocupada del mundo, era de 2.800 dólares. Esta semana, con el descenso brusco de la demanda en una economía que empeora, el precio llegó a los no rentables 700 dólares²⁰. Esa tarifa es "insostenible", dijo Eivind Kolding, jefe ejecutivo de A.P. Moller Maersk AS, con sede en Copenhague, la mayor compañía naviera a nivel mundial por ventas. La industria sería mutilada si ese precio no se eleva pronto, dijo.

Un economista respetado, Brian Bethune de la firma de investigación Global Insight, dijo que Estados Unidos se dirige a una recesión con una rotunda disminución en la economía en el cuarto trimestre de este año y el primer trimestre de 2009. Y los funcionarios de la industria de carga dicen que el doble impacto de disminución de la demanda y contracción de crédito amenaza con ahogar la inversión en equipos de transporte mientras los portadores y shippers luchan por los precios y la extensión de los términos de pago²¹.

Golpeado por el descenso de la economía global y una fusión financiera que promete una caída más aguda, las compañías de transporte de contenedores cortan rutas y capacidad para contener el flujo de "red ink" (resultados negativos). Para peor, los *container shippers* ordenaron flotas de nuevos buques durante los tiempos de auge por más de 50 millones de dólares cada uno para ser entregados ahora, justo que el negocio cae precipitadamente. Los analistas dicen que las empresas probablemente tratarán de cancelar sus pedidos, venderán los barcos, o los convertirán en tankers (petroleros) o buques crucero. La grave situación de la industria de embarcación de contenedores -cifrada en 150 mil millones de dólares- muestra que la restricción crediticia y el descenso global tomo de asalto hasta las empresas que hace años decidieron invertir por adelantado. El *credit crunch* conducirá a la cancelación de órdenes para nuevos buques petroleros, problemas para los nuevos astilleros y consolidación dentro del sector. "Los bancos no quieren prestar hoy, esto no es ningún secreto. La restricción de crédito es real", dijo Morten Arntzen, jefe ejecutivo de Overseas Shipholding Group²² (OSG). OSG maneja una de las mayores flotas de buques petroleros, con actualmente 119 navíos y 36 pedidos. La tankers de la empresa lleva petróleo crudo, productos refinados y gas natural licuado

El deterioro del mercado de crédito, según los expertos, provoca una batalla por el dinero que para algunos transportistas sería una *battle for survival*. "El dinero es realmente el rey ahora", dijo Harold Friedman, vicepresidente de Data2Logistics, una firma de pago de carga. "Su capacidad de conseguir el acceso a los fondos va a ser clave en su capacidad de subsistencia".

²⁰ The Wall Street Journal, "Shipping Lines Sail Uncertain Seas", (8/10)

²¹ Shipping Digest, "CRUNCH TIME", (29/9)

²² Reuters US, "Credit crisis to hurt ship orders: OSG", (8/10)

Otras rutas de transporte marítimo, incluyen el traslado Asia-Estados Unidos, que también sufre una caída de la demanda. Pero Estados Unidos tiene el espacio del puerto más apretado que Europa. Los precios para los pequeños barcos que atracan en California, Texas y la Costa oriental cuestan la cifra apenas provechosa de 1.500 dólares por contenedor, dijo un analista.

En los últimos 10 años fueron una fiebre de oro para los shippers. China se unió a la Organización Mundial del Comercio y vendió cientos de miles de millones de dólares en mercancías a consumidores europeos y americanos, que disfrutaban de tasas de interés bajas y crecimiento económico estable. Las fábricas se trasladaron a Asia, estirando las cadenas de suministro alrededor del global. El petróleo era barato, los barcos tenían precios relativamente escasos y los precios de embarcación se elevaron.

El tráfico de embarcaciones de contenedores en la ruta Asia-Europa se elevó un 15% anual durante ese período. Este año aumentará sólo 5%, dijo Philip Damas, consultor marítimo de Drewry Shipping Consultants Ltd, con sede en Londres. La capacidad crece mucho más rápido. *"Hay una superabundancia de nuevas grandes embarcaciones de contenedores que entran al mercado"*, dijo Damas.

Los precios de transporte de cargas son notoriamente volátiles, dependiendo de la capacidad meteorológica, el cambio de la capacidad y el movimiento de los flujos de comercio. Pero las cifras recientes son sin precedentes, según analistas y empresas de embarcaciones.

Crisis crediticia podría afectar los proyectos hidroeléctricos del Rio Madeira

La crisis de crédito internacional podrá afectar la subasta de las líneas de transmisión de las usinas del Río Madeira que está previsto para realizarse a finales de octubre y el propio gobierno, en los bastidores, ya admite que habrá impactos. No es oficial, pero los emprendedores comenzaron a presionar al gobierno para que la fecha del 31 de octubre sea aplazada y las condiciones reevaluadas.

No sólo el costo de buena parte de los equipos, cotizados en dólares, subió drásticamente en función de la valorización de la moneda americana desde que el gobierno definió las condiciones de la subasta, como los recursos para los préstamos-puente desaparecieron²³. Como se trata de una obra estratégica para el gobierno, que necesita garantizar el suministro de energía que será producida por las usinas de Santo Antônio y Jirau a partir de 2012, la solución puede pasar por las estatales conectadas al Sistema Eletrobrás.

Las líneas que van a formar parte del linhão del Madeira deben quedar listas entre 36 y 50 meses. A pesar que no son necesarios todos los recursos inmediatamente, las

²³ Valor, *"Candidatos pedem que licitação de linhas do Madeira"*, (7/10)

empresas necesitan un préstamo-puente o de caja, que varía entre un 10% y un 20% del total a ser invertido, hasta que obtengan la financiación del BNDES para comenzar a hacer avanzar las obras. Bajo pena de multas pesadas sin no terminaran el proyecto en el plazo previsto. Las empresas necesitan aún presentar por lo menos un 25% del capital propio para garantizar las inversiones. Y los recursos desaparecieron del mercado.

Con la completa parálisis del mercado de crédito en dólares –el único proveedor de líneas es la Fed, banco central americano-, directores de dos bancos extranjeros afirmaron que no habría financiación privada para nuevos proyectos de inversión en el país, inclusive en energía. No sólo las empresas brasileñas son afectadas por el ahogo, sino en todos los lugares del mundo, inclusive en Europa. Hay quien propone que la Fed preste directamente a las empresas americanas.

Un director de banco europeo sugiere al gobierno brasileño que aplase cualquier subasta de transmisión de energía en este momento, pues los costos de captación se fueron por las alturas e inviabilizan inversiones. Sólo toman recursos nuevos las empresas que no tienen otra alternativa. Las otras empresas están necesitando quemar su caja para quedarse con una liquidez diaria y hacer frente a los compromisos de corto plazo, dijo, y no van a querer usarlo en este momento de incertidumbres. La escasez es tamaño que ese mismo director recuerda que aunque el monto de las financiaciones para la construcción de plataformas de perforación de Petrobras ya licitadas, en total de 8 mil millones de dólares, está paralizada.

El precio preestablecido de la subasta de transmisión también va a dificultar su realización, teniendo en cuenta que los costos financieros del préstamo-puente necesario para participar y el dólar se disparó, haciendo la deuda externa menos atractiva y los equipos más caros. Algunas compañías que son potenciales compradores como Neoenergia, Cemig, Companhia de Transmissão Paulista (Cteep) y Eletrobrás mostraron en los balances del segundo trimestre una caja robusta. Pero como se trata de cifras de junio, solamente con la divulgación de los resultados del tercer trimestre es que será posible saber el potencial de la inversión de esas empresas, o sea, si tienen condiciones de costear con recursos propios las inversiones en el linhão.

Por las reglas del edicto divulgado el mes pasado por Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), serán ofertados siete lotes y las empresas podrán optar por la tecnología de corriente continua o por un sistema híbrido (corriente continua y alternada). La Receita Anual Permitida para los siete lotes no puede superar los 758 millones de reales y es con base en ese valor que los emprendedores hacen las cuentas. El problema es que los equipos para construir las líneas de corriente continua son todos importados, ya que el país construye pocas de ese tipo. La última inversión realizada fue para Itaipu. El alza del dólar impacta en esa cuenta.

Análisis III: Chile y la influencia de la crisis en la producción de cobre

La economía más abierta de América Latina tendrá un crecimiento menor en 2009 y sufrirá con la disminución de la demanda externa y de los precios de su principal ítem de exportación: el cobre. Aún así, Chile debe encarar la crisis financiera global en mejor forma que otros países de la región, prevén los analistas y las autoridades. En tiempos de desaceleración, el país exhibe por lo menos dos grandes virtudes: un sector financiero saludable y una diversificación de socios comerciales, diferente de algunos vecinos que dependen fuertemente de los humores de los consumidores americanos. El país tiene nueve TLCs (tratados de libre comercio) en vigor –incluyendo a China, Estados Unidos y Canadá-. Ningún otro país latinoamericano hizo tantos TLCs²⁴.

“Optamos por una apertura diversificada para aumentar nuestra autonomía y disminuir los riesgos de una vinculación excesiva con un país, como Estados Unidos, por ejemplo”, dijo el embajador de Chile en Brasil, Álvaro Díaz, ex subsecretario de Economía de Ricardo Lagos. Mientras México, por ejemplo, concentra casi todas sus exportaciones en Estados Unidos, Chile creó varias cestas para sus huevos. Datos de agosto muestran que China es el principal destino de las exportaciones chilenas (un 13,6%), seguida por Estados Unidos (un 11%), Japón (un 9,9%), Holanda (un 6,2%), Corea del Sur (un 5,9%) y Brasil (un 5,5%). Esa pulverización tiende a aliviar y a compensar las desaceleraciones americanas y europeas.

La otra virtud aparece en el lado financiero. El país tiene superávit fiscal del 6,5% del PBI, deuda pública baja, de cerca de 3 mil millones de dólares, y un denso colchón formado por dos fondos soberanos de 23 mil millones de dólares. Los bancos chilenos por su parte, dice el gobierno, no guardan activos tóxicos, financiaciones comprometidas o carteras de modo general muy problemáticas. Pero en los últimos días la Bolsa de Santiago experimentó la sensación de caída libre, con el dólar disparado: en abril la moneda americana valía 430 pesos; en los últimos días 595 pesos. “Los problemas, sin embargo, no están ahí. La vulnerabilidad es la exposición al cobre”, resume Alberto Ramos, economista de Goldman Sachs para mercados emergentes en Américas.

De los ingresos obtenidos con las exportaciones, un 55% advienen del cobre. Y un 38% del PBI chileno depende de las ventas del metal. Además del cobre, las frutas, el salmón, la celulosa y el vino componen prácticamente toda la pauta exportadora chilena. La reducción de la demanda del metal por parte de las principales economías del mundo y la depreciación de la cotización - ya en curso - que contribuirán de modo más claro para que Chile reduzca de marcha el año que viene. El país que creció un 5,3% entre 1990 y 2007 debe, de acuerdo con la proyección optimista del gobierno, avanzar un 4%. Analistas hablan en un 3% o un 2% - y algunos en menos que un 2%.

²⁴ Valor, “Dependència do cobre deixa o Chile vulnerável à crise”, (8/10)

La baja del precio del cobre, que ya está en niveles de 2,7 dólares por libra -es más de un tercio menos que su máximo de julio, de 4,07 dólares-, tiene preocupado al mundo minero. Si bien hace algunas semanas la calificaban de “estacionaria”, hoy hay una incertidumbre mayor y no se sabe hasta cuándo seguirá cayendo. La preocupación pasa porque en los últimos años y, sobre todo en 2008, los costos de producción se fueron a las nubes, al mismo ritmo en que el precio del cobre subía y subía. La preocupación, en el momento más alto del boom de precios, no era precisamente reducir costos, sino maximizar ganancias.

¿A qué nivel las operaciones mineras dejan de ser rentables? En Chile, un precio de 1,8 dólares por libra es considerado el límite para gran parte de las operaciones, lo que, sin embargo, no afecta a aquellas que tienen volúmenes de extracción más grandes. Bajo ese panorama, una de las complicadas es la División Salvador. Según un alto ejecutivo de la estatal, en las minas de Codelco en Atacama el costo se empina hasta los 2,5 dólares. Es decir, bastante cerca de los 2,7 dólares.

La situación se agrava si se considera que sobre las líneas de óxidos y de sulfuros – que cerrarán en 2010 y 2011, respectivamente- tienen contratos de cobertura a precios más bajos. La empresa, de manera oficial, saca cuentas más bien alegres, porque la recuperación del dólar hace que sus costos en pesos, comparados con la deuda, caigan. Además, plantea que la entrada de “Gaby” hará que los costos de producción caigan.

¿Pueden comenzar los problemas de rentabilidad en las operaciones mineras? Según Juan Carlos Guajardo, director del Centro de Estudios del Cobre y la Minería (Cesco), la baja en los precios obliga a pensar en este tema. *“Sí, ése es un ángulo al que hay que empezar a prestarle atención. BHP Billiton cerró hace algunas semanas una mina de zinc, y en el caso del cobre creo que a un precio de 2,5 dólares las minas fuera de América Latina, especialmente, estarían en problemas. En Chile, 1,8 dólares podría ser un número a observar, aunque los costos han estado aumentando rápido”,* aduce.

Sin embargo, el experto plantea también que si baja el precio también debieran hacerlo los costos. La preocupación por los precios también se nota en la minería privada. El presidente ejecutivo de Antofagasta Minerals -del grupo Luksic- dijo que *“puede ser efectivo que se visualice una baja mundial en los precios de los commodities”*. El ejecutivo agregó también que, por este riesgo, las compañías vienen trabajando en la gestión *“para bajar los costos de producción”*, aunque anticipa que si caen los valores, *“esto también va a tener como contrapartida una baja en los precios de los insumos”*.

En medio de las turbulencias, Escondida -operada por la anglo-australiana BHP Billiton-, que ingresó a trámite ambiental un proyecto de ampliación en el que planea invertir, al menos, 3.250 millones de dólares. La idea de la mayor mina de cobre de Chile es elevar la capacidad de procesamiento de mineral en sus yacimientos, que hoy es de 124 mil toneladas diarias a 175 mil toneladas en promedio, alcanzando incluso peaks de 190 mil toneladas cada 24 horas.

Así, BHP Billiton y sus socios mantienen en tramitación ambiental proyectos por 6.750 millones de dólares, considerando que, desde hace algunas semanas, la Conama evalúa también la construcción de un complejo de desalinización de agua y que, de acuerdo a lo informado por la compañía, costará 3.500 millones de dólares más²⁵.

De acuerdo al Estudio de Impacto Ambiental, la idea es construir una nueva planta concentradora -plan llamado originalmente Fase V- además de otras obras concentradas en la mina, el puerto Coloso (en Antofagasta) y el mineroducto que conecta ambas instalaciones. *“La iniciativa considera el aumento de extracción de minerales en un 17% respecto de la situación base, para lo cual se instalarán dos nuevos chancadores”,* se explica. *“Se estima que el proyecto*

²⁵ El Mercurio, “Escondida invertirá US\$ 3.250 millones en plan que busca aumentar capacidad”, (7/10)

sería sometido a aprobación por parte de la compañía hacia fines de 2009 para iniciar la fase de operación durante el segundo semestre del año 2012. La vida útil es de al menos 40 años", agregó BHP Billiton.

Southern Cooper usará sus dividendos para enfrentar la crisis

Southern Cooper Corp., uno de los mayores productores de cobre del mundo, dijo que la marcha de sus proyectos en Perú y México podría ir más lenta por la crisis global y que, de ser necesario, usarían parte de sus dividendos para concretar las iniciativas si los créditos escasean. Southern Copper, controlado por el Grupo México, tiene planes de inversiones en expansiones y nuevos proyectos en Perú por 3.300 millones de dólares hasta el 2013 y en México por 1.800 millones de dólares.

"Nosotros pensamos que con la crisis nuestros proyectos pudieran irse un poquito más lento, pero al final de cuentas esperamos que se lleven a cabo", dijo el presidente ejecutivo de Southern Copper, Oscar González, en entrevista con Reuters. La compañía opera actualmente en Perú las minas Toquepala y Cuajone y la fundición y refinería de Ilo; y en México controla las minas La Caridad y Cananea. *"Esperamos no necesitar créditos, aborita que está tan difícil la situación por los problemas americanos, y hacerlos con los excedentes de nuestros ingresos, (...) pero si es necesario, ya en las juntas de directorio se vería si de los mismos dividendos sacamos algo para completar los proyectos, si es que se pone difícil conseguir créditos",* agregó González.

González espera que su proyecto cuprífero Tía María, ubicado en el sur de Perú, comience a producir a fines del 2010 unas 120.000 toneladas de cobre al año, mientras que las ampliaciones en las minas Toquepala y Cuajone producirían desde el 2011 unas 150.000 toneladas adicionales. En los Chancas, un proyecto de cobre, molibdeno y oro también en el país sudamericano, produciría unas 80.000 toneladas de cobre en el 2012 o 2013. Perú es el segundo productor mundial de cobre, después de Chile.

González dijo además que con la crisis financiera global no sólo cayeron los precios de los metales, sino también se robusteció el dólar y bajaron el precio de sus acciones. *"Desgraciadamente el precio ha caído demasiado, de 3,20 dólares (por libra) a 2,70 dólares. Definitivamente esto va a afectar porque aunque comenzó en la última parte de septiembre y no sabemos cuanto más dure, los ingresos van a disminuir por esos menores precios",* señaló.

El ejecutivo afirmó que los costos de la empresa han sufrido un aumento, a 1,0 dólar por libra producida, por el alza del precio del petróleo, la energía eléctrica y el acero. *"Hasta ahora creemos que los proyectos sí son viables, si el precio del cobre fuera de un dólar, no resultaría viable",* señaló. El alza de los costos elevaría sus inversiones para la construcción de sus proyectos mineros. *"Todos los costos hacen que no solamente las operaciones, sino también los proyectos en Perú a lo mejor van a llevar una inversión mayor a los 3.300 millones de dólares",* agregó.

Pese a la actual caída del precio del cobre, González se mostró optimista y estimó que su valor podría recuperarse en torno a los 3,0 dólares debido a la fuerte demanda en Asia. *"Hay bastante demanda todavía de los países asiáticos, no creemos que vayan a disminuir su construcción y su avance tecnológico que están teniendo, a diferencia de Estados Unidos que está medio paralizado",* afirmó González. *"A su vez tenemos minas que se les está bajando la ley o hay paros como en Cananea, y ese cobre no está entrando al mercado y hace que la oferta sea ligeramente menor que la demanda. Eso va a mantener el precio",* agregó. Southern Copper prevé producir este año unas

550.000 toneladas de cobre en sus unidades de Perú y México, menores a los 592.000 toneladas generadas el año pasado.

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	78.990	-3.670	-4.44
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	742.500	-39.500	-5.05
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	193.000	-9.730	-4.80
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	231.400	-10.460	-4.32
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	6.694	-0.131	-1.92
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	82.680	-3.910	-4.52

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2243.000	-87.000	-3.73
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1373.000	-22.000	-1.58
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	113.900	-0.750	-0.65
CORN FUTURE (USd/bu.)	413.750	-24.500	-5.59
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	50.270	-2.170	-4.14
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	79.000	-2.750	-3.36
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	940.000	-40.000	-4.08
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	266.700	-9.300	-3.37
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	37.900	-1.890	-4.75
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	11.530	-0.370	-3.11
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	582.000	-22.750	-3.76
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	618.250	-19.750	-3.10

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	220.450	-20.150	-8.37
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	5375.000	79.000	1.49
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1657.000	94.000	6.01



LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	13205.000	200.000	1.54
LME PRI ALUM FUTR (USD/MT)	2254.000	46.750	2.12
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	1470.750	64.750	4.61

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	921.700	35.200	3.97
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	11.740	-0.135	-1.14

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	95.250	-2.800	-2.86
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	60.250	-0.875	-1.43
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	91.975	-2.325	-2.47

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