EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 19 al 26 de octubre de 2007

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Estrategia: ¿falta de energía o escasez de agua para la producción de energía? 2

Análisis: ¿La exportación de GNL afecta la seguridad energética de Perú? 6

- ✓ *Perú tiene el potencial para vender electricidad generada con gas natural al norte de Chile* 8

Gas Natural Licuado: "*un vinculo entre mercados*" 9

- ✓ *GNL solución para Chile, ¿exportación de gas a Argentina?* 11

Enfoque: El boom de los comodities lleva a las empresas "*back-to-basics*" 12

World Development Report: ¿el Banco Mundial busca cultivos de biocombustibles y negocios en África? 14

Cifras y Notas del Sector 19

- ✓ *¿Gran Bretaña quiere acceder a los reservas de gas y petróleo de la Antártica?* 19
- ✓ *Peak oil, últimas instancias de la era del petróleo (Argentina Oil & Gas 2007)* 20
- ✓ *Menor crecimiento mundial no afectaría a empresas eléctricas* 22

Estrategia: ¿Falta de energía o escasez de agua para la producción de energía?

Este verano, varias centrales nucleares americanas debieron hacer frente a una reducción de la disponibilidad de agua (temperaturas elevadas o bajo nivel de los ríos que las aprovisionan) reduciendo su actividad. Al mismo tiempo la demanda de electricidad llegaba a las alturas como causa del uso intensivo de los sistemas de aire acondicionado. Este esquema, disminución de los recursos de agua y aumento de la demanda de electricidad, corre peligro de volverse cada vez más frecuente en un contexto de evolución del clima y de aumento de la población.

El agua es un componente importante en la mayoría de los sistemas de producción de energía: nuclear, carburante fósil, biocombustible, solar térmico, geotermia y por supuesto hidroelectricidad. El agua es utilizada en el curso de diversas fases de producción: extracción de los combustibles fósiles y del uranio, la conversión de los combustibles (etanol, carbón), el enfriamiento y el transporte de calor (carburante fósil, etanol, nuclear, solar, térmico, geotérmico) e irrigación (etanol).

Las cantidades utilizadas y la calidad de las aguas rechazadas varían según la forma y el lugar de producción de energía. Las tecnologías de generación termoeléctricas que usan el vapor para conducir un generador de turbina requieren que la refrigeración condense el vapor en los gases de combustión de la turbina. Estas plantas puede recibir el calor de una variedad de fuentes que incluye el carbón, nuclear, gas natural, petróleo, biomasa, energía solar concentrad y energía geotérmica. La cantidad de agua dulce requerida es significativa: 59 mil millones de galones de agua de mar y 136 mil millones de galones de agua dulce por día.

Según Electric Power Research Institute[1], aparte de la hidroelectricidad, las centrales nucleares y las centrales a carbón son las instalaciones que utilizan más agua (cerca de 3.000 litros/MWh producido). La energía hidroeléctrica es un componente importante de generación de electricidad en Estados Unidos. La hidroelectricidad suministrada pasó de 5,8% a 10,2% entre 1990 y 2003. La producción de energía hidroeléctrica varía enormemente con la cantidad de agua disponible, dependiendo del modelo meteorológico y la hidrología local, así como la competencia por el uso del agua. Además de ser una fuente importante de la capacidad generadora en algunas regiones, la energía hidroeléctrica juega un papel importante en la estabilización de la red de transmisión eléctrica y en cargas máximas, reserva de requerimientos, y otras necesidades de energía eléctrica auxiliares porque responde rápidamente al cambio de la demanda. El flujo de agua para las turbinas hidroeléctricas promedia los 3,160 mil millones de galones/día o casi diez veces la extracción de agua de ríos.

El consumo de agua para la extracción de energía y la producción de combustible está incluido por el United Status Geological Survey (USGS) bajo el sector industrial/minería. Mientras el agua es utilizada en la extracción convencional de recursos, más agua es utilizada en la conversión a formas más útiles de energía. El empleo de las refinerías de agua para procesar y enfriar es de aproximadamente 1 a 2,5 galones de agua por cada galón del producto. Estados Unidos refina casi 800 millones de galones de

[1] www.epri.com/

productos petroleros por día. Por lo tanto, la refinación consume de 1 a 2 mil millones de galones de agua por día. El consumo en las operaciones de procesamiento y tubería de gas natural es de 0,4 mil millones de galones adicionales por día.

Energy Element	Connection to Water Quantity	Connection to Water Quality
Energy Extraction and Production		
Oil and Gas Exploration	Water for drilling, completion, and fracturing	Impact on shallow groundwater quality
Oil and Gas Production	Large volume of produced, impaired water*	Produced water can impact surface and groundwater
Coal and Uranium Mining	Mining operations can generate large quantities of water	Tailings and drainage can impact surface water and ground-water
Electric Power Generation		
Thermo-electric (fossil, biomass, nuclear)	Surface water and groundwater for cooling** and scrubbing	Thermal and air emissions impact surface waters and ecology
Hydro-electric	Reservoirs lose large quantities to evaporation	Can impact water temperatures, quality, ecology
Solar PV and Wind	None during operation; minimal water use for panel and blade washing	

*Impaired water may be saline or contain contaminants

Energy Element	Connection to Water Quantity	Connection to Water Quality
Refining and Processing		
Traditional Oil and Gas Refining	Water needed to refine oil and gas	End use can impact water quality
Biofuels and Ethanol	Water for growing and refining	Refinery waste-water treatment
Synfuels and Hydrogen	Water for synthesis or steam reforming	Wastewater treatment
Energy Transportation and Storage		
Energy Pipelines	Water for hydrostatic testing	Wastewater requires treatment
Coal Slurry Pipelines	Water for slurry transport; water not returned	Final water is poor quality; requires treatment
Barge Transport of Energy	River flows and stages impact fuel delivery	Spills or accidents can impact water quality
Oil and Gas Storage Caverns	Slurry mining of caverns requires large quantities of water	Slurry disposal impacts water quality and ecology

**Includes solar and geothermal steam-electric plants

En el sector de minería, el agua es usada para enfriar o lubricar y en los equipos de perforación para suprimir el polvo, el tratamiento del combustible, y la revegetación donde se completan la extracción y los trabajos de minería. Las estimaciones de uso de agua para la explotación hullera varían de 1 a 6 galones por millón de British thermal units (BTU), dependiendo la fuente de carbón. Combinando los datos de la EIA -del 2006- el empleo total del agua para la explotación hullera está estimado entre 70 a 260 millones de galones por día.

En el caso del uranio, el agua requerida para su minería varía en menos de 1 galón por millón de BTU para la minería subterránea a 6 galones por millón de BTU para las minas superficiales. El uranio es principalmente extraído en tres estados: Wyoming, Texas y Nebraska. Con el interés reciente por las necesidades de energía, más viejas minas piensan volver a abrir en New Mexico y Utah. Así, estas minas podrían utilizar de 3 a 5 millones de galones de agua por día. En el pasado, esa agua era simplemente dispuesta por bombeado en arroyos secos. Sin embargo, conforme a las regulaciones actuales, el agua debe ser tratada para quitar los rastros metales antes de la disposición. Este tratamiento podría hacer el agua utilizable para otras aplicaciones.

El agua también es consumida en la molienda, enriquecimiento y fabricación del combustible, con un consumo total estimado de 7 a 8 galones por millón de BTU. Aproximadamente la mitad de este consumo es atribuido al enriquecimiento por difusión

gaseosa; con el enriquecimiento por centrifugadora, el consumo para la molienda, el enriquecimiento, y la fabricación del combustible serían de 4 a 5 galones por millón de BTU.

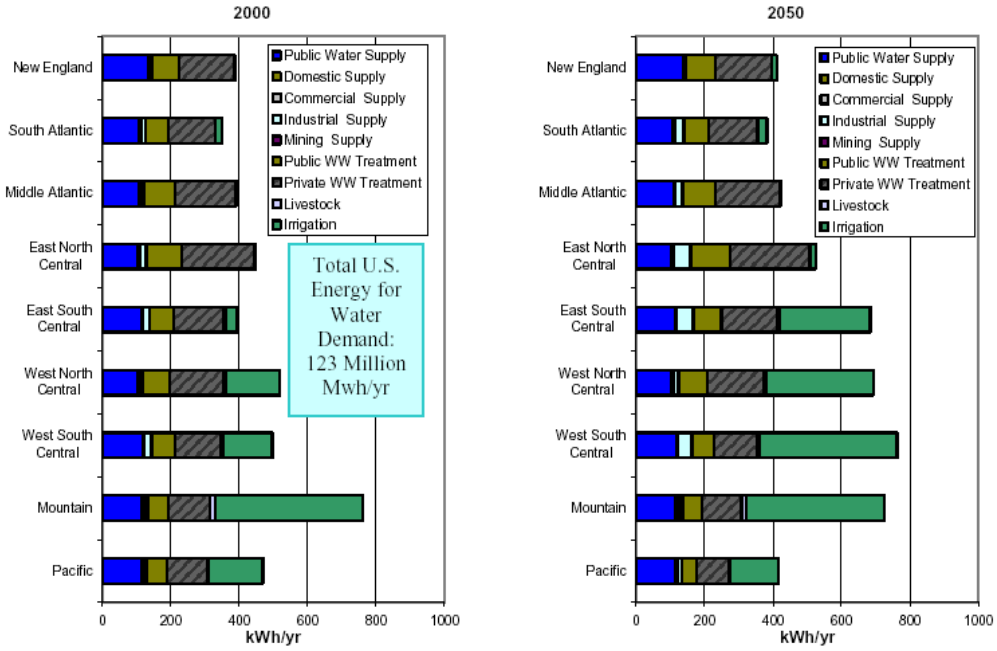
La exploración y extracción de petróleo y gas onshore tiene relativamente menores exigencias de agua. El consumo de agua para la extracción del gas natural es insignificante, y en la extracción y producción petrolera requiere aproximadamente 5 a 13 galones por barril de petróleo equivalente (boe) producido (0,8 a 2,2 galones por millón de BTU). El empleo de agua mayor en la extracción onshore de petróleo y de gas es para EOR (enhanced oil recovery). En los pozos de recuperación mejorada son usados para inyectar agua, vapor u otra substancia en una transformación de producción para desplazar y mover el petróleo y el gas a pozos cercanos.

La cantidad de agua para EOR puede variar enormemente, dependiendo de la edad del campo y el método de recuperación. El método menos intensivo en agua para EOR (la inyección de combustión/aire avanzada) requiere aproximadamente 81 galones/boe (14 galones por millón de BTU) y el método mas intensivo en agua (denominado "micellar polymer") requiere aproximadamente 14.000 galones/boe (2.500 galones por millón de BTU). Dependiendo del grado de agua reciclada, el empleo de dióxido de carbono para EOR puede requerir más de 1000 galones/boe producidos.

El agua es típicamente un subproducto de la producción de petróleo, el gas y coal-bed natural gas. En 1995, la American Petroleum Institute estimó que esas operaciones de petróleo y gas generó 18 mil millones de barriles de agua producida, comparada con la producción total anual de petróleo de 6,7 mil millones boe (tanto onshore y offshore, incluyendo petróleo crudo, gas natural, y producción de líquidos del gas natural).

En el caso de las oil sands (o tar sands) es un recurso de energía significativo en Canadá, pero un recurso relativamente menor en el consumo estadounidense de agua. En una planta comercial del petróleo de playa en Canadá es aproximadamente 8 toneladas de agua por tonelada de producto en las instalaciones más grandes, más eficientes de energía (20 a 50 galones por millón de BTU).

Las refinerías son grandes complejos industriales, con un porcentaje de uso de agua diario de aproximadamente 3 a 4 millones de galones por día. La mayor parte del agua es perdida por la evaporación, con sólo aproximadamente 30 a 40% de descarga como agua residual.



La demanda de energía aumentará, mientras la disponibilidad de agua es cada vez más problemática a causa del crecimiento urbano, de la irrigación y de las medidas ambientales cada vez más restrictivas. Además, según las previsiones, las olas de calor y de sequedad podrían intensificarse en las regiones áridas. Estas consideraciones tienen que tomarse en consideración para el desarrollo de las nuevas centrales. Algunas formas de producción de energía, como la eólica o la solar fotovoltaica, necesitan mucha menos agua.

Nueva centrales térmicas solares, sumando, 354 MW, funcionan en el desierto de Mojave desde hace más de 15 años. Estas plantas concentran la luz para calentar el fluido de calor, que luego es usado para hacer el vapor en una caldera. El gas natural puede ser usado para proporcionar la capacidad cuando no hay luz del sol o durante la demanda máxima. Estas plantas usan evaporative cooling systems[2]. El consumo de agua es 770 a 920 galones/MWh.

El impacto de la generación de energía sobre la futura demanda de agua depende del tipo de generación instalada y del ritmo en el cual las plantas existentes son retiradas, bajo el caso de *business-as-usual* (como suelen hacerse los negocios), donde la nueva energía es proporcionada con centrales de energía termoeléctrica con agua refrigerada, los cambios más dramáticos ocurrirán si las viejas plantas que usan agua de mar o agua fresca *open-loop* son retiradas y reemplazadas por nuevas capacidades instaladas con evaporación *closed-loop cooling*.

Los investigadores también trabajan en el perfeccionamiento de los sistemas que permitirían disminuir las necesidades de agua en los circuitos de enfriamiento. Así desde los años 80, los circuitos cerrados por enfriamiento reemplazaron los circuitos abiertos

[2] Evaporative cooling is a physical phenomenon in which evaporation of a liquid, typically into surrounding air, cools an object or a liquid in contact with it. Latent heat describes the amount of heat that is needed to evaporate the liquid; this heat comes from the liquid itself and the surrounding gas and surfaces. When considering water evaporating into air, the wet-bulb temperature, as compared to the air's dry-bulb temperature, is a measure of the potential for evaporative cooling. The greater the difference between the two temperatures, the greater the evaporative cooling effect. When the temperatures are the same, no net evaporation of water in air occurs, thus there is no cooling effect.

húmedos, lo que permite disminuir considerablemente extracción de agua. En cambio, casi la totalidad del agua tomada está perdida en lo sucesivo por la evaporación[3].

Los investigadores estudian las posibilidades para recuperar esta agua evaporada. Los sistemas de enfriamiento al aire están también en estudio. En fin, la utilización de agua de menor calidad, por ejemplo, las aguas sucias de algunas industrias, están también contempladas.

La relación entre energía y agua es tanto más compleja ya que la relación de dependencia no es única ya que el abastecimiento de agua de la población necesita de la energía producida por las centrales. La colaboración en la planificación de recursos de energía y de agua es necesaria entre las agencias federales, regionales, y estatales así como la industria y otros interesados.

En la mayor parte de las regiones, la planificación de energía y la planificación del agua se realizan por separado. La falta de integración de las planificaciones de la energía y del agua impacta sobre la producción de energía en muchas cuencas y regiones en Estados Unidos. Desde distintos sectores se piden mecanismos, como grupos de planificación de recursos naturales regionales, necesarios para promover la colaboración entre los interesados, las regiones y los planificadores estatales de energía y de agua y los grupos y agencias reguladoras. Estos esfuerzos son necesarios para asegurar la evaluación apropiada y la valoración de los recursos de agua para todas las necesidades, incluyendo el desarrollo y la generación de energía.

Análisis: ¿La exportación de GNL afecta la seguridad energética de Perú?

El Colegio de Ingenieros del Perú (CIP) invocó al gobierno cambiar la política exportadora de nuestro gas natural (GN), pues al comprometerse un recurso escaso, en pocos años se afectará nuestra "*seguridad energética*" y por lo tanto el desarrollo industrial.

El CIP señaló que con las actuales reservas de gas probadas y luego de concretado el proyecto de exportación a México por 4.2 trillones de pies cúbicos (TCF), Perú solo contaría con gas natural por los próximos veinte años. Luego de lo cual –de no encontrarse nuevas reservas– todo el cambio de matriz energética basado en el consumo industrial, eléctrico, residencial y vehicular carecerá de abastecimiento. Por ello el riesgo se encuentra –indica el CIP– en que nuestro gobierno siga firmando convenios de exploración y explotación de un gas que luego será comprometido a la exportación.

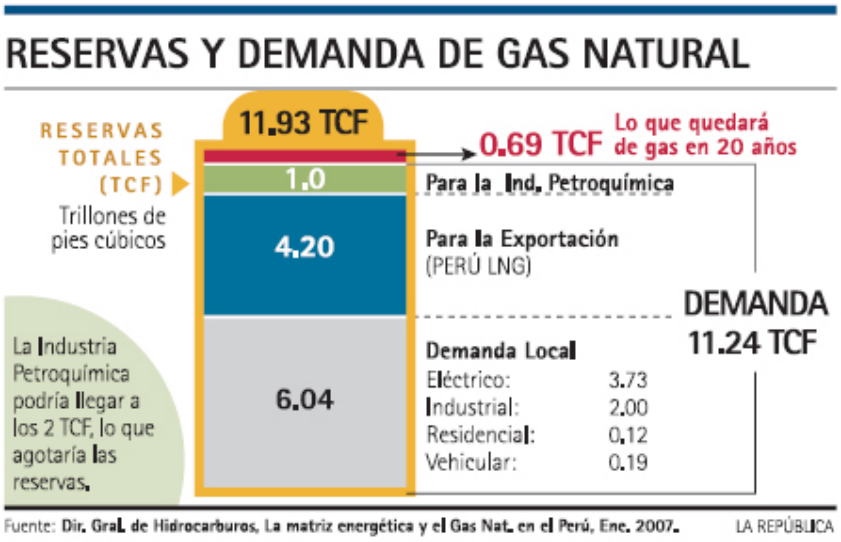
"*Si bien debemos respetar los contratos ya firmados, para los próximos convenios el Estado debe establecer una política de Seguridad Energética, donde se imponga un margen de 50 años de reservas de gas probadas que garanticen nuestro suministro interno a largo plazo*", señaló Carlos Herrera Descalzi, vicedecano del CIP y ex ministro de Energía y Minas.

En el contrato original se permitía exportar el gas, siempre y cuando se asegure un horizonte de abastecimiento interno por 20 años. Este horizonte se renovaría cada año de

[3] http://www.eenews.net/Greenwire/2007/10/04/archive/2

acuerdo a las necesidades de nuestro consumo (industrial, eléctrico, vehicular, domiciliario, etc). Pero este contrato fue modificado en el gobierno de Alejandro Toledo. *"El abastecimiento interno se cambió a un horizonte fijo por 20 años, pero sin tener claras cuáles son nuestras necesidades, pues primero la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM calculó cuatro TCF, pero a comienzos de año la cifra se elevó a seis TCF. Y ahora, con la industria petroquímica, se requiere de dos a dos y medio TCF extras*".

Estas críticas se agravan si se tiene en cuenta que nuestro gas se exporta a un precio muy por debajo del gas internacional, fijado en US$ 7 por millón de BTU (unidad térmica). "*En cambio nosotros, descontando el costo del transporte, lo vendemos a US$ 0.80 por millón de BTU. Podríamos pasar de exportadores de gas barato a importadores de gas caro*" advirtió. Por su parte el ingeniero Héctor Gallegos, decano del CIP, indicó que el gobierno respondió a su propuesta calificándola de *"extemporánea*". "*Pero nunca es tarde cuando se trata de defender el bienestar de los peruanos del presente y futuro*", apuntó Gallegos[4].



Pese al pedido del CIP, el ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia dijo que existen suficientes reservas de gas e incluso éstas aumentaron a 13 trillones de pies cúbicos[5]. No es que el Ministerio de Energía y Minas haya comprobado que exista esa cantidad de gas, se trata de una cifra que Pluspetrol informó a Valdivia existe en la zona. "*La empresa nos manifestó que las reservas se elevaron a 13 trillones, provenientes de los lotes 88 y 56, pero ello deberá ser certificado, posiblemente, en las próximas semana*s", adelantó Valdivia. Esas son reservas probables, muy distintas a las reservas probadas. Para ello debe certificarse a través de una consultoría externa y desligada de las propias empresas exportadoras, que son las interesadas en inflar las cifras[6].

La empresa argentina, agregó el ministro, realizó durante estos meses perforaciones en el Lote 56 (Pagoreni) que podría tener resultados auspiciosos. "*En caso de no certificarse esta información seguiremos buscando más reservas, pero nuestro compromiso de exportación continúa*", agregó.

---

[4] La República, "*Exportar GN afecta a matriz energética",* (23/10)
[5] La República, "*Pluspetrol: hay más reservas de gas natural*", (24/10)
[6] La República, "*Venderán gas a México a un precio de regalo*", (25/10)

Según un estudio elaborado por geólogos de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM, existirían 30 trillones de pies cúbicos de reservas de gas natural. "*Nos falta ubicarlos y con ello es seguro que tendremos suficiente gas hasta para las próximas generaciones*", dijo luego de la suscripción del contrato para explotar hidrocarburos en el Lote 126 (Ucayali). La firma del contrato estuvo a cargo de Daniel Saba, presidente de Perupetro, y los representantes de True Energy Trust y North American Vanadium INC. El programa mínimo involucra una inversión de US$ 50 millones.

Mientras tanto, Saba, anunció que en los próximos meses, se suscribirán 18 contratos más de exploración y explotación de hidrocarburos, que sumados a los seis que se firmaron harían u total de 24 contratos firmados en el 2007. Al cierre de este informe, seis empresas presentaron sus propuestas de precios (sobre B) para adquirir gas natural para uso en la industria petroquímica[7]. Terra Industries, CF Industries, Protexa Construcciones, Enaex S, Consorcio Oswal Projects Ltd. Oswal Chemicals & Fertilizers Ltd. and Burrup Fertilisers PTY Ltd. y el Consorcio Petrobrás/Petroperú presentaron su propuesta.

Ramón Duggan, gerente comercial de Pluspetrol, explicó que la apertura del "sobre B" es el segundo paso del proceso. La apertura del "sobre A" (propuestas para comprar gas y desarrollar industria petroquímica) fue el 18 de octubre. "*Con la apertura del sobre B, el Consorcio conocerá los precios que las empresas proponen pagar, los que serán evaluados para dar a conocer los resultados*". El Consorcio decidiría antes de fines de octubre a qué empresa le venderá el gas natural.

Perú tiene el potencial para vender electricidad generada con gas natural al norte de Chile

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión) afirmó que la zona sur de Perú tiene un potencial para la instalación de generadoras eléctricas que operen con gas natural y que eventualmente podrían servir para venderle electricidad a las industrias del norte de Chile. Existen dos proyectos para distribuir gas natural al sur peruano, de los cuales uno consiste en construir un gasoducto que conecte la región del Cusco, donde están los yacimientos de gas natural de Camisea, con la ciudad de Llo en la región de Moquegua.

"El otro proyecto es extender un ducto por toda la costa peruana desde Ica hasta Tacna, así que hay potencial interesante para generar energía y venderla a Chile, en lugar de venderle gas, ya que la parte norte de Chile demanda electricidad", dijo. Cabe señalar que el Pleno del Congreso peruano aprobó recientemente un proyecto de ley para declarar de necesidad e interés público la construcción del gasoducto que se extenderá por el Cusco, Arequipa, Huancavelica, Moquegua, Puno y Tacna para transportar gas de Camisea. Mientras que Suez Energy Peru y Petroperú están elaborando un estudio de factibilidad para la construcción de un gasoducto desde la ciudad de Pisco, donde se ubica el ducto que

[7] La República, *"Seis pugnan por gas de Camisea",* (26/10)

saca el gas natural de Camisea y que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP), y por toda la costa del sur peruano.

GNL: "*un vinculo entre mercados*"

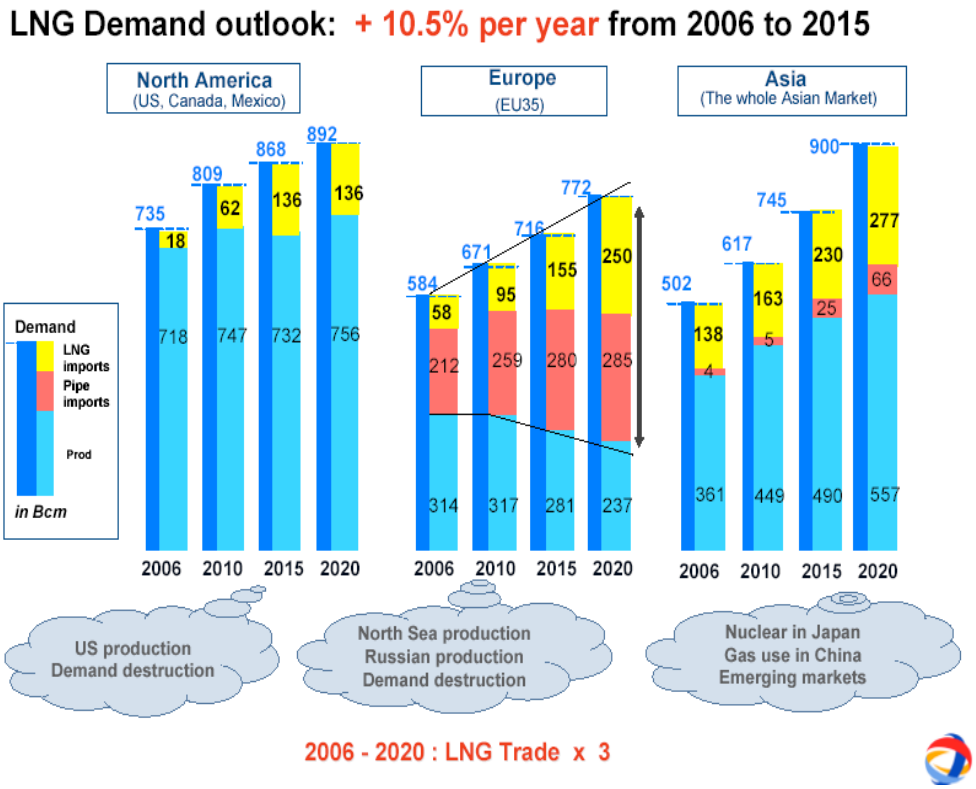
El gas natural licuado (GNL), que representa un 7% del total del gas mundial, se va constituyendo en "*un vínculo entre mercados*", como lo definió Guy Broggi, señor advisor de Trading & Marketing de la francesa Total. En relación a nuestro continente, el especialista sostuvo que un nuevo mercado está por desarrollarse en Chile, Brasil y posiblemente en Argentina con las negociaciones con Venezuela. De concretarse esta negociación llevará al mercado latinoamericano a "*una nueva dinámica*".

El gas natural es un commodity menos internacional que los metales o el crudo, los distintos mercados continentales y nacionales están más conectados que antes. Estados Unidos sigue siendo el más importante porque produce y consume fuentes diversificadas y tiene más instalaciones de almacenamiento que Europa o Asia. Por eso, los usuarios tienen mayor flexibilidad a la hora de adquirir el gas que se comercia internacionalmente en forma de GNL. "*Aunque es un mercado marginal, porque depende varias condiciones entre las que se encuentra la geografía y la historia de cada país. Por ejemplo en Estados Unidos es complemento de la producción local de gas natural*", enfatizó. El GNL representa sólo una parte del 3% del consumo de gas natural total americano, que es usado fundamentalmente para objetivos industriales y para calefacción de casas

Lo cierto es que el mercado global de GNL seguirá creciendo con la aparición de nuevos actores y la mayor demanda de países como China e India. "*El mercado tendrá un crecimiento anual de 10,5% del 2006 al 2015*", sentenció. Aunque las condiciones de este crecimiento están fundadas en varios factores, Broggi identificó principalmente a Medio Oriente, el occidente africano y particularmente Australia como proveedores, condicionados por los órdenes geopolíticos de los dos primeros y la estabilidad del último.

Con experiencia en el sector, Broggi, ingeniero de minas graduado en Nancy, Francia, hizo hincapié en los cambios que introdujo el mercado spot en el sector. Tradicionalmente se establecieron contratos a largo plazo para el GNL, países como Japón, Corea y Taiwán que importan la totalidad del gas acudieron a ese mecanismo. En el caso de China e India, también suscriben contratos duraderos pero apelan al mercado spot, sostuvo.

Para Broggi el mercado spot es, en parte, consecuencia que los productores quieren los mejores mercados, es decir lo que paguen más por el gas. Es frecuente en la industria el "*cambio de rumbo de destino del gas*". El caso más reciente, citado por Broggi, es el de Japón, que se volcó al mercado spot para adquirir gas natural para reemplazar la producción de electricidad que se perdió con el sismo que dañó una central nuclear. "*Los japoneses estuvieron dispuestos a pagar dos veces más que el contrato establecido a largo plazo*" dijo. Japón pudo pagar más caro por el GNL, ya que los contratos suscriptos a largo plazo fueron firmados en épocas de precios bajos. Otro caso similar es el de Qatar Gas que el año pasado contradijo las palabras de ConocoPhilips, que quería llevar los volúmenes de gas del proyecto Qatar LNG al sur de Texas, cuando los precios no eran competitivos. Ese gas terminó en Europa.



Broggi, que trabaja en Total desde 1978, trazó un horizonte a 2010 donde destacó que "*Los costos de construcción de las plantas de GNL rondan los mil millones de dólares. Recientemente, los costos se elevaron tras la oleada de nuevos proyectos que requieren importantes procesos de ingeniería y consecuentemente gastos laborales*". Uno de los ejemplos recientes es el importante incremento en los costos de construcción en el proyecto australiano Gorgon. Hace tres años, el proyecto fue estimado en 11 mil millones de dólares, pero los rumores sugieren que puede elevarse alrededor de 18 mil millones y comenzar en 2012 La razón de la escalada en los gastos de Gorgon es por una combinación de tendencias generales de la industria y de costos particulares en la construcción de la unidad que procesa el gas en el área ambientalmente sensible de la Isla Barrow.

En otros proyectos surgieron rumores sobre incremento de gastos entre los incluyen el proyecto argelino Gassi Touil y el nigeriano Brass GNL. *"Parece ser que la industria en general afronta problemas de bruscos crecimientos de costos*". Finalmente, Broggi mencionó quienes eran los ganadores del GNL: *"los países que tienen reservas, aunque –resaltó- necesitan recursos financieros y humanos para desarrollarse*".

GNL solución para Chile, ¿exportación de gas a Argentina?

En el marco del panel de gas natural, Enrique Dávila, Gerente General de Enap anunció que en el 2009 está prevista la puesta en marcha de una planta de gas natural licuado (GNL) que construyen en el puerto de Quintero, centro de Chile, la estatal Enap y la británica BG, y que tendrá una capacidad máxima de 18 millones de metros cúbicos diarios. El contrato fue firmado a 20 años por 6,5 millones de metros cúbicos diarios. El proyecto de Quinteros es, según el máximo dirigente de Enap, *"una solución definitiva y no de respaldo a las necesidades chilenas de gas natural"*.

Dávila subrayó que Chile podría exportar el sobrante de la planta de gas natural licuado a Argentina a través de Mendoza. "*Va a haber un excedente. Si el comportamiento es mayor, y hay hidraulicidad, creemos que habrá gas disponible. Estamos dispuestos a sentarnos a hablar de precios*". Enap contemplaba construir un ducto de gas natural desde la planta hasta el sur de Chile. Además, Dávila habló de posibles *swaps* con Argentina

Uno de los aspectos que llamó la atención fue el sinceramiento de Dávila en relación a los cortes de gas natural: "*Acepto la situación de argentina y que Chile se beneficio del gas natural argentino barato y seguro por diez años*". Argentina, ha sido proveedor natural de Chile desde los noventa y cortó por primera vez, en 2004, el suministro. En este momento, Chile utiliza diesel y propano (que suple la llegada de gas argentino). El diesel cubre la demanda termoeléctrica, industrial y residencial. "*El uso de diesel para generación eléctrica provoca inconvenientes ambientales para Santiago, ciudad caracterizada por el buen clima",* dijo.

Consultado sobre los precios del GNL de Quinteros, El gerente de Enap sostuvo que "*los precios del GNL están cada vez más vinculados a los del crudo en los mercados mundiales, pero sus proveedores mantendrán el valor entre los 5 y los 7 dólares por millón de BTU (…) El GNL ronda los 6 dólares por millón de BTU y está cayendo"*, mencionó. En el mundo están entrando en producción nuevas reservas de gas natural y se están construyendo nuevas plantas de licuefacción, pero el responsable de Enap sostuvo que sólo parte de estos nuevos trenes eran puestos en funcionamiento, porque la intención es mantener el precio entre los 5 y los 7 dólares. Argentina produce actualmente a cerca de dos dólares por millón de BTU.

En el norte de Chile, en el puerto de Mejillones, se está construyendo otra planta de GNL, por iniciativa de la cuprífera estatal Codelco y la energética multinacional Suez Energy International.

En los últimos días, el gerente general de la planta de GNL de Quintero, Antonio Bacigalupo, señaló que el próximo mes la empresa saldrá a buscar financiamiento internacional para el proyecto de 940 millones de dólares que se construye en dicho puerto, lo que "*debiera estar cerrado"* el primer trimestre del año próximo. Las fórmulas que se barajan son bonos, financiamiento bancario o multilaterales, "*pero estamos pensando más bien en la banca comercial internacional, que es lo más rápido*", señaló. *"Un proyecto de este tamaño requiere que participen muchas entidades distintas, estamos trabajando con un asesor financiero* -el banco HSBC, que tiene mucha experiencia en el "proyect financing"-, *preparando el paquete para salir al mercado*", explicó Bacigalupo. Hasta el momento se han invertido US$ 240 millones aportados por los socios -los ingleses BG Group (40%), Enap (20%), Endesa (20%) y Metrogas (20%)- para la ingeniería, adquisición de equipos y construcción, y de no conseguir financiamiento los socios tendrían que seguir aportando recursos.

Según el gerente general de GNL Quintero, las obras de la planta están siguiendo el cronograma previsto, asegurando que la planta entrará en operaciones para el segundo

trimestre del año 2009. "*Estamos prácticamente finalizando los movimientos de tierra, los tres estanques de GNL están en construcción, el muelle provisorio está terminado, el muelle definitivo está en construcción, las órdenes de compra de los principales equipos se han colocado, así que estamos avanzando satisfactoriamente de acuerdo al cronograma*", señaló.

El diseño de la planta implica, entre otros, la construcción de estanques especiales de almacenamiento atendidos las condiciones sísmicas del país. Se trata de estanques de "*contención total*", que consiste en un reservorio de acero niquelado cubierto de otro de concreto, que en caso de una fisura en el primero es capaz de evitar un derrame. Adicionalmente, cada uno está sobre 260 amortiguadores para mitigar el impacto de un sismo.

La capacidad inicial de la planta de regasificación en base será de 10 millones de metros cúbicos día, equivalentes a la capacidad del gasoducto que llega a la zona central de Chile, pudiendo llegar a una punta de 15 millones de metros cúbicos diarios si así se requiere. Al mismo tiempo, se puede duplicar la capacidad de esta planta con inversiones relativamente marginales, sin interrumpir el servicio.

Enfoque: El boom de los comodities lleva a las empresas "*back-to-basics*"

En las direcciones de las empresas alrededor del mundo, el boom de las commodities comenzó a producir un *"back-to-basics boomlet"* (una vuelta a lo básico tras un breve periodo de prosperidad). El gigante del aluminio Alcoa está abandonando el área de "*plastic-wrap*"[8] (embalajes de plástico) y algunas operaciones del negocio de los automóviles. La productora de oro Newmont Mining planea deshacerse de su banco de inversiones. Y la minera Anglo American puso a subsidiaria Tarmac, que hace pavimentaciones, a la venta. Los economistas llaman a ese fenómeno "*reespecialización*". Las empresas se focalizan en sus actividades principales. Y el ciclo se repite[9].

En la primera fase, las empresas con dinero y ambición hacen adquisiciones para amplia sus líneas de negocios. La idea es amortiguar el golpe de un año malo en cualquiera de sus actividades. La tendencia continúa hasta que Wall Street decida que empresas se diversificaron demasiado y comience a favorecer "*pure plays*"[10] o que un conglomerado tropiece porque se hizo demasiado grande para ser administrado de forma lucrativa. Ahí, "*the pendulum swings back*" (el péndulo se balancea hacia atrás). Después de una reválida, la empresa comienza a deshacerse de operaciones tangenciales. "*La historia empresarial está llena*

---

[8] Plastic wrap: is a thin plastic film typically used for sealing food items in containers to keep them fresh. Plastic wrap, typically sold on rolls in boxes with a cutting edge, clings to many smooth surfaces and can thus remain tight over the opening of a container with no adhesive or other devices. Common plastic wrap is roughly 0.01 mm (0.0004 in) thick.

[9] The Wall Street Journal, "*Why Firms Are Returning to Their Roots*", (22/10)

[10] In financial management, a pure play is a company whose shares are publicly traded and that either has, or is very close to having, a single business focus. Coca-Cola is an example of a pure play in this context because it retails only beverages. On the other hand, Pepsi is not a pure play because it also owns the Frito-Lay snack foods brand.

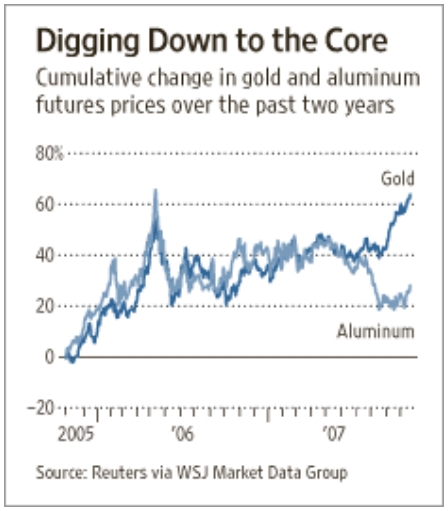
de ejemplos de empresas que compran más que sus calificaciones principales", dice Joseph Quinlan, director de estrategias de mercado del Bank of America.

La diferencia esta vez es que el continuo boom de las commodities y el surgimiento de un puñado de empresas globales dominantes están guiando la tendencia de reespecialización. Si Alcoa quiere competir con su rival anglo-australiana Río Tinto, no puede distraerse con embalajes de plástico. De hecho, el sector de metales por sí sólo está tan fuerte que no tiene sentido diversificarse demasiado. La minería de minerales de hierro, cobre o aluminio, por ejemplo, es mucho más rentable que las empresas que los procesan. Además de eso, la oferta de esos metales es limitada por la "*Mother Nature*". La tierra tiene una cierta cantidad de hierro y, hasta ahora, nadie consiguió inventar una manera de fabricar sustitutos comerciales. La fuerte demanda y la competencia global hacen aún más urgente la necesidad de garantizar esos limitados recursos antes que alguien coloque las manos en ellos.

Hay una desventaja en la reespecialización. Aunque las actividades descartadas tiendan a ofrecer menores márgenes de ganancia, ellas pueden tomar la delantera durante los ineludibles declives en la actividad principal. Pero las presiones para especializarse no deben disminuir en el futuro próximo. Los observadores del mercado previeron una caída de los precios de ciertas commodities hace varios trimestres, pero la demanda continúa fuerte, inflando los ingresos de la mayoría de las productoras de commodities.

En el pasado, cuando las empresas tenían sólidos ingresos, frecuentemente iban a comprar empresas de actuación semejante, incitando a un frenesí de fusiones y adquisiciones. Esta vez, sin embargo, hay dos caminos paralelos para las actividades de fusión y adquisición: uno para comprar bienes selectos y esenciales, y el otro para vender divisiones que no tiene relación con la actividad principal.

Por un lado, el reciente "tightening of credit" (ahogo de crédito) crean prudencia hasta en las empresas más ricas. Y las empresas más enfocadas tienden a obtener más éxito con sus actividades principales. Tienen más capacidad de obtener mayor eficiencia –e ingresos- haciendo que los negocios secundarios sean menos importantes para sus ingresos. La competencia más dura en las actividades secundarias también reduce gradualmente lo que antes era una fuente de ingreso fácil.



Mientras, gracias a la mayor liberalización del comercio y a la globalización, grandes empresas están surgiendo de todas partes del mundo, listas para tomar el espacio de los líderes establecidos que se distrajeron. Lo que distingue aún más a la *"round of respecialization"* es el fenómeno chino. China, con su pericia en manufactura, así como India, Medio Oriente y otras regiones en desarrollo están impulsando la demanda y, con ella, los precios, de una cantidad y variedad de materias primas tan grande que hay menor necesidad de los productores de implicarse en el procesamiento de esos materiales.

"*A comienzo del periodo de desarrollo de la industria, existió un fuerte incentivo para integrar en todos los sectores para evitar la pérdida de poder en el mercado",* dijo Robert W. Crandall, economista senior del Brookings Institution. "*Este es el motivo por el que los auto makers son propietarios de plantas de acero y de empresas de alquiler de autos. Pero, como se convierten en grandes y diversas, tienen problemas para la difusión de sus conocimientos y, en última instancia se vuelven menos eficientes*". "*Los conglomerados en general aprendieron esta lección de la manera más dura",* dice Grandall.

Las empresas, como Alcoa, también están volviendo a sus raíces en parte como un acto de defensa. En los últimos años, la mineras Río Tinto, BHP Billiton y Companhia Vale do Rio Doce crecieron rápidamente y registraron grandes beneficios. Ellas se concretan en la minería y en la venta de commodities y tienen relativamente pocas operaciones secundarias. Las rivales prácticamente no tienen otra elección sino seguir el mismo camino, o pueden acabar siendo "*takeover targets*" (blancos de adquisición), como fue el caso de Alcan. Este año, Río Tinto compró a Alcan por sus activos de aluminio y pretende vender las divisiones secundarias de la empresa canadiense. En la esperanza de escapar de un destino semejante, Alcoa anunció en el inicio de este mes que iría a contabilizar 867 millones de dólares por la venta de sus divisiones de embalajes y automóviles, con el objetivo de enfocarse en sus actividades de minería y refinación. De la misma forma, Norsk Hydro, que tenía inversiones significativa en petróleo y gas, vendió esas participaciones este año para hacerse una empresa básicamente de aluminio.

Al final, los consumidores son los que se benefician de las industrias que se especializan nuevamente. Una vez industrias, como del aluminio, el acero y de los automóviles, salen de los negocios secundarios, más pequeños innovadores tienen la posibilidad de entrar y competir por una quota de ese *side businesses*, que provoca la competencia y, en última instancia, precios inferiores. Y la industria madura deja de lado la ineficiencia, dentro de su negocio principal, haciendo su producto menos caro.

World Development Report: ¿el Banco Mundial busca cultivos de biocombustibles y negocios en África?

El diario francés Le Monde[11] considera un *"mea culpa que practicó el Banco Mundial dedicando un informe a la agricultura"*. "*La agricultura, declara el nuevo presidente del banco, Robert Zoellick[12], es un instrumento fundamental para la realización de los objetivos del milenio que consisten en reducir a la mitad a la proporción de la población mundial que vive en extrema pobreza y sufre hambre*". Veinticinco años que los expertos del Banco Mundial olvidaron que la vida de 2,5 mil millones de personas dependía de las actividades agrícolas, prosigue el diario francés. Este *"descuido*" -según los términos del informe- y la "*sub-inversión agrícola*" que resultó de eso provocó en una caída espectacular de la ayuda pública al desarrollo consagrado a la agricultura.

"*Desde hace 15 años, ha estado dividida en dos*!", se indigna Jacques Diouf, el director general de FAO, la Agencia de Naciones Unidas para la alimentación y la agricultura, que predicó mucho tiempo en el desierto. Cerca de 900 millones de personas, es decir el 75% de los pobres que vive con menos de un dólar por día, habita en las zonas rurales, pero éstas atraen sólo el 4% de la ayuda pública total. Hasta los países en vías de desarrollo abandonaron a sus rurales. Por ejemplo en África subsahariana, el 4% de los gastos públicos les son destinados, mientras que contribuyen con el 30% del producto bruto interno y que representan el 75% de la población. El informe dice que cuando los gobiernos asiáticos lanzaron su *"green revolution*" para aumentar la productividad de sus granjas dedicaban entre el 11% y el 14% de sus presupuestos nacionales a la agricultura[13].

¿Qué despertó al Banco Mundial? para Le Monde, en primer lugar, el hecho que el número de pobres crece en África subsahariana (300 millones en más de 20 años), pero también en el sudeste asiático. En fin, la moda de los biocombustibles está haciendo explotar los precios de los productos alimentarios.

Los expertos comprobaron también que la agricultura era cuatro veces más eficaz para terminar con la pobreza que otros sectores económicos. Ese descubrimiento, subraya el diario británico The Independent[14], tiene también implicancias políticas para naciones como China, donde una clase media que florece a lo largo de la mitad Este del país, centrado en Shanghai y Beijing. En el oeste rural, la vida continua como antes, con niveles de ingresos un poco más altos de lo que eran hace una década. Para los rurales chinos, "*the route to prosperity*" se consigue con un trabajo en la ciudad. Ese hueco preocupa a las autoridades chinas, que temen las implicaciones políticas de una creciente separación entre las personas de la ciudad y el campo.

El China Daily da una versión más local del tema: "*muchos países han procurado aprender de la experiencia de China,* dijo Sari Soderstrom, coordinador del sector rural para el Banco Mundial en China. "*La mayor parte de los países en vías de desarrollo mira a China para imitar la formula de su éxito*". China redujo el número de gente pobre en 195 millones en el periodo 1990-2002, según un informe del State Council Leading Group Office of Poverty Alleviation and Development.

"*No decimos que la agricultura debe ser el motor principal del desarrollo*", comentó François Bourguignon, responsable de los estudios del banco, pero *"la pobreza está concentrada en las zonas rurales de los países en vías de desarrollo, hay que reforzar las pequeñas explotaciones agrícolas*". El plan de acción *"dinámico*" que proponen el banco y su presidente deberá dedicar infinitamente más dinero que en el curso de los últimos 20 años a la productividad de la agricultura alimentaría (abono, mejoramiento de las variedades, técnicas de rotación de cultivos), pero también a la diversificación de las producciones (horticultura, avicultura, acuicultura y productos lácteos) y a la organización de los mercados.

---

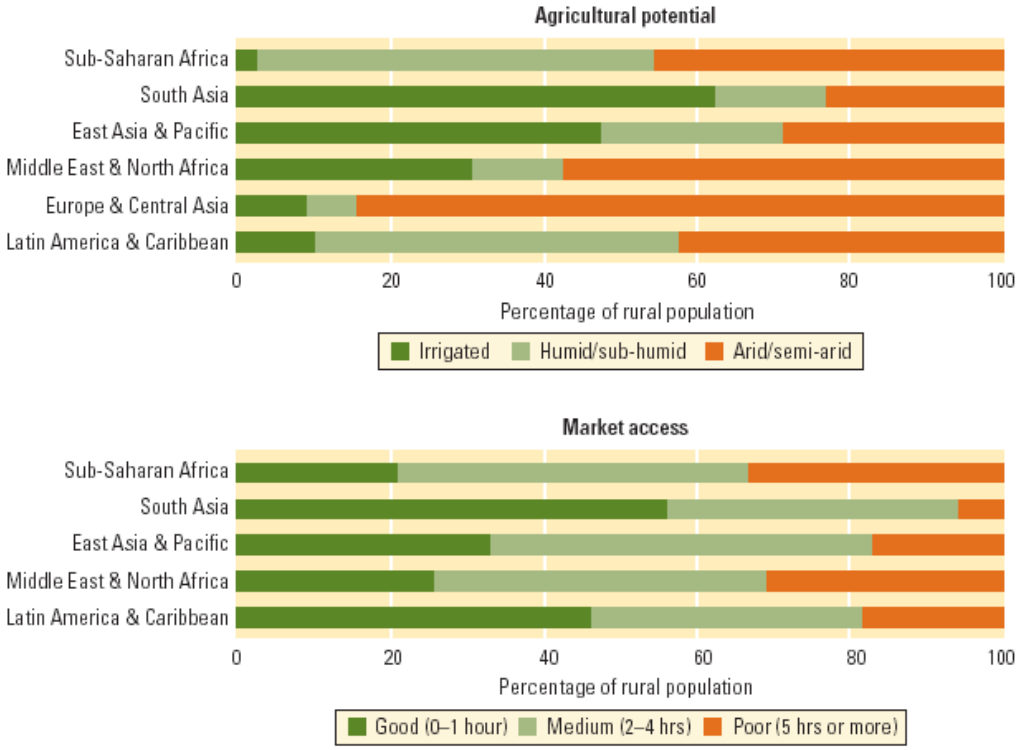
[11] Le Monde, "*La Banque mondiale se préoccupe enfin de l'agriculture*", (20/10)
[12] Para conocer más sobre este tema leer este articulo del Washington Post:
http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2007/10/18/AR2007101802458.html
[13] The Guardian, "*World Bank calls for greater investment in agricultura*", (20/10)
[14] The Independent, "*World Bank demands agricultural shake-up*", (20/10)

El informe llama a los esfuerzos que deberán tener prioridad, enfocando tres sectores que condicionan todo progreso: el acceso a la tierra, el acceso al agua y la educación (la media de los rurales no tienen más que cuatro años de escolarización).

Según el reporte, se espera que la demanda de alimentos en África subsahariana se duplique para 2015 en relación al año 2000, pero los mercados de alimentos en la región no sirven suficientemente a los millones de personas, sobre todo aquellos que viven en áreas remotas donde la infraestructura es pobre. Alain de Janvry, uno de los autores del informe, que enseñó economía agrícola en la Universidad de California, durante 40 años, dijo a The New York Times (en adelante NYT) que "*si usted mira a África, no hay ninguna alternativa a la agricultura como una fuente de crecimiento*"[15].

En el esfuerzo por traer una revolución agraria a África, la mayor parte del debate se enfocará sobre el papel que los gobiernos africanos deberían jugar para estimular la productividad de las granjas. Las diversas condiciones locales de los países de África al sur del Sahara dan como resultado una amplia gama de sistemas agrícolas y la dependencia de muchos tipos de alimentos básicos. Esto implica que el camino al crecimiento de la productividad aquí será considerablemente distinto del de Asia. Si bien la diversidad dificulta el desarrollo de nuevas tecnologías, también ofrece un amplio abanico de oportunidades para innovación. La dependencia de la cantidad de lluvia y del momento en que se producen las precipitaciones aumenta la vulnerabilidad a las crisis climáticas y limita la capacidad de utilizar tecnologías ya conocidas para aumentar el rendimiento de los cultivos. No obstante, existe un gran potencial aún no aprovechado para almacenar agua y utilizarla más eficazmente.

Figure 2.5 There are big differences across regions in agricultural potential and access to markets



[15] The New York Times, *"World Bank Report Puts Agriculture at Core of Antipoverty Effort"*, (20/10)

Según NYT, los economistas que leyeron el World Development Report dijeron que hay claramente todavía mucha ebullición y desacuerdo dentro del banco en muchos de los detalles. Por ejemplo, ¿deberían los gobiernos africanos dar subvenciones a los agricultores para comprar el fertilizante y bajo qué condiciones? El informe nota que las subvenciones agrícolas tiene un camino políticamente firme y que es utilizado mucho tiempo después de que su objetivo original fuera logrado.

Un capítulo entero trata de la reforma del comercio y de las políticas de precios y subsidios. "*Es preciso concluir, con urgencia, la Ronda de Doha de negociaciones comerciales, especialmente para eliminar las distorsiones, como los subsidios americanos al algodón, perjudiciales para los países más pobres*", dice el estudio. Derek Byerlee, economista agrícola del banco dijo que las subvenciones de Estados Unidos a los algodoneros afectan directa y negativamente a los agricultores africanos. La subvención media a los productores agrícolas del mundo rico disminuyó del 37% del valor bruto de los ingresos en 1986-88 a un 30% en 2003 -2005, pero el dinero desembolsado por los gobiernos aumentó de 242 mil millones a 273 mil millones de dólares por año. Los precios aumentaron, pero el monto de los subsidios no fue congelado.

Según el documento, el crecimiento de la producción agrícola en los países en desarrollo podría pasar de los actuales 3,9% al año a un 4,2% en media, si hubiera una completa liberalización. La ganancia media sería de 0,3%, pero llegaría a 2% para América Latina, la principal beneficiaria de los cambios. En la hipótesis de completa eliminación de subsidios y barreras, los aumentos de precios quedarían entre el máximo del 20,8% para el algodón y el mínimo de 1,9% para los óleos y grasas vegetales. Pero las semillas oleaginosas podrían valorarse en 15,1% y la carne procesada, un 4,3%.

El BM destaca que la agricultura desempeña un papel esencial en la conservación del equilibrio ambiental del planeta, notando que e desarrollo agrícola se hace algunas veces en detrimento de los bosques.

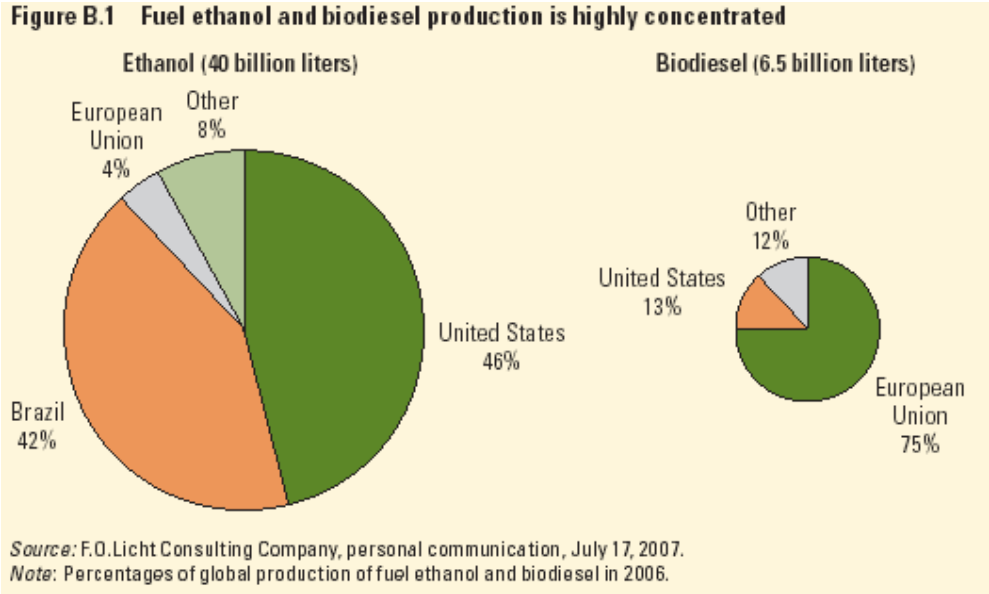
La producción de biocombustibles puede ser un éxito en algunos países como Brasil, gracias a la producción de bajo costo de caña de azúcar, pero, con la actual tecnología, es un negocio dudoso para la mayor parte de las otras economías en desarrolló, señaló el Banco Mundial (BM). Pocos programas son económicamente factibles, según el banco, y la mayor parte puede tener efectos sociales y ambientales indeseables: comida más cara, mayor competencia por la tierra y el agua y, "*posiblemente, devastación de las matas*".

Brasil se diferencia también por algunas cooperativas productoras que tienen asegurado la participación de pequeños propietarios, aunque la fabricación de alcohol generalmente envuelve a grandes economías de escala e integración vertical de la producción. Mucha cautela con las políticas de biocombustibles es el mensaje principal del análisis presentado por el economista-jefe del Banco Mundial, François Bourguignon. La mayor parte del informe es dedicada a un tema central, la "*Agricultura para el Desarrollo*".

Los consumidores pobres también pagan precios más altos por los alimentos básicos, dice el informe, a medida que los precios de los cereales aumentan en el mercado mundial como consecuencia directa de la utilización de esos productos para la elaboración de biocombustibles o como resultado indirecto del empleo de la tierra para usos distintos de la producción de alimentos.

El organismo multilateral destacó, además, que hasta ahora, la producción de biocombustibles en los países industrializados ha avanzado al amparo de elevados aranceles y subvenciones. "*Esas políticas perjudican a los países en desarrollo que son, o podrían llegar a ser, productores eficientes en mercados de exportación nuevos y rentables*", indicó. BM consideró también que deben diseñarse normas y sistemas de certificación para mitigar el impacto ambiental por la producción de este tipo de combustible. Aseveró que "*es importante contar con un mayor*

volumen de inversión pública y privada para desarrollar procesos de producción más eficientes y sostenibles, a partir de materias primas que no constituyan alimentos básicos".



Brasil sería uno de los principales beneficiarios, por ser competitivo en la producción de bienes agrícolas sujetos a la elevada protección en los principales mercados, como azúcar, semillas oleaginosas y carne. Las ganancias efectivas, sin embargo, serán menores que los estimados con base en esa hipótesis, resalta el diario brasileño Estado de San Pablo[16], porque un acuerdo en la ronda hubiera producido sólo la eliminación parcial de los subsidios y las barreras. "*La ronda enfatiza más la eliminación de los subsidios a la exportación y el corte de los subsidios internos que la reducción de tarifas aduaneras tanto para los países desarrollados como los en desarrollo*".

El trabajo está dedicado principalmente al tema de la reducción de la pobreza y capta apenas ciertas características de Brasil. Hay referencias frecuentes a la modernización de la agricultura y a la posición singular de los países en el mundo en desarrollo, por el énfasis en la investigación agropecuaria. También se mencionan los efectos ambientales de la expansión de la soja en el cerrado, con la inclusión, entre 1999-2000 y 2004-2005, de un área de 54 mil kilómetros cuadrados, mayor que Costa Rica. En Argentina, el ambiente "*altamente amenazado*" es el Chaco.

Cifras y Notas del Sector:

¿Gran Bretaña quiere acceder a los reservas de gas y petróleo de la Antártica?

El petróleo del Mar del Norte se acabará pronto y Gran Bretaña está estudiando enviar a la Organización de las Naciones Unidas (ONU) una reclamación de soberanía sobre más de un millón de kilómetros cuadrados de fondo marino junto a la Antártica. Con esta demanda, reclamaría un fondo marino que se extienda hasta 350 millas náuticas frente a la Antártica, lo que le daría acceso a las reservas de gas y petróleo. La zona afectada está en litigio entre el Reino Unido y Argentina y Chile. Desde Gran Bretaña sostienen que la acción es para "*safeguarding for the future*".

Este pasado verano (europeo), Moscú dominó los titulares de la prensa cuando colocó una bandera rusa en el fondo del mar en el Polo Norte. Ese movimiento provocó una carrera por los enormes campos de petróleo y de gas que se cree, están almacenados allí. Estados unidos y varias naciones europeas luego enviaron navíos científicos para explorar esa región helada. El interés internacional en explotar la "*nueva frontera*" en los pisos de los océanos procede con el calentamiento global que abre los mares antes congelados y de las mayores economías del mundo que compiten por los nuevos recursos de energía.

El reclamo se añade a otros tres que está estudiando el ministerio de Relaciones Exteriores británico, y a una quinta que ya ha presentado Gran Bretaña junto con Francia, España e Irlanda a propósito de unos fondos marinos en la Bahía de Vizcaya, en el Atlántico norte. El plazo para presentar las demandas expira en mayo de 2009. El 13 de mayo de ese año marca el plazo límite para que los estados hagan sus reclamos en lo que algunos expertos describen como el último gran reparto de territorio marítimo de la historia.

Las otras tres reclamaciones consisten en fondos marítimos alrededor de las islas Georgias del Sur y las Malvinas, en el Atlántico Sur, en la cuenca de Hatton-Rockall, frente a la costa occidental de Escocia, y alrededor de la isla Ascensión, también en el Atlántico sur.

El protocolo medioambiental del Tratado Antártico, firmado en 1991, prohíbe toda actividad relacionada con la extracción de minerales que no esté destinada a fines de investigación. Gran parte del fondo marino es tan profundo que por el momento es técnicamente inviable la extracción de cualquier materia prima[17]. Este año, por ejemplo, el National Oceanography Centre en Southampton perdió un sumergible manejado en el Mar Weddell cuando quedó atrapado en una caverna de hielo, 70 metros debajo de la superficie.

El Territorio británico Antártico, reclamado por primera vez en 1908, forma un "*triangular wedge*" (trozo triangular), con una cumbre en el sur del polo. Esto cubre 666,000

[17] The Guardian, "*Argentina ready to challenge Britain's Antarctic claims*", (19/10)

millas cuadradas y tiene dos estaciones permanentemente ocupada por científicos. Un precedente de reclamo anterior es el que registró Francia reclamando unas miles de millas cuadradas alrededor de Nueva Caledonia, en el Océano Pacífico.

David Nussbaum, jefe de la británica World Wildlife Foundation, dijo en una declaración que las redes marinas deben proteger áreas para prevenir las intrusiones irresponsables relacionados con la energía que dañarán a las "*unique populations*" como los peces, las aves marinas y animales marítimos entre los que se incluyen las ballenas, focas, albatros y pingüinos que habitan en la Antártida[18].

Karen Sack, jefe de océanos para Greenpeace International, dijo a The Guardian[19] que poco se conoce sobre el impacto ambiental de la vida marítima con la perforación y exploración en grandes profundidades. "*Lo que no sabemos es que clase de impacto provoca* (las actividades de prospección). *Tenemos más mapas de la luna que de los mares profundos. Siempre que hay pesca submarina, hay una nueva especie identificada. Esperamos que los Estados dejen la Antártida como está*". Para Chile, la eventual presentación británica "*no podrá afectar los derechos de nuestro país sobre dicho territorio y sus espacios marítimos o implicar un reconocimiento respecto de la nueva proyección que pudiere efectuarse,"*

Peak oil, últimas instancias de la era del petróleo (Argentina Oil & Gas 2007)

La mayoría de los analistas coincide que la extinción de los yacimientos sigue una curva de campana predecible, lo cual no cambió desde 1956, cuando el geólogo M. King Hubbert, de Shell, construyó un modelo matemático para predecir lo que ocurriría a la producción petrolera estadounidense. La llamada curva de Hubbert muestra que en un principio la producción de un campo se eleva pronunciadamente, luego llega a un plano y por último se desploma hasta el agotamiento. Su predicción de que la producción petrolera de Estados Unidos llegaría al peak en 1969 fue objeto de burlas. La realidad es que el peak llegó en 1970 y el descenso es continuo desde entonces.

Argentina Oil and Gas 2007, fue el espacio para dialogar sobre el tema. Marcelo Martínez Mosquera hizo una brillante presentación al respecto con "*conclusiones apocalípticas*". De acuerdo con la teoría del peak oil, el consumo de petróleo se emparejará con el descubrimiento de nuevas reservas y después lo rebasará, y entonces se empezarán a agotar las reservas conocidas. El otro expositor fue Milton Romeu Franke, de la pequeña petrolera noruega Norse Energy dijo que *"de los 90 países productores que tiene la Tierra, 60 han pasado ya su peak oil (…) Argentina es uno de los 60, aunque muchos de ustedes, seguramente, no coincidirán con esto"*. Romeo Franke afirmó que "*hoy la industria está en peak oil, con el barril de petróleo cerca de los 90 dólares , se gasta por día en servicios petroleros cerca de 580.000 dólares y los gobiernos pueden decidir no dar concesiones petroleras*". Romeo Franke habló luego sobre como una petrolera pequeña debe enfrentar el peak oil: "*invertir en entrenamiento de personal, el conocimiento es muy importante, en tecnología para perforar lo mínimo que se necesita, haciendo ingeniería de la producción, simplificando la infraestructura y reduciendo costos*".

---

[18] United Press International, *"Analysis: U.K. opens race for Antarctica*", (19/10)
[19] The Guardian, "*Britain to claim more than 1m sq km of Antarctica*", (17/10)

El geólogo Colin Campbell, jefe del depletion centre explica: "*Es una teoría simple que cualquier bebedor de cerveza entiende. El tarro empieza lleno y acaba vacío, y mientras más aprisa se bebe más rápido se acaba*". Explica que el *peak* del petróleo convencional regular –el más fácil y barato de extraer- llegó y pasó en 2005. Según el análisis, aun si se toman en consideración el petróleo pesado, las reservas de mar profundo y de las regiones polares, así como el líquido tomado del gas, todos ellos más difíciles y costosos de extraer, de todos modos el *peak* llegará en 2011.

En el caso de los científicos encabezados por el Oil Depletion Analysis Centre, con sede en Londres, afirman que la producción global de petróleo llegará a su punto más alto en los próximos cuatro años antes de entrar en una decadencia cada vez más pronunciada, la cual acarreará consecuencias masivas para la economía mundial y la vida de los seres humanos.

"En el mundo decrece -países petroleros por excelencia-, *a pesar del crecimiento de los precios del crudo, no hay ninguna posibilidad de incrementar la producción",* dijo. Mosquera, con un master en Stanford, fue lapidario, *"del 2004 al 2006 se incrementó un 60% la inversión en Upstream y los resultados: declinación. La fenomenal inversión fue para sostener y evitar esa declinación (…) para 2008, más inversión y menos producción*".

ATHABASCA OIL SANDS & ORINOCO FAJA

THE OIL FACTORY

Process:

- **Mining**: deforestation, elimination of non-bitumen soil, mining, transport to the mill (3 tonnes of mineral are needed for every barrel produced) crushing and filtering, "primary refining" to obtain bitumen, transport of the by-products to the place of origin, transport of the bitumen mixed with a solvent to an ad hoc refinery which transforms the bitumen into synthetic oil, then sold to normal refineries around the world.
- **Steam Injection:** drilling a dual well with two horizontal conduits, sourcing water and then natural gas to produce steam and inject it into the well through one of the horizontal conduits, producing hot bitumen through the other conduit and repeating the double refinery process in the same way as in the Mining process.

Investment:

- **11 USD billion to produce 100 000 bbl/d**

"*Un sondeo de los cuatro países que reportan las mayores reservas –Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait- revela importantes problemas. La violencia y el caos significan que la producción es menor que antes de la guerra. Aparecieron documentos que parecen probar que las reservas reales de los países son de la mitad de lo reportado*", dijo Mosquera, que asesora en Techint. Y este año Irán se convirtió

en el primer gran productor mundial que adopta el racionamiento petrolero, lo cual permite suponer hacia dónde prevé su gobierno que van sus reservas.

En años recientes el *gap* (diferencial) entre la oferta y la demanda se estrecharon. El año pasado casi desapareció. Las consecuencias de una decaída serían inmensas: si el consumo comenzara a rebasar la producción aun por la cantidad más pequeña, el precio del petróleo podría elevarse por arriba de los 100 dólares el barril. El efecto devastador de ese aumento sería con toda probabilidad una recesión global semejante a la gran depresión.

Al principio y al final de la exposición, Mosquera presentó un grafico sobre la repartición de recursos energéticos que tiene el mundo y mostró que el alza de los precios del crudo "*hacen crecer violentamente a las otras energías*". Desmitificó a las *oil sands* canadienses asegurando que se la industria se transforma en Oil Factory (fabrica petrolera), *"es racional pagar 11 mil millones de dólares por 100.000 barriles por día, además requiere dos veces de refinación". En cuanto a la Faja del Orinoco, el tema es cuanto van a producir y también requieren inversiones multimillonarias*". Luego le tocó el turno a los biocombustibles, "*el único país que tiene condiciones para el desarrollo del bioetanol es Brasil y no en cualquier lado (…) Toda la producción de maíz y azúcar representan el 20% de la demanda de energía y toda la producción de seed oil representa el 7% de la demanda de diesel*".

Mosquera concluyó, *"la pregunta es cual es el precio que China e India* –países que demandan cada vez más hidrocarburos- *se resignarán a pagar por el barril de crudo, el actual no ni por cerca el precio más alto (…) hasta ahora no encontré una solución al peak oil, será cada vez más difícil encontrar una solución, lo claro es que las otras energías no alcanzan*".

Menor crecimiento mundial no afectaría a empresas eléctricas (Diario Financiero, 24/10)

Buenas perspectivas para las compañías eléctricas en Latinoamérica tiene la clasificadora de riesgo internacional Standard & Poor's, en un contexto donde la volatilidad de los mercados financieros prevé una baja en el crecimiento de la economía a nivel mundial. Así, la entidad estadounidense descarta que estas turbulencias afecten significativamente la clasificación de las empresas del sector. Sin embargo, "*aunque los fundamentos macroeconómicos de la región continúan siendo positivos, y la demanda de electricidad sigue creciendo a tasas elevadas (entre 4% y 8% en los primeros ocho meses de 2007), seguiremos monitoreando la evolución de los distintos mercados a fin de detectar cualquier cambio potencial importante en las tendencias económicas de la región*", dijo el analista Sergio Fuentes.

La entidad clasificadora espera que las eléctricas de la región continúen desempeñándose positivamente, aunque destaca que ante la necesidad de alcanzar financiamiento en el mercado local podrían enfrentar un mayor costo. Y aunque destaca las mejores condiciones de créditos en los países de Latinoamérica, Fuentes agregó que "*no obstante, seguiremos observando de cerca a aquellas empresas que muestran una estrategia de expansión y política financiera agresivas, que tengan generación negativa de flujos libres de caja, enfrentan elevados vencimientos de deuda, o tienen una flexibilidad financiera débil*". Descarga local Para Standard & Poor's, el sector eléctrico en Chile continúa disfrutando de una fuerte demanda, ayudada por el favorable marco regulatorio, los altos precios de la generación de energía y las tarifas de transmisión y distribución. Estas variables y el bajo riesgo país impulsarían nuevas inversiones en los próximos cinco años. Sin embargo, *"durante los primeros ocho meses de 2007,*

el sector de generación de energía de Chile se ha visto afectado por una pobre hidrología y recortes de gas natural, sobre todo a partir de mayo. La combinación de estas cuestiones y los elevados precios del petróleo se han traducido en un aumento significativo de los precios de mercado -más de US$ 100 por MWh- *en los dos principales sistemas eléctricos, Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte (SING)*".

Bajo este escenario, la clasificadora indica que compañías como Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (Endesa Chile) y la Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor), se verían beneficiadas por el exceso de capacidad hidroeléctrica o térmica. Mientras, las empresas con un número relativamente elevado de uso de gas natural y que dependen en gran medida de las compras en el mercado, como AES Gener y Colbún se verían perjudicadas. "*Esperamos un escenario del mercado de oferta y demanda energética muy estrecha hasta el año 2009, fecha en que se dará inicio a una nueva planta de gas natural licuado (GNL) que registrará un proceso de regasificación de alrededor de 10 millones de metros cúbicos por día, cerca de la ciudad de Santiago, y la nueva generación a* carbón. *Con el apretado escenario de oferta y demanda, se espera que los precios se mantengan en niveles relativamente altos en 2008 y 2009",* agregó S&P en el informe.

Standard & Poor's da clasificación internacional a seis empresas eléctricas en Chile. Cinco tienen perspectivas estables, y una ha sido recientemente puesta bajo la condición de creditwatch con implicaciones negativas, debido a que el anuncio de una adquisición podría afectar su perfil de riesgo

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