EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial. **Por Hernán F. Pacheco**

Del 16 al 23 de mayo de 2007

Índice:

EE.UU. podría ahorrar el equivalente a la producción de 110 nuevas centrales a carbón....1
La mayor parte de las grandes empresas no tiene estrategia energética.....4
Análisis: ¿Biocombustibles para el desarrollo de los países?.....5
Enfoque: De las Big Oil a las Big Gas.....10
The Economist, Chile y el Gas Natural.....13
Bolivia podría ingresar en la era de los biocombustibles como complemento del gas.....15
Estrategia: Trigo, devenido en protagonista del etanol francés.....17
Análisis: Panamá devenida en "hub" energético.....19
Uranio: Perú, lugar prometedor para el recurso.....21
Cifras y Notas del Sector.....23

McKinsey: EE.UU. podría ahorrar el equivalente a la producción de 110 nuevas centrales a carbón

Los autores de "*Curbing Global Energy Demand Growth: The Energy Productivity Opportunity*" subraya a grandes rasgos el desafío al cual la comunidad internacional hace frente. Mientras que la demanda de energía, sobre todo fósil, aumentó 1,7% por año desde 1986, este crecimiento debería apresurarse en 2020, para alcanzar un ritmo anual de 2,2%. Las soluciones propuestas en el documento de 290 páginas son múltiples, pero los autores identifican los sectores residenciales e industriales como los que son donde las ganancias potenciales en eficacia energética serían las más interesantes. La producción de electricidad sería el tercer dominio donde las inversiones serían las más rentables.

Las oportunidades de ahorrar energía en las casas americanas es inmensa con la tecnología actual, pero los nuevos productos serán necesarios de acuerdo con un estudio del McKinsey Global Institute.

El estudio del grupo de investigación publicado el 17 de mayo, concluye que proyectando el consumo de electricidad en edificios en Estados Unidos en 2020 podría reducir más de un tercio si las "*compact fluorescent light bulbs*" (bombillas fluorescentes compactas) y una serie de opciones del alta eficiencia que incluyen calentadores de agua, aplicaciones de cocina, "*room-insulation materials*" (materiales de aislamiento de espacios) y reservas de energía fueran adoptados en todo el país. La energía ahorrada en ese tiempo, de ser alcanzado, sería el equivalente a la producción de 110 nuevas centrales eléctricas encendidas a carbón de 600 megavatios, según la estimación de los investigadores. Esto causaría una reducción significativa de las cantidades de combustibles fósil quemado y dióxido de carbono, el principal gas que arrojado a la atmósfera.

Tan sólo las "*market forces*" (fuerzas del mercado), como los considerablemente altos precios de la energía, no serán suficientes para provocar la adopción, de modo general, de la tecnología con mayor eficiencia energética, dice el reporte.

"*El estudio pone énfasis en lo que los economistas tienden a evitar: la intervención del mercado*", dijo Diana Farrell, directora del instituto, brazo de investigación económica de la firma de consultoría McKinsey & Company. "*Pero sería un intervención del mercado para corregir las distorsiones que existen en él*". Esas distorsiones, prosigue Farrell, son resultados de carencia de adecuada información de los individuos para tomar mejores decisiones o el fracaso del mercado en el estimulo a las personas a invertir en "*energy-efficient*".

Por ejemplo, una persona que alquila un departamento puede usar las aplicaciones que consumen mucha energía. El propietario tiene poco incentivo para comprar aplicaciones nuevas, más eficientes, porque el arrendatario pagas las facturas de electricidad. Y la persona que alquila el departamento, que puede tener la intención de quedarse durante un año o dos, tiene el incentivo escaso para comprar aplicaciones eficientes de energía. Entonces gasta mucha energía eléctrica. "*Todo sería mejor si las inversiones de capital fueran realizadas*", dijo Farrell. "*Pero los particulares no tienen los incentivos para hacer las inversiones necesarias*".

La solución, que sugiere el informe de McKinsey, es normas más rigurosas para los productos de modo que todas las nuevas aplicaciones sean modelos eficientes de energía. Robert N. Stavins, economista del medio ambiente de la Universidad de Harvard, que no leyó el estudio, dijo que era escéptico respecto al tamaño de eficiencia ganado por lo proyectado en el estudio de Mckinsey. La noción que "*massive free lunches in energy efficiency*" (alimento masivo gratis de eficacia energética) será resultado de ajustar al mercado con nuevas regulaciones y normas, dijo, es un engaño. "*Frecuentemente, las razones de las mejorías en la eficiencia de energía no son adoptadas porque existen costos reales para muchos*" y subrayó "*cada uno realiza su opción racional*". "*El*

requisito de eficiencia de energía aumenta el precio de los productos y puede imponer costos significativos al menos prospero", dijo Stavins.

Algunos economistas, como Stavins, sostienen que poner un precio al carbono -a través de un impuesto sobre las emisiones de carbono o un sistema de negocio de contaminación- es el método preferido para promover la eficacia y contener el calentamiento global. 100 dólares por toneladas de tasa sobre el dióxido de carbono aumentaría el costo de la electricidad producida a carbón en un 400% y la energía generada por gas natural en un 100% mientras los gastos en hidroelectricidad no aumentarían en absoluto. Las prescripciones de McKinsey se parecen al modelo de California. Comenzado en los año de 1970, ese estado impuso exigencias a los materiales de aplicación y de construcción, entre otras medidas para conservar energía.

Un consumidor, dijo Terry Tamminen, antiguo director de California Environmental Protection Agency, no se fuerza a escoger entre aplicaciones que son "*power hogs*" (podría interpretarse como derrochadoras de energía) y que son eficientes en energía. "*La regulación inteligente asegura que todas sus opciones son relativamente buenas*", dijo Tamminen, ahora director del programa New America Foundation, una institución de políticas publicas, que leyó el informe de Mckinsey.

El informe es la segunda etapa de un proyecto de investigación de 16 meses que involucró a docenas de consultores de McKinsey y expertos externos. La primera parte, publicada en noviembre, era una descripción de la demanda de energía global para 2020 y como los aumentos de la productividad podrían cortar el consumo. El nuevo estudio es un examen más detallado del país y el sector industrial, donde los ahorros de energía pueden conseguirse y que grandes ahorres pueden hacerse.

En coincidencia con la publicación del informe de McKinsey, quince ciudades del mundo comenzarán a reducir las emisiones de gases industriales bajo un programa impulsado por la fundación que lidera el ex presidente Bill Clinton (The New York Times, 16/5).

Clinton anunció el programa junto con alcaldes de varias de esas ciudades, como parte de una cumbre internacional sobre cambios climáticos que él patrocina esta semana en Nueva York, junto con el alcalde Michael Bloomberg. "*El cambio climático es un problema global que requiere una acción local*", dijo el ex presidente.

Clinton señaló que los bancos Citi, Deutsche Bank, JP Morgan Chase, UBS y ABN Amro han prometido cada uno mil millones de dólares para financiar la mejora de edificios municipales en las ciudades participantes, que incluyen Ciudad de México, Nueva York, Chicago, Los Angeles, Houston, Toronto, Londres, Berlín y Tokio.

En la conferencia de prensa, en que participaron Clinton, Bloomberg y el alcalde de Londres, Ken Livingstone, se indicó que el financiamiento permitirá cambios de importancia en las ciudades. *"Esto realmente permitirá alcanzar logros importantes"*, indicó Bloomberg. La municipalidad de Nueva York posee unos 4 mil edificios. Las otras ciudades en el programa son Karachi, Pakistán; Seúl, Corea del Sur; Bangkok, Tailandia; Melbourne, Australia; Sao Paulo, Brasil; y Johannesburgo, Sudáfrica.

Entre las remodelaciones figuran reemplazar sistemas de calefacción, de aire acondicionado y de alumbrado con redes que ahorran energía; pintar los techos de blanco o darles una superficie reflectante a fin de desviar los rayos solares; sellar ventanas e instalar nuevos modelos que permitan un mayor ingreso de la luz, y emplazar sensores para controlar de manera más eficaz los aparatos de aire acondicionado y el sistema de luz eléctrica.

La fundación Clinton dijo que los cambios proyectados podrían reducir el uso de energía entre un 20% y un 50% en esos edificios. La reducción menguaría de manera

significativa las emisiones de anhídrido carbónico, uno de los gases causantes del efecto invernadero.

La mayor parte de las grandes empresas no tiene estrategia energética

La mayoría de las personas encuestadas por Hill & Knowlton se preocupan por el cambio climático, pero no integraron esta problemática en sus decisiones. Dos grandes empresas sobre tres (65%) no definieron una política corporativa sobre energía, si el 82% de los responsables interrogados dicen "*seguir de cerca*" la cuestión de los cambios climáticos (The Globe and Mail, 9/5).

El sondeo interrogó a 420 integrantes del *personal senior* que trabajan para firmas de Estados Unidos, China, Canadá y Gran Bretaña. Todas las empresas puestas en contacto tienen un volumen de negocios superior a los 100 millones de dólares. De los encuestados, el 77% de los encuestados chinos dijo que sus firmas aún no definieron una estrategia de energía. Estados Unidos se ubicaron en el segundo lugar con 67%, seguido de Canadá con 62% y el Reino Unido con 51%. En China, donde el rol organizacional es casi inaudito, con el 82% de los encuestados que indican que nadie en su empresa es responsable del desarrollo de estrategia de energía. En Estados Unidos respondieron ligeramente mejor, con el 70%, y el Reino Unido está más lejos con el 57%.

La empresa Hill & Knowlton, consultora de comunicación global, que condujo el *survey* con su socio Penn, Schoen & Berland Associates, subraya que una solución posible para esta diferencia sería nombrar a "Chief Energy Officer" (CNO). Este miembro de la alta dirección sería el encargado exclusivamente en temas energéticos y ambientales, y su perforemance sería analizada según lo que Hill & Knowlton llama "*Return on Environment*".

Este retorno sobre el medioambiente es un concepto que permanece mal definido, pero que podría traducirse por el regreso de la inversión en materia de estrategia ambiental corporativa. Hill & Knowlton recomienda una definición mucho más concreta, y cuantitativa, que permitiría a las empresas a medir mejor su realización a este nivel. Las empresas encuestadas señalan que el regreso de la inversión consagrada a medidas ambientales debería ser medido sobre todo por su impacto en la reputación de la empresa (52%). Esta proporción es elocuente porque demuestra el hecho que varias grandes empresas todavía perciben el medio ambiente y la responsabilidad social como un asunto de relaciones públicas, y no de rentabilidad y de competitividad.

"*A pesar del atragantamiento actual, pocas empresas desarrollaron un plan de acción concreto con el fin de mejorar el retorno al medio ambiente*", subraya Joe Paluska, jefe de la sección Tecnología de Hill & Knowlton. En efecto, permanece actualmente difícil para las empresas, los consumidores, los accionistas así como las instancias políticas y reglamentarias, de determinar la manera eficaz y uniforme del "return on environment". La toma en consideración de los factores ambientales en la toma de decisiones por las empresas continuará tropezando mientras esta ligereza conceptual no sea ajustada.

Mientras no hay claros ganadores en la carrera por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la "*green arms race*", Estados Unidos, Japón y Alemania fueron identificados como los tres país que probablemente contribuirán con mayores avances en tecnología limpia en los próximos años. No sorprendentemente, la gente cree que su propio país tiene las mayores probabilidades de jugar un papel importante en las soluciones de tecnologias limpias que se están desarrollando. La excepción a esta tendencia nacionalista es China, donde el 62% de los encuestados ve a Estados Unidos en la delantera del debata sobre "*clean tech*" más que a su país (Global Network of Environment & Technology, GNET, 9/5)

Las opiniones sobre cuales industrias son las que con mayor probabilidad se benefician de innovaciones de tecnologías limpias también varían por país. Más de la mitad de los encuestados canadienses (55%) ve a la industria del transporte llevando la delantera, la opinión estadounidense y británica aventura a los capitalistas como los beneficiarios, y los ejecutivos de China piensan que los políticos serán los ganadores del *jackpot* (premio gordo) de las tecnologías limpias.

Análisis: ¿Biocombustibles para el desarrollo de los países?

La concientización de las personas sobre los peligros del calentamiento global es la presión que faltaba para que los países den prioridad a los combustibles alternativos, que ganan programas específicos alrededor del mundo y colocan en el centro del debate a la agro energía. Crece en países desarrollados y en desarrollo la preocupación con los problemas ambientales, con el alza de los precios del petróleo y las incertidumbres sobre su suministro futuro.

La expectativa es que aumente significativamente la demanda por biocombustibles en los países desarrollados, que tienen disponibilidad limitada de tierras para producir etanol y biodiesel. Además de eso, el costo de esa producción y su impacto ambiental también cuentan para aumentar las ventajas comparativos de los países en desarrollo tropicales y subtropicales, que producen etanol de la caña de azúcar y biodiesel de óleo de palma a un costo menor y con mayor eficiencia energética.

Sin embargo, para muchos productores de América Latina, África y Asia no será fácil exportar biocombustibles a los países ricos a causa de las restricciones comerciales: subsidios, tarifas y normas técnicas. Un grupo de países, sin embargo, será beneficiado. Son los que tienen acuerdos de libre comercio con Estados Unidos y por eso gozan de tarifa cero en ese mercado.

Las ACP, que integran el grupo África-Caribe-Pacífico, países de menor desarrollo relativo y beneficiarios del Sistema General de Preferencias (SGP) de la Unión Europea (UE), también tendrán ingreso libre para su etanol y biodiesel en el mercado europeo, constata el

estudio "*EU and US Vigiles on Biofuels: Potential Impacts on Developing Countries*" publicado por Germand Marshall Funs de Estados Unidos y escrito por los investigadores Marcos Jank, Luiz Fernando del Amaral y André M. Nassar, del Instituto de Estudios del Comercio y Negociaciones Internacionales (ICONE), y por Géraldine Kutas, Groupe d´Economie Mondiale (GEM) del Instituto de Estudios Políticos de Paris (Sciences-Po).

Pero, para Brasil, que no tiene acuerdo de libre comercio con Estados Unidos, la barrera aduanera con el etanol es enorme: una tarifa ad valorem del 46% o un 2,5% más US$ 0,14 por litro. Aún así, Brasil exportó más de 3 mil millones de litros de etanol a Estados Unidos el año pasado, gracias a una ventana de oportunidad, porque los americanos decidieron proscribir rápidamente el uso del MTBE, un oxigenador de origen fósil usado para aumentar el poder del octanaje de la gasolina, que presentó riesgos de contaminación ambiental. "*Por primera vez en la historia conseguimos entrar en ese mercado pagando la tarifa prohibitiva. Pero esa oportunidad no va a repetirse este año, pues la expansión de la oferta americana ya derrumbó el precios del etanol de maíz debajo de los niveles que viabilizarían nuestras exportaciones"*, dijo Marcos Jank.

No basta tener el menor costo mundial de producción de etanol para ser competitivo en mercados de países industrializados. La caña de azúcar brasileña es mucho más eficiente que el maíz americano. Su productividad alcanza siete mil litros de etanol por hectárea, más del doble que el maíz. El costo de producción es un 30% menor y el balance energético es extremadamente favorable: la caña genera 8,3 unidades de energías renovables por cada unidad de energía fósil utilizada para la producción, un valor 5,5 veces superior al registrado por el maíz.

Con costos de producción más altos que los de los combustibles fósiles, los biocombustibles en la Unión Europea y en Estados Unidos son fuertemente subsidiados por medio de apoyo interno a los agricultores bajo las más variadas formas de incentivos, tarifas de importación elevadas y normas técnicas. Por eso es muy difícil para el etanol producido con caña competir en aquellos dos mercados

En los Estado Unidos, la alícuota de importación de etanol es del 2,5% más US$ 0,14 por litro, lo que representa una tarifa *ad valorem* del 46%. En la Unión Europea, hay una serie de normas técnicas para el biodiesel. El uso de óleo de soja en la producción de biodiesel, por ejemplo, probablemente será limitado, y el óleo de palma también sufre restricciones.

Para Jank, dos alternativas de regulación del mercado vía importaciones podrían ser estudiadas por los gobiernos de Brasil y de Estados unidos hasta que se obtengan las condiciones necesarias para la completa eliminación de las barreras aduaneras. "*La primera sería un mecanismo de tarifas variables que sean fijadas en niveles debajo de los actuales US$ 0,14/litro. La segunda sería la expansión de cotas de importación con tarifa cero, a la semejanza del sistema que hoy beneficia los países caribeños, que pueden exportar hasta un 7% del consumo americano exentos de la tarifa prohibitiva, en el ámbito de la Iniciativa para Caribe (CBI)*", dice Jank.

La Unión Europea, Japón y otros países están alineados a Estados Unidos en el mantenimiento de las barreras que impiden el desarrollo global de los biocombustibles. Analizando los impactos potenciales de las políticas de biocombustibles de Estados Unidos y la UE sobre los países en desarrollo, los investigadores de ICONE y de GEM alertan: para facilitar las importaciones que complementarán la producción doméstica y aliviar las presiones sobre los precios de las materias primas de los alimentos, los países desarrollados deberían considerar varias opciones que garanticen mayor acceso a sus mercado de los biocombustibles procedentes de los países en desarrollo. Entre esas opciones constan reducción de tarifas y adopción de cotas basadas en el consumo nacional.

En todo el mundo, los pesados subsidios están siendo concedidos para aumentar la producción de etanol y biodiesel, y muchos países están haciendo obligatoria la mezcla de los combustibles verdes en la gasolina y en el gasóleo. Según el estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID)- "*A Blueprint for Green Energy in the Americas*", un análisis estratégico que traté varias veces en los informes sobre las oportunidades de Brasil y el Hemisferio, en 2010, se estima que 100 mil millones de dólares serán invertidos en energía limpia, en relación a los 38 mil millones de dólares en 2005. El gobierno chino anunció recientemente que invertirá 187 mil millones de dólares en energía renovable para 2020.

Los biocombustibles son un elemento importante en este cambio de paradigma. Una proyección conservadora prevé que será del 5% de la participación potencial de los biocombustibles en el consumo de energía en el área de transportes, en 2020, en relación al 1% actualmente. Para suplir esa demanda será necesario aumentar cinco veces la producción mundial de biocombustibles, con inversiones de 200 mil millones de dólares solamente en expansión de la capacidad, en los próximos 14 años. En todo el mundo, ya fueron anunciadas inversiones en nuevos proyectos de 7 mil millones de dólares en 2008.

Cuando se habla sobre el futuro de los biocombustibles, la fecha que sobresalía en Estados Unidos, hasta enero de este año, era 2012. De acuerdo con la legislación anunciada en agosto de 2005, el presidente George W. Bus establecía un consumo de 28,4 mil millones de litros de combustibles renovables en 2012, lo que representaba un 5% del consumo de gasolina. Pero, en su discurso sobre el Estado de la Unión, en el comienzo de este año, Bus elevó la meta de consumo a 132,5 mil millones de dólares de litros en 2017 para sustituir un 15% del uso de gasolina. Este anuncio fue suficiente para elevar el precio del maíz, principal materia prima del etanol americano, a 154 dólares la tonelada en enero, un record histórico.

La capacidad de producción proyectada en Estados Unidos (45,2 mil millones de litros en 2009) es más que suficiente para atender el objetivo establecido por la legislación americana, pero es casi correcto que el consumo será más elevado que la meta, destaca el estudio de German Marschall Fund. Sin embargo, para evitar más presión sobre los precios del maíz, un 20% de la producción es actualmente utilizada para hacer etanol, y de los subproductos, los americanos no deberán hacer nuevas inversiones en la industria del etanol a medio plazo, es decir, hasta 2012. Estados Unidos contará con el desarrollo de la tecnología del etanol de celulosa, que deberá estar en el mercado dentro de unos diez años, y con las importaciones, principalmente de países beneficiados con la tarifa cero.

En la UE, en febrero, el gobierno decidió elevar a un 10% la mezcla de etanol y biodiesel a los combustibles fósiles para 2020, pero esa medida no es obligatoria. Los países miembros adoptan sus propios programas y no hay armonización de políticas para los biocombustibles. En la UE, el biodiesel es más usado que el etanol y responde por más del 80% de los biocombustibles producidos en el bloque. Los mayores productores son Alemania, Francia e Italia, y la principal materia prima es el óleo de colza (canola).

El consumo de biodiesel debe alcanzar 14,4 mil millones de litros en 2012 en el continente. Suponiéndose que este será producido con un 85% de óleo de colza y un 15% con óleo de girasol, la UE deberá usar un 84% de su área destinada a la producción de oleaginosas proyectada por la Comisión Europea para 2012. Eso forzará a los europeos a que importen un 86% de óleos vegetales necesario para el consumo humano en relación a un 50% en 2006. Indonesia y Malasia son actualmente los principales proveedores de óleo de palma.

Cuarto mayor productor mundial de etanol, la UE se vale de varias materias primas para fabricarlos –trigo, maíz, cebada, centeno, remolacha y vino. Por esa razón, el etanol no afecta la disponibilidad de tierras para la agricultura ni los precios de los commodities. El

consumo de etanol en la UE deberá ser de 9,2 mil millones de litros en 2012 y no se prevé la necesidad de importación para cumplir con esa meta. En Japón, el gobierno permite al adición del 3% del etanol en la gasolina y estudia la posibilidad de hacer una mezcla obligatoria, pero se preocupa con la disponibilidad de la oferta externa, ya que el país no produce etanol.

Brasil, Colombia, Tailandia, Sudáfrica, México, Guatemala y El Salvador son países con potencial para la producción y exportación de etanol. Actualmente, Malasia e Indonesia aparecen como eventuales proveedores de biodiesel, de acuerdo con el estudio de German Marshall Fund.

Malasia, mayor exportador mundial de óleo de palma, tiene tres fábricas de biodiesel y diez en construcción. El gobierno concedió licencia para 32 unidades con una capacidad potencial de producción de 3,3 mil millones de litros. El país produjo 200 millones de litros este año. En Indonesia, existen seis unidades produciendo 3,3 millones de litros. Once firmas están construyendo nuevas fábricas o expandiendo las actuales. Si todos los proyectos están listo a finales de este año, la capacidad de producción de biodiesel, en 2008, será de 3,5 mil millones de litros, la mayor parte con óleo de palma.

Colombia tiene el segundo programa más avanzado de biocombustibles en América del Sur, después de Brasil. A finales de 2005, el gobierno hizo obligatoria la adición del 10% de etanol en la gasolina en ciudades con población por encima de 500 mil habitantes. En algunas regiones seleccionadas, el gobierno colombiano obligará una mezcla del 5% de biodiesel en 2008. Actualmente, existen cinco fábricas, en el valle del Cauca, produciendo azúcar o etanol con capacidad para un millón de litros por día.

Luego de varios meses de espera la era de los biocombustibles llegó a Santander, Cesar y Boyacá, donde a mediados de mayo se le dio la largada a este programa que consiste en mezclar gasolina con etanol en una proporción del 10%. De esta manera el 75 por ciento del territorio colombiano ya se encuentra cubierto con la mezcla, la cual busca beneficios ambientales, pero también ir dejando la dependencia de combustibles fósiles como el petróleo que escasea en el país. En esos nuevos departamentos el consumo es de 5.800 barriles por día de biogasolina entre extra y corriente, equivalentes a 90.000 litros por día de alcohol carburante. Es decir que a partir de junio, cuando comience a venderse el biocombustible en 190 estaciones de servicios de la región, el país estará consumiendo más de 1,5 millones de litros diarios de etanol producido a partir de la caña de azúcar.

Luego el turno será para el biodiésel, otro combustible de origen vegetal el cual consiste en aceite que se le mezcla al diésel en una proporción del 5 por ciento. La ley dice que a partir del 2008 debe comenzar a regir la mezcla. En este momento hay nueve iniciativas de productores de biodiésel en marcha, de los cuales uno está liderado por unos inversionistas japoneses y el resto por palmeros colombianos, incluso en uno de ellos Ecopetrol entró recientemente. Las inversiones ascienden a los 150 millones de dólares.

Según el presidente de Fedepalma, Jens Mesa, esos proyectos van a tener capacidad instalada superior a 600.000 toneladas cuando culminen. De ellos, hay cuatro que están proyectados para iniciar en el 2007, otros en el 2008 y en el 2009.

Adicionalmente, desde hace tres años la Fundación Desarrollar realiza estudios para la producción de biocombustibles a partir de ajonjolí y sorgo, los cuales incluso podrían arrojar producciones superiores de aceite y etanol, respectivamente que los tradicionales cultivos de palma y caña. La razón de ese aumento de la productividad es que estos cultivos se desarrollarían al amparo de una tecnología que asemeja el bosque tropical y que consiste en una malla la cual fue objeto de un tratamiento químico, que favorece el crecimiento de estos cultivos.

En Tailandia, segundo mayor exportador de azúcar después de Brasil, el gobierno estableció dos fases para su programa de etanol: entre 2004 y 2006, la construcción de tres nuevas unidades, la prohibición del contaminante MTBE, y la institución de especificaciones técnicas para la mezcla del 10% de biocombustibles en vehículos oficiales. En la segunda fase, entre 2007 y 2012, la meta de producción es de 1,1 mil millones de litros por año (3 millones de litros / día), en 2011, y la mezcla obligatoria de etanol en la proporción del 10% en 2012. Tailandia tiene un excedente de 2 a 4 millones de toneladas del mandioca y centenares de toneladas de melado, que pueden ser convertidos en etanol.

El gobierno tailandés concederá apoyo a los precios del azúcar y el etanol, a este último fijándolo en 0,32 centavos de dólar (baht 12.75) por litro. Para que el etanol sea competitivo, el precio de melaza debería estar alrededor de 45 dólares (baht 1.800) por tonelada cuando actualmente es de 80 dólares (3,200 baht). Como consecuencia de esto, Tailandia importó etanol de India en 2005. Existen tres usinas de etanol en Tailandia con una capacidad de producción de 136.9 millones de litros por años (0.375 millones de litros/días). Otras tres usinas comenzaron a funcionar a finales de 2006, aumentando la capacidad de Tailandia a 421,6 litros por año (1.16 millones de litros/día).

En 2007, B5 será presentado en Bangkok y en el sur del país. Finalmente, en 2012, una mezcla de 10% será conferida por mandato a escala nacional. Esperan que esa demanda sea suministrada por: 56% del aceita de palma nacional, 14% del aceite de palma importado, y el 29% del aceite de jatropha nacional. Sin embargo, no hay *facility "large scale"* de biodiesel operando en Tailandia aún. Existe una usinas piloto para objetivos de investigación, y muchas fabricas "*community scale*" con una capacidad total de 21.9 millones de litros por año (60.000 litros/día).

En Indonesia, una mezcla del 10% de biocombustibles (en el diesel y/o gasolina) está autorizada; sin embargo no hay ningún mandato. El gobierno tiene como objetivo llegar a ese porcentaje en 2010. Actualmente, Pertamina, la compañía petrolera estatal, vende B5 en las estaciones de servicio de Yakarta (4 expendedoras) y el precio del biodiesel es similar al del diesel. Actualmente, la mayor parte de la producción de biodiesel está concentrada en el oeste de Yakarta. Hay seis plantas de biodiesel en Indonesia con una producción de 3.3 millones de litros, pero no existen plantas a escala comercial *full-size*.

La recién nacida industria de biocombustibles indonesia probablemente estará concentrada en el Este del país, debido a la disponibilidad de tierras donde las materias primas pueden producirse. Hay 11 firmas que construyen nuevas plantas o amplían las existentes. Si todos los proyectos son completados para finales de 2007, la capacidad de producción de biocarburantes en 2008 alcanzaría 3.5 mil millones de litros, la mayoría producido de la palm oil (aceite de palma). En la actualidad, 10 usinas de etanol son operadas en Indonesia con una producción de 200 millones de litros de sin combustible procedente del etanol.

El África subsahariana está interesado en los biocombustibles por la extrema pobreza rural y la necesidad de desarrollo estable agrícola y empleo. Las condiciones climáticas son generalmente convenientes para el cultivo de biocombustibles: La potencial tierra y capital humano disponibles para la actividad de esta clase de combustible exceden a casi cualquier otra región geográfica. El desafío deber poner en lugar los asuntos legales, institucionales, y de organización esenciales para la creación de una industria viable. Sudáfrica es probablemente la mejor equipada para satisfacer estas demandas. El desarrollo rural es un objetivo central en la mayor parte de la planificación, que se enfoca a los agricultores en pequeña escala, esquemas de *out-grower*, concesiones de extensión de tierras, y el desarrollo de unidades de producción en pequeña escala en todo el país.

En Sudáfrica, la propuesta es el uso del 4,5% de biocombustibles en transporte viales para 2013, con la adopción obligatoria del 8% de la mezcla de etanol y un 2% de biodiesel. El país tiene excedente en maíz y azúcar que, si son usados en la fabricación de etanol, pueden suplir más del 5% de la demanda de gasolina.

Sudáfrica consume en la actualidad aproximadamente 11 mil millones de litros de gasolina y 8 mil millones de litros de diesel al año. También está previsto que la producción de biodiesel genere 38.500 empleos. La producción de etanol de maíz podría provocar 17.000 empleos para 2015. En diciembre de 2005, el gabinete sudafricano estableció Biofuels Task Team para desarrollar una estrategia enfocada en la creación de empleos. El Biofuels Task Team publicó un programa de "*National Biofuels Strategy*" en octubre de 2006.El gobierno sudafricano usa una subvención de reducción de impuestos para biocombustibles con el objetivo de estimular la producción.

En México, no existe programa obligatorio de mezcla, y un estudio reciente de la Secretaria de Energía propone la adopción gradual del etanol. La primera fase, entre 2007 y 2012, serán producidos 412 millones de litros de etanol por año, principalmente con azúcar y melado. En 2012, debe alcanzar una mezcla del 5,7% con la producción de etanol retirada del melado. Después de 2012, el país deberá adoptar la mezcla obligatoria del 10% de etanol a la gasolina. Actualmente, no existen usinas comerciales de biodiesel en México. Sólo 49,2 millones de litros de etanol fueron producidos en 2006. Aunque las políticas de producción de biocombustibles estén en su fase inicial, el país tiene un gran potencial para desarrollar esa industria, menciona el estudio de German Marshall Fund.

Guatemala es el mayor productor de azúcar de América Central y uno de los países con más elevada productividad –97 toneladas por hectárea. El país produjo 1u8,5 millones de toneladas de azúcar en un área de 190 mil hectáreas, en 2005. Guatemala cuenta con sólo una destilería de alcohol, que produjo, en 2006, 64 millones de litros. En 2003, el gobierno aprobó la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos en Energía Renovable.

El Salvador comenzó a promover el uso de biocombustibles. Entre las nuevas medidas se destacan los créditos del gobierno con tasas de intereses bajas para cubrir préstamos bancarios concedidos a proyectos de energía renovable. No hay mezcla obligatoria en el país, pero un proyecto de ley será debatido en breve en el congreso. La propuesta prevé el establecimiento de 8 al 10% de etanol en la gasolina. Además de eso, maquinaría para la producción de etanol y otros equipos serán exentos de impuestos a la importación durante dos años. El país se beneficia del tratamiento tarifario preferente en Estados Unidos, pues forma parte de la Iniciativa del Cuenca del Caribe.

Enfoque: De las Big Oil a las Big Gas

Con la competición por los escasos recursos petroleros se intensifica así como el acceso a las reservas de las naciones ricas en crudo, las majors multinacionales comienzan el desplazamiento de Big Oil a Big Gas. Empresas como Exxon Mobil, Conoco Philips, Chevron y Marathon Oil Corp se posicionan con multimillorias inversiones en Medio Oriente, África Occidental y Alaska para dominar los mercados emergentes de gas. Las nuevas técnicas en licuefacción de gas natural -necesario de transportar cargas marinas- y el control de la distribución en mercados mundiales desarrollados dan todavía un espacio a esta empresas sobre sus competidores asiáticos y los "*national oil champions*" en ciernes.

A corto plazo, las empresas occidentales también pueden extraer importantes ganancias en operaciones de gas estadounidense, cobro de impuestos y tarifas relativamente bajas comparadas con la producción en sitios como Venezuela y Rusia, donde los gobiernos nacionalistas consiguen una parte más grande ingresos de la torta. Pero los desafíos permanecen, especialmente con competidores públicos como Gazprom, que disfruta de un monopolio virtual de las inmensas reservas de gas ruso y no apela consistentemente a las occidentales para el desarrollo conjunto del enorme campo de gas y condensados en el Mar de Barents. La creación efectiva de un cartel de gas con los lineamientos de la OPEP también podría inclinar la balanza en favor de la producción de las naciones. El incremento de los costos hace complejo el desarrollo de infraestructura de GNL.

"*Tenemos un total de 140 mil millones de pies cúbicos de recursos de gas natural unrisked",* dijo George Kirkland, jefe de exploración, producción y actividades de gas de Chevron. "*Con una oportunidad de desarrollo del recurso tan significativa, el gas natural jugará un papel más importante en nuestra futura producción. Durante los próximos 20 años, el gas natural crecerá de un 30% a casi 45% de nuestra producción diaria*".En 2005, el 94% de 1,7 mil millones de barriles equivalentes a petróleo que Exxon añadió a su bases de reservas procedió de sus reservas de gas natural en Qatar.

El gas natural se hace cada vez más una fuente importante, con una demanda que crecerá 1,7% anual hasta 2030, comparado con el 1,4% del petróleo, según el 2006 Energy Outlook de Exxon Mobil. La generación de energía conducirá la mayor parte de la demanda, el índice del crecimiento será el más rápido, 2,5% anual, en países en vías de desarrollo que rápidamente alcanzarán el standard de vida de Occidente. El mercado internacional para el gas natural licuado se ampliará a 70 mil millones de pies cúbicos por día en 2030 de los 15 mil millones de pies cúbico por día en 2000, dijo Exxon.

Las empresas petroleras integradas están bien colocadas para conducir el esfuerzo titánico de la creación de un mercado global de gas, con todo lo que esto implica, nuevos tankers, infraestructura de licuefacción cara en países productores, plantas de regasificación y pipelines en regiones de consumo. "*This is a new ball game*", dijo Fadel Gheit, analista de Oppenheimer & Co. de Nueva York.

Marathon, Exxon, Chevron y Conoco invierten en la actualidad miles de millones en trenes en Guinea Ecuatorial, Angola, Nigeria y Qatar, con la carencia de las compañías petroleras nacionales "*la expertise, el dinero o la paciencia para desarrollar estos proyectos", dijo Gheit. "Este es uno de los clubs exclusivos que las "large integrated" compañías petroleras siguen controlando*".

Pero la edificación de toda esta infraestructura tomará décadas. Mientras tanto, el crecimiento de la demanda se traducirá en el incremento de los precios en los mercados aislados de Estados Unidos, con el aumento de los beneficios para compañías como ConocoPhillips, el productor más grande de Norteamérica después de la adquisición de Burlington Resources en 2005. "*Era una adquisición con inteligencia estratégica*", dijo Gheit. Las tentativas de los gobiernos extranjeros de capturar mayores ingresos de los hidrocarburos aumentando los impuestos y los royalties ayudarán también a que las operaciones de gas

norteamericanas permanezcan más provechosas que la explotación de petróleo en el extranjero, y las empresas reconocen esto, dijo Gheit.

Las majors occidentales, sin embargo, tiene que pisar con cuidado en algunos países ricos en gas. Qatar, que se hizo el líder mundial en exportación de GNL, acepta que empresas como Exxon y Chevron exploten sus campos de gas, pero otros países no están tan abiertos, como es el caso de la estatal Gazprom y la marginación de las majors del proyecto Shtokman.

También, la inestabilidad geopolítica hace difícil la inversión en Irán, que cuenta con aproximadamente el 15% de las reservas mundiales de gas, aún falla encontrar la exportación. Incluso Alaska, potencialmente un rico recurso de gas en el Ártico contiguo a Estados Unidos, está pendiente debido a que las *big oil* fueron incapaces de alcanzar un acuerdo con las autoridades estatales par el desarrollo de un gasoducto.

Dificultades para el desarrollo de regasificadoras en Norteamérica

A pesar del aumento de la demanda de gas natural en el mundo y la creciente importancia del gas natural licuado (GNL), el ejecutivo de Hess LNG en Estados Unidos, Gordon Shearer, considera improbable la construcción de nuevas terminales de GNL en la costa americana en los próximos 10 años en función de la gran oposición de las comunidades y de las leyes estatales y comunales restrictivas. La visión de la oposición es a que las terminales de GNL son demasiado peligrosas para que sean construidos próximas de áreas muy pobladas.

Hess está familiarizada con las restricciones en cuanto a la construcción, debido al hecho que uno de sus proyectos de importación de GNL, en el nordeste de Estados Unidos, está siendo combatido. Shearer discutió las perspectivas para los nuevos proyectos de la industria de GNL como un todo, en cada región, durante el reciente Forum Energy Podium de Platts. En referencia al proyecto Energía Costa Azul, en Baja California, México, Shearer dijo: "*creo que este será el último de la costa Occidental en los próximos diez años*". En el Golfo de México, dijo que no hay perspectiva de nuevas terminales, además de aquellos que ya están siendo construidos.

En relación a la costa Oriental, Shearer dijo, *"allí la cosa es difícil; tenemos uno en Canadá* (el proyecto Canaport para GNL en St. John´s, New Brunswick) *que está en construcción y es difícil prever cualquier otra. El problema en la costa Oriental es que la oposición es tremenda. ¿Quien tendrá la paciencia, el tiempo, la energía y, por último, el dinero para pasar por eso?"*. Según Shearer, las perspectivas en tierra son pequeñas de la construcción de nuevas instalaciones de GNL en el mar son aún menores. Eso puede ser un problema especial, explicó, por el hecho que la demanda de gas en Estados Unidos y el mundo está superando la oferta y el GNL pasará a ser cada vez más importante.

Shearer es la imagen ante el público de la presión por obtener apoyo para la construcción del controvertido proyecto de GNL Weaver´s Cove, en Fall River,

Massachussets. La terminal de importación propuesta ya consiguió un permiso de la FERC – US Federal Energy Regulatory Commision-. Sin embargo, continúa enfrentando oposición de grupos locales y miembros del Congreso, que dicen que el GNL es muy peligroso para transportase a un puerto tan cercano a los centros de población. Aún así, Shearer dijo que espera que la terminal esté construida y en operación hasta 2011. Expresó su optimismo de que la corte federal apoye el permiso de FERC y dijo que la Guardia Costera irá a ayudar los esfuerzos del emprendedor de usar navíos menores para que pasen bajo un puente, con lo cual se bloqueará el pasaje de petroleros mayores. Todo esto deberá abrir el camino del proyecto, que permitirá el envió de hasta 800 mil millones de pies cúbicos por día.

"*La industria del GNL está muy insegura en este momento, en la medida que los proveedores de Europa, Oriente Medio, África, Caribe y América del Sur continúan inciertos, los costos de la construcción de instalaciones de licuefacción aumentan y la agitación política pone algunos proyectos en riesgo*", sostuvo Shearer. "Lo que veremos en el mercado de Estados Unidos será un escenario de altos y bajos", dijo el ejecutivo de la Hess, para los participantes del Podium. "Sin embargo el suministro definitivamente llegará hasta aquí", insistió Shearer.

The Economist, Chile y el Gas Natural

Durante gran parte de las últimas dos décadas, la economía chilena ha sido la más exitosa de América Latina, pero tiene un "*Achilles heel*" (talón de Aquiles): la energía, puede leerse en la última edición de la revista The Economist, (*"A dash for gas gives way to a proposed return to big dams*", 17/5). Es significativa, aunque con matices, la opción por el gas boliviano que se desprende del artículo del rotativo británico tendiendo en cuenta los intereses en Chile: empezando por las *big copper* (grupos mineros) hasta el negocio del gas de la británica BG.

Economist comienza con un relevamiento de los recursos en Chile. Cuenta con algo de carbón y abundante hidroelectricidad, pero casi no tiene fuentes de energía convencionales y sus vecinos no probaron ser proveedores confiables. El resultado es que, a menos que el país goce de un invierno lluvioso en el hemisferio sur, para el próximo año se podrían ver enfrentados a escasez de energía.

Hace una década, los chilenos creyeron que habían encontrado la solución: importar gas natural desde Argentina. Pero coincidiendo con la devaluación de 2002, el gobierno argentino impuso un control de precio a los proveedores de gas, lo que elevó la demanda. El abastecimiento cayó, y dos años después el gobierno recortó las exportaciones a Chile. Más adelante se han registrado otros cortes.

Según Marcelo Tokman, ministro de Energía de Chile, Argentina prometió mantener las exportaciones a un nivel suficiente para cubrir el consumo de gas natural en los hogares de las principales ciudades de Chile. Si no lo hace, los residentes se enfrentarían a las duchas frías, ya que podría paralizarse la puesta en marcha de una tercera planta de propano en Santiago por

objeciones a su planificación. No existe una promesa similar a la que tienen los hogares que se extienda a los usuarios industriales y la industria eléctrica.

Lo que preocupa a las autoridades es lo que podría pasar en 2008 si en Argentina en el futuro se hacen más recurrentes los cortes en las exportaciones de gas y la ausencia de lluvia recorta la producción hidroeléctrica.

El gobierno está haciendo que sea más sencilla la instalación de small-scale diesel generators (generadores a diésel de pequeña escala) para evitar que aumente la brecha entre la demanda y la oferta energética.

Algunas de las preocupaciones debieran bajar en 2009, cuando un terminal para la importación de gas natural licuado (GNL) -que es construido por un consorcio liderado por el británico BG Group- debiera comenzar a funcionar. Pero esto puede no ser la respuesta para los 7.000 MW de nueva capacidad energética que Chile necesita para mantenerse en el ritmo del crecimiento estimado de la demanda en la próxima década.

A los precios actuales del GNL, las nuevas plantas de gas no serán rentables, a menos que sean parte de un proyecto de cogeneración que al mismo tiempo le venda el gas a un cliente industrial, dice Bernardo Larraín, de Colbún, una generadora eléctrica.

The Economist lanza: "*There is plenty of natural gas in neighbouring Bolivia*" (Hay mucho gas natural en el vecino Bolivia). Y eso estaría bastante a mano para las grandes mineras cupríferas del norte de Chile. Pero los bolivianos aún resienten la anexión chilena de su borde costero en una guerra del siglo XIX. Su gobierno se niega a contemplar la exportación de gas a Chile, aun cuando el nuevo gasoducto que está planeado entre Bolivia y Buenos Aires podría permitirle a Argentina aumentar sus exportaciones en el futuro. Muchos expertos energéticos dicen que más inversión en hidroelectricidad es la única forma de ponerse a la par de la demanda futura.

La asociación de Colbún con la española Endesa está promoviendo un proyecto de US$ 2.400 millones para construir cuatro centrales hidroeléctricas con una capacidad de 2.430 MW en Aisén, región del extremo sur que tiene lluvias abundantes. Pero Aisén aún es un área prístina de fiordos y bosques. Los ambientalistas se están equipando para oponerse al proyecto. "*No podemos permitirnos no construirla si es que no tenemos otras alternativas*", dice Tokman. Los costos energéticos al alza del año pasado le recortaron, al menos, 0,2 punto porcentual al crecimiento del año, según el Banco Central.

Chile muy pronto enfrentará un conflicto entre promover el desarrollo económico y proteger el medio ambiente. Los costos energéticos al alza en 2006 le recortaron, al menos, 0,2 punto porcentual al crecimiento, según el Banco Central. *"Chile will soon face a conflict between promoting economic growth and protecting the environment"*.

A pesar de la grave crisis en el SING, la decisión sobre el GNL se aplaza a septiembre

En septiembre –y no en mayo, como se había previsto- habría una decisión concreta y definitiva sobre la construcción de la terminal de Gas Natural Licuado (GNL) en el puerto de Mejillones, en la II región, pese a que, para el gobierno chileno, el proyecto es prioritario para

reducir la dependencia del gas argentino y que en el caso del norte, ya es de "*vida o muerte*" dados los bajos niveles de abastecimiento de gas trasandino (El Mercurio, 23/5) .

La decisión y posterior construcción del proyecto es de vital relevancia para la viabilidad del negocio de generación eléctrica en el norte, considerando que debido a los cortes de suministro que afectan en el último tiempo a los gasoductos que abastecen al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), las empresas están operando con diésel, que tiene un costo actualmente de dos veces mayor al del gas natural.

En su discurso del pasado 21 de mayo, si bien se esperaban anuncios en materia energética, la Presidenta Michelle Bachelet sólo reiteró la necesidad de contar con fuentes alternativas y dejó entrever que el GNL en el norte es de vital relevancia para asegurar el suministro allí. "*Se están haciendo las inversiones y se está trabajando en la planta de GNL en Quintero, y hemos encargado a Codelco que inicie a la brevedad todo lo referido a contar con una planta de GNL también (en el norte)",* reiteró Bachelet. Un anuncio que ya lleva meses sin concretarse.

Al interior de las mineras -que consumen el 90% de la electricidad en el SING- el GNL es una solución transitoria pero necesaria hasta que estén listas las centrales a carbón que se construyen, lo que se prevé recién para 2011 y que reducirán el costo de generación y sobre todo, la inseguridad.

La idea inicial era construir un terminal más estanques de almacenamiento, con un plazo de 36 meses. Pero la opción que tomó fuerza es construir sólo el terminal de regasificación (fase "fast track"), lo que reduce el plazo a dos años. Por lo tanto, si se toma la decisión de invertir en septiembre y se inician las obras en ese minuto, el GNL en el norte estaría listo recién en el tercer trimestre de 2009, lo que choca con la postura del Gobierno, que esperaba que el gas comenzara a fluir hacia Chile, como tope, en abril de ese mismo año.

Esto, considerando que el período crítico en términos de abastecimiento de gas se espera para 2008-2010, cuando las restricciones argentinas a las exportaciones del gas se agudicen. Y mientras no esté listo el terminal de GNL en Mejillones, no hay muchas alternativas de fuentes energéticas.

El "*vamos*" a las obras está supeditado a los estudios económicos que realiza el llamado "G-4", las cuatro mineras que llevan adelante el proyecto -Codelco, Phelps Dodge, Collahuasi y Minera Escondida- que están analizando cuánto más conveniente resultará generar electricidad con GNL en comparación con el carbón (que se espera para 2011) o diésel. Según confirmó Codelco, el equipo ejecutivo conformado por las cuatro firmas involucradas y liderado por el vicepresidente de Estrategia y Negocios de Codelco, Juan Eduardo Herrera, se mantiene analizando la iniciativa. Para esto, además, el equipo ha pedido más antecedentes al Ministerio de Minería. Las obras de una terminal de GNL en el norte demorarán dos años a contar de la toma de decisión.

Bolivia podría ingresar en la era de los biocombustibles como complemento del gas natural

Bolivia tiene todo para comenzar a exportar biocombustibles y generar miles de empleos adicionales en el país. Esa fue la principal conclusión del "*Foro de Diálogo Permanente con la Sociedad Civil sobre Producción, Comercio Exterior e Integración*", realizada en La Paz y organizada por el Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE) y la Cámara de Industria, Comercio, Servicios y Turismo de Santa Cruz (Cainco) (El Día de Bolivia, 19/5).

Los precios de los biocombustibles son más altos que los de la caña de azúcar y la soya, por tener valor agregado. Crean miles de puestos de trabajo (una oportunidad para general al menos 146.900 empleos hasta 2010) y permite a los agricultores mejorar sus condiciones de vida, al disponer de mayores ingresos. Actualmente, en ese país se cultivan 2,6 millones de hectáreas, en tanto que existen 13 millones de hectáreas disponibles (La Razón, 20/5).

La idea es producir etanol y biodiesel, el primero para sustituir o ser combinado con la gasolina y, el segundo, para elaborar biodiesel, como energético para los vehículos de elevado tonelaje. El año 2005 Bolivia aprobó una ley autorizando la mezcla de la gasolina con etanol en un 20%. Pero todo quedó en proyecto. Según los productores aún no hay condiciones para este proyecto.

Sin habérselo propuesto, Bolivia ya produce soya de exportación que afuera se convierte en biocombustible. En el caso del etanol, el año pasado, Santa Cruz exportó 60.000 litros a la Unión Europea y este año espera llegar a los 90.000 litros. Esto implica que Bolivia se halla ya embarcada en la producción de este combustible. El domingo, en el editorial central del diario boliviano La Razón (20/5) se sostuvo que "*lo que falta es que se produzca una concertación entre el Gobierno y el sector agrícola para generalizar esta actividad productiva a otros departamentos*".

Bolivia tiene claras potencialidades en tierras y mano de obra para producir competitivamente biodiesel, tanto para la exportación como para el mercado interno. En cuanto a los suelos, hasta el 2010 se utilizarían 130 mil hectáreas en la producción de caña y, según la FAO, en Bolivia hay un potencial para producir 6 millones de hectáreas de caña de azúcar (La Razón, 19/5).

Actualmente, el grano de maíz se utiliza para la producción de etanol, pero la tendencia en el mundo es sustituirlo por la caña de azúcar, porque produce mucha más energía. Lo propio ocurrirá con el biodiesel, porque la tendencia es cambiar la soya por cultivos no alimenticios como la palma africana y el piñón, que produce en terrenos áridos, como el Chaco. Por eso, no se debe temer a la escasez de alimentos en Bolivia. En el caso de la soya, actualmente sólo el 17 por ciento del total del aceite producido en Bolivia se destina al consumo, el resto sale a mercados externos para convertirse en biodiesel.

La exportación de biocombustibles amortiguaría la pérdida de mercados externos preferenciales como los de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y la consecuente pérdida de empleos.

Por su parte, el Gobierno boliviano informó que no tiene reparos, al contrario, ve con buenos ojos la posibilidad de que el país exporte mayores cantidades de etanol al viejo continente, dijo el viceministro de Hidrocarburos, William Donaire. Así respondió a la preocupación de los productores cañeros, quienes en el mencionado foro manifestaron su inquietud por la actitud que pueda adoptar el Gobierno respecto a este proyecto que a nivel mundial está de moda, tanto por los altos precios del petróleo como por el debate político, informó Gary Rodríguez, gerente general del IBCE, una de las entidades organizadoras del foro.

"*Es una iniciativa privada. Este negocio depende de ampliar la frontera agrícola, en este caso de la caña de azúcar, entonces puede ser un gran negocio para quienes ostentan grandes cantidades de hectáreas de tierra en Santa Cruz*", señaló Donaire.

Siete de los nueve departamentos del país tienen todas las condiciones para ingresar a ese negocio. La Paz, Beni, Chuquisaca, Pando, Cochabamba y Santa Cruz, entre otros departamentos, podrían convertirse en verdaderos gestores del proyecto de biocombustibles.

La exportación de gas natural aporta abundantes divisas, pero poco empleo, mientras que la de biocombustibles podría aportar miles de empleos de manera sostenible. Si Bolivia ingresa al negocio de los biocombustibles con la perspectiva de cubrir el 1 por ciento del mercado internacional, el 2010 habrá generado al menos 146.900 nuevos empleos directos, 81.900 por la producción de etanol y 65.000 por la fabricación de biodiesel. Y eso, en el peor de los escenarios.

En el mejor de los escenarios, se espera para el 2020, 2.400 millones de dólares de inversión para producir etanol, con lo que se generarán cerca de 150 mil empleos, mientras que con la misma inversión en plantas petroquímicas, sólo se crearían 1.800 empleos directos.

Los eventuales riesgos de esta energía para Bolivia (y extensible para el resto de la región) dependerá de la velocidad de cambio de la nueva industria energética y de las medidas que adopte el gobierno boliviano para su control. Es necesario coordinar políticas entre las esferas agrícola, energética, medioambiental, comercial, financiera y tributaria.

En un trabajo reciente realizado por la FAO, se sostiene que "*es de responsabilidad de los gobiernos de la región tomar la iniciativa para concretar la formulación de un marco analítico, maximizando las oportunidades y minimizando los riesgos*".

Biocombustibles alternativas de desarrollo de San Buenaventura

"*La hora del proyecto de San Buenaventura ha llegado*", dijo uno de los expositores, a tiempo de indicar que su viabilidad estaría garantizada a partir de la caña de azúcar del norte de La Paz y que podría complementarse con la producción de fertilizantes en Bolivia (La Razón, 19/5). Declarada como "Prioridad Nacional" la construcción del Complejo Agroindustrial de San Buenaventura está basada en la implementación del Ingenio Azucarero del Norte Paceño para la producción de azúcar que permitirá obtener biocombustibles como el etanol, alcohol anhidro y alcohol deshidratado, así como la producción de palma africana para la producción de aceite y biodiésel (El Diario, 20/5).

A partir de la entrega de semillas de caña de azúcar comprometida para el 26 de mayo próximo, la Prefectura reavivará la puesta en marcha del proyecto Complejo Agroindustrial de San Buenaventura con la elaboración, inicialmente, de alcohol y sus derivados, a efectos de darle sostenibilidad a la tierra, para posteriormente implementar la tecnología requerida para consolidar el desarrollo regional.

Estrategia: Trigo, devenido en protagonista del etanol francés

La producción de etanol a partir del trigo va a explotar en Francia. Cuatro de las seis grandes fábricas que entrarán en operación en ese país para finales de 2008, que involucran inversiones totales del orden de 1 mil millones de euros y representarán un 80% de la producción francesa de combustible, utilizarán el cereal como materia prima. Una unidad usará remolacha y la otra andará con maíz (Actu-Environment, 20/5).

La aceleración de la producción de etanol en ese país ilustra la determinación europea de responder a los compromisos del Protocolo de Kyoto para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. El combustible deberá representar un 10% del consumo total de los carburantes en el viejo continente para 2015. En 2007, la participación llegará a un 3,5%. En Francia, la producción de etanol se duplicó entre 2006 y 2007, a 560 mil toneladas, a partir de 20 pequeñas usinas. Con los nuevos proyectos, la oferta se duplicará nuevamente hasta 2010 a un 1,1 millones de toneladas.

Actualmente, el trigo alimenta un 35% del etanol francés, y esta participación deberá aumentar un 50% en tres años. En contrapartida, el porcentaje de la remolacha, que es hoy la materia prima del 70% del combustible del país, caerá un 35%. El maíz responderá por el restante 15%.

Nicolás Rialland, de la Confederación de los Productores de Remolacha, con sede en París, explica que producir etanol a partir de cereales es más barato. En este caso, explica, pesa el proceso industrial, y no sólo el costo de la materia prima. La tonelada de remolacha varia en el mercado de 16 a 24 euros. Ya el mismo volumen de trigo sale por 120 euros, conforme un acuerdo firmado entre los productores e industrias que ya dura años. Pero, según Rialland, no hay diferencia en el costo final.

Una tonelada de trigo permite la producción de cerca de 350 litros de etanol, mientras que una tonelada de maíz resulta en 370 litros e igual cantidad de remolacha hace 100 litros. Siendo así, los franceses constataron que producir etanol con remolacha deja de ser viable económicamente si no hubiera, en el mismo proceso, producción de azúcar. "*No vale la pena tener una usina con un proceso industrial complicado únicamente para el etanol de remolacha*", dijo Rialland.

Ocurre que la Unión Europea está cortando los subsidios al azúcar para reducir la producción en 6 millones de toneladas, en la continuidad de una reforma en la Organización Mundial del Comercio (OMC). Ya la producción de etanol a partir del trigo y maíz es más simple y leve, y estimula la diversificación de grandes grupos. Es el caso de Tereos, tercer mayor grupo de azúcar del mundo, conocido por su marca Béghin-Say. En Francia, el conglomerado iniciará la producción de una fábrica con capacidad para 240 mil toneladas de

etanol a partir de trigo. Ya Soufflet, mayor player mundial de malta para cerveza, comenzará la construcción de una unidad en el país para producir anualmente 300 mil toneladas de etanol a partir de 1,1 millón de toneladas de trigo. El aporte previsto en el proyecto llega a 300 millones de euros.

En el contexto de la "disputa" entre la producción de energía y alimentos a partir de productos agrícolas, las asociaciones europeas argumentan que en 2010 cerca de 350 mil hectáreas de cereales (un 4% del área total) y 60 mil hectáreas de remolacha (un 20% del total), serán destinados a la fabricación de etanol. En Europa, el productor recibe 45 euros por hectárea de subsidio destinado al etanol. Según cálculos internacionales el costo del etanol de caña llega a ser más de tres veces menor que el de la remolacha.

Hervé Lastum, director de la Federación de Productores de Trigo de Francia, dice que una de las ventajas del cultivo en relación al maíz es el precios que es actualmente 15% más bajo. "*No es que el trigo esté barato, pero habrá producción suficiente a pesar del país exportar cerca de 8 millones de toneladas para otros países de la Unión y 7 millones fuera del mercado comunitario. Los franceses son prudentes en relación al costo real de su etanol pero reconocen que es caro*".

El etanol de trigo sólo será rentable para los inversores con algunas condiciones especificas y sumadas –si las subvenciones y exoneraciones fueran mantenidas, si el precio del cereal baja, si el etanol foráneo tiene prohibido su ingreso a Europa y si el precio del petróleo se duplica. La diferencia entre el costo de fabricación del etanol francés y el precio de venta al consumidor puede llega a 30 centavos de euro. Lastum espera que el nuevo gobierno de Nicolás Sarkozy confirme la ventaja fiscal que fue ofrecida hasta ahora, para estimular al consumidor a utilizar más etanol.

A pesar de la producción creciente, el biocarburante tiene dificultades de venta en Francia. El gobierno lanzó un plan con las petroleras, en noviembre del año pasado, para equipar 500 gasolineras también con etanol este año, y otros mil en 2008. Actualmente, sin embargo, sólo hay 25 puestos vendiendo etanol en el país. Eso a pesar del lanzamiento previsto de automóviles flex, comenzando con el Mégane el mes que viene, con un Peugeot 307 en septiembre y después con un Citroen C4.

Análisis: Panamá devenida en "hub" energético

De concretarse, llegaría a ser una de las alianzas empresariales más importantes de una empresa colombiana. También se constituirá en una dura competencia para Venezuela.

Alberto Grosso (presidente de The Controlsud International Group, de Luxemburgo), Néstor López (de Ecosel S.A. Colombia) y Seif Fairid (de la estadounidense Dutemp Corporation) se encuentran en el istmo sosteniendo reuniones con autoridades del gobierno colombiano para comenzar este mismo año la construcción de una planta para refinar petróleo (El Tiempo, 22/5).

Así, Panamá se convertirá en uno de los centros de refinamiento (hub) de petróleo más importantes de Centroamérica, pues Oxy Petroleum (con Qatar Petroleum), en Puerto Armuelles, empresas de Singapur y la estatal petrolera venezolana PDVSA tienen proyectos similares. Algunas de ellas pasaron ya a fases de estudios y otras quedaron en meras promesas políticas.

Alberto Grosso, presidente de The ControlSud, afirmó que el proyecto no será competencia directa de la refinería de Oxy, pues en el mercado de ambas no es el panameño sino el internacional.. Los proyectos son estratégicos por la cercanía del mercado norteamericano y del Canal, cuya ampliación está prevista que se inicie el próximo año. Panamá aspira también a ser la sede de una refinería regional, impulsada por México en el marco del plan Puebla-Panamá.

El país del istmo carece de refinerías desde 2002, cuando Chevron-Texaco cerró su planta en la provincia de Colón, a unos 70 kilometros al noreste de la capital. Desde entonces opera como una "zona libre de petróleo" que permite a las empresas petroleras importar combustibles refinados (Diario Occidente, 22/5).

Panamá se perfila como el punto para el desarrollo de la región latinoamericana, no solamente con sus rubros tradicionales como los servicios que presta a través del Canal de Panamá, los puertos, el aeropuerto de Tocumen y la Zona Libre de Colón, sino también estos proyectos relativos a la refinería de petróleo y el impulso a la industria de los derivados del crudo.Panamá es uno de los países de la región con mayor potencial económico, el año pasado el país tuvo un crecimiento del 8% y el más alto nivel de Inversión Extranjera Directa ($ 2.500 millones). Para el economistas de Consejeros Económicos y Financieros, Fernando Naranjo el país es muy atractivo para invertir.

"*Panamá se ha convertido en un imán de atracción de inversión extranjera directa pues tiene un Gobierno con una definición muy clara en apertura comercial, tiene la ventaja del canal de Panamá y del apoyo masivo del pueblo por ampliarlo que se manifestó con un referéndum a favor de la modernización, además el país ya firmó el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos*", afirmó Naranjo. Esta percepción la reflejó el presidente de ControlSud International, Alberto Grosso (La Nación, 21/5).

Grosso indicó que "*DuTemp, ControlSud y Ecosel, eligieron a este país centroamericano por la política del gobierno de Panamá de convertir al país en un hub energético internacional que da cabida a muchos proyectos*".

La refinería de los colombianos y sus socios implicará una inversión de 6.500 millones de dólares, una cifra muy cercana a lo que vale la ampliación del canal de Panamá. DuTempo y The Controlsud aportarían 2.000 millones de dólares de capital inicial y el resto lo financiarán en el mercado internacional (La Prensa, 18/5).

El complejo petrolero tendrá capacidad para refinar 250.000 barriles diarios de crudo, de acuerdo con un documento elaborado por el consorcio y al que tuvo acceso La Estrella de Panamá.

Para junio de este año los inversionistas esperan concluir la constitución de la empresa EDC Corporation que ya fue registrada legalmente en Panamá y es la encargada de llevar a cabo el proyecto. La nueva refinería se basará en la tecnología de reactor de arco, que no tienes desechos ni emisiones, por lo que podrá ser clasificada como ecológica o "verde".

El consultor Sergio Barreto dice que el tipo de tecnología que utilizarán permite que la planta sea construida en menor tiempo que proyectos similares. La refinería estaría en funcionamiento 30 meses después de iniciada su construcción, ya que se trata de una nueva tecnología programada para sacar gasolina de 107 y 125 octanos, y se construirá probablemente en Colón. En 2006, el proyecto fue avalado por el Ministerio de Comercio e Industrias de

Panamá. El consorcio prevé que el proyecto generará 12.000 empleos directos e indirectos. También incluye la construcción de un pueblo cercano a la planta para que residan los trabajadores.

El proyecto de la refinería tendrá una capacidad para procesar 250.000 barriles diarios de gasolina. La producción se enviará al mercado internacional, pero el presidente panameño Martín Torrijos propuso como alternativa incluir 60.000 barriles diarios al mercado local.

Barreto dijo que una vez que se cumplan los trámites administrativos se procederá con la compra de los terrenos y los estudios de impacto ambiental.

Oxy y Qatar Petroleum construirán refinería para 350 mil barriles

Panamá selló a mediados de mayo una alianza estratégica con la transnacional estadounidense Oxy y Qatar Petroleum para construir una refinería con capacidad para 350.000 barriles al día en Puerto Armuelles, provincia de Chiriquí, a unos 500 kilómetros al oeste de la capital.

El viceprimer ministro y ministro de Energía de Qatar, Adbullah Bin Hamad Al-Attiya, firmó un convenio con el presidente de Gas y Petróleo de Oxy (Occidental Petroleum), John Morgan y el titular de Comercio de Panamá, Alejandro Ferrer, para realizar los estudios de factibilidad técnica y financiera previos a la construcción de la refinería. Esta etapa incluye la configuración de la planta, el diseño básico de proceso para cada unidad, la preparación del sitio y análisis de requerimientos de infraestructura, evaluaciones de requerimientos de mano de obra, modularización, planes logísticos y la construcción.

Oxy realizó el año pasado los primeros estudios que determinaron que Puerto Armuelles, dedicado a la producción bananera en los últimos 100 años, en la frontera con Costa Rica, era el sitio ideal para el proyecto. "*Con Oxy tenemos una estrecha relación que nos permitirá ingresar a nuevos mercados internacionales*", aseguró Al-Attiya.

Morgan aseguró que para Oxy una refinería en Panamá "*será un éxito, sobretodo con un socio (Qatar Petróleo) con el cual hemos hecho buenos negocios en el pasado*". La refinería tendrá un costo de 8.000 millones de dólares.

Uranio: Perú, lugar prometedor para el recurso

El constante ascenso del precio internacional de la libra de óxido de uranio, que aumentó casi cuatro veces en un año, llevó a las empresas del sector a Perú para explorar prometedores focos del recurso. Perú es rico en uranio, lo que seduce a mineras

multinacionales, La libra de este metal se cotizó el viernes a US$ 120 en Londres frente a los US$ 10 que hace siete años se vendía en los mercados internacionales (La República, 21/5) "*Dos años y medio atrás había quizás cuatro compañías que decían estar explotando uranio. En la siguiente exposición de comercio, había 40, y ahora todos están con el uranio*", dijo Glenn Shand, de Wealth Minerals Ltd., que está explorando en Argentina y Perú.

Una de las firmas más agresivas en Perú es la canadiense Vena Resources, que anunció en enero una sociedad con Cameco Corp, la mayor compañía de uranio del mundo, para explorar en el sureste del país andino.

La fiebre también tocó a la canadienses Cardero Resources, Solex Resources, Frontier Pacific Mining, Wealth Minerals y Strathmore Minerals, que buscan este metal también en el centro y norte de Perú.

La búsqueda de uranio es novedoso en ese país, importante por su producción de metales básicos y preciosos. Perú es el tercer productor mundial de cobre, de zinc y de estaño, primero de plata, quinto de oro y cuarto de plomo y molibdeno. *"Si el monstruo de la minería de uranio está interesado en Perú es porque ve buen potencial*", dijo a Reuters (20/5) el presidente ejecutivo de Vena Resources, Juan Vegarra.

La compañía tiene en concesión miles de hectáreas de terreno en Macusani, en la región andina de Puno, una de las zonas más ricas de recursos de uranio en este país, según el estatal Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN). Hace dos años, el IPEN y Vena Resources firmaron un acuerdo, el primero de este tipo en Perú, para compartir un estudio que realizó la institución en la década de 1980 y que detectó hasta 78 anomalías con uranio en Puno. Cada anomalía mide unos 300 por 200 metros y la mineralización de uranio se encuentra casi en la superficie, lo que disminuye el costo de producción.

"*Se estima que hay millones de libras de uranio en Puno y tenemos que confirmar para desarrollar. Nuestra socia Cameco va a invertir 10 millones de dólares en la exploración*", afirmó. Según el IPEN, el potencial bajo el suelo de Puno asciende a unas 10.000 toneladas métricas de uranio , un tercio de todo el potencial de este recurso que tiene Perú. Si la exploración resulta exitosa, la firma planea realizar un estudio de factibilidad y construir una planta para producir concentrados de uranio, la cual puede costar entre 400 y 600 millones de dólares.

En Macusani, donde opera también Solex Resources, se estiman reservas de 66 millones de libras con un costo de producción de 10 a 11 dólares por libra de uranio, según el presidente de la Asociación de Profesionales Nucleares, Francisco Vidarte.

El director ejecutivo de IPEN, Iván Llamas afirmó que en Perú hay otras zobas con potencial de uranio, como Bayóvar –rico en reservas de fosfatos- en el norte y la región Pasco, en el centro del país. "El uranio está presente en casi todas las parte de Perú, lo que se tiene que buscar son lugares donde se hace rentable una explotación", dijo el funcionario.

Decenas de mineros pequeños están abriendo negocios en países como Perú, Argentina, Bolivia y Colombia, y los analistas creen que la producción es posible en los próximos años. "*Hay una posibilidad de que un nuevo depósito pueda crearse en Sudamérica, pero, por supuesto, está la cuestión del tiempo que lleve y de cuánta resistencia ecológica haya*", dijo Nick Carter, de la consultora UxC. Sin embargo, agregó que muchas empresas mineras podrían estar comprando propiedades con reservas de uranio con el propósito de elevar el valor de sus acciones tras el salto del precio del uranio en los últimos tiempos, cuando llegaron a su nivel más alto desde la década de 1970.

Junto a China e India, Argentina es uno de los países que actualmente están construyendo centrales nucleares. Brasil analiza expandir su programa atómico y Chile, un país con escasez de recursos energéticos, también lo está haciendo. La mayoría de los mineros de

baja escala que están comprando propiedades a bajo precio en Argentina se enfocan en las áreas que ya han sido extensamente mapeadas e identificada por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

Argentina frenó la exploración por uranio en la década de 1990 y Brasil es el único productor de la región. La estatal brasileña Industrias Nucleares asegura que el país tiene una de las mayores reservas estimadas del metal, pero su explotación es un monopolio estatal y nada es exportado.

La CNEA de Argentina realizó trabajos significativos de minería de uranio en el yacimiento de Sierra Pintada en la occidental provincia de Mendoza e hizo perforaciones en las reservas del Cerro Solo en la estepa patagónica de Chubut. La producción se detuvo en los años 90 debido a una caída de los precios y el país pasó a depender de las importaciones. Pero el gobierno busca el autoabastecimiento y los expertos dicen que esa decisión podría alentar la exploración tanto privada como pública.

"Vale la pena producir, no sólo por el precio, sino porque a veces hay dificultades para importarlo", dijo Leo Lardone, titular de la sede de la CNEA de Mendoza. "*Argentina no es un país uranífero, pero es un país que tiene uranio. Y (las compañías) pueden descubrir muchos otros territorios para explorar, como Bolivia, Perú, o incluso Chile*", añadió. Poner una mina a producir demora alrededor de una década, lo que significa que habrá que esperar años para que se concrete la llegada de provisiones alternativas.

Cifras y Notas del Sector:

BP y Río Tinto producirán hidrógeno (The Guardian, 17/5)

La petrolera BP y la minera Río Tinto firmaron un acuerdo para promover proyectos dirigidos a la generación de energía eléctrica con menor emisión posible de CO2. Durante los últimos dos año, expertos de BP trabajaron en un proyecto a escala industrial para la producción de energía eléctrica libre de CO2 en la localidad escocesa de Peterhead, en el que también participó la compañía eléctrica Scottish & Southern Power

La planta térmica tendrá una potencia de 475 megavatios y un costo de más de 730 millones de euros. En ella se utilizará como combustible gas natural, y el CO2 generado en su combustión se aplicará, antes de ser almacenado, para incrementar la extracción de petróleo de uno de los pozos submarinos de BP en el Mar del Norte.

La petrolera se propone liderar la tecnología de captura de dióxido de carbono, y de acuerdo con Río Tinto, una de las principales empresas mineras del mundo, le permitirá realizar proyectos similares en otros países, en un momento en el que se están construyendo múltiples plantas térmicas para satisfacer la demanda eléctrica. Además, Río Tinto también está investigando el modo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la combustión de carbón.

El ejecutivo británico publicará publicara la semana que viene un libro blanco de la energía, que incluye medidas para el apoyo a experimentos en los que se utilicen técnicas

para la captura y almacenamiento de gases de efecto invernadero, así como combustibles con menos contenido en carbono, como el gas natural.

Reliance, interesada en explorar posibilidades en el país (El Portafolio, 23/5)

La petrolera es una de las 10 nuevas compañías que quiere buscar petróleo en Colombia. Una unidad de Petroliam Nasional Bhd, de Kuala Lumpur,Malasia, y Reliance Industries Ltd., de Mumbai y perteneciente al multimillonario Mukesh Ambani, están entre las compañías que demostraron mayor interés en la adquisición de bloques petroleros en el Caribe colombiano.

Así lo señaló el director de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Armando Zamora, quien presentó el fin de semana el proceso en en La Jolla, estado de California, al finalizar una gira de dos semanas para promover la llamada Ronda Caribe. En una entrevista con la agencia Bloomberg, Zamora dijo que compañías de Australia, China, Japón, Corea, Argentina, también han demostrado interés. Cerca de 10 nuevas empresas probablemente participen la licitación, además de las 20 a 30 que ya trabajan en elpaís.

Los bloques tienen una superficie promedio de 7.000 kilómetros cuadrados y se extienden a lo largo de toda la costa norte del país. Las ofertas para quedarse con uno de los 13 bloques serán recibidas en estos meses y la adjudicación se hará el 18 de septiembre próximo. Los oferentes no tendrán que pagar bonificaciones para la firma ni hacer desembolsos por el derecho de perforar, agregó el directivo.

Con la Ronda Caribe el gobieno colombiano busca intensificar los esfuerzos para buscar hidrocarburos en vista de la caída de la producción petrolera que en el primer trimestre descendió 2,1 por ciento frente al mismo periodo del 2006.

Cusco critica informe BID sobre Camisea (La República, 20/5)

Las críticas no se detienen. Luego de que se diera a conocer el informe de la Consultora Exponent del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el que se señala que los derrames de gas en el gasoducto de Camisea respondían a factores geológicos, el Gobierno Regional del Cusco dejó en claro que la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) conocía las condiciones del suelo, por lo que es doblemente responsable al no haber realizado los estudios geológicos necesarios.

"*TGP sabía en qué terreno trabajaba, sabía que la geografía es accidentada, por lo tanto, es inaceptable que se justifiquen los derrames a factores geográficos, cuando debieron reforzar taludes y estabilizar suelos*", dijo Abel Caballero Osorio, gerente de Recursos Naturales del Gobierno Regional del

Cusco. Anotó que TGP, a fin de no pagar la penalidad por incumplir el plazo de ejecución de la obra, aceleró la construcción del gasoducto al final de proyecto.

El funcionario también aseguró que el informe del BID es incompleto, pues no toma en cuenta la advertencia de la consultora norteamericana E-Tech International, que dio a conocer la existencia de tuberías corroídas y de segundo uso en el proyecto. Al respecto, el ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia, sugirió estudiar el informe, aunque indicó que se debe buscar la eficiencia en el transporte del gas.

"Hay que estudiarlo (el informe) para hacer las correcciones. Es un esfuerzo del Banco Interamericano de Desarrollo para emitir un informe técnico como ambiental, que es complementario al que desarrolla el Ministerio a través de la auditoría integral", comentó. Destacó también la necesidad de garantizar el uso del gasoducto al 100%, para favorecer el desarrollo gasífero y promover las inversiones.

El ministro Valdivia agregó que actualmente existe un proyecto de licuefacción para la exportación así como otros proyectos que entrarán a la etapa de exploración.