

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

Índice

Enfoque: ¿Texas sede de revival nuclear estadounidense?.....	1
Análisis: captura y almacenamiento de CO2. Alstom proyecta, el MIT cuestiona.....	4
BID: Financiación de infraestructuras para el desarrollo de biocombustibles.....	6
Colombia.....	8
Chile.....	9
Perú.....	9
Ecuador.....	10
Proceso de internacionalización de Petrobras.....	11
Petrobras entra en el sector iraní del Mar Caspio.....	13
Análisis: India apuesta a la expansión del gas natural con la reducción de impuestos.....	13
Unión de Reliance y GAIL para el desarrollo de infraestructura gasífera.....	15.
Perú y Ecuador profundizan la cooperación energética.....	16
Expansión de las empresas colombianas en el sector energético latinoamericano.....	17
Cifras y Notas del Sector.....	19
La OPEP del gas quedará constituida dentro de un mes.....	20.
Gaz de France rechaza un unión con la argelina Sonatrach.....	20.
Cuba comenzará a perforar Golfo de México en busca crudo en 2008.....	21

Enfoque: ¿Texas sede de revival nuclear estadounidense?

**El bajo costo de combustible, un conjunto de incentivos incluidos en la ley federal de energía de 2005, la oposición al crecimiento de las centrales eléctricas de producción de gases de efecto invernadero y el alto costo que implica construir centrales a gas natural son los argumentos.*

El número de generadores de energía nuclear en Texas podría triplicarse en la próxima década con varios nuevos proyectos en trabajo. Las extensiones de las dos centrales existentes en el estado -Comanche Peak en el sur de Dallas y South Texas Project cerca de Bay City- tomó forma la semana pasada cuando TXU Energy anunció que comprará dos reactores de Mitsubishi

para la expansión en el área de Dallas, y NRG Energy dijo que trabajará con una utility de Tokio para que le aconseje por dos reactores de Bay City (Houston Chronicle, 15/3).

Exelon Energy, con sede en Illinois, también afirmó que considera sitios en el Sur y el Este de Texas para una nueva planta de dos unidades, mientras una firma privada en Amarillo espera construir dos nuevas unidades nucleares.

En el caso más trascendental por los episodios de las últimas semanas, TXU apuntó a los reactores de la firma japonesa. Las US-APWR están basados en 1.538 MW APWR planificados para las unidades 3 y 4 de la central eléctrica Tsuruga en Japón, dijo Mitsubishi al portal Nuclear Engineering International, 15/3). Las mejoras incluyen el liderazgo mundial en el más alto nivel de eficacia térmica en 39%, una reducción del 20% en el volumen de construcción de la planta, extensión del ciclo de combustible de 24 meses, y gran economización ante el crecimiento de la capacidad a 1.700 MW.

Nikkei Business Daily (14/3) informó que el pedido valdría 5.2 mil millones de dólares. Mitsubishi establecerá dos de los cinco reactores que TXU proyecta construir antes de 2020.

"El acuerdo con Mitsubishi Heavy no va a ser una enorme fuente de dinero en corto plazo", dijo Shigeki Okazaki, analista de Nomura Securities dijo a Business Week (15/3). Es el primer acuerdo de la empresa japonesa en Estados Unidos y será el primer PWR (pressurized-water reactors) para ese mercado. *"La empresa improbablemente generará un alto margen de beneficios con el proyecto"* sostuvo. De todos modos el acuerdo, el trato de Mitsubishi es una noticia bienvenida. Con los incrementos en los precios de energía, los productores de energía nuclear se posición para el dinámico crecimiento.

El diario económico japonés Nihon Keizai (15/3) estima que el total de los ingresos de la industria podrían alcanzar entre 255 mil millones de dólares y 340 mil millones de dólares en los próximos 25 años. Durante ese periodo, se esperan entre 100 y 150 nuevos reactores.

Es la primera vez que un reactor nipón es vendido al extranjero. Pero además es la primera vez que un constructor japonés irá a construir su reactor en suelo extranjero, afirma el diario francés La Tribune (15/3) que advierte, de manera reactiva, la presencia de un nuevo competidor en el mercado mundial de energía atómica para la empresa Areva.

Aproximadamente el 14% de la energía del estado texano (4,800 megavatios) procedió de unidades de propulsión nuclear en 2006, según operadores de la matriz de operadores de energía. El proyecto propuesto podría añadir 10.600 megavatios de energía nuclear a la matriz tan pronto como 2015. Un megavatio puede abastecer hasta 800 casas.

"Texas es considerado como muy hospitalario para la energía nuclear", dijo Craig Nesbit, portavoz de Exelon. *"Este es uno de los estados clave para la siguiente generación de centrales nucleares".* Aunque no se construye en Estados Unidos desde hace décadas, en el mundo la construcción no disminuyó, en particular en Japón y Francia, hoy esto representa aproximadamente el 16% de la producción mundial de electricidad y el 19% de la producción estadounidense, según Platts.

El renacimiento para los proyectos de energía nuclear en EE.UU. en camino está abalado por el bajo costo de combustible, un conjunto de incentivos incluidos en la ley federal de energía de 2005, la oposición al crecimiento de las centrales eléctricas de producción de gases de efecto invernadero y el alto costo que implica construir centrales a gas natural. Hoy, la Comisión Reguladora Nuclear (NRC, por sus siglas en inglés) espera hasta 32 aplicaciones de permisos para construir y operar reactores en Estados Unidos.

Texas ha sido objeto de muchos nuevos proyectos debido al crecimiento de las necesidades de energía, los problemas de contaminación atmosférica que provocaron la oposición a las nuevas centrales eléctricas a carbón, y un mercado mayorista del estado competitivo, sostiene los observadores.

Jim Curtiss, de la firma de abogados Winston & Strawn, dijo *"antes, combinadas, las firmas gastaron 2 mil millones de dólares, pero ahora con la subida de los costos pueden pagar*

hasta 3 mil millones de dólares para construir una sola central". "Todos pueden examinar el proceso de aplicación y conseguir la aprobación de NRC, pero para que ellos construyan realmente dependerá de cual es la demanda de energía y que otras alternativas se contemplan en ese momento", dijo Curtiss que en pasado trabajó para NRC.

El proceso de licencias fue aliviado considerablemente desde la mayor etapa de construcción de centrales nucleares en Estados Unidos en los años 70. Además de la necesidad esencial de llevar a cabo todos sus compromisos financieros ligados al proyecto antes de comenzar el proceso de licencia, las empresas pueden ahora dirigir la atención temas de salud, seguridad y medioambiente antes de comprar los reactores o firmar otros compromisos de largo plazo.

Además de las bonificaciones fiscales a la generación, el Departamento de Energía prometió pagar a los promotores de la central hasta 500 millones de dólares si los proyectos se retrasan por cuestiones del regulador y la división de los gastos de desarrollo en algunas partes del proceso de licencias, y provisión de garantías de préstamo (Houston Chronicle, 15/3). Aunque Dallas Morning News (15/3) informó que la industria y la administración Bush todavía discuten sobre el tamaño y la estructura de garantías de préstamo para los nuevos reactores. Además se busca una solución política aceptable para encontrar un espacio de almacenaje permanente para los desechos radioactivos de los reactores.

En Texas, los legisladores propusieron un proyecto de ley para que los consumidores de energía cubran el costo de los fondos del desmantelamiento de la planta si el operador no puede.

A pesar de las "sweeteners" (edulcorantes) y el acuerdo reciente con los grupos ambientales para apoyar la compra de TXU por un private equity, dejando de lado la construcción de centrales eléctricas a carbón convencionales para Texas, los nuevos reactores en ese Estado no son un triunfo.

El Natural Resources Defense Council fue uno de los grupos que apoyó la compra planificado de TXU, pero el grupo no le da la "carta blanca" a la empresa, dijo Tim Greeff, director de campaña para el Centro de Clima del NRDC. *"Si usted puede imaginarse como solucionar el problema de los desechos radioactivos y dejar de trabajar sin las subvenciones masivas que reciben desde hace años, nosotros estaríamos para su lado", dijo Greeff. "Pero nos gustaría ver a TXU progresar en programas sobre conservación y energías renovables primero antes de mirar a la energía nuclear".*

Mike Worms, analista de BMO Capital Markets, dijo que los costos de la construcción para centrales nucleares son enormes y el programa del regulador incierto, que muchas empresas será muy cautelosas antes de comprometerse a construir. *"Se puede habla de una enorme cantidad en términos de costos", dijo Worms citando los altísimos precios de los materiales de construcción. "No creo que tengamos una idea del costo que tendrá una central nuclear".*

"Esto realmente va a ser una aventura", dijo Michelle Michot Foss, jefe del Center for Energy Economics de la Universidad de Texas en Austin. "En última instancia, tiene que haber algún tipo de prueba de mercado...La estructura de costos es todavía rígida. Estamos en un largo camino para conseguir nuevas unidades instaladas" (Dallas Morning News, ídem).

Para aprovechar los incentivos federales, las empresas tienen que poseer sus licencias de operación y construcción de la NRC para finales de 2008. El nuevo proceso de revisión, que incluye sesiones públicas, de 2 años y medio a tres años. La construcción de las plantas, basados en la experiencia de las construcciones más recientes en Francia y Japón, puede tomar cerca de cuatro a cinco años. Esto significa que en un escenario optimista, una central que presenta su solicitud este año, podría funcionar en 2014.

Los cuatro proyectos anunciados en Texas sólo pueden ser la punta de un iceberg. TXU indicó que construirá solamente dos reactores y pretende colocarlos en lugares antes planificados para las centrales de carbón. Y según el principal operador del grid del estado,

Electric Reliability Council of Texas, las compañías energéticas expresaron su interés de conectar 25.000 megavatios de energía generada vía nuclear a la matriz. Esto es aproximadamente 14.000 megavatios más de los anunciados.

Andy White, presidente ejecutivo del negocio nuclear para General Electric dijo a Republican American (16/3) que las primeras órdenes por nuevos reactores vendrán probablemente el año próximo. "*Mi cartera de pedidos está abierta y estamos listos*", dijo White.

Análisis: captura y almacenamiento de CO2. Alstom proyecta, el MIT cuestiona

**El Massachusetts Institute of Technology (MIT) sostiene que se requiere de mucho más esfuerzo para desarrollar y probar la tecnología que hará a las centrales eléctricas de carbon "limpio" más económicas y prácticas*

El grupo francés Alstom va a experimentar con American Electric Power (AEP) un dispositivo para optimizar la captación de CO2 en las centrales a carbón con vistas a comercializar en 2011. "*La colaboración entre Alstom y AEP terminará con la realización de la primera central a carbón limpio de dimensión industrial en el mundo*", dijo a La Tribune (15/3), Philippe Joubert, presidente de Alstom Power Systems.

El proyecto prevé primero que Alstom y AEP desarrollen entre ambas en las instalaciones del segundo de Mountaineer, New Haven, en Virginia Occidental (Estados Unidos), una central de 30 megavatios térmicos (MWt) que capturará el CO2 de los humos emitidos por la central. Esta parte del proyecto podría costar entre 50 millones y 70 millones de dólares (Reuters US, 15/3).

El objetivo es tomar 100.000 toneladas de dióxido de carbono al año, que luego serán almacenadas bajo tierra en las instalaciones. Operacional a finales de 2008, la unidad será explotada durante 12 a 18 meses, precisó Alstom. Luego, el grupo francés garantizará, en una de las centrales térmicas a carbón de Oologah en Oklahoma, siempre en Estados Unidos, la concepción, la construcción y la puesta en marcha de un sistema de captura de CO2, de una potencia de hasta 200 MW.

El CO2 recuperado (1,5 millones de toneladas al año) será utilizado para mejorar la explotación de un yacimiento petrolero y deberá validar desde un punto de vista comercial el proyecto. El procedimiento de captura de CO2 "por post-combustión" puesto a punto por Alstom, que utiliza "*chilled ammonia*" (amoníaco refrigerado), permite reducir la cantidad de energía requerida para capturar el CO2 conservándolo bajo una forma muy concentrada y a presión muy alta.

Los ensayos llevados a cabo en el laboratorio gracias al financiamiento del Electric Power Research Institute (EPRI) y otros organismos permitieron a Alstom alcanzar un potencial de captura de CO2 superior al 90%, por un costo netamente inferior al de las tecnologías comparable. Sobre este tema, The New York Times (15/3) sostuvo que el congreso (estadounidense) ve como improbable imponer caras moderaciones para las emisiones. Y

conforme a las ofertas de topes de emisiones a escala nacional, sólo los métodos más baratos para reducir los gases de efecto invernadero prosperarán en el mercado.

Esta colaboración interviene mientras que Alstom pone énfasis en la búsqueda y desarrollo de nuevas técnicas para reducir las emisiones de gas en las centrales. El grupo acaba de adquirir por 186 millones de euros a la americana Power Systems Manufacturing (PSM), especializada en turbinas a gas y soluciones destinadas a reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno (La Tribune, ídem).

Los especialistas de política climática dijeron a NYT (ídem) que el proyecto era una prueba significativa de la tecnología y también un signo a futuro pues al elegir al carbón como combustible, American Electric espera que haya límites de alguna clase a la emisión de carbono. El Departamento de Energía estadounidense se concentró en una tecnología diferente, convirtiendo el carbón en gas y sacando el carbono antes que el gas sea quemado. American Electric también persigue esa tecnología, pero el método del amoníaco refrigerado es aplicable a plantas tradicionales de carbón que usan la tecnología de pulverizar el carbón, y más de una docena están en los drawing boards.

Las emisiones de gases por productores de energía estadounidenses se elevaron aproximadamente un 27% entre 1990 y 2004 y aumentará más con las nuevas centrales eléctricas a carbón que se construirán, según un informe del año pasado de la coalición inversionista ambiental, la National Resources Defense Coalition and Public Service Enterprise Group Inc (Reuters, 16/3).

Michael Morris, CEO de AEP, sostuvo que las utilities afrontarían riesgos sustanciales si no participaran en la tecnología que se desarrolla para cortar las emisiones de gases de efecto invernadero de sus plantas. *"Sin la tecnología en las plantas existentes, la nueva legislación podría forzar a los generadores de energía a cerrar las centrales a carbón". "En mi estimación, tendría un enorme impacto económico a escala mundial, porque tendríamos una cantidad insuficiente de gigawatt horas para satisfacer la demanda de energía mundial"*, sostuvo (CNNMoney, 15/3).

La noticia del proyecto de Alstom-AEP coincidió con los resultados de una investigación hecha por un panel interdisciplinario del Massachusetts Institute of Technology (MIT) dicen que la captura de carbono y el secuestro será crítico para reducir las emisiones de dióxido de carbono y permitir que el carbón satisfaga las necesidades de crecimiento energético del mundo (UPI, 16/3). En el Natural Resources Defense Council, un grupo ambiental encabezado por David G. Hawkins, experto en clima, dijo que *"bajo cualquier escenario plausible de empleo global del carbón, vamos a necesitar la captura del dióxido de carbono y el almacenaje"*. El carbón representa el 25% de las exigencias de energía global y es quemado para generar la mitad de la electricidad estadounidense. Además contribuye energía barata a las economías en vías de desarrollo, como China e India, con electricidad en 1 a 2 dólares por millón de unidades térmicas británicas a diferencia de los 6 a 12 dólares por millón de BTU de gas natural o crudo (UPI, ídem).

En las páginas del Boston Globe (15/3), el informe del MIT tuvo más relevancia. En una entrevista con Ernest J. Moniz, profesor de física y coautor con John Deutch del informe, se pudo vislumbrar la falta de urgencia en varias direcciones en la política estadounidense en relación con el carbón, incluyendo la realización de un programa de captura y almacenamiento.

El MIT sostiene que se requiere de mucho más esfuerzo para desarrollar y probar la tecnología que hará a las centrales eléctricas de carbón "limpio" más económicas y prácticas (Technology Review, 14/3). *"Aunque existen proyectos de secuestro de carbono en el mundo entero, ninguno de ellos reúne el tipo de supervisión cuidadosa requerida para asegurar al público e inversores de energía que a largo plazo, el almacenaje de dióxido de carbono en grandes volúmenes sea posible"*, dijo John Deutch, profesor de química del MIT, antiguo director

de la CIA en la presidencia de Clinton y alto funcionario tanto en el Departamento de Defensa como en el de Energía.

El informe del MIT cuestiona la idea, argumentada por algunos expertos de energía, que una nueva forma de planta de carbón mencionada en líneas más arriba, que convierte el carbón en gas antes de la quema, hará todo más fácil y más barato para capturar el dióxido de carbono, comparado con el que reúne en las chimeneas de las centrales convencionales. Los expertos del MIT dicen que varios factores hacen el cuadro más complicado. "*La gasificación del carbón no trabaja bien con el carbón low-grade, por ejemplo, y ambas tanto las nuevas como las plantas convencionales requerirán mayores cambios en la captura del dióxido de carbono*".

Por consiguiente, los investigadores del MIT recomiendan que los gobiernos no apoyen las nuevas plantas de gasificación en las plantas convencionales. En cambio, el reporte se enfoca en que los gobiernos deberían desarrollar demostraciones en *large-scale* que, por primera vez, capturarían el dióxido de carbono de las plantas de carbón, transportándolo y almacenándolo a gran escala.

El proyecto tendría que manejar un millón de toneladas de dióxido de carbono. Las demostraciones harían posible comparar tecnologías diferentes, aumentaría el establecimiento de políticas y la confianza pública en que la captura y la tecnología de secuestro puede trabajar, y preparar el terreno para la adopción rápida de las mejores tecnologías en respuesta al precio del dióxido de carbono. Sin la demostración, advierte el informe, la prisa por cortar las emisiones de carbono conduciría a importantes costos y crearía dificultades a los productores de energía para satisfacer la demanda de energía.

BID: Financiación de infraestructuras para el desarrollo de biocombustibles

**La producción de biocombustibles ayudará a cerrar la brecha de pobreza rural de la región, teniendo en cuenta el 62% de la población del campo vive en condiciones de pobreza.*

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó recientemente un conjunto de políticas para estimular el uso de energías renovables y el desarrollo de nuevas tecnologías en América Latina y el Caribe. El banco anunció que pretende financiar proyectos del sector privado, pero no indicó el volumen de recursos disponibles para esa iniciativa. Los planes detallados deberán ser presentados en cuatro meses.

Un estudio de esa entidad reveló que en los próximos años se requieren inversiones por 200.000 millones de dólares para que los biocombustibles lleguen a representar el 5 por ciento del consumo mundial de combustibles. Ello significa multiplicar por cuatro las áreas actuales de producción.

De acuerdo con un comunicado del banco, la institución quiere ayudar a los países de la región a evaluar las oportunidades creadas por el desarrollo de combustibles alternativos como el etanol y proyectos que gestionan beneficios ambientales como la reducción de las emisiones

de gases responsables del efecto invernadero, que han contribuido para los cambios en el clima del planeta.

El diario brasileño Valor (9/3) dijo que *"a pesar de las intenciones del BID, existen dudas sobre la capacidad de la institución de hacer diferencia en ese campo. Trabas burocráticas que el banco ha encontrado dificultades para remover impiden que comprometa una parte significativa de sus recursos con proyectos del sector privado"*. El grueso del dinero financia iniciativas de gobiernos de la región. El BID prestó cerca de 7 mil millones de dólares en 2005.

El lunes, en la Asamblea de Gobernadores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el presidente de la institución, Luís Alberto Moreno, anunció el plan conjunto del banco, Brasil y Estados Unidos de crear, este año, un fondo de inversión para financiar los proyectos de biocombustibles, que sirva también para estimular el desarrollo del mercado de etanol. *"Es importante que la producción crezca, pues es la única forma para que el combustible sea commodity"*, sostuvo a Estado do Sao Paulo (20/3).

"Estamos trabajando con Brasil y Estados Unidos para ver como podremos crear el fondo para promover este tipo de proyecto", se limitó a decir. Resaltó que el banco también va a operar en otros frentes, como la financiación de investigación y desarrollo y la creación de infraestructura para producción de etanol en los países interesados.

La cuestión de las tarifas americanas que inciden sobre la importación del alcohol brasileño, para Moreno, necesita ser resuelta. *"Brasil adoptó un posición correcta al pedir la eliminación de los impuestos y Estados Unidos necesita ceder. Si estamos realmente interesados en hacer crecer ese mercado, no veo razón para que el mercado americano mantenga los impuestos"*.

"El compromiso del grupo del BID es que ningún proyecto que sea un proyecto, se quede sin financiamiento", dijo en una entrevista al diario colombiano El Tiempo (13/3) Silvia Sagari, Jefe de Finanzas e Infraestructura Básica del Banco. La funcionaria resaltó, sobre todo, la gran capacidad generadora de empleo de la industria de los biocombustibles, que en Brasil, segundo productor de etanol en el mundo, genera 500 mil empleos directos, y cerca de 3,5 millones incluyendo los indirectos.

"En solo Colombia, la incorporación obligatoria del 10% de alcohol carburante en la gasolina ya ha generado 170 mil empleos", dijo. Destacó la disponibilidad de numerosos fondos de cooperación no reembolsables dentro del grupo de Banco Interamericano de Desarrollo para la incorporación de proyectos, que la entidad está buscando concentrar en un solo fondo para que haya ventanilla única. Así mismo, habló de que se está abriendo camino un fondo para proyectos de energía limpia dirigida tanto para quienes quieran financiamiento soberano, como a quien prefiera el financiamiento de la Corporación Interamericana de Inversiones.

A su juicio, América Latina tiene "una oportunidad dorada" en el sentido de que muchos de los países industrializados no disponen de tierras para cubrir grandes demandas. Pero mientras eso ocurre, en la región latinoamericana está el 15% de las tierras arables de todo el mundo, y no ha llegado a usar ni siquiera el 1% de ellas para cubrir la cuota del 10% de la mezcla de etanol con gasolina.

Por esto, no le cabe duda a Sagari de que la producción de biocombustibles ayudará a cerrar la brecha de pobreza rural de la región, teniendo en cuenta el 62% de la población del campo vive en condiciones de pobreza. Sostuvo que los biocombustibles traerán más empleos para Latinoamérica, seguridad en el abastecimiento de recursos energéticos, desarrollo rural, incremento en las exportaciones, y, por supuesto, beneficios ambientales.

Pero advirtió que se requiere de los gobiernos una conciencia plena sobre su papel para asegurar la sostenibilidad de los proyectos. *"Pero somos unos convencidos profundos de que el sector privado es la clave del éxito"*, dijo. Hace falta, no obstante, mucho por hacer en materia de infraestructura de acceso a los centros de producción rural, en la adecuación de dispensadores especializados en las gasolineras, y trabajar en los puertos.

Y uno de los más importantes desafíos es mejorar las eficiencias y promover cosechas diferentes a la caña de azúcar para la obtención de etanol. *"Queremos evitar la competencia con las áreas productoras de alimentos, y proteger, también, lo ambiental"*, apuntó.

Según un estudio del BID se requieren nuevas inversiones por 200 mil millones de dólares para que los biocombustibles lleguen a representar el 5% del consumo mundial de combustibles. Eso implicará multiplicar por cuatro las áreas actuales de producción. Esa producción, según el BID, fue de 40 millones de toneladas en 2005, de lo cual el etanol representó el 90%. El otro 10% fue de biodiesel.

Colombia, tras los pasos de Brasil

Colombia podría tener 27 plantas de producción de etanol en 2020. Para su construcción se requerirá una inversión de 1.340 millones de dólares. En Colombia, ya se producen un millón de litros diarios. La producción de Brasil es de 48 millones de litros. En Colombia hay 6 millones de hectáreas disponibles para la siembra sin necesidad de derribar un solo árbol de selva, el clima es ideal, los proyectos están diseñados, así como los mercados para atender. Sin embargo, como dice el refrán, *"están faltando cinco centavos para el peso"*, para sacarle provecho a la fiebre del nuevo oro verde.

Así quedó planteado en la *"Biofuels Americas Conference"*, que se realizó por primera vez en Cartagena y donde confluyeron expertos y legos en el tema de biocombustibles. Con diferentes apoyos y los beneficios tributarios, hasta ahora la mitad del territorio colombiano está cubierta con etanol a partir de la caña. Pero aún hay más ventajas. El Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos permitirá que el etanol de Colombia entre a esa nación sin pagar impuestos aduaneros como sí lo tiene que hacer Brasil que cancela 54 centavos de dólar por litro, lo que lo convertiría en un promisorio renglón de exportación.

Para Iván González, gerente de Syngenta Semillas para la región Andina y Caribe, empresa pionera en la extracción de etanol a partir de la remolacha azucarera, Colombia está en ventaja porque además de producir etanol con caña, también tiene posibilidad de hacerlo con otros productos como la remolacha y la yuca.

"El negocio de los biocombustibles hoy es irreconocible en comparación con cinco años atrás y dentro de cinco años también será irreconocible. Este negocio es rentable y cada vez será más competitivo", dice el directivo. Sin embargo a su juicio, lo que ha atrasado –e incluso frenado– muchos proyectos de este tipo es la financiación porque *"la banca colombiana exige demasiadas garantías como para que un proyecto de estos pueda correr"*, indicó.

Este no es un problema solo de Colombia sino de otras naciones del continente que quieren subirse al "tren" del etanol. En el caso colombiano, los estimativos de la Federación Nacional de Biocombustibles es que al 2020 estén ocupados 27 plantas, que requerirán una inversión cercana a los 1.340 millones de dólares.

"En el negocio del etanol no hay competencia porque es un mercado tan grande que todos los que lo produzcan tendrán la manera de venderlo. Yo diría que lo que hay es un problema de recursos", coincidió Jorge Bendeck Olivilla, presidente ejecutivo de la Federación.

"Colombia cuenta con un marco regulatorio de primer orden para estimular inversiones en este sector. Además, el país presenta una buena localización en el trópico y cuenta con abundante agua y tierras para desarrollar una agricultura energética", expresó el directivo gremial. Para estimular el consumo de este energético, desde el año anterior en ciudades como Bogotá, Cali y algunas zonas del Eje Cafetero se empezó a comercializar gasolina mezclada con etanol, pero con el fin de masificar aún más el consumo de combustibles no fósiles, para

principios de 2008, este mismo producto se empezará a vender en las principales ciudades del país (La Republica, 20/3).

Por ahora, lo que se viene consumiendo ese país es E10, que no es más que una mezcla de 90% de gasolina con 10% de alcohol carburante, un energético que sale al destilar la caña de azúcar, pero para 2018 tiene previsto que la gasolina que se comercialice en el país vaya mezclada con 25% de etanol.

Chile espera estudios para dar el impulso final

En Chile, el gobierno espera tener los estudios para la producción de biocombustibles en el país a finales de este mes para ver la factibilidad de desarrollar esta industria, las condiciones en que podría ser rentable y las áreas donde se podrían ubicar las plantaciones de trigo y raps que en principios las abastecerían para ya en 2008 estar produciendo en Chile (El Mercurio, 9/3).

Agricultura espera llegar a plantaciones de 120 mil hectáreas de raps, sólo con biocombustibles de "primera generación", ya sea biodiesel o etanol. Los expertos apuntan a que los terrenos no utilizados en Chile son escasos, por lo que destinar suelo a ellos tendría un costo alternativo importante, mientras que hay estudios que muestran que la conveniencia del etanol y el biodiesel existe sólo cuando el precio del petróleo supera los 80 dólares el barril.

El economista Jorge Quiróz dice que esta inversión solamente se entiende como una opción si hay subsidio. "*Los países que se han embarcado en esto tienen subsidios, lo hacer por contribución al medio ambiente o porque prevén que viene un desarrollo tecnológico*", sostiene.

En este sentido, los privados que han estudiado invertir en estas energías apuntan a que es un mercado que requiere de un impulso, como la iniciativa promovida en noviembre pasado cuando el gobierno anunció que iba a excluir completamente del pago al impuesto específico a las mezclas de biocombustibles. Pero los privados que han estado interesados en estos negocios, liderados por la azucarera Iansa, esperan que el marco regulatorio se defina a la brevedad para dar inicio a los estudios concretos para levantar las plantas.

En Perú, Maple Gas juega todas sus cartas

Maple Gas, empresa estadounidense apunta a Perú porque considera que puede convertirse en el productor de etanol más eficiente del mundo por el alto rendimiento de sus tierras y el fácil acceso a la cuenca del Pacífico, una ventaja logística frente a países como Brasil.

Maple, con sede en Dallas, anunció en enero la inversión de hasta 120 millones de dólares en Perú en un proyecto de sembrado de caña de azúcar, producción y venta de etanol en la región de Piura, en el norte del país. La estadounidense prevé lograr en Perú una producción promedio de 120 millones de litros de etanol por año a mediados del 2009, la cual será destinada a la exportación.

El gerente general de su filial peruana, Guillermo Ferreyros dijo en otro momento que la firma no está orientada a realizar inversiones en otros países de la región, pues está concentrada en sus proyectos en Perú, donde existen "*potenciales para inversión sumamente interesantes*," afirmó.

Sin embargo, no descartó la participación de alguna firma brasileña en el desarrollo de su negocio de etanol bajo el sistema de "llave en mano," es decir, mediante la licitación de las diversas partes del proyecto. "No descartamos una posible alianza con algún grupo brasileño," dijo Ferreyros.

Ecuador enfrenta trabas

En Ecuador, la producción de biocombustibles con caña de azúcar y palma africana también está en los planes del gobierno actual. Esta tendencia mundial quiere impulsar en el país con la siembra de 50.000 hectáreas de palma africana para la fabricación de biodiesel y 50.000 hectáreas más de caña de azúcar para el bioetanol (El Comercio, 17/3).

Para hacerlo tendrá que sortear algunos obstáculos para no correr la suerte del plan piloto que quiso desarrollarse en la ciudad de Guayaquil en la administración del ex presidente Alfredo Palacio.

El proyecto consistía en producir 20.000 litros diarios de etanol y destinar 5.000 hectáreas de caña para ese propósito. La idea comenzó a fines de 2005, sin embargo, no pudo hacerse realidad y hasta la actualidad sigue paralizado por falta de recursos e infraestructura para el etanol.

Hubo otras barreras, que detuvieron la consecución de este proyecto. Entre ellos, los desacuerdos en los precios para el "cañicultor", la politización del Consejo Consultivo de Biocombustibles, la participación de muchos actores, que no lograron ponerse de acuerdo en el proyecto, la falta de una política de Estado y de estaciones de servicio y tanques para hacer las mezclas con la gasolina en el caso del etanol y con el diesel para lo de la palma africana. También hay que tomar en cuenta los efectos ambientales que pueden tener los dos monocultivos sobre los suelos, aunque las autoridades del MAG como los "palmicultores" dijeron que la palma retiene muchas cantidades de CO₂ y libera oxígeno.

Adoptando una política de Estado en vez de decretos ejecutivos y su superando estos inconvenientes puede tener éxito el plan del gobierno. El martes, Santiago Sánchez, subsecretario de Energía Renovable, la idea del proyecto consiste en producir 5 000 barriles diarios de gasolina extra con cinco por ciento de etanol, lo cual atendería la demanda de ese combustible en Guayaquil. Eso representaría un consumo de 40 000 litros diarios de etanol en esa ciudad (El Comercio, 21/3).

- Argentina tiene un programa para desarrollar etanol en los próximos 15 años a partir de maíz.
- Bolivia. Algunos ingenios de Santa Cruz han exportado a Italia 50 millones de litros de etanol a partir de caña.
- Chile establecerá una legislación para usar el 10 por ciento del bioetanol en las gasolinas.
- Ecuador. El gobierno ha propuesto impulsar el programa de bioetanol en un plan piloto en Guayaquil.
- Venezuela. anunció la destinación de 900 millones de dólares para producir 4 millones de litros/día antes del 2010.

- Paraguay. Se aprobó la mezcla de 24 y 18 por ciento de bioetanol en la gasolina regular y extra, respectivamente.

Análisis: Proceso de internacionalización de Petrobras

La necesidad de adquirir recursos naturales fuera de Brasil constituye uno de los seis modelos de globalización citados por la consultora americana Boston Consulting Group (BCG) en el estudio sobre las 100 empresas desafiantes de los países emergentes. De hecho, sola o asociada a una red de partners formada por más de tres centenares de empresas de diversos portes, Petrobras viene ampliando, en tierra y mar, sus torres de prospección en varios puntos del mundo. Desde la región caribeña de Colombia, en el área de Golfo de México estadounidense hasta el Oeste de África, especialmente en Nigeria y en Angola. El movimiento es resultado de una estrategia de diversificación de las áreas de actuación, en búsqueda de lugares menos disputados por las grandes compañías mundiales del sector.

La empresa viene dando más atención a las regiones con menos tradición en la producción de petróleo, donde espera encontrar nuevas reservas con la tecnología desarrollada en Brasil. La idea es huir de los precios exorbitantes pagados por las concesiones exploratorias en áreas tradicionales, como Estados Unidos, Nigeria y Angola, donde las empresas pagan cifras superiores a mil millones de dólares sólo para tener el derecho de investigar el subsuelo en búsqueda de petróleo. *"El petróleo tiene que mantenerse en niveles muy elevados para justificar una inversión inicial como esa"*, dijo un ejecutivo a Folha On Line (26/2), explicando que la disputa es proporcional a las oportunidades de descubrimientos de grandes reservas.

Petrobras continuará participando de las subastas en esas áreas, pero tiene la intención de balancear su portafolio con regiones donde el costo inicial es menor y el riesgo, por lo tanto, mayor. *"Hay países en que el billete de entrada es menor. Es correcto que las oportunidades de éxito son menores, pero el bajo costo compensa el riesgo"*, explicó.

La brasileña viene, en los últimos meses, anunciando asociaciones en ese sentido. Una de las últimas es la anunciada asociación con la italiana Edison en Senegal, país localizado en la costa oeste de África pero sin ninguna tradición en el sector. Petrobras adquirió un 40% del bloque. La petrolera estatal senegalesa Petrosen posee un 5% del proyecto.

El área ofrece la posibilidad de encontrar petróleo leve, con un grado API de entre 30 y 40, considerado de alto valor en el mercado (Reuters Brasil, 6/3). El bloque senegalés está ubicado en aguas con profundidades de entre 150 y 3.000 metros, cubriendo un área de 7.294 kilómetros cuadrados. El contrato es de reparto de producción proporcional a la participación de cada compañía.

"La explotación, dividida en tres periodos, está en la fase de realización de sísmica 3D pasando a ampliar el conocimiento del área y, así, definir mejor el potencial exploratorio del bloque", informó Petrobras en una nota. *"Fuimos invitados por los italianos, que están interesados en nuestras tecnologías de aguas profundas, y decidimos apostar"*, contó Nestor Cerveró a O Estado do Sao Paulo (1/3). Es lo que ocurre en gran parte de los casos, países o

empresas con poca experiencia en aguas profundas recurren a la empresa para intentar encontrar nuevos yacimientos.

Petrobras no es nuevo en África. En Nigeria, va a comenzar a producir 70 mil barriles/día de óleo ultra leve en 2008, en los campos de Akpo y Agbami. En 2005, adquirió dos bloques más en el país, pagando una bonificación de 180 millones de dólares por uno de ellos, en asociación con Ask Petroleum. Pero es en Angola, donde ya produce 8,3 mil barriles/día, que los precios pagados en licitación de mediados de 2006 alcanzaron valores estratosféricos, con fuerte apetito de las petroleras. La brasileña compró un 30% de una licitación en el bloque 18 junto a Sonangol (un 20%), Sinopec (un 40%) entre otras. Pagando por esa participación 1,1 mil millones de dólares por el derecho. Por el bloque 15, con un 5% de participación de Petrobras, fueron pagados 900 millones de dólares (Valor, 11/09/2006).

La lista de fronteras a explorar por Petrobras a partir de los acuerdos recientes incluye a Turquía, Mozambique, Tanzania y aguas poco exploradas en grandes productores de petróleo en tierra como Libia. Excluyendo este último ninguno de los citados figura en las estadísticas sobre producción mundial de petróleo organizada por la petrolera británica BP, lo que significa que los volúmenes que producen son insignificantes en el cómputo global.

Además países asiáticos en plena expansión están buscando petroleras para reducir la importación petrolera con producción propia. Petrobras acaba de suscribir con la estatal india ONGC un acuerdo de cooperación para explorar áreas con potencial de óleo y gas. Tanto ONGC como la estatal brasileña estuvieron revisando activamente ocasiones para colaborar en actividades de E&P en los dos países como en terceros países. Entre los lugares sondeados se encuentra la Cuenca Krishna Godavari, la Cuenca de Bengala y dos onshore en el Occidente del país (Moneycontrol.com, 10/2). Business Line (11/3) sostuvo que con Petrobras no habrá ningún cambio de activos, pero las dos entidades llegaron a acuerdos comerciales.

Samir Awa, gerente ejecutivo del área internacional para América, África y Eurasia de la empresa brasileña revela que, además de los indios, Pakistán y China también intenta encontrar en Petrobras y otras multinacionales del sector tecnología para desarrollar el potencial exploratorio (InvestNews, 13/3).

"El futuro de estos países depende de la capacidad de producir o importar combustibles y otras materias primas. Quieren llevar nuestra tecnología para encontrar petróleo en aguas profundas", afirmó el ejecutivo. Con más de mil millones de habitantes y con un crecimiento económico que alcanza los dos dígitos, India también estará presente en áreas exploratorias en Brasil, por medio de asociaciones con Petrobras.

Petrobras deberá retomar también negocios en China. La estatal suscribió un memorandum de entendimiento con la estatal china del sector para explotación de petróleo y gas hace dos años, pero no avanzó. En Pakistán, Petrobras suscribió con la estatal Oil and Gas Development Company Limited (OGDCL) un contrato de evaluación técnica de un bloque con potencial exploratorio de 2,5 mil metros de profundidad, en el Sur del país. El bloque off shore 2265-1 Indus G, está en la Cuenca de Indus, en el mar de Arabia (Reuters Brasil, 9/3). *"La producción de de ellos es absurdamente pequeña en relación al consumo",* dijo.

El bloque adquirido está localizado en una cuenca aún bastante inexplorada, con sólo 11 pozos perforados. La política liberal de explotación en Pakistán atrajo el interés de compañías extranjeras en los últimos años, haciendo del área de petróleo y de gas una de las mayores para las inversiones externas. A pesar de eso, la mayoría de los pozos explorados por las compañías nacionales e internacionales ya secaron en el país asiático.

La francesa Total y la paquistaní Petroleum Ltd y Premier Oil Pakistán hicieron tentativas fracasadas en los últimos años de encontrar hidrocarburos en aguas profundas en Karachi. Pakistán importa 85% de sus necesidades energéticas, incluyendo cerca de 6,5 mil millones de dólares en petróleo en el año fiscal entre julio de 2005 y junio de 2006. El país está esforzándose

por aumentar la producción petrolera en aproximadamente 65 mil barriles por día y espera producir 100 mil barriles por día dentro de cinco años.

En Jordania es otro lugar recóndito del planeta donde Petrobras puso sus ojos. La estatal brasileña acordó con el gobierno de ese país explorar reservas de xisto, un mineral que, cuando es calentado, produce petróleo y gas natural (Estado do Sao Paulo, 24/2). En 24 meses deberá evaluar los yacimientos del bloque AUG 21, que tiene 11 kilómetros cuadrados y reservas potenciales de 1,7 mil millones de barriles. Según Petrobras, los altos precios del petróleo dieron impulso a la explotación de xisto y hay países como Marruecos, Estados Unidos y China recogiendo asociaciones en ese segmento.

Jordania busca probar la tecnología de producción desarrollada en Brasil y bautizada Petrosix. Desde 1972, Petrobras produce petróleo y gas a partir del mineral en São Mateus do Sul (PR).

Petrobras entra en el sector iraní del Mar Caspio

El portal Bloomberg (6/3) citó al director de exploración de la empresa pública National Iranian Oil Co. Mahmoud Mohaddes, para anunciar que Petrobras firmará "pronto" un contrato de 470 millones de dólares con Irán para perforar en el Mar Caspio. Petrobras hará perforaciones en tres pozos en los bloques 6 y 29 en la sección iraní del Mar Caspio. *"El Consejo económico de Irán autorizó a explorar y desarrollar los dos bloques"*, dijo Mohaddes.

A diferencia de sus vecinos Azerbaiján y Turkmenistán, la República islámica no bombea crudo del Caspio. Los proyectos para desarrollar los depósitos de petróleo y gas en el mar fueron retrasados durante varios años porque Irán disputa la división de las aguas territoriales. En 2001, la exploración conducida por BP, la petrolera más grande de Europa, fue suspendida indefinidamente después de un STANDOFF que involucró a la marina iraní. Petrobras invertirá en el proyectos *"con sus propios riesgos"*, dijo Mohaddes.

La constitución de Irán prohíbe a los extranjeros tener derechos sobre los recursos naturales. En cambio, las firmas extranjeras pueden tener "buyback agreements" para financiar el desarrollo de reservas, entregarlas al control iraní y luego recuperar su inversión con una tarifa de retorno reconocida de la producción subsiguiente.

Uno de los próximos países a recibir la tecnología de prospección de petróleo en aguas profundas desarrollada en la Cuenca de Campos es Turquía, en la región del Mar Negro

Análisis: India apuesta a la expansión del gas natural con la reducción de impuestos

Como he descrito en otras circunstancias India es afligidamente corta en el desarrollo de infraestructura; sin embargo, los fondos fluirán en los próximos cinco años con el desarrollo de centrales eléctricas, carreteras, expansión de aeropuertos y capacidades portuarias. El sector del gas natural es una de las excepciones al tener regulador o autoridad reguladora para resolver las discusiones y diferencias, pues la mayor parte de los sectores de infraestructura indios carecen de tales instituciones para asegurar el tranquilo flujo de inversiones (The Hindu, 18/3).

El mayor cuello de botella de la expansión de la demanda de gas natural en India podría ser saldado con nuevos beneficios fiscales para operadores de tuberías lo que conduciría a una ola de inversiones en distribución. Los productores, importadores transportadores de gas y los fabricantes de tuberías se beneficiarán con la reducción de impuestos para desarrollar infraestructura necesaria para mantener la demanda de gas natural, que se duplicará en los próximos cinco años.

"Una parte importante de las firmas de transporte de gas se verán beneficiadas con la caída de los costos y un incremento en la rentabilidad que traerá aparejado el adelantamiento de volúmenes", dijo Rohit Nagraj, analista de Angel Broking Ltd.

El tercer consumidor de crudo de Asia está animando el empleo de gas natural para controlar sus gastos de importación petrolera. El rápido crecimiento económico y las incesantes necesidades de energía de las más de 1.100 millones de personas aumenta la demanda de combustibles, y con el 70% de sus necesidades de petróleo importado, se elevaron los costos y la temida inflación.

El presupuesto 2007/08 de finales de febrero concedió una exención fiscal de 10 años para las pipeline de transmisión de gas finalizada a partir de abril de 2007. Los operadores de tuberías normalmente pagan impuestos sobre los ingresos, el impuesto a la renta y otros impuestos. Los prestamistas tampoco pagarán el impuesto por préstamos desembolsados para proyectos de pipeline.

"Planeamos gastar aproximadamente 497.7 millones de dólares en la instalación de infraestructura de tuberías. Gracias a las "tax holiday" (tregua tributaria), no esperamos pagar impuestos sobre los beneficios generados", dijo R.K. Goel director de Gail (India) Ltd Finance.

Entre los probables beneficiarios se incluyen la firma privada Reliance Industries Ltd, las transportadoras GAIL, Gujarat State Petronet Ltd, BG Group, Gujarat Gas Co. Ltd., Indraprastha Gas Ltd. y la importadora de gas natural licuado, Petronet LNG Ltd.

Kenin Jain, analista del broker ASK Raymond James, ve una ventaja de entre el 15 y 20% de los ingresos netos de los vendedores y transportadores de gas en poco tiempo como consecuencia del ascenso de la demanda y las *"tax breaks"*. *"Estas acciones se apoyan en el fuerte consumo interno de gas y en los fuertes jugadores"*, dijo Jain.

Fabricantes de tubos como PSL Ltd y Jindal Saw también esperan ganar ante la alta demanda. *"Las concesiones automáticas de gasoductos ayudarán a aumentar nuestras ventas como la inversión en estos proyectos"*, dijo R.C. Mansukhani, presidente de Man Industries Ltd, otro fabricante de tubos indio.

Los analistas dice que la inversión de 9 mil millones de dólares es necesaria durante los próximos cinco años en tuberías e instalaciones de producción, incluyendo la extensión de la red de cerca de 17.000 km a 10.000 km. Los hogares indios usan principalmente gas de cocina subvencionado y sólo un puñado de ciudades tiene redes de gasoductos.

"En última instancia, las empresas como Reliance buscan un mercado más grande para vender gas que podría sustituir combustibles como el gas de cocina de casa y la nafta para las industrias", dijo Niraj Mansingka, analista del sector con Edelweiss Securities.

Las empresas petroleras la estatal Indian Oil Corp. Ltd, Bharat Petroleum Corp. Ltd, y Hindustan Petroleum Corp. Ltd también planean comenzar a ampliar las redes de distribución de gas y las concesiones fiscales deberían ayudar a dar inicio a los proyectos. *"Todos esos"*

proyectos de pipeline que estaban hasta ahora en el papel finalmente encontrarán una conclusión", dijo Mansingka.

Otro cuello de botella es la consecuencia del aumento de uso del gas lo que limitó el suministro, pero probablemente se alivie con el inicio de nuevos campos. India produce 95 millones de metros cúbicos por día de gas, y el gobierno espera que esa cifra se eleve a más de 190 millones para 2009 luego de una serie de hallazgos de gas encontrados en la costa oriental. Los depósitos comercialmente viables en los campos pueden ayudar a Reliance Industries a encontrar las exigencias de crecimiento gasífero de la India para centrales eléctricas y fertilizantes.

La estatal Oil and Natural Gas Corp. y Gujarat State Petroleum Corp. Ltd hallaron, por separado, gas en la región por 20 mil millones de metros cúbicos cada uno. *"El aumento del suministro de gas en el futuro animará la demanda conducida por la sustitución en las industrias"*, sostuvo un reciente informe de Goldman Sachs.

Goldman estima que la parte de gas natural en la matriz energética india dominada por el carbón, se duplicará al 18% para 2015 y se estabilizará en el 20% en 2025. *"Esperamos que esto ocurra ante el descenso de los gastos petroleros, que caerán de 25 a 30% durante el mismo periodo"*, dijo Goldman.

Reliance Industries creó una nueva empresa para que sus tuberías atravesando todo el país conectando ciudades y los mayores complejos industriales del país (DNA India, 18/3). Reliance Industries, que construye una tubería de 1.400 kilómetros desde su campo de gas en la costa oriental hasta el oeste, transportará 80 millones de metros cúbicos del campo a mediados de 2008 en cinco estados, Tamil Nadu, Karnataka, Maharashtra, Gujarat y West Bengal. La empresa conseguirá parte del dinero de los inversores de *private equity*, aunque una suma la aportará Reliance.

Por otra parte, los proyectos de exploración de gas natural Reliance Industries Ltd. fueron afectados por una escasez global de plataformas de perforación en aguas profundas (Reuters India, 18/3). *"Estamos desarrollando aguas profundas y la escasez de plataformas afecta nuestra exploración"*, dijo P.M.S. Prasad.

Ante el nuevo incentivo, Reliance Industries Limited (RIL) firmarán en breve un pacto de cooperación con la estatal refinadora de petróleo, Indian Oil Corporation (IOC) para desarrollar conjuntamente proyectos de distribución de tuberías de gas en varias ciudades del país (The Financial Express, 20/3). *"Después de nuestro acuerdo de cooperación con GAIL para construir infraestructura de gas y alianzas en otras áreas, Reliance firmará pronto pactos de cooperación para proyectos de distribución de gas"*, sostuvo el CEO.

Las conjeturas de la industria difundidas por diarios indios afirman que después de un pacto entre RIL y GAIL (ver abajo) en el negocio del gas, el primero no puede firmar otro acuerdo con IOC. Reliance quiere aprovechar la enorme red de venta al público de IOC en India.

Unión de Reliance y GAIL para el desarrollo de infraestructura gasífera

La cooperación en el sector industrial del gas dio un paso adelante con el acuerdo de GAIL y Reliance Industries para cooperar en el sector gasífero. Las áreas de cooperación conjunta identificadas son: Transmisión y comercialización de gas natural por tuberías, oportunidades de gas CBM, distribución local y en ciudad, operación y mantenimiento (O&M), servicios, Exploración y Producción y Tecnología y compartir conocimiento.

Con el acuerdo, las dos empresas trabajarán ahora sobre las modalidades de transporte de gas natural de varias fuentes de gas de RIL en Krishna Godavari y la cuenca Mahanadi en la costa oriental por tuberías y disposición a largo plazo en suministro y distribución de gas. En el caso de GAIL, en cualquier lugar donde las tuberías de la empresa estén disponibles.

El marco del memorando de entendimiento acentúa la necesidad de ambas empresas para examinar la naturaleza complementaria de sus instalaciones y la construcción de una cooperación con ventaja mutua. El acuerdo tiene el potencial de proporcionar gas a GAIL para utilizar la capacidad de transmisión al mismo tiempo que asistirá a RIL para llevar su gas natural. Bajo el trato, GAIL y RIL hablarán de cooperación en el desarrollo de un grid de gas y examinarán las oportunidades que puedan estar disponibles para la utilización óptima, compartiendo e interconectando sus respectivas existencias y planeando la transmisión y redes de distribución.

Más adelante, las dos empresas compartirán también la capacidad de los gasoductos en Andhra Pradesh, Maharashtra y Gujarat.

Perú y Ecuador profundizan la cooperación energética

Perú y Ecuador suscribirán próximamente un acuerdo marco de cooperación energética, además de un contrato de compra y venta de crudo y gasolina entre petroleras estatales. El convenio que se firmaría incluye temas de interconexión eléctrica y de gas, importación y exportación conjunta de hidrocarburos y asesoría peruana al gobierno ecuatoriano en la gestión de minería a gran escala.

El contrato de compra y venta de combustibles entre Petroperú y Petroecuador busca mejorar precios y eliminar intermediarios en las grandes compras de crudo de Lima a Quito, y paliar el déficit de derivados de petróleo, especialmente gasolinas de alto octanaje, que sufre el mercado ecuatoriano. Perú comprará 360 000 barriles de crudo mensuales a Ecuador a partir de junio (El Comercio Ecuador, 16/3). En reciprocidad, Ecuador comprará al Perú nafta craqueada (gasolina de alto octanaje) de forma permanente para la Refinería de Esmeraldas. Hasta ahora ha realizado una compra ocasional de 120 000 barriles, de ellos 80 000 ya han sido enviados y 40 000 se enviarán en los próximos días.

El presidente de Petroperú, César Gutiérrez, adelantó los volúmenes estimados de las compras entre las petroleras de ambos países, y otros detalles como la compra conjunta de gas licuado de petróleo (GLP). "*Compra de crudo de Ecuador: 360.000 barriles por mes; venta de gasolina peruana de 92 octanos: 1 millón de barriles por año. Importación conjunta de GLP e importación de diésel y un contrato para utilizar la flota nacional de transporte ecuatoriana, pues eso tiene gran incidencia en el precio,*" detalló Gutiérrez.

En el caso puntual del Perú, permitirá que el mercado local no se afecte por un incremento de precios del GLP cuando se registre un déficit de este combustible, en mayo próximo, ante el gran crecimiento de la demanda (Andina, 16/3).

El Ministro Valdivia dijo que también se trató acerca de la interconexión eléctrica entre ambos países. "*Hemos dado instrucciones para que en las próximas semanas lleguen a perfeccionarse los acuerdos y sea una realidad esta interconexión*", aseveró. Las instalaciones

para dicha interconexión ya han sido construidas (Press Perú, 17/3). *"Queremos tener una relación dinámica en el intercambio de energía eléctrica, aparte de que, en energía hidráulica, podemos ser complementarios, puesto que en la época en que ellos están en estiaje, nosotros tenemos agua abundante y cuando ellos están en abundancia, nosotros tenemos estiaje"*, anotó.

Alberto Acosta, ministro de energía de Ecuador anotó en La República (17/3) que su país está interesado en aprovechar el potencial del gas natural que existe en el norte peruano y llegar a acuerdos con la empresa BPZ Energy, a fin de generar electricidad. Para ello dijo que se podría construir un gasoducto desde Tumbes hasta la localidad de Arenillas.

El gas de campo Corvina, en Zorritos (Tumbes), abastecerá de energía no solo al norte del Perú sino también a Ecuador, según el último acuerdo al que llegaron los ministros de Energía de los 2 países. Asimismo, Perú decidió a última hora elevar la compra de crudo Oriente a Ecuador de 360 000 a 420 000 barriles mensuales para la Refinería de Talara (Piura), dadas las condiciones de ahorro, puesto que la adquisición es directa y sin intermediarios.

Alberto Acosta, dijo a El Comercio que no entiende cómo pasó tanto tiempo sin que se hicieran negociaciones directas. *"Los intereses creados han hecho que esto no funcione, ahora nos beneficiaremos ambos países mediante estos canales directos"*. Acosta señaló que ante los problemas de mantenimiento de la Refinería de Esmeraldas, donde se produce gasolina de alto octanaje y gas licuado, se ha acudido a los países vecinos como Perú, que hace pocos días vendió 120.000 barriles de natfa a Esmeraldas, de los cuales 80.000 ya fueron despachados y los 40.000 restantes se enviarán en los próximas semanas. Asimismo, explicó que en el 2006 Esmeraldas tenía programados cuatro mantenimientos, pero paró 674 veces por fallas, por lo que intentan acelerar el proceso de rehabilitación y, aunque hubo dificultades en la licitación, el tema será resuelto en los próximos meses.

Sobre el gas del campo Corvina, la empresa BPZ Energy, que tiene la concesión de este lote denominado Z-1, firmó un memorando con Suez Energy Perú, por el cual esta última adquiriría gas natural del campo Corvina (lote Z-1), para desarrollar una planta térmica de 180 megavatios en Arenillas.

Esta planta requeriría 45 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, cuando trabaje a su máxima capacidad. El acuerdo incluye la posibilidad de exportar, en forma conjunta, gas a través de un gasoducto desde el campo Corvina hasta Arenillas para otros agentes industriales u otras generadoras térmicas en Ecuador.

Acosta dijo que, según la disponibilidad, se beneficiaría también a Cuenca y a Guayaquil. Con su homólogo peruano, Juan Valdivia, decidieron elaborar un acuerdo marco sobre el tema. *"Esperaba mucho pero no tanto, los discursos de la integración van siendo superados por los hechos"*, añadió Acosta.

Expansión de las empresas colombianas en el sector energético latinoamericano

La experiencia en la masificación del gas y en la ejecución de proyectos eléctricos abrió la puerta a inversiones en el extranjero que superan los mil millones de pesos colombianos.

La semana pasada, en Guayaquil y Quito, se presentó en sociedad la Organización Terpel, la mayor empresa de distribución de combustibles de Colombia, que comenzó a operar una red de 65 estaciones en esas ciudades, las cuales anteriormente eran propiedad de Texaco. Esas estaciones se sumarán ocho gasolineras adicionales que se construirán este año (El

Comercio, 15/3). Los nuevos puntos de venta se unirán a las estaciones que ya iniciaron su operación hace seis meses, pero entraron en el mercado a mediados del presente mes.

Las ventas realizadas por la firma colombiana este año superaron en un 4,5 por ciento el balance del año pasado, con una comercialización promedio de 10 millones de galones por mes, según ejecutivos de compañía. La empresa tiene previsto invertir cerca de 10 millones de dólares este año, de los cuales 2 millones se destinarán al cambio de imagen de las actuales gasolineras. El resto es para ampliar la red.

Para el 2008, la firma Terpel tiene previsto ensayar una nueva mezcla entre diésel y un derivado de la palma africana. "Para comercializar este tipo de combustible en Ecuador estamos a la espera de la decisión del Gobierno", indicó Silvia Escobar, vicepresidenta de la firma.

ISA está en Ecuador, Brasil, Bolivia y Perú; Promigás también llegó hace pocos meses a Perú, EPM ya está construyendo una central hidroeléctrica en Panamá y tímidamente Ecopetrol incursionó en Brasil, donde hará por primera vez exploración petrolera por fuera del territorio colombiano. Pero además de buscar nuevos mercados, las compañías que decidieron expandirse dicen que justamente Colombia gracias a su regulación y organización del sector energético es modelo para varios países de Latinoamérica.

Antonio Celia, presidente de Promigás, dice que por ejemplo, en el caso del gas natural, la experiencia colombiana es una de las más exitosas pues mientras que hace 10 años la cobertura de este servicio no superaba el 15 por ciento de la población, hoy el 44 por ciento tiene acceso al servicio.

"Si uno mira, hay un conjunto de factores que se combinan como una legislación y regulación apropiada, la ayuda gubernamental para las conexiones y las señales que se les dan a los inversionistas", dice el directivo al referirse sobre los puntos a favor de este sector.

El mes pasado Promigás firmó un memorando de entendimiento para la adquisición de Cálidda una de las principales distribuidoras de gas natural en Lima. Pero adicionalmente, el fortalecimiento del sector eléctrico luego del tristemente recordado apagón de la década de los 90 les sirvió a las compañías para adaptarse a los entornos adversos. La pionera en ello ha sido Interconexión Eléctrica S.A (ISA), que literalmente extendió sus redes a toda Latinoamérica convirtiéndose en el mayor transportador de energía de la región.

El grupo ISA registró beneficios en 2006 por 67.2 millones de dólares (Terra, 1/3). Con los resultados obtenidos, ISA alcanzó un EBITDA (beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) de un 60 por ciento, pues fue de 500.109 millones de pesos (223,3 millones de dólares), un margen operacional del 54,7 por ciento y un margen neto de un 21,05 por ciento.

El año pasado reportó unas ganancias que fueron inferiores en un 25 por ciento respecto de las del 2005. La reducción, según la compañía, se explica por el proceso de expansión e internacionalización del Grupo y especialmente por la operación de compra el año pasado de la mayoría de la Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista (CTEEP).

En enero pasado ISA compró otro 39,28 por ciento de la brasileña, adicional al 50,12 por ciento que adquirió en 2006, con lo que quedó con la propiedad de un 89,40 por ciento de las acciones ordinarias de CTEEP, equivalente al 37,46 por ciento del capital total.

ISA también compró el año pasado, en sociedad con la municipal Empresa de Energía de Bogotá (EEB), el Consorcio Transmantaro en Perú, e intercambió acciones con la también estatal Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), para hacerse al 99,9 por ciento de Transelca, otra transportadora de electricidad colombiana.

El año pasado el Grupo ISA tuvo un crecimiento de un 87,3 por ciento en sus ingresos operacionales, que llegaron a 2,01 billones de pesos, cerca de 900,6 millones de dólares. Los costos y gastos operacionales del grupo crecieron en un 185 por ciento y llegaron a 1,67 billones de pesos, unos 749,4 millones de dólares. El alto crecimiento en los gastos es el resultado del plan de retiro voluntario de trabajadores de CTEEP, que demandó 501.305 millones de pesos,

aproximadamente 224 millones de dólares. Este plan, según la empresa, le permitirá posicionarse en niveles de eficiencia competitivos frente a otras empresas del sector y tendrá un efecto favorable en los resultados de 2007.

"Este ha sido un desarrollo de país porque tenemos empresas muy competitivas que han venido creciendo", dice Alejandro Camargo, gerente del Mercado de Energía Mayorista de la firma XM. En este sector también está EPM, el mayor generador de energía de Colombia, que está construyendo el proyecto hidroeléctrico Bonyic de 30 megavatios en Panamá.

La EEB, que ya está en Perú en la transmisión de energía, tiene planes de llevar gas a Ecuador aprovechando la compra de Ecogás.

Terpel dice que su objetivo es convertirse en una organización de tipo multirregional. *"La decisión de expandir nuestro negocio nos genera interesantes oportunidades al poder aplicar en los nuevos países nuestras estrategias, que han sido exitosas en Colombia"*, dijo Amaury De la Espriella, presidente de Terpel.

Sector por sector

Gas Natural

- Tiene 30 años de trayectoria en la distribución y transporte de gas.
- Lleva el gas a 1,5 millones de usuarios en 175 poblaciones de Colombia.
- La inversión de Cálidda en el Perú será de 23,6 millones de dólares.

Energía

- ISA está en Bolivia, Perú, Ecuador y Brasil. Tiene una red de 36.647 kilómetros de circuitos a alta tensión en Latinoamérica.
- El año pasado obtuvo utilidades por 150.469 millones de pesos.
- En telecomunicaciones, a través de su red, se mueve el 42,7 por ciento del tráfico de Internet en Colombia.

Combustibles

- Terpel fue creada en 1968 por Ecopetrol y el municipio de Bucaramanga, y hoy su mayoría es de Promigás.
- Cuenta con el 34 por ciento del mercado de combustibles y del 12 por ciento del de lubricantes de Colombia.
- Tiene cerca de 1.300 estaciones de servicio en el país.
- Su objetivo es exportar la experiencia de Colombia.

Ecopetrol

- Ecopetrol es la empresa más grande del país con 6.000 empleados.
- Comenzará a buscar petróleo en Brasil al ganar un contrato el año pasado con la Agencia Nacional del Petróleo. También firmó un acuerdo con Petroperú para operaciones conjuntas.
- En el 2006 obtuvo utilidades netas por 3,39 billones de pesos.

Cifras y Notas del Sector:

La OPEP del gas quedará constituida dentro de un mes (Kommersant, 19/3)

La organización de los mayores exportadores de gas será fundada en la capital de Qatar el próximo 9 de abril. Según fuentes diplomáticas, están dispuestos a actuar como sus fundadores Rusia, Irán, Qatar, Venezuela y Argelia. Sin lugar a dudas, la formación de un organismo energético tan fuerte sería acogida muy negativamente por EE.UU. y la Unión Europea.

Fuentes de *Kommersant* en la diplomacia árabe han comunicado que la próxima reunión del Foro de los países exportadores del gas (instituido en 2001 y engloba a los países que controlan más del 70% de las reservas mundiales del gas) a celebrarse el próximo 9 de abril en Doha será un momento propicio para anunciar la fundación del cártel gasístico y que las negociaciones para concordar el aspecto político de este paso tocan ya a su fin. Según expresó un diplomático árabe, las negociaciones más importantes no las celebran los altos ejecutivos del sector gasístico sino altos cargos políticos, a veces incluso sin coordinarlo con sus respectivos ministerios de Asuntos Exteriores.

El partidario más fervoroso de esta idea es, desde luego, Irán. Su líder religioso, ayatollah Khamenei, fue el primero en adelantar a nivel oficial la idea de crear un cártel gasístico, aunque en Rusia ésta se ha venido discutiendo desde hace mucho. El presidente Vladimir Putin siempre apoyaba esta idea. También la apoyan diputados a la Duma de Estado.

Los planes de creación de una OPEP gasística mantienen en vilo a Europa. Los altos ejecutivos del consorcio *Gazprom* no disimulan que su objetivo estratégico es establecerse en Alemania y otros países europeos. En el aspecto comercial, vendiendo gas al consumidor final, *Gazprom* obtendría \$400-500 por mil metros cúbicos en vez de los actuales \$290. El monopolio ruso se vería en una situación mucho más privilegiada que sus homólogos europeos como *E.ON* o *Gaz de France* cuya producción es muy inferior a sus volúmenes de ventas.

En el aspecto político, Rusia obtendría la posibilidad de imponerle a Europa cualesquiera condiciones. La Unión Europea pasaría a depender casi totalmente de la voluntad política de Moscú, sin disponer de hecho de palancas para presionar sobre el Kremlin.

Uno de los argumentos más difundidos en contra de la creación del cártel consiste en la alusión a que todos los contratos de suministro de gas se celebran a largo plazo, lo que impide una fuerte subida del precio. Ello no obstante, todos los contratos suscritos por *Gazprom* con otros países suponen una revisión trimestral o semestral de los precios. Es decir, los volúmenes de suministros para una perspectiva y la regulación de los precios podrían llegar a ser objeto de acuerdos entre los países productores asociados al cártel gasístico.

Gaz de France rechaza un unión con la argelina Sonatrach (Le Blog Finance, 15/3)

El presidente de Gaz de France, Jean-François Cirelli dejó en claro que la empresa no se fusionará con la argelina Sonatrach y seguirá adelante con la fusión con el grupo franco belga

Suez –aplazada por la justicia y apoyada por el actual gobierno francés-. El ministro del Interior y candidato a la presidencia, Nicolas Sarkozy, había apostado por un estrecha alianza entre la gasista con alguna de sus proveedoras, en concreto con la argelina.

Los principales candidatos a la presidencia francesa rechazan la fusión de la empresa gasista con Suez, apoyada por el actual gobierno de Villepin.

Durante el acto de presentación de los resultados de 2006, Cirelli reiteró que recibió del Consejo de Administración el mandato de llevar a cabo la fusión con Suez, y que no va a dar marcha atrás. *"No es nuestro proyectos una alianza de capital con un proveedor"*, dijo el directivo. La propuesta de Sarkozy buscaba que el grupo estatal, al fusionarse con Sonatrach, lograra aprovisionamientos propios con pozos de gas.

Cirelli, que afirmó que es "bueno" todo lo que les acerque a sus proveedores, recordó que hace tiempo que colaboran con Sonatrach, con la que comparten una filial, pero también con la rusa Gazprom.

La gasista obtuvo unos ingresos de 27.642 millones de euros, un 21% más que en 2005, y prevé elevar un 38% sus inversiones, hasta los 4.000 millones. Cirelli destacó el buen resultado de todas las divisiones operativas de la compañía, que sacaron provecho de una coyuntura energética "portentosa". *"La estrategia para el desarrollo de Gaz de France quedará reforzada con nuestro proyecto de fusión con Suez, que supone un gran paso para acelerar nuestro ritmo de crecimiento"*, añadió.

Cuba comenzará a perforar Golfo de México en busca crudo en 2008 (Reuters, 20/3)

Cuba espera comenzar a perforar en el primer semestre del 2008 sus aguas profundas en el Golfo de México en busca de petróleo, dijo el martes la ministra de Industrias Básicas, Yadira García. El gobierno de Cuba y la petrolera española Repsol-YPF ya están negociando la contratación de una plataforma para la exploración de varios bloques.

"Estamos trabajando en conjunto con Repsol para la plataforma que en el año 2008 debe venir para iniciar perforaciones en el primer semestre del 2008," dijo la ministra a periodistas durante una conferencia sobre petróleo en La Habana.

Contratar una plataforma es momentos en que la demanda y los elevados precios del crudo han saturado el mercado podría ser uno de los principales obstáculos, según analistas. Repsol-YPF encontró en el 2004 petróleo de buena calidad pero en cantidades no comerciales en aguas a unos 1,6 kilómetros de profundidad.

La petrolera española se asoció en el 2006 con la empresa estatal india Oil and Natural Gas Corp ONGC Videsh y la noruega Norsk Hydro para explorar nuevos bloques. Actualmente están realizando los estudios sísmicos de la zona. Si todo sale bien, Cuba podría estar produciendo crudo en el 2008, dijo la ministra de Industrias Básicas.

"El año próximo correspondería la perforación para comprobar y validar la existencia del petróleo. Eso, después, implicaría dos o tres años para poder consolidar la estructura, evaluar y desarrollar los campos que se vayan encontrando," comentó. Los plazos podrían variar según la disponibilidad del financiamiento, dijo.

La zona económica exclusiva de Cuba en el Golfo de México, de 112.000 kilómetros cuadrados, fue parcelada en 1999 en 59 bloques para la exploración extranjera. La Encuesta Geológica de Estados Unidos ha estimado que la cuenca del norte de Cuba podría contener unos 4.600 millones de barriles de petróleo, con un potencial máximo de 9.300 millones de barriles y cerca de un billón de pies cúbicos de gas natural.

