

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

### Índice:

Análisis: India apuesta por jatropha, biodiesel de bajo costo.....	1
Enfoque: China creará un su primera bolsa de créditos de carbono.....	3
Innovación: Total presenta proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO2 en Francia.....	7
¿Hacia un mercado mundial de biocombustibles coordinado por Brasil y Estados Unidos?.....	9
Boeing y la NASA apunta a bio-kerosén fabricado en Brasil.....	12
Qatar amplia infraestructura para el mercado global del GNL.....	14
Gas: La argelina Sonatrach sigue los pasos de Gazprom y abre filiales en Europa.....	15
Colombia: la rusa Lukoil halla petróleo en Boyacá.....	16
Chile: Suez vuelve al SIC con una central a carbón y perspectivas de gas peruano.....	18
Estudio: El incremento en la generación de centrales eléctricas a carbón en Chile.....	19
Cifras y Notas del Sector.....	23

### Análisis: India apuesta por jatropha, biodiesel de bajo costo

*\*El arbusto, muy resistente, da anualmente, y durante más de 30 años, de 2 a 3 kg de frutos del que luego es sacado el aceite para transformar en biodiesel.*

*\*A diferencia de los biocarburantes nacidos del maíz o la soja, el biodiesel que proviene de jatropha no corre peligro de roer las tierras de la agricultura nutricia, la planta que es cultivada en tierras habitualmente abandonadas.*

*\* Varias empresas de telefonía móvil apuntan a este biodiesel como fuente alternativa de energía para redes inalámbricas en áreas rurales.*

Los países emergentes encontraron posiblemente la fuente providencial de biocarburantes al menor costo: la jatropha, un arbusto de flores rojas que prolifera en las zonas semiáridas del que se obtiene un aceite no comestible para usos industriales, como velas y jaboneas y por supuesto Biodiesel.

En Nueva Delhi, el Instituto de energía y de recursos (TERI), centro de investigación especializado en biotecnologías, lanzó un programa de 9,4 millones de dólares en 10 años con el fin de hacer pasar este cultivo, todavía artesanal, a un estadio intensivo (Le Monde, 10/2). *"Hace solamente cinco años, el jatropha casi no presentaba ningún interés, pero, con el alza de los precios del crudo, su cultivo se volvió repentinamente atractivo"* constató el doctor Alok Adholeya, que dirige el programa que reúne a 25 investigadores.

El arbusto, muy resistente, da anualmente, y durante más de 30 años, de 2 a 3 kg de frutos del que luego es sacado el aceite para transformar en biodiesel. *"Aunque la inversión inicial para la producción de biodiesel es alta, jatropha tiene una vida productiva de 30-35 años y podría ser mantenida a bajo costo"* (Reuters India, 16/1). Cada semilla contiene cerca de 35% de aceite. Ocho kilos de cosecha permiten producir más de 2 litros de biocarburantes.

Para marzo de 2008, los investigadores esperan convencer a millares de agricultores de participar en una prueba de tamaño natural en 8.000 hectáreas en Andhra Pradesh, el sudeste del país. *"Debemos aprender a administrar su explotación de manera óptima"*, explicó Adholeya, que espera movilizar en la próxima década de 20.000 a 30.000 agricultores.

Paralelamente, los biólogos del TERI procuran mejorar la productividad del jatropha. Consiguieron así inocular, de manera maciza, microorganismos en las semillas de los arbustos para que las raíces alimenten todavía más la planta, hasta los suelos muy poco fértiles.

Este procedimiento aumentaría los rendimientos del 20 al 30%. *"Procuramos también identificar los genes responsables de la producción de aceite, con vista a elaborar un jatropha genéticamente modificada que debería estar listo en cinco años"* precisó el director del programa.

A diferencia de los biocarburantes nacidos del maíz o la soja, el biodiesel que proviene de jatropha no corre peligro de roer las tierras de la agricultura nutricia, la planta que es cultivada en tierras habitualmente abandonadas.

A fines de enero, el gobierno indio anunció que hay 60 millones de hectáreas de terrenos baldíos en el país que podrían ser usados para la cultivación de jatropha para alcanzar el objetivo de una mezcla del 5% (The Hindú, 29/1). India planifica sustituir alrededor del 5% de sus actuales 40 millones de toneladas de consumo anual de diesel con jatropha biodiesel en el futuro.

Un funcionario de la industria aseguró que las firmas privadas se alinean para millonarias inversiones en India para la producción de biodiesel de jatropha, con una nueva política de biocombustibles probablemente pronto (The Financial Express, 16/1). Sandeep Chaturvedi, presidente del Biodiesel Association of India dijo que cerca de 25 mil millones de rupias (565 millones de dólares) para invertir.

Otro emergente, China proyecta producir anualmente seis millones de toneladas de biodiesel para lo cual va a sembrar 13 millones de hectáreas de bosques alrededor de 2010 (Shanghai Daily, 8/2). Al plantar de árboles, de los cuales se extraigan biocarburantes, una superficie equivalente a la de Inglaterra, China obtendría una gran fuente de energía limpia, según dijo la Administración Estatal de Bosques. Este organismo cuenta para ello con el jatropha. Este sería la fuente principal para la elaboración de carburante, aunque el producto también se extrae del aceite de palma, el frijol de soja y la caña de azúcar.

El organismo forestal del Estado firmó un acuerdo con PetroChina Co. para la explotación de terrenos con cultivos que puedan emplearse en biocombustibles en las provincias de Yunnan y Sichuan, en el sudoeste de China, dijo en enero PetroChina, la mayor compañía petrolera del país.

Para fines de esta década el biodiesel constituiría el 30 por ciento de las energías renovables usadas en China, de acuerdo con lo planeado.

El jatropha crece tanto en Egipto como en Madagascar o en Guatemala. El gobierno indonesio decidió animar su plantación a gran escala. En Brasil, Petrobras desarrolla un proyecto piloto con 5.000 familias de agricultores para cultivar este nuevo oro verde.

### **Jatropha como fuente alternativa de energía en redes inalámbricas en áreas rurales**

Las corporaciones Ericsson, GSM Association (GSMA) y la operadora Idea Cellular se unieron para hacer viable el uso de biocombustibles como fuente alternativa de energía en redes inalámbricas en las áreas rurales de la India (CXOToday.com, 9/2). Recientemente hubo un proyecto piloto en Nigeria, como este, para demostrar la potencialidad del biocombustible como sustituto del diesel, común en estaciones radio-base móvil localizadas en regiones donde no hay energía eléctrica. Ahora llegó la hora que los indios prueben la novedad en Pune, Maharashtra.

En la primera fase del proyecto, que está próximo a concluir, fue probada la viabilidad de la utilización de semillas de plantas no-comestibles, como algodón y jatropha. En la segunda etapa será utilizada la cosecha en fase de crecimiento para producir el biodiesel que generará energía capaz de colocar en funcionamiento de 5 a 10 estaciones de radio-base en la región de Maharashtra.

El biodiesel posee incontables ventajas sobre el diesel común. Puede ser producido localmente, creando empleos en áreas rurales, mientras reduce la necesidad de transporte, logística y seguridad. El combustible también tiene un impacto mucho menor en el medio ambiente. Además de eso, resultados demuestran que el biocombustible es más limpio y puede aumentar el tiempo de vida de los generadores de las estaciones de radio-base, y con esto reducir costos. Casi tres cuartos de la población de India viven en zonas rurales y podrán usufructuar las ventajas económicas y de comunicación provenientes de las asociaciones entre las tres organizaciones (Pcworld.in, 8/2).

India suma a más de 6 millones de suscriptores de teléfonos móviles cada mes, y muchos operadores apuntan a los mercados menos desarrollados del país como los rurales como la siguiente gran oportunidad de obtener ingresos.

### **Enfoque: China creará un su primera bolsa de créditos de carbono**

*\* China es una de las principales economías y de crecimiento más acelerado del mundo, además de proveedora de un tercio de créditos de carbono mundiales. En adelante puede invertir en una tecnología industrial menos contaminante.*

*\*Los desastres naturales derivados de la falta de estrategia ambiental provocan cada año en el país unas pérdidas directas de 30.000 millones de euros, equivalente a entre el 2 y el 5 por ciento del PIB anual.*

China, que tiende a superar a Estados Unidos como la mayor emisora de dióxido de carbono, va a instalar su primera bolsa de créditos de carbono para permitir a las empresas obtener beneficios con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La bolsa, a instalarse en Pekín, que operará con la ayuda de 12 brokerages firms en China Occidental, costará 1,7 millones de dólares a lo largo de tres años, y será formada con el apoyo financiero de Arcelor Mittal, dijo el coordinador de la Organización de Naciones Unidas (ONU) en China, Khalid Malik. *"Esperamos hacer la bolsa lo más pautada posible por el mercado"*, dijo Malik en Pekín.

El proyecto apunta a establecer centros de servicio técnico del Clean Development Mechanism (CDM) en 12 provincias Xinjiang, Qinghai, y en el interior de Mongolia (Zee News, 7/2). Estos centros actuarán como agentes de bolsa entre inversionistas internacionales y socios locales para obtener *"green investment"* en las regiones menos desarrolladas de China.

El gobierno chino aprobó cerca de 300 proyectos de CDM para finales de enero, incluyendo generación de energía eólica, hidroelectricidad y landfill gas power. Con todos estos proyectos iniciados o por empezar, el fondo absorberá alrededor de 2 mil millones de dólares (China Daily, 12/2).

En los primeros nueve meses del 2006 más del 60% de los créditos del CDM procedió de China y esperan que el comercio de carbono canalice entre 6 y 15 mil millones de dólares por año en Asia, dijeron a Reuters US (8/2) especialistas del Asian Development Bank.

La ONU está intentando ayudar a China, una de las principales economías y de crecimiento más acelerado del mundo, además de proveedora de un tercio de créditos de carbono mundiales, a invertir en una tecnología industrial menos contaminante. El calentamiento global, causado por gases como el dióxido de carbonos, deberá elevar las temperaturas medias del planeta en 6,4 grados Celsius hasta el final de este siglo, según las previsiones de la ONU. Este organismo va a certificar los créditos y pretende tener el sistema listo en el verano (de junio a septiembre en el Hemisferio Norte), dijo Malik (Bloomberg, 7/2).

Los créditos de carbono son empleados para estimular las empresas a que reduzcan su nivel de polución. Cada uno de ellos representa un corte de 1 tonelada en las emisiones de dióxido de carbono y es vendido para empresas que sobrepasan esos límites.

El comercio global de créditos de emisiones fue de 22 mil millones de dólares en los primeros nueve meses de 2006, el doble de los 11 mil millones en todo el año 2005, dijo en octubre el Banco Mundial (The Economic Times, 7/2).

American International Group y el Swiss Reinsurance, dijo que pueden crear nuevos productos para manejar los riesgos asociados con el cambio climático. El Chicago Climate Exchange es la primera bolsa mundial de *trading emission credits*, con comercio electrónico de gases de efecto invernadero desde 2003.

Los créditos creados en China cuestan hasta 9 euros (11,60 dólares), según Chen Ying, vicedirector de China Energy Conservation Investment Corp, el brokerage estatal de créditos con sede en Pekín. Los créditos de carbono de los países en desarrollo fueron comercializados en un promedio mundial de 10,5 dólares en los nueve primeros meses de 2006, dijo el Banco Mundial en octubre. Entre las empresas que comprarán créditos de las compañías chinas, están Morgan Stanley y BP. El gobierno de China se queda con una parte del 65% de los ingresos obtenidos con las ventas de créditos de carbono para inversores extranjeros, según el gobierno chino.

Los inversores criticaron esa práctica como ineficiente, según Kishan Khoday, coordinador asistente permanente de la ONU en China. La ONU va a costear un sistema de verificación de los créditos y de reducción de los costos. Parte de los ingresos ayudará a comunidades rurales a suministrar energía eléctrica para las escuelas, dijo Khoday.

Sin embargo, los funcionarios de Naciones Unidas dijeron a The Financial Times (5/2) que será difícil diseñar esos créditos antes de 2012, aunque pueden formar parte de un extenso sistema de comercio de carbono.

## China aduce falta de dinero y tecnología para conseguir reducir sus propias emisiones de gases

China está preocupada con el calentamiento global, pero no tiene dinero ni tecnología para conseguir reducir significativamente sus propias emisiones de gas, admitió uno de los más calificados científicos del gobierno. El país quiere reducir su dependencia en relación al carbón, pero hacer una conversión en gran escala para una matriz energética más limpia tendría costos prohibitivos para una economía aún en desarrollo como China.

El dilema que afronta el presidente Hu Jintao es como traducir la preocupación en políticas para sostener el crecimiento y los empleos recortando la utilización de combustibles fósiles y de gases de efecto invernadero, dijo a China Daily (6/2) Alan Dupont, experto en cambio climático y seguridad de la Universidad de Sydney. El futuro de China depende de la continuación del crecimiento económico del 8% y 9%, según Dupont.

El país asiático también está detrás de Europa y Estados Unidos en lo que concierne a la tecnología necesaria para una quema más limpia de carbón, dijo Qin Dahe, jefe del Centro Meteorológico de China y consejero del gobierno en el área de cambio climático (Financial Times, 6/2).

El carbón representa un 69% de la producción de energía del país. *"Lleva tiempo para quitar el atraso"*, dijo en una entrevista colectiva. El consumo chino de carbón por 1.000 euros del PBI cayó de 2,68 toneladas en los primeros años de los noventa a las 1,43 toneladas de 2005 (China Daily, 17/1).

Los planes de desarrollo del gigante asiático señalan que en 2010 la capacidad eléctrica china alcanzará 800 millones de kilovatios, de los que un 35 % provendrán de "energías limpias": hidroeléctricas, centrales nucleares y nuevas formas de energía, entre ellas la biomasa. Además de eso, va a restringir el crédito bancario a las industrias que desperdician combustible y son contaminantes (People Daily, 11/2).

El país quiere aumentar, por otro lado, el apoyo crediticio para las industrias más *"ecológicamente correctas"*, dijo el informe del cuarto trimestre del Banco del Pueblo de China (Banco Central chino).

Los chinos quieren revisar su política de precios de energía para asegurar que los costos de consumo se hagan lo bastante para animar a la conservación y detener el desperdicio. China quiere reducir la polución y pretende cortar en una 20%, en los próximos cinco años, el uso de energía sin comprometer el crecimiento. El país fracasó en alcanzar la meta prevista para el año pasado. *"El 11th Five-Year Plan pone como objetivo de conservación de energía reducir el 20% de consumo de energía por unidad del PBI para 2010, con el aumento de un 10% de las*

*energías renovables. Esperamos que estos proyectos puedan contribuir a los ambiciosos objetivos",* dijo Liu Yanhua, viceministro de Ciencia y Tecnología (Xinhua, 7/2).

*"Desde una perspectiva de costos, las reformas de los precios de energía y de recursos naturales, como agua, electricidad, gas natural y petróleo, van a continuar a implementarse",* dijo el BC chino. *"Préstamos para las industrias de uso intensivo de energía y para las industrias contaminantes serán estrictamente limitados en adelante".* China controla el precio de la gasolina, del diesel y de los productos energéticos como electricidad y gas natural con el objetivo de contener la inflación. El gobierno va a cambiar el modo como se componen los precios para que ellos reflejen mejor los precios practicados en los mercados internacionales (Forbes, 10/2).

*"La reforma en los precios de los recursos naturales es urgente para crear una sociedad que economiza energía y asegura el desarrollo sustentable",* dijo el BC. *"Las reformas pueden llevar a los precios a una fluctuación en el corto plazo, pero en el largo plazo van a ayudar a cambiar la economía estructuralmente, mejorar las condiciones de cambio de política monetaria y asegurar el desarrollo económico sustentable"* (People Daily, ídem).

Las industrias de energía de China, incluyendo la del gas natural, petróleo y carbón, vienen creciendo de forma estable desde el año pasado, disminuyendo el desequilibrio entre oferta y demanda. La producción de carbón creció un 11,9% el año pasado, mientras la generación de energía registró una expansión del 13,7% y la producción de petróleo aumentó un 1,7% según los datos del BC. Las refinerías china procesaron un 6,3% más petróleo que el año pasado, concluye el informe.

## Implicancias de los cambios

Qin fue uno de los representantes chinos en el panel de la ONU que anunció la semana pasada que el calentamiento global *"muy probablemente"* es efecto de la actividad humana y que el cambio climático continuará por siglos.

China concuerda con la conclusión del documento y se preocupa con el tema, ya que, así como todo el mundo, enfrentará cada vez más problemas con la elevación de las temperaturas y el aumento en el nivel de los océanos. La recomendación es que China invierta en investigación y en observación de los patrones climáticos. Según Qin, Pekín, ya estableció como objetivo reducir en un 4% al año, para los próximos cinco años, los niveles de emisiones de dióxido y otros gases.

El gobierno tiene un compromiso serio en cortar sus emisiones y determinó *"firmemente a todas las regiones que cumplan con las metas de reducción"*. Sin embargo, el país no está obligado por ningún acuerdo internacional a disminuir el volumen de contaminante en la atmósfera. Y además de eso, ya fracasó en relación a las metas establecidas hace cinco años. El mes pasado, Shanghai Daily informó que algunas regiones del país estaban bajo sospecha de falsear datos sobre emisiones de 2006. La divulgación de un estudio también en enero apuntó que el cambio de clima podrá causar gran disminución en la producción agrícola del país en las próximas décadas. En la segunda mitad de este siglo, la producción de trigo, maíz y arroz se caerá hasta un 37%, mientras las temperaturas podrán subir entre 2° C a 3° C de acá a 50 o 80 años.

En estos momentos la sequía que sufre el noreste chino está provocando restricciones que afectan ya a 300.000 personas de la provincia de Shaanxi y a medio millón de hectáreas de cultivo de la provincia de Shandong.

Las precipitaciones en la zona son entre un 50 y un 90 por ciento más bajas de lo normal y la temperatura uno o dos grados superiores a la media, y los informes meteorológicos indican que la situación no va a mejorar de momento, según informa la agencia oficial Xinhua (6/2).

De acuerdo con datos hechos públicos por la Administración Meteorológica de China, los desastres naturales provocan cada año en el país unas pérdidas directas de 30.000 millones de euros, equivalente a entre el 2 y el 5 por ciento del PIB anual.

## Innovación: Total presenta proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO2 en Francia

*\* Oxycombustión: utilizar oxígeno puro en lugar del aire para quemar el combustible. Este método permite aumentar la concentración de CO2 en humos rechazados (hasta 95%) y así facilitar considerablemente efectividad.*

La empresa Total anunció el lanzamiento de un proyecto piloto de captación y almacenamiento geológico de CO2 en el estanque de Lacq al sudoeste de Francia. Este proyecto, apoyándose en una técnica considerada como una de las más prometedoras en la lucha contra el cambio climático, permitirá inyectar durante dos años, a partir de finales de 2008, hasta 150.000 toneladas de CO2 en un antiguo depósito de gas natural en Rousse (Pyrénées-Atlantiques) (Gas Matters, 9/2).

"Este proyecto ilustrará la contribución que la captura y almacenamiento de CO2 puede aportar a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones industriales", subrayó Christopher de Margerie, Director General de Exploración-Producción de Total. Representa la primera cadena integrada de captación de CO2 por oxycombustion asociado con el almacenamiento en un antiguo yacimiento terrestre de hidrocarburos.

El primer elemento de este proyecto consiste en una unidad de producción de vapor en la planta de tratamiento de gas d Lacq. La combustión en esta unidad será realizada a oxígeno en lugar de aire, como señalé en un principio más arriba, lo que permite obtener un flujo concentrado por CO2 más fácil de captar. Después de la purificación, el CO2 será comprimido y transportado por un gasoducto en un antiguo yacimiento de Rousse, a 30 kilómetros de Lacq, donde será inyectado por un pozo existente, en una formación rocosa a una profundidad de 4.500 metros.

Después de estudios preliminares llevados a cabo en 2006, en el campo de Rousse, cuya estructura geológica presenta sólidas garantías de perennidad, fue acogida en el sitio de inyección. Hoy, Total acaba de lanzar la fase de estudios de ingeniería. Las primeras inyecciones de CO2 están previstas para noviembre de 2008. El proyecto, cuyo costo casi se elevará 60 millones de euros, será realizado en colaboración con Air Liquide y gozará de varias colaboraciones entre las que estarán el IFP (Institut Français de Pétrole) y el BRGM (Bureau de Recherche Géologique et Minière).

El grupo Total participa desde hace más de 10 años en varios proyectos de reinyección de CO<sub>2</sub>, particularmente en las formaciones acuíferas salinas en sitios de producción petrolera en el mar del Norte. La captación y almacenamiento de CO<sub>2</sub> completan el dispositivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puesto en ejecución por el grupo a través de otras acciones como el desarrollo de energías renovables, la reducción de la quema de los gases asociados con la producción y el mejoramiento de lo que los franceses llaman *efficacité énergétique* en las instalaciones de producción (Enerzine, 9/2)

## Oxycombustión para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>

En el marco de investigación sobre el procedimiento de oxycombustión, científicos del Instituto de los procedimientos y de generadores a vapor de la Universidad de Stuttgart (IVD) trabajan actualmente en una instalación que integra procedimientos innovadores de combustión y despolvoreación de humos.

Este instituto dispone para ello de la estructura única experimental europea de oxycombustión que es acoplada a un sistema de depuración de humos, es decir, de la separación del dióxido de carbono.

Entre los numerosos procedimientos de separación de CO<sub>2</sub> que son objeto de investigación, el procedimiento "Oxifuel" (u Oxicombustión) forma parte de los que presentan más posibilidades de éxito. El principio: utilizar oxígeno puro en lugar del aire para quemar el combustible. Este método permite aumentar la concentración de CO<sub>2</sub> en humos rechazados (hasta 95%) y así facilitar considerablemente efectividad, con vistas a su licuefacción para pasar a su almacenamiento a largo plazo en los lechos geológicos profundos.

Para permitir el funcionamiento del aparato (de una potencia térmica de 0,5 MW) en condiciones de oxycombustión, un sistema de circulación de humos despolvoreados fue instalado. Por otro lado, el instituto dispondrá en los sucesivos de una compleja de infraestructuras para el aprovisionamiento de diferentes "cámaras" de ensayo en oxígeno, dióxido de carbono y nitrógeno.

En el marco de estas actividades de investigación, los científicos de Stuttgart caracterizan las propiedades de encendido y de combustión de los diferentes combustibles. Entre los otros temas, estudian la formación de las emisiones contaminantes y sus diferentes comportamientos en condiciones atmosféricas y de recirculación. Puede, así, deducir de eso los modos de evitar la formación de los contaminantes y establecer recomendaciones para la optimización de los destiladores y para el análisis de la calidad de las cenizas y de los polvos volátiles. Los resultados de estas investigaciones favorecen también el desarrollo de modelos capaces de simular con precisión los procedimientos de combustión y optimizarlos.

Estas investigaciones son llevadas a cabo en el marco de numerosos proyectos nacionales e internacionales, en particular el proyecto europeo ENCAP (Enhanced Capture of CO<sub>2</sub>) que reagrupa a 33 socios científicos e industriales (<http://www.encapco2.org/>). ENCAP es un proyecto cuyo objetivo es desarrollar la nueva precombustión de tecnologías de captura y proceso de CO<sub>2</sub> para la generación de electricidad.

Probablemente habrá que esperar hasta 2015-2020 para ver aparecer las primeras aplicaciones industriales del procedimiento de oxycombustión con sistema de captura de CO<sub>2</sub> integrado.



## Geopolítica: ¿Hacia un mercado mundial de biocombustibles coordinado por Brasil y Estados Unidos?

*\*Sin abrir el mercado norteamericano a las exportaciones brasileñas de etanol, Estados Unidos quiere asociarse a Brasil para explorar terceros mercados. Los sectores privados de los dos países poseen una participación en El Salvador.*

*\*Uno de los objetivos es reducir la dependencia en relación al petróleo de naciones consideradas como enemigas, como Venezuela e Irán.*

*\*Tema pendiente en Brasil, las tarifas al etanol. El año pasado, Brasil vendió 1,6 mil millones de litros de etanol a Estados Unidos. Con la explosión de la demanda y los altos precios del combustible, la tarifa aplicada en Estados Unidos hizo poca diferencia y los usineiros brasileños hicieron negocios muy lucrativos. Pero los precios están cayendo y la tarifa puede volver a perjudicar al alcohol brasileño.*

Brasil y Estados Unidos van a escoger un país de América Central para desarrollar un proyecto piloto de conversión del consumo de petróleo en etanol. El objetivo es difundir el uso del etanol para crear mercados y transformar al etanol en un commodity, al igual que productos como soja y mineral de hierro, que son negociados en bolsas de mercancías.

El proyecto deberá estar en la agenda en la visita que el presidente Lula hará a Estados Unidos en la primavera americana por invitación de George Bush, cuando, hablarán sobre los planes del etanol. Hace cerca de seis meses, Brasil presentó a Estados Unidos una propuesta de memorandum para establecer las bases de una cooperación entre los dos países en el área y no tuvo respuesta hasta ahora. En los últimos meses los americanos comenzaron a pensar más seriamente el asunto (O Globo, 7/2)

Los dos países están desarrollando un programa de *padronização* del etanol para que la producción obedezca a los mismos criterios, a fin de facilitar el comercio mundial. La *padronização* u estandarización consiste en establecer criterios técnicos de pureza y calidad para el comercio internacional del combustible (DCI, 9/2). Una vez transformado en commodity, el etanol tendrá su precio de mercado cotizado internacionalmente y tanto Brasil como Estados Unidos, los dos mayores productores y consumidores, podrán influir en los precios del producto.

*"Nuestros científicos pueden tener cooperación en investigación y desarrollo para mejorar la eficiencia del etanol del maíz y de caña, mejorar la productividad. También es preciso pensar en redes de distribución para llegar a los mercados. En la visión de los americanos, Brasil y EE.UU. pueden estimular la producción de etanol en América Central, en Caribe y Sudamérica. Si hay un mercado global para el petróleo, para el gas, ¿porqué no un mercado global del etanol? Si la demanda aumenta en el mundo, sería bueno para Brasil y para EE.UU. Eso va a*

*estimular la producción en nuestros países y traerá beneficios ambientales globales" dijo Burns (Estado de Sao Paulo, ídem).*

Sin abrir el mercado norteamericano a las exportaciones brasileñas de etanol, Estados Unidos quiere asociarse a Brasil para explorar terceros mercados. Los sectores privados de los dos países poseen una participación en El Salvador. ARFS (American Renewable Fuel Suppliers) es una usina deshidratadora de alcohol localizada en sonsonete con capitales de la brasileña Crystalserv, de la norteamericana Cargill y de la Compañía Azucarera Salvadoreña (CASSA). La usina aprovisiona básicamente al mercado norteamericano. Las exportaciones brasileñas de etanol aumentaron de 765 millones en 2005 a 1,6 mil millones de dólares en 2006.

En Brasil el costo de producción del etanol es cerca de un 40% más bajo que en Estados Unidos. Por eso, los americanos quieren hacer negocios con Brasil en otros mercados, no en el americano.

El interés de Estados Unidos en defender su industria en una etapa crítica para su desarrollo puede restringir las negociaciones entre los dos países en aspectos importantes, pero de carácter secundario, como la unificación de patrones técnicos y acuerdo para financiación de investigaciones y desarrollo de nuevas tecnologías de producción (Valor, 9/2).

Una dificultad es que Estados Unidos no parece dispuesto a remover las barreras que actualmente protegen la industria americana de etanol contra competidores más eficiente, como los brasileños. La principal de esas barreras es una tarifa que encarece la importación de alcohol, que acaba de ser prorrogada hasta finales de 2008.

El año pasado, Brasil vendió 1,6 mil millones de litros de etanol a Estados Unidos, seis veces el volumen exportado en 2005. Con la explosión de la demanda y los altos precios del combustible, la tarifa aplicada en Estados Unidos hizo poca diferencia y los *usineiros* brasileños hicieron negocios muy lucrativos. Pero los precios están cayendo y la tarifa puede volver a perjudicar al alcohol brasileño.

La industria americana, que goza de un prestigio político creciente, no abre la mano de los beneficios que recibe y ve poco futuro en las discusiones entre Brasil y EE.UU. "No va a dar mucho", dijo el presidente de la Asociación de Combustibles Renovables (RFA, por sus siglas en inglés), Bob Dineen. "*Nuestro sistema está funcionando bien y no hay razón para mover la tarifa o en nuestros subsidios.*"

Mientras, el canciller Celso Amorim dijo el jueves que los aranceles de importación que aplica Estados Unidos al etanol son aberrantes (Miami Herald, 8/2). "*Mejor que los (los estadounidenses) cambien esos aranceles... pero hay otras formas de cooperar. Pienso que ambos tenemos un gran interés principalmente en formar un gran mercado mundial" de etanol o alcohol combustible.*

La demanda por combustibles como el etanol tenderá a aumentar en los próximos años y los especialistas prevén que Estados Unidos continuará necesitando de importaciones para suplir sus necesidades de energía. Pero la industria americana están en expansión acelerada y lo último que va a aceptar será la pérdida de sus ventajas a favor de competidores como Brasil.

## ¿Estrategia política?

El domingo en una entrevista con O Estado do Sao Paulo (11/2), Nicholas Burns, subsecretario de Estado de Estados Unidos para Asuntos Políticos dijo que el interés de su país en la asociación con Brasil para la producción de biocombustibles tiene como objetivo reducir la dependencia en relación al petróleo de naciones consideradas como enemigas, como Venezuela

e Irán: *“La energía se transformó en un gran tema diplomático y a veces se distorsiona y amplía el poder de un país más de lo que probablemente debería tener”.*

El principal motivo es de naturaleza política. Estados Unidos no ven la promoción del etanol sólo como un medio para reducir la enorme dependencia del petróleo importado. En realidad, pasaron a ver esa discusión como una oportunidad para recuperar su influencia en la región y se reaproximan a países que se alejaron mucho en los últimos tiempos, como Brasil o Argentina.

La estrategia americana prevé la entrada de países como Perú y Colombia y de naciones del Caribe en las negociaciones. Uno de sus objetivos es minar la influencia ejercida en la región por el presidente de Venezuela, Hugo Chávez, que EE.UU. ve como una seria amenaza para la estabilidad regional. Venezuela suministra hoy cerca de un 11% del petróleo importado por los americanos.

## Incentivos a la inversión en biotecnología

El gobierno brasileño quiere atraer capital privado para garantizar inversiones en investigaciones aplicadas en el área de biotecnología. En contrapartida, propicia financiaciones en condiciones especiales, exenciones tributarias, subsidios a procesos de innovación tecnológica, infraestructura de laboratorios, garantía de compraventa de la producción y la formación de investigadores vía becas de postgrado oficiales (Valor, 9/2).

La Política de Desenvolvimento da Biotecnologia, lanzada el jueves por el presidente Luiz Inácio Lula da Silva, consiste en una extensa lista de proyectos y acciones consideradas prioritarias por el gobierno para el desarrollo del sector. El gobierno mira, sobre todo, medidas para atraer recursos de fondos de venture capital y private equity, que usan recursos de terceros para inversiones específicas.

Un modelo para la nueva política es la concesión de subsidios a las empresas que adoptan procesos tecnológicos innovadores. El Ministerio de la Ciencia y Tecnología reservó 510 millones de reales hasta 2008 para desarrollo de procesos y productos, como remedios y bienes de capital, sobre todo en la cadena de biocombustibles y combustibles sólidos, biomasa y energías renovables.

En el sector industrial, sobre todo en el segmento químico, la estrategia se enfoca en la generación de tecnologías de biomasa, con la producción de etanol, biodiesel y la hidrólisis enzimática, que lleva al etanol a partir de la celulosa. El incentivo también recoge la producción de inoculantes para la fijación de nitrógeno en gramíneas, la producción de plásticos biodegradables, enzimas industriales y del nuevo combustible hidrogenado (HBIO). También hay espacio para proyectos industriales de uso alimenticio, cosmético y ambiental.

Las compañías extranjeras amplían sus inversiones para exportar etanol brasileño en el mismo momento en que Europa anuncia una apertura inédita de su mercado a la producción nacional. El viernes, el Noble Group, de Hong Kong, anunció que invertirá 200 millones de dólares en la producción y exportación de etanol de Brasil (Estadao.com, 9/2). El mismo día los europeos anunciaron la apertura de su mercado para que 200 mil toneladas de azúcar puedan ser compradas de Brasil, India y Australia sin el pago de tasas de importación.

En el caso de los asiáticos, el blanco de los inversores fue la planta Petribu Paulista, con capacidad para triturar 2 millones de toneladas métricas de caña. Esta semana, la empresa anunció que adquirió la usina en San Pablo por 70 millones de dólares. La estrategia de Noble es ser uno de los principales exportadores de etanol del país en los próximos años (hoy, el grupo es responsable del 10% de las exportaciones).

Mientras el capital extranjero continúa entrando a Brasil para la producción de etanol, Europa abra cada vez más su mercado al producto. Al finalizar la semana, la Unión Europea anunció que la importación de 200 mil toneladas de azúcar sería permitida en el mercado del viejo continente este año, sin el cobro de impuesto. Brasil debe ser el principal beneficiario de la medida (Ultimo Segundo, 9/2). Hoy las empresas que necesitan usar azúcar como materia prima pagan más de 800 dólares por tonelada del producto hecho en Europa. Si importaran el producto, el valore sale por lo menos 380 dólares.

## Boeing y la NASA apunta a bio-kerosén fabricado en Brasil

Boeing y la NASA están recurriendo a la tecnología brasileña y probando un biocombustible producido en Brasil, para ser usado en gran escala en la aviación comercial. La previsión es, que el biocombustible es fabricado por Tecbio, de Fortaleza, esté en el mercado en dos años, pronto para aprovisionar la JATO en todo el mundo.

Tecbio, empresa suministradora de equipos para las plantas de biodiesel, suscribió este mes el contrato para la segunda fase de la prueba de biocombustibles con Boeing, que tiene, por su parte, otro contrato de colaboración científica con NASA. El objetivo de las asociaciones es encontrar en el Biocombustible brasileño la solución para sustituir el kerosén producido a partir del petróleo. De momento, un volumen no revelado de bio-kerosén fabricado en Brasil es enviado a Estados Unidos, donde acciona las turbinas de Boeing en un laboratorio y pasa por pruebas con técnicos de la NASA.

*"La tecnología es nuestra, de Tecbio, que fabrica el biocombustible. Boeing hace las pruebas de aplicación práctica de la tecnología en la aviación, como, por ejemplo, las pruebas en las turbinas. De momento, las pruebas son hechas en el laboratorio y después serán en campo. NASA hace las pruebas de cuestiones científicas, verificando el grado de corrosión, el impacto sobre el medio ambiente y la capacidad de combustión",* explica el presidente de Tecbio, Expedito José de Sá Parente.

*"Las pruebas hechas en la primera fase del contrato, que duró ocho meses, fueron de buena, presentación y buenos resultados parciales, lo que lleva a creer que es posible que el nuevo combustible esté en el mercado dentro de dos años".*

De acuerdo con Parente, el bio-kerosén es fabricado a partir de óleos vegetales de bajo peso molecular, como los extraídos del BABAÇU. Según Parente, el acuerdo de confidencialidad suscrito con Boeing impide revelar los números e informaciones sobre los valores de los contratos, que prevé renovaciones cada seis meses. Pero la asociación con Boeing, dice Parente, no prevé cualquier exclusividad para la multinacional, sea para la fabricación, la venta o la distribución del bio-kerosén, cuando el producto estuviera homologado.

*"La asociación fue hecha para estudios y pruebas, para encontrar un biocombustible que pueda ser usado en los aviones, inclusive en aquellos que comienzan a ser fabricados hoy y tiene vida útil de 30 años, cuando el uso del kerosén fósil estará enfrentando serios obstáculos. Es un proyectos para contribuir a la transición del mundo post-petróleo".* Según Parente, aún es pronto para saber si el bio-kerosén será usado puro o mezclado a los combustibles fósiles.

## La AIE apunta a fuertes incertidumbres en la viabilidad económica de los biocombustibles

La Agencia Internacional de Energía (AIE) revisó por encima sus previsiones para la producción mundial de biocombustibles (etanol y biodiesel), pero apuntó "fuertes incertidumbres" en cuanto a su viabilidad económica. La agencia destaca el apoyo político a la producción en varios países, sobre todo en Estados Unidos, traducido en generosos subsidios a los productores por razones de seguridad energética y ambiental (Science Magazine, 8/2).

Estados Unidos subsidia a los productores con 0,50 dólares por galón, para compensarlos por el poco atractivo económico en el segmento. Pero la AIE destaca que la reciente caída del petróleo, a cerca de 55 dólares el barril, coincidió con un disparo del maíz, lo que hizo que a la producción del etanol menos atractiva. Así, el economista Julius Walter, autor del capítulo sobre biocombustibles en el informe de la AIE, estima que sólo con mucha subvención es que Estados Unidos alcanzará su meta de reducir en un 20% el consumo interno de gasolina en diez años, a partir del incentivo a combustibles alternativos. En las antípodas se encuentra Brasil, que no subsidia su sector.

En este contexto, Brasil estará al lado de Canadá, la Unión Europea, Australia y Argentina contra Estados Unidos en la primera consulta de una disputa abierta por los canadienses contra las subvenciones al maíz, producto más usado para la producción americana de etanol. Aunque los biocombustibles estén en el foco de la agenda internacional, la persistencia de "incertidumbres significativas" lleva a la AIE a hacer proyecciones conservadoras comparadas a otros análisis. La agencia estima que la producción de etanol y biodiesel creció un 20% en 2006, a 780 mil barriles por día. La expectativa es que el total alcance 1 millón de barriles por día este año, y 1,5 millones en 2011.

Estados Unidos tiene 112 refinerías de etanol, con capacidad de 360 mil barriles por día. Otras 84 usinas están en construcción o expansión. Con nuevos proyectos anunciados cada semana, la capacidad total americana puede llegar a 1 millón de barriles de etanol en 2008. Con relación al biodiesel, 87 usinas tienen producción combinada de 40 mil barriles por día en Estados Unidos. Otras 78 están en construcción, con 90 mil barriles adicionales. La agencia estima que la tendencia de aumento en el sector continuará delante de la "*generosa*" ayuda gubernamental americana.

También Europa amplió la capacidad y la producción más rápidamente de lo que la agencia preveía. La producción de etanol ya es de 40 mil barriles por día, y una capacidad adicional de 50 mil barriles está en construcción. En América Latina y en Asia, los gobiernos igualmente estimulan la mezcla con gasolina y ven oportunidades de exportar a Europa y EE.UU.

## Qatar amplia infraestructura para el mercado global del GNL

*\*Instalarán nuevos trenes que unirán la producción de gas para exportar a todos los mercados*

Con la demanda global de gas natural licuado estimada en 420 millones de metros cúbicos para 2015, Qatar aumenta su producción de GNL. Para satisfacer una parte importante de sus necesidades invertirá 50 mil millones de dólares en nuevas instalaciones con Qatargas y Rasgas (Gulf Times, 9/2).

*"Qatargas establecerá ahora cuatro trenes que serán habilitados en 2010. Para ese momento, Qatargas, el mayor productor de GNL del estado, tendrá una capacidad de producción anual de 42 millones de toneladas y ayudará a que la producción de Qatar se eleve hasta los 77 millones de toneladas"* dijo el CEO y presidente de Qatargas, Faisal M al-Suwaidi.

Qatargas produce ahora cerca de 10 millones de toneladas de GNL cada año con la existencia de tres trenes de GNL (1, 2 y 3). Estos lograron un nivel de producción óptima de 3,3 millones de toneladas cada uno.

El *start-up* de cuatro trenes estaría en el programa. Los trenes Qatargas 4 y 5 arrancarán el año próximo en el marco del proyecto Qatargas II. El tren 6 (Qatargas III) entrará en operación en 2009 y el tren 7 (Qatargas IV) un año más tarde, en 2010. Todos estos trenes serán los líderes mundiales con una capacidad de producción anual de 7,8 millones de toneladas cada uno.

Esto fue alcanzado por empeño acertado en 2006. Antes de los trabajos estos trenes tenían una capacidad de aproximadamente 2 millones de toneladas cada uno. Qatargas I suministra GNL bajo contratos de venta a largo plazo y tiene contratos de clientes en Japón y España.

Por otra parte, Qatargas II, Qatargas III y Qatargas IV suministrará en mercados de Europa, Estados Unidos y el Reino Unido. Para 2010, Qatargas exportará el condensado y azufre además del GNL a prácticamente cada rincón del globo. La estrategia de Qatar es alcanzar cada mercado del mundo. *"El gas natural se transforma cada vez más una opción de combustible para clientes en todo el mundo debido a su limpia combustión y baja calidad de emisión. El GNL es una forma de entrega de gas natural fiable y segura"*, dijo al-Suwaidi.

El auge de Qatar en el dominio del GNL tiene sus inicios en los clientes japoneses liderados por Chubu Electric, que pusieron a la industria del GNL qatarí en el mapa global. Actualmente, Qatargas suministra GNL a ocho empresas en Japón. La mayoría de estas firmas de gas y de electricidad que suministran a millones de usuarios domésticos en el mercado japonés.

Qatargas envió su primera carga de GNL en 1996. Para finales de 2006, Qatargas entregó satisfactoriamente cerca de 1.100 cargas de GNL a clientes de todo el mundo. Estas incluyen a clientes en España, Japón, Estados Unidos, Francia, Turquía y el Reino Unido.

Los accionistas de Qatargas I son Qatar Petroleum (65%), ExxonMobil (10%), Total (10%), Mitsui (7,5%) y Marubeni (7,5%). Los accionistas de Qatargas II, el tren 4 QP 70% y ExxonMobil 30%. En el tren 5 QP tiene participaciones en un 65%, mientras Exxon, 18.3% y Total, 16,7%. Los accionistas de Qatargas III son QP (68,5%), ConocoPhillips (30%) y Mitsui

(1,5%). Mientras los accionistas de Qatargas IV son Qatar Petroleum (70%) y Royal Dutch Shell (30%).

## Los astilleros coreanos construirán más buques ante la ampliación de la demanda del mercado de GNL

A principios de febrero, Samsung Heavy Industries y Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, dos de los tres astilleros más grandes del mundo obtuvieron ordenes para construir nueve transportes de gas natural licuado, valorados en 2.37 mil millones de dólares (Bloomberg, 8/2).

Los constructores de buques recibieron contratos cada uno para la construcción de cuatro transportes de GNL por Qatar Gas Transport, la mayor consignadora de gas en Medio Oriente.

Las crecientes inversiones en producción y en transporte de GNL aumentaron los pedidos y acumulación record en los astilleros de Corea del Sur, los más grandes del mundo. El aumento de la demanda de comercio y los altos costos de las materias primas llevaron los precios de los buques a registrar niveles record desde 2003.

*"Los pedidos demuestran que los precios de los buques permanecerán estables este año para los astilleros", dijo Song Jae Hak, analista de Woori Investment & Securities en Seul. "Los astilleros comenzaron el 2007 con muchos pedidos, dando expectativas de que este será otro año bueno para el sector".*

La demanda global de GNL puede triplicarse para 2020, sostenido por la elevación de las importaciones estadounidenses, según la mayor Royal Dutch Shell.

Samsung Heavy construirá cuatro buques que pueden llevar cada uno 26,600 metros cúbicos de GNL, el tamaño más grande que estará en operación, según confirmó la empresa. Los navíos serán entregados el 15 de febrero de 2010. Con Sede en Seul, Samsung Heavy sostuvo que obtendrá por cada embarcación de GNL 286.4 millones de dólares.

Con el último contrato, Samsung Heavy tiene un record de acumulación valorada en 26.1 mil millones de dólares, que mantendrá sus yardas ocupadas durante tres años.

Daewoo Shipbuilding dijo que construirá cuatro barcos, cada uno capaz de transportar 210.100 metros cúbicos de GNL de Qatar y un navío que llevará 170,000 metros cúbicos de gas para una empresa no identificada en Europa. Las órdenes están valoradas en 1.22 mil millones de dólares. Los barcos serán entregados para finales de 2010. Daewoo tiene previsto construir 39 transportadores de GNL.

Los pedidos de buques de GNL también aumentaron ante el impulso de la demanda de gas natural tras el alza de los precios del petróleo. Los *LNG carriers*, que cuestan aproximadamente 200 millones de dólares cada uno, son de los buques de carga más caros y difíciles de construir.

## Gas: La argelina Sonatrach sigue los pasos de Gazprom y abre filiales en Europa

Las empresas nacionales de los países productores de gas, como Rusia y Argelia, tienen una nueva regla de oro: seguir su gas hasta el cliente final abriendo filiales en Europa con el fin de participar en los jugosos beneficios de la distribución y asegurar sus mercados. Después del grupo Gazprom, la sociedad argelina Sonatrach se comprometió por esta vía a sacar provecho plenamente de la apertura de los mercados europeos de energía (Le Monde, 8/2).

El ministro argelino de Minas y Energía anunció el 7 de febrero la creación de filiales en Francia y en España. Chakib Khelil precisó que *"la sucursal francesa abrirá dentro de algunos meses"*. Hasta ahora Sonatrach le vendía su gas a los grandes proveedores, como Gaz de France (GDF), en el marco de contratos a largo plazo.

*"Nuestro gas sería el más barato y aumentaríamos la competencia"*, explicó Khelil a El País (8/2). También Argelia quiere captar *"una parte de la renta generada en el segmento de distribución"*, reconoció Khelil. Así como lo hizo Gazprom, que abrió una filial Gazprom Marketing & Trading France en París a finales de 2006. Si intención es conquistar un millar de clientes en el Hexagone en los próximos cinco años, cerca de un 10% del mercado.

Sonatrach espera así *"tener una visión clara del mercado que se abre en Europa, donde la argelina puede ser la comercializadora más competitiva"*. Sonatrach quiere participar también en los trabajos de infraestructura en el viejo continente (almacenamiento, gasoductos, terminales).

Khelil no quiere asustar a sus clientes tradicionales: Particularmente GDF, 18% de su suministro procede de Argelia, su tercer proveedor después de Noruega (30%) y Rusia (23%). *"No pensamos ser un gran actor en distribución"*, quiso calmar.

Con la caída de la producción en el Mar del Norte, Rusia, Irán, Qatar y Argelia (octavas reservas mundiales) están en actualmente en posición de fuerza. La dependencia de Europa a las importaciones de gas va inexorablemente a aumentar, pasando del 50% actual a más de 80% en 2030, particularmente par alimentar las numerosas centrales eléctricas que funcionan a gas.

Khelil también aseguró que el nuevo impuesto a los beneficios extraordinarios que va a aplicar el gobierno norafricano a las petroleras y gasistas foráneas afectará "muy poco" a las compañías españolas porque la mayoría de sus contratos ya incluyen compensaciones al Estado argelino cuando los precios se disparan.

En este contexto, Argel dio un *coup d'arrêt* en la liberalización del sector de los hidrocarburos en 2006. Sonatrach reforzó su parte en los grandes proyectos gaseros. Fija su voluntad de diversificar su cartera de clientes, vendiendo en el mundo entero gracias al desarrollo del gas natural licuado (GNL). El volumen de los intercambios de GNL deberá crecer el 6% al año en los próximos 25 por venir.

## Colombia: la rusa Lukoil halla petróleo en Boyacá



La compañía rusa Lukoil y la canadiense Pacific Stratus Energy desarrollarán dos importantes campos. Mientras que la empresa canadiense, Pacific Stratus Energy, anunció que en el departamento de Sucre, al suroeste de Sincé, comenzará a explotar un nuevo yacimiento de gas natural, el cual será el segundo en tamaño de Colombia, la petrolera rusa Lukoil confirmó que encontró crudo en el bloque Medina en Boyacá, en inmediaciones del municipio de San Luis de Gaceno.

La filial colombiana de la empresa rusa, que posee un 70% de la participación, realizó un descubrimiento de petróleo en su yacimiento Cóndor ubicado en el bloque Medina, departamento de Tolima. La compañía afirmó que habría reservas por 100 millones de barriles, pero Ecopetrol - socia de 30 por ciento del contrato- dijo que aún no se han hecho pruebas para determinar el tamaño (El Tiempo, 7/2).

Se espera que en cerca de cuatro meses culmine la segunda perforación en este yacimiento que permitirá conocer más en detalle su potencial. Así mismo, las compañías deberán establecer si este descubrimiento puede ser comercial. Los resultados arrojados hasta el momento muestran que Cóndor es un campo de mediano tamaño similar a Guando - de propiedad de Petrobras- que contiene 130 millones de barriles.

La versión entregada por la compañía precisa que de este yacimiento se han extraído 4.000 barriles de crudo Vasconia, vendidos a firmas de América del Norte. Esta es el primer anuncio que realiza la empresa sobre el campo Cóndor después de que el director de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Armando Zamora, señalara que en Colombia 11 pozos de los 56 que se perforaron el año anterior resultaron productores (La Republica, 8/2).

El Ministro de Minas y Energía, Hernán Martínez Torres, calificó de prematuros y entusiastas los anuncios de la compañía petrolera rusa Lukoil. *"Es mejor dar un tiempo prudente para sacar conclusiones e hizo alusión a la experiencia del país de los últimos diez años, cuando se han anunciado grandes hallazgos que rápidamente se han desmentido"* (Dinero.com., 8/2).

"La demanda de petróleo en esta zona es bastante alta, y el surgimiento de una nueva fuente de materia prima se acoge aquí con júbilo, porque no habrá problema de la comercialización" -, aseguran en Lukoil Overseas. La empresa pública rusa Rosneft, que también intentó trabajar en Colombia, debido a las actividades guerrilleras en 2004 renunció a beneficiar el campo "Suroriente" donde ya había sido obtenido primer petróleo.

Los analistas hacen constar que si bien el bloque "Cóndor" no aportará un gran aporte a la producción de la empresa, al menos contribuirá a formar una imagen positiva de Lukoil como corporación transnacional. *"Las reservas de este yacimiento constituyen aproximadamente el 0,5% del total de las reservas que la empresa posee - , dice el analista de Alfa-bank, Andrei Fiódorov - , pero la ejecución del proyecto en semejantes condiciones geográficas va a confirmar la condición de Lukoil como empresa capaz de materializar proyectos complicados y funcionar en zonas conflictivas"*.

Mediante la ejecución de este proyecto Lukoil intentará hacerse fuerte en el mercado petrolero norteamericano donde le pertenece sólo una red de gasolineras. Más tarde la empresa podrá aspirar a tener parte en alguna refinería norteamericana, por ejemplo, en una que pertenece a la ConocoPhillips, gran accionista de Lukoil. *"De esta manera Lukoil tendrá la oportunidad de estructurar en el mercado norteamericano una vertical industrial"*, dice el analista.

## Descubrimiento de gas natural en el departamento de Sucre

Según Marino Ostos, presidente de Pacific Stratus, el contrato de gas se denomina "La Creciente" y fue el segundo que suscribió la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2004. Allí, las primeras pruebas indican que hay una capacidad de producción de gas de entre 70 y 100 millones de pies cúbicos diarios, la cual llegará a 150 millones de pies cúbicos diarios en el segundo semestre del 2008. El volumen de 150 millones de pies cúbicos de gas, es lo que le planea vender Colombia a Venezuela a través del gasoducto binacional que se encuentra en construcción.

Ostos explicó que el gas de Sincé, al cual se llegó luego de perforar unos 12.000 pies de profundidad, no está asociado al petróleo como ocurre con el de Casanare, por lo que el campo se constituye en el segundo de su tipo después del de Chevron Texaco en La Guajira.

En el segundo semestre del 2007 comenzará la producción temprana con 70 millones de pies cúbicos por día, luego de perforar 3 pozos. Adicionalmente la compañía, que ha invertido hasta el momento 12 millones de dólares en los trabajos de exploración, perforará otros tres pozos para establecer las reservas del campo, lo que podría dar una más detallada dimensión del hallazgo.

La empresa espera extraer este gas para abastecer la Costa Atlántica y aprovechar la infraestructura de transporte que existe pues las tuberías de Ecogás pasan cerca. "*Estamos muy contentos y confiamos en el descubrimiento pero seguiremos perforando*", dijo Ostos, quien reconoció que el mejoramiento de las condiciones de seguridad y los cambios en la política petrolera apuntan hacia la dirección correcta.

Por lo pronto la empresa canadiense, de la cual hacen parte en su junta directiva ejecutivos italianos y venezolanos, comenzará a diseñar las instalaciones para la extracción del gas y comercializarlo. La firma tiene otros 3 campos de producción en el país.

## Chile: Suez vuelve al SIC con una central a carbón y perspectivas de gas peruano

Han pasado poco más de ocho meses desde que el grupo Suez salió de la propiedad de Colbún, lo que de paso significó su salida del negocio de la generación eléctrica en la zona central de Chile. Pero ese escenario podría cambiar.

El grupo franco-belga está estudiando su retorno como operador al Sistema Interconectado Central (SIC), para lo cual tiene planes de construir una central a carbón con tecnología de punta en la IV Región.

*"Lo estamos analizando; de hecho, hemos comprado un terreno de 1.000 hectáreas en la zona de Chungungo -en la IV Región-, donde vamos a empezar el proceso de estudio de impacto ambiental. Aunque no hemos tomado ninguna decisión formal de hacer inversiones, porque hay que hacer este proceso primero, que va a demorar"*, aseguró a El Mercurio (10/2) el gerente general de Suez Energy Andino, Manlio Alessi.

El ejecutivo cree, sin embargo, que la decisión final sobre el proyecto no se tomará antes de 2008, y que ésta va a depender de los contratos que se puedan obtener con los clientes, a lo

que se suma la dificultad de competir con otros grupos eléctricos que ya están instalados en el SIC y que tienen un respaldo energético mayor.

Pero la firma tiene en mente también la alternativa de traer gas desde Perú, un proyecto que quedó suspendido, pero que hoy tiene opciones de renacer si se concretan dos puntos clave: que se confirme un aumento de las reservas en los pozos de Camisea y que se dé una licitación para llevar un ducto hasta Tacna, ciudad fronteriza con Arica.

*"Si se hace el gasoducto hasta Tacna y se confirman las mayores reservas en 2008, se dan las condiciones para traer gas a Chile", dice Alessi.*

Con todo, la mirada de la compañía está puesta en sus operaciones en el norte de país - donde controla las eléctricas Electroandina y Edelnor-, con especial énfasis en un proyecto: el terminal de GNL de Mejillones. Para este plan se está concretando la alianza entre las eléctricas -Suez y Gas Atacama- y las mineras -Codelco, BHP Billiton, Collahuasi y Phelps Dodge- en una nueva sociedad (GNL Mejillones), en la que las últimas tendrían el 75% y las eléctricas el 25% en partes iguales.

Ya desde septiembre pasado que se está trabajando a firme en los estudios y se empezaron los trámites con las autoridades. Y se prevé que la próxima semana se defina la compañía que se adjudicará la construcción (EPC), y donde compiten la argentina Techint, y Técnica Reunidas y Dragados, ambas españolas. Todo esto con la idea de que el gas llegue en marzo de 2009 mediante el proyecto "fast track", el que tendrá un costo cercano a los US\$ 200 millones y que estaría operativo al menos hasta 2011. ¿Se construirán estanques? Aún las mineras no lo definen.

En efecto, la decisión de construir o no estanques para el terminal aún genera divisiones entre las compañías involucradas, y no hay claridad en cuanto a si todas las compañías mineras que hoy participan en el plan se sumarán a ese proyecto. *"Creo que se ha dado un debate falso entre hinchas de las carboneras contra los hinchas del GNL, y a mi modo de ver, al final del día, se necesitan los dos", dice el ejecutivo, y añade: "Codelco ha liderado el tema, con una voluntad política y económica de hacer este proyecto, y después no se cuántos se van a sumar. Tal vez no serán cuatro mineros, quizás serán tres o seis, pero este proyecto sí se va a hacer. Se necesita".*

Pero las intenciones de Suez también apuntan a convertirse en el suministrador del proyecto. Para eso, la firma está a punto de concretar una oferta a las mineras. *"El 12 y el 13 de febrero hay reuniones en Londres para lanzar una carta de intenciones a los mineros", afirma Alessi.*

## Estudio: El incremento en la generación de centrales eléctricas a carbón en Chile

Según EPA, la descarga accidental o intencional de estos CCR en los sistemas acuáticos, tienen efectos perniciosos en el medio ambiente.

### 1 EFECTOS EN EL MEDIO AMBIENTE DE LOS EFLUENTES LÍQUIDOS Y RESIDUOS CARBONOSOS DE LAS CENTRALES TÉRMICA

Las regulaciones impuestas por las autoridades ambientales en países desarrollados como USA, Europa, Australia, Japón y últimamente la República Popular China, están obligando a las empresas eléctricas a hacer grandes esfuerzos para reducir los efectos contaminantes de sus centrales generadoras a carbón. Hasta hace poco tiempo atrás, estos esfuerzos estaban

concentrados en reducir sus emisiones gaseosas. No obstante, sus efluentes líquidos y residuos carbonosos (Coal Combustion Residues, en adelante CCR) están ahora bajo estricto control, especialmente donde los recursos de agua son limitados o vulnerables ambientalmente (por ejemplo humedales).

Estudios recientes realizados por instituciones de prestigio mundial como la U.S. Environmental Protection Agency (EPA), el Chesapeake Biological Laboratory de la Universidad de Maryland y el Savannah River Laboratory de la Universidad de Georgia, por citar algunos, han demostrado que los CCR contienen altas concentraciones de elementos y metales pesados como Al, As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Sr, V y Zn.

Según EPA, la descarga accidental o intencional de estos CCR en los sistemas acuáticos, tienen efectos perniciosos en el medio ambiente. Estos residuos son rápidamente acumulados y en altas concentraciones por los seres animales o vegetales que habitan estos sistemas. La muerte de peces e incluso la extinción completa de algunas especies ha sido asociada a los CCR.

En los peces, reptiles, ranas, camarones y otros organismos, su exposición a los CCR se ha traducido en numerosos efectos de tipo histopatológico, fisiológicos (reproductivos, energéticos, endocrinológicos), etc., debido a que ellos van acumulando los tóxicos a nivel celular, conocido también como bioacumulación, que alteran su comportamiento y desarrollo en sus ecosistemas naturales. La recuperación de los lugares afectados por los CCR puede ser extremadamente lenta, incluso en sitios que sólo han recibido los CCR por un corto período de tiempo.

Mayores detalles sobre el impacto ambiental de los efluentes líquidos y residuos carbonosos de las centrales térmicas se pueden encontrar en las páginas web ([www.uga.edu/srel/coal1.htm](http://www.uga.edu/srel/coal1.htm)), ([www.uga.edu/srel/biolog.htm](http://www.uga.edu/srel/biolog.htm)) y ([www.uga.edu/srel/d-area.htm](http://www.uga.edu/srel/d-area.htm)).

## **2. PRODUCCIÓN DE CENIZAS ESPERADA PARA CHILE EN LOS PRÓXIMOS DIEZ AÑOS.**

Existen actualmente en Chile 8 centrales eléctricas a carbón con un total de 14 unidades generadoras en operación, que suman 1.972 MWe. No se consideran Laguna Verde con 54,7 MWe que funciona sólo en casos de emergencia y otras centrales menores en el SIC.

Las nuevas centrales a carbón que se pondrán en servicio entre los años 2010 y 2015 aportarán aproximadamente 5.000 MWe. En lo inmediato se destacan los llamados a propuestas y/o adjudicaciones de contratos de Guacolda (2x150 MWe); Ventanas (250 MWe); Colbún (2x350 MWe); Endesa (2x350 MWe); Suez Energy (2x200 MWe) y recientemente AES Gener en Mejillones (4x150 MWe), que llegan a 2.950 MWe.

A lo anterior se agregarían otros proyectos actualmente en estudio por las principales empresas eléctricas ya establecidas, como de nuevos actores que evalúan instalarse en Chile, atraídos por las condiciones del mercado, que significan unos 2.200 MWe adicionales.

Los proyectos descritos más arriba totalizan aproximadamente 7.000 MWe que producirán enormes cantidades de cenizas. Por consiguiente su extracción, tratamiento y destino final deberán efectuarse con extremas precauciones para de evitar la degradación ambiental como resultado de la liberación al medio ambiente de los elementos y metales mencionados en el Capítulo 1. Suponiendo que operen con un factor de planta de sólo un 75%, se obtendrían los siguientes resultados aproximados:

Consumo de carbón: 18.000.000 ton/año

Producción total de cenizas: 1.800.000 ton/año

Cenizas volantes: 1.620.000 ton/año

Cenizas de fondo: 180.000 ton/año

En lo que respecta al empleo de agua de mar para la extracción de las cenizas de fondo, cabe señalar que:

a) Tres de las unidades actualmente en servicio extraen las cenizas vía húmeda, la cual hasta Septiembre del 2006 se descargaba al mar, una vez decantadas las cenizas en grandes piscinas. A partir de esa fecha les quedó prohibida dicha descarga, por lo que seguramente están recirculando el agua.

b) En las dos unidades actualmente en explotación de Edelnor en Mejillones, esta extracción se efectúa vía seca, es decir, no se ocupa agua.

c) En las 9 unidades restantes se emplea el sistema de cadena sumergida en agua de mar (SSC) que se describe en el Capítulo 4.

d) Un porcentaje importante de las nuevas centrales que se pondrán en servicio adoptarían la alternativa SSC. Se exceptúan empresas eléctricas que tradicionalmente se han preocupado de la preservación del medio ambiente, como Colbún y Endesa, que en sus Llamados a Propuestas especificaron la extracción seca, al igual que Suez Energy (Edelnor) en la alternativa de caldera a carbón pulverizado.

### 3. CENIZAS VOLANTES (FLY ASH), EXTRACCIÓN Y DESTINO.

La ceniza volante es un material con una consistencia de un polvo fino, que es transportada por los gases de escape, desde el hogar de la caldera hasta un precipitador electrostático o filtro de mangas, donde es recolectada y enviada a silos de almacenamiento y finalmente retirada por camiones.

En Noviembre del 2003 la American Coal Association informó que la producción de cenizas en USA durante el año 2002 alcanzó a 128,7 millones de toneladas, de las cuales se utilizaron 45,5 millones (35%) en diferentes aplicaciones como en la agricultura para mejorar la permeabilidad y retención de agua de la tierra; en la elaboración de cemento, concretos, pavimentos, ladrillos, etc. El saldo no utilizado de las cenizas fue enviado a canchas de almacenamiento.

Mayores antecedentes sobre el aprovechamiento de los productos derivados de la combustión del carbón (Coal combustion products, CCPs) se encuentran en la página web([www.epa.gov/C2P2/ccps/ccps.htm](http://www.epa.gov/C2P2/ccps/ccps.htm)).

En USA existe la Coal Combustion Products Partnership (C2P2), asociación formada por la Environmental Protection Agency (EPA), la American Coal Ash Association, el Utility Solid Waste Activities Group, el U.S Department of Energy y la U.S. Federal Highway Administration, para ayudar a promover el uso de los productos de la combustión del carbón y los beneficios ambientales que resultan de ello ([www.epa.gov/C2P2/index.htm](http://www.epa.gov/C2P2/index.htm)). En Australia existe la Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development (CCSD), con estos mismos objetivos.

En resumen, el uso industrial de la ceniza volante permite a las empresas eléctricas un ingreso adicional por su venta, reducir sus costos de extracción y disposición, economizar en terrenos destinados al almacenamiento de las cenizas y lo que es más importante, contaminar menos. En el caso de Chile, las Empresas Eléctricas Guacolda y Ventanas entregan parcial o totalmente sus cenizas a empresas de cemento. Estas últimas tienen una capacidad máxima de producción de unos 5 millones de toneladas al año. Si se considera que la ceniza puede reemplazar hasta un 30% de la producción de cemento, en teoría se podrían procesar un 93% de la totalidad de la ceniza volante que descargarán las centrales del SING y del SIC. Sin embargo, ya sea por la distancia entre las fábricas de cemento y las centrales eléctricas o por razones técnicas, actualmente el aprovechamiento es mínimo. Es conveniente buscar entonces otros mercados para la ceniza.

#### 4. CENIZAS DE FONDO (BOTTOM ASH), EXTRACCIÓN Y DESTINO.

Las cenizas de fondo consisten en partículas de cenizas aglomeradas, que se producen en las calderas de carbón pulverizado, que son demasiado pesadas para ser arrastradas por los gases de la combustión en la caldera y caen a una tolva ubicada al fondo de ella. ([www.epa.gov/C2P2/ccps/bottomash.htm](http://www.epa.gov/C2P2/ccps/bottomash.htm))

Tradicionalmente, hace más de 50 años en USA, en las calderas de carbón pulverizado superiores a 100 MWe, la ceniza de fondo se extraía mediante agua a presión, era llevada hasta un molino y posteriormente a piscinas de decantación. El agua se filtraba y devolvía al mar o a un río, según el caso.

A partir de 1970 se prohibió en los países desarrollados la descarga del agua al mar, lo que obligó a las centrales a recircular esta agua, con elevados costos de operación dado los volúmenes de agua a bombear, además de los problemas de corrosión, con los consiguientes costos de manutención y otros.

Las regulaciones ambientales y la escasez de terrenos para piscinas de decantación, indujeron a los operadores europeos a aplicar un sistema de extracción con cadena sumergida en una tolva con agua (submerged scrapper conveyor, SSC), que recoge la ceniza de fondo, la mezcla en proporción de 1 parte de agua y 2 de cenizas y la descarga a piscinas, desde donde se recupera el agua y se recircula hacia la caldera.

Este sistema fue introducido en USA a principios de los 80 y se aplica ampliamente debido a su menor consumo de energía y menor demanda de agua. No obstante presenta una serie de inconvenientes en su operación, manutención y seguridad del servicio. Desde el punto de vista ambiental, además del problema del agua, la ceniza de fondo contiene un alto porcentaje de inquemados, lo que no la hace apta para su utilización en cementos y concretos.

A partir de mediados de los 80 los operadores europeos, liderados por ENEL en Italia, aplicaron un nuevo sistema de extracción de las cenizas de fondo para las calderas a carbón pulverizado, que no ocupa agua, sino que las extrae en forma seca mediante una transportadora de acero, es enfriada y enviada a un molino (crusher), después de lo cual es mezclada con la ceniza volante y comercializada con las empresas de cemento. Esto es posible porque su contenido de inquemados se reduce en un 75% respecto al obtenido con el SSC.

En lo que se refiere a las calderas con lecho fluidizado, el sistema más común para remover las cenizas de fondo es mediante un tornillo sinfin (screw cooler) refrigerado por agua, la que debe ser recirculada y enfriada. En este caso también existe un sistema de extracción seca que evita el consumo de agua.

Los países que disponen de extracción seca son: USA, Canadá, México, Colombia, Italia, Grecia, España, República Checa, Polonia, República Popular de China, Japón, Australia, Portugal, Corea del Sur, Filipinas, la India y Chile. Al 31.12.06. existían 84 unidades generadoras ya sea a carbón pulverizado o con lecho fluidizado que tienen este sistema, todas las cuales están funcionando exitosamente.

#### 5. PRINCIPALES VENTAJAS DE LA EXTRACCIÓN SECA DE LAS CENIZAS

Entre las principales ventajas, desde el punto de vista de la preservación del medio ambiente, se pueden mencionar:

a) No emplea agua con lo cual: no requiere piscinas de decantación, no hay tratamiento del agua; no existe corrosión por agua de mar; no existe el riesgo de descarga accidental del agua a mares o ríos (como en el caso del sistema de recirculación del agua).

b) Mejora la eficiencia de la central debido a que: se reduce el contenido del carbón no quemado en la ceniza; se recupera el calor latente de las cenizas; se elimina el calor perdido por la evaporación del agua del sistema húmedo, recupera parte del calor radiante en la garganta de

la caldera; hay un menor consumo de energía por servicios auxiliares, etc. Al mejorar la eficiencia, se disminuyen el consumo de carbón y las emisiones de CO<sub>2</sub>. La combustión de una tonelada de carbón produce aproximadamente 2,2 toneladas de CO<sub>2</sub>.

c) Permite la utilización de la ceniza de fondo: al bajar el porcentaje de carbón no quemado, la ceniza de fondo es fácilmente pulverizada en molinos y mezclada con la ceniza volante, potenciando su aplicación en diferentes usos. Cabe destacar que el empleo de la ceniza volante y la de fondo en la elaboración de cemento disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por cada tonelada de ceniza usada en la producción de cemento, aproximadamente se economizan 1,5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Como ejemplo puede citarse el caso de la Central Los Barrios de Endesa España de 552 MWe, la que en el año 2003 reemplazó su sistema SSC por el de extracción seca, reduciendo el inquemado de un 12% a menos de 4%. La disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> se estima en 12.000 ton/año por la mayor eficiencia de la central y en 60.000 ton/año por la utilización de la ceniza en la fabricación de cemento.

La reducción en los costos de operación y mantención, el mejoramiento en el rendimiento de la caldera, la recuperación de espacios que estaban destinados a piscinas de decantación, la disminución del impacto ambiental, etc., obtenidos en Los Barrios, impulsó a Endesa España a repetir esta operación el año 2005 en la Central Aboño N°1 de 556 MWe, la que también tenía el sistema SSC. El año 2006 decidió adoptar el sistema de extracción seca de la ceniza para su nueva central de 577 MWe en Almería N°1

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Está comprobado por instituciones de prestigio mundial, que los efluentes líquidos y residuos carbonosos de las centrales a carbón tienen efectos perniciosos en el medio ambiente.

Es factible mitigar dichos efectos mediante el empleo de técnicas modernas para la extracción de los residuos sin la utilización de agua y aprovechando las cenizas en diferentes aplicaciones. Para ello es necesario que las cenizas cumplan determinados requisitos de calidad, que se logran, entre otros, con su extracción en forma seca.

Será imperativo darle un destino útil a las 1.800.000 toneladas de cenizas que producirán anualmente las centrales a carbón a partir del año 2015. De lo contrario deberán llevarse a canchas de almacenamiento, las que en el mediano plazo se asemejarán a las "tortas" que dejaron en el pasado las oficinas salitreras, con la diferencia que las de ceniza serán altamente contaminantes.

### **Autores:**

Carola Armijo B., Master en Ciencias Ambientales, Florida Atlantic University, USA.

Sergio Balbontín C., Ing. Civil Mecánico Univ. Técnica F. Santa María, ex Gerente General de la Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (1985-1994)

## **Cifras y Notas del Sector:**

**Perú excluye lotes petroleros de subasta tras queja indígenas (Reuters, 5/2)**

El gobierno peruano excluyó tres lotes petroleros en la selva de una subasta para explorar y explotar hidrocarburos, luego de que indígenas denunciaron que están ubicados en zonas donde viven comunidades en aislamiento voluntario, informó el lunes la agencia oficial Andina.

El Ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia, afirmó que el gobierno acordó excluir de la licitación los lotes 132, 133 y 138 porque se encuentran en reservas territoriales creadas por el Estado para pueblos indígenas. *"No creo que ello genere mayor problema a los inversionistas interesados en la exploración de estos lotes ya que son áreas pequeñas y además estas son regulaciones que se utilizan a nivel internacional,"* dijo Valdivia, según la agencia estatal de noticias Andina.

La estatal Perupetro, encargada de promover la inversión en el sector, lanzó en enero la licitación para explorar y explotar recursos en 18 lotes, en un esfuerzo por revertir el déficit energético y atraer más inversiones. Valdivia dijo que una comisión multisectorial evaluará si otros cuatro lotes comprometen también reservas territoriales, como denunciaron los representantes de pueblos indígenas.

## PDVSA se vuelca a la estatización del sector eléctrico (El Universal, 12/2)

Descartado el uso del Fondo de Desarrollo de la Nación para apalancar los planes estatizadores del Gobierno, Pdvsa promete convertirse en pocas semanas en la madrina del sector eléctrico nacional.

Los primeros pasos hacia esa dirección los dio con la formación de la Empresa Nacional de Generación, de la cual posee 40% de las acciones y el Ministerio de Energía y Petróleo, un paquete similar.

De hecho, el presidente de la estatal y titular del Menpet, Rafael Ramírez, señaló en enero que podría ser la propia Empresa Nacional de Generación la encargada de tutelar a La Electricidad de Caracas, un proyecto que terminó ejecutándose en forma más directa con la firma de un memorando de entendimiento entre Pdvsa y AES Corporation para la compra de las acciones de esta última por poco menos de \$740 millones.

Consultado sobre la capacidad de Pdvsa para asumir una compañía eléctrica de tal magnitud, Ramírez se ha mostrado confiado en que el recurso humano de la estatal está más que adiestrado para afrontar el reto.

Con respecto a la estructura organizativa para administrarla, informó que se formará una filial de energía que procurará que las compañías eléctricas a estatizar no sólo mantengan un suministro estable a las áreas operacionales de la estatal -que no es el caso de la EDC, cuya operación medular está en Caracas-, sino que además aporten al sistema interconectado.

A apenas días del anuncio de compra, no sólo este cambio se vislumbra en el camino. Ramírez se ha mostrado escéptico sobre la permanencia de los títulos de la EDC en la Bolsa de Valores de Caracas, aunque ha insistido en que los accionistas minoritarios de la compañía no resultarán perjudicados con la operación, a concretarse antes del 30 de abril.

Tras la estatización de la EDC, que concentra poco más de 30% de la facturación nacional, se espera una sucesión de nacionalizaciones de empresas eléctricas regionales de



menor tamaño. Ramírez ha insistido en que estas operaciones se concretarán pronto, tal como lo ordenó el presidente Chávez. Estima que es una "*meta razonable*" dar por nacionalizado el sector eléctrico antes de que culmine el primer semestre del año.

Entre el cúmulo de pequeñas empresas eléctricas en la mira del Ejecutivo se ha mencionado específicamente a Seneca en Nueva Esparta, Genevapca en Paraguaná, Elevel en Valencia, Caley en Yaracuy y Calife en Puerto Cabello, pues Elebol se encuentra intervenida por el Estado desde el año pasado. Aunque se trata de compañías mucho más pequeñas que la EDC, no se debe subestimar su importancia, pues entre todas agrupan alrededor de 10% de la facturación total del sistema.

Expertos consultados al respecto señalaron que Pdvsa deberá prepararse a afrontar la conducción de estas compañías, sobre todo en momentos cuando el sector eléctrico enfrenta una demanda insatisfecha, deficiente calidad de servicio en muchos casos y desinversión.

La petrolera ha estado comprometida en esta realidad. Direccionando ingentes recursos al Fonden, ha atendido en forma indirecta los problemas del sector mediante la modernización e instalación de plantas para sustituir el consumo de derivados petroleros -diesel, en particular- por gas natural, una tarea con dificultades, dado el déficit de este hidrocarburo en el mercado interno. Por último, Pdvsa es uno de los principales propulsores económicos de la Misión Energía que intenta racionalizar el consumo eléctrico y así reducir las fallas.