

## **Informe Sobre El Mercado Mundial de Energía. Por Hernán F. Pacheco**

### **Índice:**

Private equity compran TXU y renuncian a las centrales a carbón contaminantes.....	1
Europa: Perspectivas de los precios de carbono, hoy 0.88 euros.....	6
Análisis: Wood Mackenzie alista al petróleo "no convencional".....	7
Enfoque: Los costos amenazan proyectos de GTL en Qatar.....	10
Eólica: Areva y Suzlon pujan por el control de Reponer Systems.....	12
Estrategia: Perú integrará regiones con gasoducto.....	14
Innovación tecnológica: Hacia un Biodiesel 100% biológico.....	16
Brasil: Luces y sombras del mercado de biodiesel.....	18
Chile: Gas metano y energía geotérmica entre los proyectos alternativos.....	20
Cifras y Notas del Sector.....	22

### **Estados Unidos: Private equity adquieren a TXU y renuncian a la construcción de centrales a carbón convencional**

En lo que podría culminar en la adquisición comercial más grande en la historia de Estados Unidos, un par de empresas privadas han iniciado un diálogo para adquirir TXU, el gigante de servicios de energía del Norte de Texas.

Una fuente que habló con Associated Press (vía Houston Chronicle, 24/2) bajo la condición de anonimato informó que Kohlberg Kravis Roberts & Co. y Texas Pacific Group, dos fondos de inversionistas especializados en adquisiciones industriales, dijo que las conversaciones entre las dos empresas y TXU están en su fase final.

Y según un reporte de la cadena de noticias CNBC (24/2), la mesa directiva de TXU prepara un voto sobre la propuesta de adquisición este fin de semana. The Wall Street Journal, el principal diario financiero estadounidense, reportaba también el viernes que la compra podría

alcanzar los 32,000 millones de dólares (23/2). Las acciones de TXU, con sede en Dallas, se dispararon el viernes como resultado de los rumores sobre su adquisición. Las acciones de la empresa llegaron a 69.15 dólares.

El precio de compra por TXU sería superior a la compra del gigante de comestibles RJR Nabisco Inc. en 1988, compra que rebasó los 25,000 millones de dólares el récord de venta de una empresa estadounidense en aquel entonces (The Sunday Times, 25/2).

En 2006 los *private equity funds* rompieron un registro tras otro. Las firmas fueron responsables de casi el 20% de las M&A (fusiones y adquisiciones) globales en 2006 comparado con el 4% del pico anterior del mercado de M&A en el año 2000. Las firmas de equidad privada baten record en registros de más de 700 mil millones de dólares en *takeovers* el año pasado y en lo que va del año llevan 50 mil millones, según datos de Bloomberg.

La energía es el territorio deseado recientemente por las private equity. Mientras los acuerdos ligados a la energía se consideran en un 16% de todas las fusiones del año pasado, sólo el 9% implicaron a firmas de *buyouts* (que compran participaciones), según Thomson Financial (The New York Times, 24/2). La primera gran incursión llegó a finales del año pasado, cuando Kinder Morgan, el gigante de pipelines de Texas que fue creado con algunos activos de Enron, fue vendido a un grupo que incluyó a Goldman Sachs, American International Group, el Carlyle Group y Riverstone Holdings por 27,5 mil millones de dólares.

Los posibles compradores de TXU también tendrían que asumir una deuda de 12,300 millones de dólares que carga la compañía de producción y distribución de energía, la cual en el 2002 se vio obligada a abandonar costosas y fallidas inversiones en suelo extranjero. La empresa vendió sus operaciones en Europa y Australia para volverse a concentrar en su mercado de Texas (CNBC, ídem).

"*Este es un desarrollo bastante dramático porque la posición de TXU en la electricidad texana es polémica e incierta*", dijo Amy Myers, analista de energía de James A. Baker III Institute for Public Policy at Rice University en Houston. TXU, con sede en Dallas, tiene 2.4 millones de clientes en el Estado. También posee y maneja una de las minas de superficie de carbón de lignito más grandes, con una producción de 23 millones de toneladas por año. Al ser grande, con sus centrales nucleares y de carbón de bajo costo fue capaz de hacer subir los precios de la electricidad para competir con subida de los precios del gas natural en los últimos tres años (NYT, ídem).

Como otras empresas de utility en años recientes, TXU ha procurado reinventarse. Una nueva dirección llegó hace tres años y vendió los activos de gas natural, tras la elevación de los precios del gas natural, salió del mercado especulativo, limpió sus cuentas y volvió a su negocio esencial de generación y transmisión de electricidad.

TXU en estos momentos también se encuentra en medio de un controversial proyecto de 10,000 millones de dólares para construir 11 plantas de producción eléctrica operadas a carbón. Los ejecutivos de TXU argumentaron que Texas necesita las centrales para satisfacer la creciente demanda de electricidad. Los funcionarios del Power grid sostienen que para 2010 el suministro de energía de Texas será incómodamente apretado durante los días que la población usará la mayor parte de la electricidad. Pero desde que TXU anunció el plan, sus rivales anunciaron proyectos para construir su propio carbón, nuclear e instalaciones de energía eólica (Forbes, 24/2).

Los ejecutivos de TXU dijeron también (pero esta vez a Waco Tribune Herald, 24/2) que la construcción de las 11 centrales de carbón podrían reducir los costos de electricidad al por mayor en 1,7 mil millones de dólares. Esto es porque las plantas de carbón son más baratas para funcionar que las de gas natural, que son las que actualmente dominan en el estado. Añadiendo a la red centrales a carbón más baratas, las de gas natural no tendrían que funcionar frecuentemente (DallasNews, 25/2).

La estrategia era diseñar una planta de carbón, llamada "centrales de referencia", y reproducirla a través del estado y en todo el país. Construyendo tantas plantas como sea posible, TXU fue capaz de lanzar la cifra de 10 mil millones de dólares, o 1,100 dólares por kilovatio, un costo bajo que cualquier ejecutivo rival no podría realizar.

Aunque The New York Times (25/2) informó el domingo que la con venta al grupo de private equity se modificará el escenario con el abandono del proyecto de construcción y se acometerá a un amplio menú de medidas ambientales. Esto ocurre en momentos en que aumenta el escrutinio de los líderes del congreso que consideran diseñar una legislación para reducir la contaminación de las centrales eléctricas (Washington Post, 24/2). Ni Kohlberg Kravis, ni Texas Pacific estaban impacientes por hacerse "un combatiente enemigo" de los grupos ambientales, sostuvo una fuente ligada a las negociaciones. Reducir la iniciativa de las centrales de carbón también liberará cerca de mil millones de dólares en gastos planeados que las firmas serán capaces de usar para otros proyectos o ayudar a financiar la transacción (NYT, 26/2).

Finalmente siete de las 11 centrales eléctricas propuestas se desecharon. Además, Star-Telegram (25/2) sostuvo que el acuerdo permitiría a los nuevos propietarios construir la controversial central eléctrica Oak Grove en Robertson, que con vehemencia ha sido impugnada por los residentes cercanos y algunos líderes elegidos. Un panel de derecho administrativo recomendó el año pasado contra el permiso de esa planta porque no usa la mejor tecnología de control de contaminación disponible. *"Hay otras ocho centrales eléctricas propuestas por otras empresas que están preparadas ahora para moverse en el campo de batalla"* dijo Tom Smith, organizador de Public Citizen en Austin (NYT, 26/2).

La lista de compromisos fue parte de un proceso insólito en el cual las dos equity firms (Kohlberg Kravis Roberts & Company and the Texas Pacific Group) preguntaron a grupos ambientales que medidas podrían llevarse a cabo para obtener su apoyo. El resultado es un "about-face" (un regreso) de la empresa a los temas del cambio climático, e incluye el objetivo de devolver a las emisiones de dióxido de carbono de TXU a los niveles de 1990 para el 2020.

La contaminación de las plantas que se planeaban construir aumentaría el ozono en Waco y Dallas-Fort Worth y, según un reciente estudio de Texas Christian University geologist, podría enviar emisiones tóxicas de mercurio ea Ohio e Illinois (Waco Tribune Herald, 25/2)

Personas implicadas en la negociación dijeron que Goldman Sachs, asesor y prestamista de los compradores, ayudan en el *broker peace* con los grupos ambientalistas en la búsqueda de apoyo a la transacción. NYT caracteriza a Goldam Sachs como la firma más agresiva en Wall Street en la toma de medidas sobre el cambio climático. Para los grupos inversores, el esfuerzo consistió tanto en la toma de decisión de hacer un negocio beneficioso como en cualquier preocupación ambiental. Goldman Sachs es defensor desde hace mucho tiempo en la reducción de las emisiones de carbono. Su antiguo presidente, Henry M. Paulson, ahora secretario del tesoro, era también el presidente de Nature Conservancy, un grupo ambientalista.

The Guardian (26/2) cita a defensores verdes que sostuvieron al acuerdo como un signo que el poderoso Wall Street y los financieros del private equity toman las cuestiones ambientales más seriamente y que ellos reconocen que los proyectos que contaminan se volvieron un riesgo significativo para el negocio. Tony Juniper de Friends of the Earth dijo que el acuerdo propone el nacimiento del big business de las empresas bajo carbono para la próxima década. *"Cualquier empresa que hace inversiones durante décadas estaría loca si pusiera dinero en ambientes altos en carbono. Los ganadores serán las empresas que inviertan instalaciones de bajo carbono"*.

De todos modos, más allá del alboroto sobre las plantas de carbón, TXU es muy atractiva para el comprador potencial, dijeron los analistas. Es que es una empresa fuerte en un negocio provechoso porque funciona en Texas, que tiene una economía creciente y de base demográfica. *"Las utility tienen mucho valor ahora porque se garantizaron cash flows y tasas de rendimiento que les dan ingresos garantizados"*, dijo Barbara Shook, analista de Energy

Intelligence Group, una firma de investigación y publicación. "*TXU va a crecer cueste lo que cueste porque el estado de Texas crece y esto se traduce en una demanda más alta de electricidad*", sostuvo.

## ¿Precios bajos de electricidad por contaminación ambiental?

"*The Truth About Coal*" es un esclarecedor editorial publicado el domingo 25 de febrero en las páginas de The New York Times donde se menciona que hay al menos dos puntos. Uno, obviamente, es la diferencia entre la conversación y la realidad. La mayor parte de la América corporativa no está alineada a la administración Bush sobre el tema del cambio climático. Algunos *big players* como Pacific Gas and Electric y DuPont parecen seriamente comprometidos a los mandatos obligatorios sobre las emisiones de dióxido de carbono, en contraste con el accionar de la actual administración.

Los otros, notablemente los grandes bancos de inversión, ven como se desarrollan los hechos: toman oportunidadess, y si es que realmente encajan adoptan una postura verde. TXU puede con justicia decir que sus plantas, equipadas con la última tecnología, emitirán menos agentes contaminantes que causan la niebla tóxica y lluvia ácida.

Pero esas plantas todavía usan la misma tecnología básica, *burning coal*, sin capacidad de captura y eliminación de cantidades inmensas de dióxido de carbono. Esto es penoso desde la perspectiva del calentamiento global. Esto también apena porque las limpias, y costosas, tecnologías están disponibles para captura los gases antes que lleguen a la atmósfera (es decir, si TXU o el private equity que negocian la compra de la utilidad estuvieran dispuestos a hacer la inversión).

Lo que conduce a un segundo punto: Hay que poner un precio contra el carbono para forzar a las empresas a abandonar las tecnologías más viejas, más sucias por las más recientes, las limpias. Ahora mismo, cada uno usa la atmósfera como un vertedero municipal, depositando el dióxido de carbono libre. Un impuesto al carbono es un acercamiento a la prevención.

Barbara Boxer y Jeff Bingaman, los dos senadores que tendrán más voz sobre la legislación del cambio climático, advirtieron en una nota de opinión en el matutino The Dallas Morning News que compañías como TXU que están en carrera para completar las centrales convencionales de carbón (existen casi 150 drawing board) no será permitida conforme la nueva ley de emisiones. Con esas 150 plantas por construir (aunque la etapa de trabajo varíe desordenadamente), TXU tenía contratos con proveedores de equipos y una compañía de ingeniería y arquitectura, mientras los proyectos de otras empresas son más provisionales ante la espera de como la demanda se desarrolla. "*Una decisión de una empresa no influye en todas las demás*", explicó un analista a Bloomberg (25/2).

**Según DallasNews (25/4), los compradores estuvieron de acuerdo en los siguientes puntos:**

\*Construir sólo tres nuevas centrales eléctricas a carbón que usan la tecnología tradicional de carbón. Los compradores proseguirán con los permisos de las plantas Sandow y las dos de Oak Grove, y retirarán los permisos de todas las otras plantas de carbón.

\*TXU mantendrá la promesa de cortar las emisiones totales de agentes contaminantes regulados en un 20% de los niveles actuales luego de que las nuevas centrales sean construidas. Esos contaminantes son el óxido de nitrógeno, el dióxido de azufre y el mercurio, pero no incluye el dióxido de carbono.

\*No proponer la construcción de cualquier planta tradicional, como la de pulverización de carbón en las afueras de Texas. TXU había planificado ampliar el programa de construcción hacia el Noreste.

\*Apoyo de la legislación federal para imponer un tope a las emisiones de dióxido de carbono y acuerdos para cortar las emisiones de TXU a los niveles de 1990 para el 2020. Las 11 plantas que TXU propuso construir iban a emitir 78 millones de toneladas de dióxido de carbono al año, aumentando las emisiones de dióxido de carbono total por año de TXU a 94 millones de toneladas.

\*Unirse al U.S Climate Action Partnership, un grupo de 10 empresas industriales y financieras que instan al gobierno a crear un programa de *cap-and-trade* para los gases de efecto invernadero. Las empresas conseguirían créditos para emitir una cierta cantidad de dióxido de carbono cada año, y un mecanismo para que las empresas corten sus emisiones, pudiendo vender créditos a otros.

\* Perseguir más la instrumentación de la energía eólica, y duplicar la cantidad que TXU gasta para programas de eficacia energética a 80 millones de dólares durante los próximos cinco años.

\*Explorar el uso de tecnologías de gasificación del carbón para las centrales subsecuentes. La gasificación del carbón es un proceso de quema del carbón por métodos más limpios y permite la captura y almacenado del dióxido de carbono. Los actuales gerentes dijeron que la tecnología vuelven sobre un mito de la industria, que la tecnología no se aplica de manera eficiente al carbón de Texas.

\*Crear un comité de sustainability energy para aconsejar a la nueva empresa. Los funcionarios del Environmental Defense y del Natural Resources Defense Council se sentarían en el comité.

## Europa: Perspectivas de los precios de carbono, hoy 0,88 euros

*\*El precio del contrato a término para la entrega de una tonelada de CO2 en diciembre de 2008 era elevado (cerca de 18 euros a principios de 2007). Pero, perdió cerca de un 30% en un mes y medio.*

El precio de la cuota de dióxido de carbono (CO2) no vale casi nada. El cierre de operaciones en 0,88 euros del miércoles 21 de febrero en el mercado Powernext Carbon, una de las principales plataformas europeas de intercambios de permisos de emisiones de gases de efecto invernadero. A principios de 2005, los permisos valían entre 8 y 10 euros, en ese momento se lanzó el mercado europeo de cuotas (una cuota, o permiso, corresponde a una tonelada de CO2 emitido) y alcanzó los 30 euros en la primavera (europea) de 2006. Y existen pocas chances que el precio suba de aquí a finales de año, según especialistas de este mercado. Algunos hasta consideran que podría ir rápidamente a cero (Le Monde, 25/2).

Esta caída provocó gran decepción para las organizaciones no gubernamentales (ONG) y para la Comisión Europea. El organismo europeo, para la iniciativa del mercado de cuotas, pretendía preparar a los industriales del viejo continente para respetar los acuerdos adquiridos en el marco del protocolo de Kyoto. De hecho, los industriales mencionados (energéticas, cementeras, siderúrgicas en cerca de 12.000 sitios europeos) se distribuyeron, para los años 2005, 2006 y 2007, la cantidad de cuotas que no debían pasar, con la posibilidad de comprarlas o venderlas en el mercado según las previsiones de mayores o menores emisiones.

El fin era que las cuotas se convirtieran en un recurso suficientemente raro -y más caro- para incitar a los industriales que reduzcan sus emisiones e invertir en tecnologías limpias. Pero, con una cuota a menos de un euro, no tendrán ningún interés en hacer esfuerzos.

El hundimiento del precio de la tonelada de CO2 está vinculado según los expertos, a las atribuciones de cuotas demasiado laxas en 2005. A excepción de las energéticas, la mayor parte de los industriales recibieron más permisos que las emisiones de CO2 ese año. Para 2006 y 2007, los cálculos de conformidad lugar por lugar (comprobación de las cantidades emitidas en relación a las cuotas concedidas) todavía no han sido realizados. Pero numerosos observadores esperan cifras similares, pues las cuotas concedidas por esos años fueron las mismas que en 2005.

El excepcional invierno y la debilidad relativa del precio del gas en Europa, explican una parte de la caída en el valor de las cuotas. Las energéticas, protagonistas en el mercado de CO2, no se vieron incitadas a comprar permisos de emisión, dado que pudieron asegurar una buena parte de su producción de electricidad mediante la energía hidráulica o el gas, poco emisoras de CO2.

Sin embargo, en Powernext Carbon, las cantidades de cuotas intercambiadas quedaron en niveles record, debido a la presencia de especuladores que, jugándose por una primavera fría y un verano canicular, apostaron en un rebote de los precios. *"Hasta hace poco, numerosos industriales vacilaron con vender sus cuotas, por miedo a que falten. Hoy, las ceden antes que no valgan nada"*, explica Emmanuel Fages, analista de Société générale.

¿La fase "2" del mercado de carbono, entre principios de 2008 y finales de 2012, funcionará mejor con un precio de la cuota suficientemente elevada? Todo dependerá de la capacidad de la Comisión Europea de imponer a los Estados miembros topes de cuotas más

bajos para sus industrias respectivas. Hasta ahora, la comisión dio prueba de determinación. Obligó particularmente a Francia a revisar su copia: unos 1.500 lugares franceses podrán emitir no más de 132,8 millones de toneladas de CO2 al año en total, entre 2008 y 2012. El ministerio de medioambiente francés reabrió una consulta el 23 de febrero con el fin de determinar cómo repartir estas cuotas entre industriales.

Los intervinientes en el mercado de CO2 parecían apostar, últimamente, a la firmeza de la Comisión. En efecto, el precio del contrato a término para la entrega de una tonelada de CO2 en diciembre de 2008 era elevado (cerca de 18 euros a principios de 2007). Pero, perdió cerca de un 30% en un mes y medio. "*El hecho es que las sociedades europeas comienzan a ir por permisos de emisiones de CO2 en el extranjero, luego a los intercambios*", dijo Henrik Hasselknippe, un de los responsables de la sociedad de estudios noruega Point Carbon.

De hecho, unas cuantas empresas europeas comenzaron a utilizar uno de los principales mecanismos del protocolo de Kyoto, el del desarrollo limpio.

## **Análisis: Wood Mackenzie alista al Petróleo "no convencional"**

*\*Los crudos no convencionales están cerca de consumidores de Norteamérica y China- Ofrecen un reaseguro contra el agotamiento del crudo convencional y contra la estabilidad en Medio Oriente.*

*\*Las refinerías precisan equipos especiales, más caros, para eliminar impurezas. Eso explica que los valores de las materias primas sean más bajos.*

*\*Los gobiernos deberían enfocarse más en tecnologías básicas y en la escasez de ingenieros calificados tanto como preocupa la escasez de petróleo. El desplazamiento a recursos no convencionales también amplifica el caso para los impuestos de contaminación o en un sistema creíble de comercio.*

El planeta oculta 3.600 mil millones de barriles de petróleo "no convencional" enterrados muy profundamente o en forma petróleo pesado, indica un informe denominado "Unconventional Hydrocarbons - the Hidden Opportunity" (Hidrocarburos no convencionales: la oportunidad oculta) del gabinete de estudios escocés Wood Mackenzie, publicado el lunes, 13 de septiembre. Por estos días, el 8% de este petróleo no convencional es explotado o en paso de ser. Sólo el 15% de los 3.600 mil millones corresponden a petróleo pesado o extrapesado, el resto es más difícil de explotar, precisa el gabinete de estudios en referencia de hidrocarburos.

Washington avanza en una estimación de las "últimas" reservas de petróleo en 2.275 mil millones de barriles. Pero un grupo de petro geólogos independientes y pesimistas, reunidos en el seno de ASPO, asociación para el estudio del peak oil, estima en 1.750 mil millones de barriles (The Independent, 14/2).

El estudio de Wood Mackenzie subraya que la transición hacia el petróleo no convencional podría volverse necesaria más rápido de lo que afirman en general los expertos de la industria petrolera. Aunque después de 2020, ciertos campos de petróleo convencional mayores verán crecer su producción, no bastarán para compensar la decadencia de otros principales campos, precisa Wood Mackenzie. El informe añade que los productos del gas natural tanto los líquidos como los condensados también se transformarán en fuentes de crecimiento importantes.

Volcarse cada vez más en los petróleos no convencionales requiere de una reorganización importante de la industria energética. *"El costo de la extracción de energías no convencionales es considerablemente más alto que los del Mar del Norte, muy significativamente, en términos de clima, van a ser un doble problema"* dijo a The Scotman (20/2) Duncan McLaren, de Friends of the Earth Scotland. *"Son a menudo sumamente intensivos en carbono cuando los quemamos y requieren mucho más energía para sacarlos"*. El crudo pesado es, a la sazón, más denso y contiene más contaminantes. Por ejemplo, metales y azufre.

La extracción de los petróleos extrapesados requiere grandes cantidades de agua, de gas natural y de disolventes: una operación más cara y contaminante que para los petróleos convencionales.

Las refinerías precisan equipos especiales, más caros, para eliminar impurezas. Eso explica que los valores de las materias primas sean más bajos. Según un trabajo de Chevron, existe empero una técnica menos problemática, el tratamiento a vapor, capaz de drenar 80% de esos crudos en yacimientos bajo tierra. Los métodos convencionales aprovechan proporciones muchos menores. El nuevo sistema implica inyectar vapor en una franja del depósito. Calentado, el crudo pasa de una consistencia tipo melaza a un tipo almíbar. Debido a la gravedad, el resto se filtra hacia abajo. De un modo u otro, las refinerías adaptadas a esa técnica pueden convertir crudos pesados en nafta, diesel oil, combustible de aviones y petróleo para calefacción central (un anacronismo que los norteamericanos insisten en usar).

Chevron y los saudíes han comenzado hace un año a ensayar ese tipo de métodos, en el campo de Wafra. Su ubicación es peligrosa: la zona neutral entre el reino, Kuwait e Irak (Mercado, 20/2). Por supuesto, si estas pruebas y otras tuviesen éxitos, las cotizaciones internacionales de crudos podrían venirse abajo y eso inquieta a quienes viven del negocio en el resto del mundo (también Arabia Saudita). Cabe recordar que ciertos crudos, como los de los grandes yacimientos bituminosos en arenas canadienses – donde la extracción va en aumento-, son mucho más densos que los árabes. Pero, si éstos prosperan, ya no será tan rentables explotar los depósitos nórdicos ni los de Venezuela ni, quizá, los del Atlántico sudoccidental (Malvinas, Tristán de Acuña). Tampoco faltan inconvenientes técnicos en crudos pesados sauditas o kuwaitíes. Sus yacimientos se ubican en formaciones rocosas "blandas", donde jamás se probó la inyección de vapor en gran escala. Este suelo podría ofrecer dificultades para crear cámaras de calor imprescindibles para evitar fisuras y fundir los crudos.

Las grandes compañías occidentales, las europeas Royal Dutch Shell y Total y las grupos americanos ExxonMobil y Chevron ya explotan las rocas bituminosas-un petróleo extrapesado, particularmente en Canadá y en Venezuela. Los otros -incluyendo a los grupos de energía chinos- miran la posibilidad de extraer petróleo pesado de Madagascar.

En el espacio del gas, Devon Energy gastó el año pasado 2.2 mil millones de dólares en la ampliación de su posición importante con la adquisición de Barnett de Texas con la adquisición de Chief Oil and Gas. Esperan el desarrollo de los depósitos de esquisto para ayudar



a Estados Unidos a obtener el 40% de su producción de fuentes no convencionales para 2020 (Financial Times, 18/2).

En lugares de la India y China, el *coalbed methane* (CBM) y el *tight gas* atraen interés por la mejoría de los precios del gas. Combinado con incentivos fiscales en estos países, donde la seguridad conduce al abastecimientos de suministros, el alto precio contribuyó al interés por el gas no convencional, particularmente CBM (Finfacts Ireland, 19/2). El desarrollo está en una etapa temprana pero probablemente el gas no convencional jugará un rol significativo en el futuro mix de suministro de gas en estos países.

Pero el ritmo de inversiones en los petróleos no convencionales permanece lento. Su lugar sigue marginal. En su informe de 2005, la Agencia Internacional de Energía (AIE) estima solamente en 2 millones de barriles por día e 2025. El consumo actual está en torno de los 85 millones de barriles por día.

Según Wood Mackenzie, *"después de 2020, no es seguro que el petróleo convencional sea capaz de responder al aumento de la demanda"*. El director de estudios económicos de la AIE, Fatih Birol, predijo en septiembre de 2005 en las paginas de Le Monde que las extracciones en países fuera de la OPEP-la mitad de la producción mundial- comenzarán si decadencia después de 2010. Según Fatih Birol, *"la tierra contiene muchos petróleos no convencionales (...) pero es técnicamente imposible y ecológicamente malsano extraer esos petróleos a un ritmo elevado"*.

Wood Mackenzie estima que un precio de petróleo de 40 dólares el barril en el medio plazo crearía un ambiente favorable para la explotación de petróleo no convencional (aparte del shale oil), fuera de las áreas en Norteamérica ya en desarrollo (Reuters US, 20/2). Phaedra Powilanska-Burnell, managing consultant de Wood Mackenzie, dijo que hay oportunidades para las empresas petroleras. *"Wood Mackenzie cree que el tamaño del premio de los hidrocarburos no convencionales es potencialmente enorme"* (Financial Times, ídem).

Philip L. Lotter, vicepresidente de Moddy's en Dubai escribió en las paginas de Gulf News (16/2) que *"los crudos no convencionales afrontan un riesgo mayor dado su altos costos de rentabilidad por barril"*.

Por su parte, Matthew Simmons en los últimos diez años fue el agorero de la industria petrolífera mundial, advirtiendo de que la producción global de crudo está a punto de alcanzar su máximo –un concepto conocido como el cenit del petróleo (Peak Oil)-, lo que podría impulsar el precio del petróleo muy por encima de los 100 dólares por barril y desencadenar una crisis. Aunque la mayoría de la industria tacha sus advertencias de alarmismo sin justificación, poco a poco su opinión ha calado en algunos círculos de Wall Street y de Washington. Especialmente a medida que algunos de los grandes yacimientos de petróleo del mundo, como los del mar del Norte o México, comienza a agotarse, lo que podría confirmar la teoría.

*"En 2007, sólo la probable caída de la producción en Reino Unido, Noruega y el yacimiento mexicano de Cantarell sumará casi un millón de barriles al día de petróleo"*, sostuvo Simmons. Hace sólo una década, hablar de caídas de la producción en esas tres áreas era, para muchos ejecutivos de la industria algo herético.

*"Lo que más me sorprendió a mediados de los años noventa fue la ratio de agotamiento de los yacimientos"* dijo Simmons entrevistado por el diario económico español Expansión (20/2). La tasa se estaba acelerando en algunas zonas desde una caída anual del 3%-8% a un sorprendente retroceso del 20%. Simmons explica que en aquel momento todavía no había enlazado el concepto de la tasa de agotamiento con el cenit de la producción. *"Pero pronto me di cuenta que la caída de mucho pozos implicaba que en algún momento la producción de petróleo no podría seguir creciendo"* al mismo ritmo que la demanda.

## El futuro verá un tira y afloja entre las mejores tecnologías de producción de energía y fuentes de energía alguna vez evasivas

Siempre es importante leer el pensamiento editorial de los principales medios económicos de la city, el rotativo británico Financial Times (*Unconventional oil: Think of the volumes, not the quality, 21/2*) plantea que mientras permanezcan de los precios del petróleo altos, la mayor confianza del sector privado estará en el crudo no convencional ¿Cómo deberían responder los gobiernos?

Hay un acto de balance aquí. Sería práctico probar técnicas para extraer petróleo y gas de fuentes no convencionales en Estados Unidos y en Canadá. La sociedad en su totalidad se beneficiaría del aumento de la seguridad de suministro pero subvencionando la producción no convencional que promete altas emisiones y *plenty of pork* con poca garantía de éxito.

Los gobiernos deberían enfocarse más en tecnologías básicas y en la escasez de ingenieros calificados tanto como preocupa la escasez de petróleo. El desplazamiento a recursos no convencionales también amplifica el caso para los impuestos de contaminación o en un sistema creíble de comercio.

Un precio fiable para el dióxido de carbono promovería el desarrollo de una más amplia variedad de fuentes de energía alternativas; esto animaría a la conversión de energía; y aumentaría la utilización de tecnologías que reducen el impacto ambiental de cualquier fuente de energía, incluyendo el petróleo no convencional.

En pocas décadas se verá un *tug-of-war* (un juego de tira y afloja) entre las mejores tecnologías de producción de energía y fuentes de energía alguna vez evasivas. Si podemos tener tecnología en nuestras manos, tanto mejor.

## Enfoque: Los costos amenazan proyectos de GTL en Qatar

*\*La escalada de los precios amenaza con obstaculizar severamente el crecimiento de la industria de gas a líquidos. El costo cada vez mayor del acero, la ingeniería y la mano de obra ha elevado los costos de los grandes proyectos energéticos del mundo.*

*\*El gas-to-liquids es favorito para las empresas de energía pues a diferencia de muchos otros combustibles no convencionales y sintéticos puede ser transportado y vendido usando los buques petroleros, refinerías y estaciones de gas existentes.*

Exxon Mobil y Qatar Petroleum abandonaron los planes para construir una planta de gas a líquidos (GTL) en Qatar debido a los costos ascendentes. Los costos para esa instalación, que procesa el gas en productos refinados, han aumentado a 18.000 millones desde una estimación en el 2003 de alrededor de 5.000 millones de dólares. Un aluvión de proyectos de gas en Qatar inflaron los costos laborales y de insumos (ductos, drilling equipment y válvulas), exacerbando los costos globalmente crecientes en una industria de gas y petróleo que lucha por poner en funcionamiento nueva capacidad para cubrir rápidamente la demanda creciente de energía (Forbes, 20/2).

En septiembre pasado, el CEO de Exxon Rex Tillerson dijo que el proyecto *gas-to-liquids* de Qatar avanzaba y que buscaba formas de limitar el aumento de los costos.

Las empresas de energía han aplazado o retrasado varios proyectos en Canadá durante el 2006 porque los costos superaron las previsiones. Qatar no fue la excepción, el año pasado anunció una moratoria para sus nuevos proyectos de gas (The New York Times, 21/2). Pero el ministro de Energía qatari, Abdullah al-Attiyah añadió que otros proyectos en Qatar no están bajo amenaza y que el jueves se abrieron nuevos caminos para una planta multimillonaria de GTL con Royal Dutch Shell.

Shell, empresa rival, dijo que la decisión de Exxon no tenía ningún impacto sobre sus proyectos para completar su planta Pearl, prevista para comenzar a producir 140.000 barriles por día de gasoil, lubricantes y nafta en 2009. Las estimaciones finales de los costos del proyecto son de 18 mil millones de dólares, con un costo de 4 a 6 dólares por barril. La primera planta de GTL de Shell en Bintulu en Malasia obtiene ganancias. Sin embargo, la planta en Malasia con una capacidad de 14,700 bpd es pequeña comparada con Pearl GTL (Peninsula On Line, 23/2).

*"Tenemos proyectos de demostración en muchos lugares del mundo. Trabajamos con Audi, Toyota, Volkswagen y Mercedes. Hemos progresado con la tecnología GTL y cuando la planta es de onstream podemos acelerar todos los desarrollos"*, dijo el CEO de Royal Dutch Shell, Jeroen van der Veer (Gulf News, 23/2).

Por su parte, la sudafricana Sasol está produciendo combustibles líquidos del gas natural en una planta de Qatar desde julio. Las ventas mundial de Exxon en 2006 de 377.6 mil millones de dólares son 38 veces más grandes que Sasol (Reuters US, 21/2). Oryx, otro proyecto de GTL que es un joint venture entre Sasol y Qatar Petroleum, produjo su primer producto final el mes pasado.

Daniel Yergin, presidente de Cambridge Energy Research Associates, planteo la preocupación de la industria respecto de los crecientes gastos. *"Se tiende a una revisión, cada uno vuelve a la drawing board (mesa de dibujo) en los principales proyectos"*.

*"La tecnología de GTL es cara y muy técnica"*, sostuvo Attiyah. *"La tecnología para los otros proyectos está (...) Ningún otro proyecto está bajo amenaza"*, afirmó. Unos días más tarde Attiyah sostuvo *"GTL is the fuel of future"*, en Gulf News (23/2) en el marco de la presentación del proyecto Pearl de Shell que tuvo la presencia del príncipe Carlos de Inglaterra. *"El GTL es más limpio que otros combustibles. Los vehículos que lo usan son más silenciosos que los que usan el gasoil convencional. En áreas urbanas particularmente, el empleo del combustible GTL puede ayudar a mejorar la calidad de vida y salud de las personas. Creemos firmemente que el GTL es el combustible alternativo más eficaz para el reemplazo de productos derivados del petróleo y para reducir las emisiones locales"*.

Las plantas de GTL procesan gas en productos limpios de petróleo como diesel bajo en sulfuro, cuya demanda está creciendo debido a los límites más estrictos para las emisiones. La idea era que la planta de GTL de Exxon/QP bombeara 154.000 barriles por día (bpd).

QP ofreció a Exxon participar en el desarrollo del yacimiento gasífero Barzan, parte del vasto Yacimiento Norte del país, el reservorio más grande del mundo de gas no asociado, que tiene suficiente gas para satisfacer 44 años de demanda estadounidense. QP también ofreció a Exxon derechos para participar en cualquier desarrollo futuro en Barzan.

Qatar Petroleum y ExxonMobil firmaron una declaración de principios sobre la participación para el proyecto Barzan y un convenio (HOA, Heads of Agreement) para todas las fases futuras de ese proyecto. La fase inicial del proyecto Barzan debería dar beneficios cercanos a los 1,5 mil millones de metros cúbicos al día de venta de gas con el lanzamiento previsto para 2012 (Pagina Exxon Mobil, 21/2).

"*Necesitamos el gas*" dijo Attiyah. Qatar requiere de importantes cantidades de gas ante el crecimiento de la demanda al tener uno de los sectores de generación de electricidad de mayor impulso en el mundo, usando centrales eléctricas a gas. Attiyah agregó que era demasiado pronto para estimar el costo de desarrollo de Barzan, que bombeará 1.500 millones de metros cúbicos por día a partir de 2012 para satisfacer la demanda del mercado doméstico en rápido crecimiento.

Fadel Gheit, analista energético de Oppenheimer & Company dijo a NYT (ídem) "*la escalada de costos finalmente llevó a Exxon a abandonar el proyecto, y la empresa decidió cambiar las prioridades y recursos para maximizar los resultados de inversión*". "*Estamos complacidos de haber sido la única compañía petrolera internacional seleccionada para participar en el proyecto Barzan y esperamos continuar con nuestra sociedad exitosa con Qatar Petroleum*", manifestó Stuart McGill, vicepresidente de Exxon.

"*Vamos a ver cada vez más luchas de cost-containment con todo lo que ocurre en el mundo*" dijo Robert Sweet de Horizon Investment Services en Hammond, Indiana (Bloomberg, 21/2). "*Mientras es un revés en el corto plazo para Exxon, ellos esperan ser un big player en esta clase de proyecto de avanzada*", sostuvo. Bernard Picchi, analista de Wall Street Access de New York, sostiene que el acero "*es dramáticamente más caro que hace dos o tres años*". Rajnish Goswami de Wood Mackenzie sostuvo al rotativo The Australian (22/2) que el GTL siente el impacto de costos más altos porque es una tecnología naciente.

ExxonMobil, el mayor inversor extranjero en el sector energético de Qatar, también tiene participación en los enormes proyectos de gas natural licuado Rasgas y Qatargas de Qatar.

El año pasado, analistas estimaron que la producción total de gasoil producido con gas natural podría alcanzar más de un millón de barriles por día para 2015 aproximadamente el equivalente diario a las exportaciones petroleras de Venezuela a Estados Unidos. Otros proyectos permanecen en varias etapas de planificación o desarrollo en África, Asia y Medio Oriente.

El gas-to-liquids es favorito para las empresas de energía pues a diferencia de muchos otros combustibles no convencionales y sintéticos puede ser transportado y vendido usando los buques petroleros, refinerías y estaciones de gas existentes. Los productores argumentan que el combustible podría venderse en países como Estados Unidos, que está en búsqueda de combustibles alternativos que puedan reducir el azufre y otras emisiones tóxicas (Market Watch, 23/2).

**Eólica: Areva y Suzlon pujan por el control de Reponer Systems**

La presidenta de Areva, Anne Lauvergeon, contra el multimillonario indio Tulsi Tanti (de Suzlon Energy) con el gobierno francés de arbitro: ese escenario de *"takeover battle"* sin concesión graficado por el diario francés Le Monde (19/2) que los tres protagonistas encaran desde hace cuatro semanas por el control del grupo alemán REpower Systems, uno de los principales fabricantes mundiales de turbinas eólicas. REpower es el tercer fabricante de Alemania de wind-power después de Vestas Wind Systems y Enercon.

Todo el negocio está, en lo sucesivo en manos de ministro de economía francés Thierry Breton, dará su *feu vert* (luz verde) a la puja de Areva con la oferta del grupo indio: los franceses proponen 105 euros y la sociedad india 126 euros, es decir 20% más.

Todo comenzó el 22 de enero, cuando el líder mundial nuclear, que ya detenta el 29,99% de REpower desde septiembre de 2005, anunció una oferta pública para adquisición (OPA) para tomar el control del grupo alemán. Su proposición valoriza a la empresa alemana en 850 millones de euros. Lauvergeon juzgó entonces esta oferta como "muy atractiva" y refleja plenamente" el valor de REpower.

Esta OPA amistosa- aprobada por la dirección de REpower- le permitirá beneficiarse de la *"puissance financière"*, de la *"expertise technique"*, de las *"capacités commerciales"* de Areva para desarrollarse, consideró Lauvergeon. Convencida por el calentamiento climático es el sujeto de las próximas décadas, quiere desarrollar a Areva en energías sin CO2, reagrupados desde noviembre del 2006 en una división aparatada de sus actividades nucleares.

La división usará biomasa o material de residuo agrícola para fabricar energía renovable en el llamado sistema "turn-key" (llave en mano), en la cual la empresa controlada está obligada a entregar la obra en condiciones de funcionamiento.

Esta división acaba de conseguir contratos para la construcción de seis centrales de biomasa (4 en Brasil y 2 en Tailandia) por 70 millones de euros. Con los proyectos, el grupo estima una reducción de emisiones de CO2 del orden de 1 millón de toneladas por año. La media para cada megawatt producido es de generación de 4 mil toneladas de dióxido de carbono (Le Figaro, 21/1).

*"Todo aquello que estaba fuera del alcance puede ser reaprovechado como energía. En el escenario mundial de aumento de los precios de energía, eso comienza a tener sentido"*, dijo en una entrevista con el diario Valor (31/1), presidente de la nueva división, John McNeill Ingham, en su reciente visita a San Pablo.

En 2006, la facturación con energía renovable de Areva T&D fue de 32 millones de euros y la meta para este año es duplicar ese valor. *"No hay razones para creer que eso no ocurrirá. Para 2010, llegaremos a 100 millones de euros"* dijo Gilles David, vice-director de la división. Además de esos países escogidos para la nueva división, le grupo tiene en orbita a China. *"El mercado es más regulado, las cosas son más complicadas"*, dice David. *"Pero queremos entrar allá también. Brasil, India y China son importantes para nosotros"*.

El 9 de febrero, el fabricante indio de turbinas Suzlon Energy entró en juego con una contra oferta a la empresa de Hamburgo: sostenido por el portugués Martifer, que posee el 25,4% de REpower, los indios propusieron 21 euros más por acción. Esta oferta hace pasar el valor del grupo alemán de 850 millones a 1,02 mil millones de euros.

Y los indios juegan algunas de sus cartas. El empresario indio Tanti dijo al Alcalde de Hamburgo, Ole von Beust que la ciudad sería anfitriona de la oficina central de la empresa y prometió crear un centro de tecnología con 100 a 200 empleos sumamente calificados de investigación y desarrollo; von Beust sostuvo que la ciudad asistirá en la búsqueda de un locación conveniente y barata para ese centro (UPI, 16/2).

Las ventajas para Tanti son obvias: tendría acceso a "technology edge" que los alemanes aumentaron en los últimos años, después de investigación y desarrollo de vanguardia. Aparte de la ingeniería realizada en Alemania, la base de los clientes de REpower y su know-

how en plantas eólicas offshore sería provechosa para los indios, que luego podrían suministrar a REpower con partes las necesidades de otras firmas.

Tanti tiene sus músculos financieros: Suzlon, líder del mercado en Asia y el quinto fabricante de instalaciones más grandes del mundo, en el curso de la expansión que invirtió 60 millones de dólares en una unidad de fabricación de turbinas eólicas en China; ese movimiento fue seguido en marzo de 2006 con la adquisición de Hansen con sede en Bélgica por 565 millones de dólares (Financial Express, 20/2).

Inimaginable hace tres años, este precio explica el creciente interés por las energías renovables bajo la presión de los grupos ambientales. Los fabricantes de turbinas eólicas y los productores de electricidad a partir de los "moulins à vent" tienen un futuro prometedor. Bruselas procura hacer obligatorio la producción de electricidad en base a energías renovables en 2020 en la Unión.

El mercado para la capacidad de energía eólica europea rompió nuevos registros en 2006, según la estadística anual compilada por la European Wind Energy Association, un grupo de la industria. Aproximadamente 7,588 megavatios de capacidad de energía eólica, mereciendo aproximadamente 11,8 mil millones de dólares, fueron instalados el años pasado en la Unión Europea, un aumento del 23% comparado hasta 2005 (UPI, ídem).

Lauvergeon está intentando pujar fuertemente con los indios, porque empresas como REpower son cada vez más raras en el mercado. La oferta de Areva, que está vigente hasta el 7 de marzo, no es forzosamente por el 100%, sino por lo menos el 50% del capital más una acción. Los servicios europeos de la competencia deberán dar luz verde a principios de marzo.

La tentación es tanto más grande que en 2004, cuando Areva tuvo que renunciar a la danesa Bonus, finalmente adquirida por Siemens. El Ministro de Finanzas de la época Nicolás Sarkozy, y la Agence des participations de l'Etat (APE), el brazo armado del Estado accionario, no sostuvieron el proyecto de recuperación del quinto fabricante mundial de motores eólicos. Después, el precio de Bonus se multiplicó por más de cinco (2 mil millones de euros).

La APE a menudo tiende a mostrarse prudente. Cuando Areva intentó invertir en Australia en la mina más grande de uranio en el mundo (38% de las reservas), la agencia reclamó millones de perforaciones para estar seguro de la riqueza de la mina.

Los observadores se interrogan también de la actitud de Breton. ¿Se opondrá a una puja de la señora Lauvergeon, él que procuró oponerse a la prorroga de ella al frente de la dirección de Areva en junio de 2006? Para los partidarios de la apertura de capital de Areva -prevista desde su creación en 2001 y aplazada en 2005-, el affaire Repower pone en cuestión el estatuto de empresa pública, detentado en un 79% por el Comisariado de Energía Atómica.

Lauvergeon reclama esta apertura desde años (40% originalmente previsto), el estatuto puramente público es, según ella, un handicap para la conquista de ciertos mercados. Le Monde consideró que una victoria de Sarkozy en las elecciones presidenciales desbloquearía la situación.

## Estrategia: Perú integrará regiones con gasoductos

*\*Nuevos objetivos para masificar el uso.*

La descentralización y el acceso al consumo de gas natural (GN) en Perú empiezan a caminar. En los últimos días, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) informó que se convocará a

licitación pública internacional para la construcción de tres gasoductos regionales: al Cusco, de Ayacucho a Junín y hacia Ica. A ello se suma la firma de un contrato entre Preinversión con Pluspetrol para fijar los precios promocionales y condiciones especiales de suministro del gas en estas regiones (La Republica, 21/2).

La concesión será otorgada en la modalidad de *proyecto integral*, de manera que el concesionario sea íntegramente responsable de la elección de la ruta, el diseño y construcción de la infraestructura y de su posterior operación y mantenimiento.

La cobertura obligatoria (inversión en redes de distribución) será la que aconsejen los estudios técnico-económicos contratados. La puesta en operación comercial tendrá plazos límites variables según la extensión de los gasoductos y las características de las rutas probables. La concesión tendrá un plazo de 30 años (<http://www.proinversion.gob.pe/default.asp>)

Uno de los temas a resolver fue establecer precios del gas natural y una fórmula de reajuste que compensen los mayores costos de transporte y distribución en zonas donde por la baja demanda existente se obtendría como resultado tarifas de gas natural no competitivas en las regiones.

En ese sentido, en los citados lugares el precio de gas natural en boca de pozo contratado será de US\$ 0.80 por millón de BTU para los consumidores residenciales y consumidores eléctricos menores (no conectados al Sistema Interconectado Nacional) y para las estaciones de Servicio de GNV. Además se pagará US\$ 1.00 millón de BTU para industriales, que no sean de generación eléctrica, petroquímica e industrias de valor agregado.

Según Pluspetrol, hubo una reducción del 45% en el precio base de GN para ofrecerlo a los concesionarios de los gasoductos regionales.

Según René Cornejo, director ejecutivo de ProInversión, no habrá reajustes de precios entre los años 2007 y 2011. A partir del año 2012 y hasta el 2016 el valor máximo del reajuste anual será del 5%. La fórmula de reajuste es la misma que la acordada entre el MEM y el consorcio de Camisea en el Contrato de Licencia del lote 88.

El ministro del MEM, Juan Valdivia, indicó que con la construcción de los ductos se busca que el gas natural sea "*una alternativa económica y competitiva con otras fuentes de energía en las regiones*". "Se trata de establecer precios de gas y una fórmula de reajuste que compensen los mayores costos de transporte y distribución en zonas donde por la baja demanda existente se obtendría como resultado tarifas de gas natural no competitivas en las regiones", dijo.

"*El precio promocional es un gran esfuerzo del Consorcio Camisea por promover el desarrollo de los gasoductos regionales*", acotó el gerente comercial de Pluspetrol, Ramón Duggan.

En caso de las industrias, las que se comprometan a adquirir gas natural antes del otorgamiento de la Buena Pro de la Concesión de Distribución de los Ductos Regionales, prevista para abril del presente años, tendrán un descuento excepcional del 10% sobre el precio base en boca de pozo durante los primeros 24 meses. El lunes, el diario La Republica (26/2) informó que trece industrias ubicadas en las provincias por donde pasarán los gasoductos regionales serían los clientes iniciales que suscribirán acuerdos para asegurar un mercado inicial al gas natural en esas zonas. Estas empresas interesadas serían: Minera Doe Run (Junín), Aceros Arequipa en Pisco (Ica), Funsur (Pisco), Shougang Hierro Perú en Marcota (Ica), Shougesa empresa de generación eléctrica (Marcona) y ocho empresas pesqueras ubicadas también en Pisco, cerca de la planta de fraccionamiento de Pluspetrol.

Según René Cornejo, para el proyecto de los ductos regionales, por ejemplo, del sur del país se firmará otros convenios con el Consorcio Camisea para establecer los precios en boca de pozo.

## Escenario interesante para la industria petroquímica

Al ritmo del gas, el gobierno peruano elaboró un marco legal para su industria petroquímica como respuesta al interés que ha motivado este sector entre inversionistas de Brasil y Estados Unidos. El ministro de la Producción, Rafael Rey dijo que el decreto supremo, que se promulgará en breve, se ha hecho prácticamente "a solicitud de los inversionistas", entre ellos la estatal brasileña Petrobras.

A través de la industria petroquímica se obtendrán derivados químicos de recursos como el gas natural que hace dos años comenzó a ser explotado en la reserva de Camisea.

La energética brasileña manifestó su interés en construir una planta de fertilizantes con una inversión de 800 millones de dólares, para lo cual solicitó un marco legal, un precio aproximado del gas natural y un terreno cercano al puerto. Además, hay otra empresa de Estados Unidos, cuyo nombre no fue revelado, dispuesta a invertir 500 millones de dólares y una tercera, que tampoco dio su nombre, que pretende destinar 2.000 millones de dólares en esa industria.

La norma elaborada por el Ejecutivo peruano precisará cuales son las atribuciones de los distintos Ministerios sobre el tema, con referencia a las leyes a las que se pueden acoger los inversores para desarrollar su actividad como la devolución adelantada de impuestos.

## Innovación tecnológica: Hacia un Biodiesel 100% biológico

Una nueva empresa de base tecnológica nacida en el seno de la Facultad de Ciencias de la Universidad de Córdoba (UCO) fabricará catalizadores heterogéneos que permitan la obtención de un biodiesel 100% biológico mediante procedimientos respetuosos con el medio ambiente, con menor gasto de energía, sin generar apenas residuos y, sobre todo, con la utilización mínima de agua, recurso que limita ampliamente la producción de este biocombustibles en zonas con déficit hídrico como Andalucía.

La llamada "química verde", o química beneficiosa para el medio ambiente, se ocupa del diseño de productos y procesos químicos que reduzcan o eliminen el uso y producción de sustancias peligrosas. Su filosofía contempla la utilización de catalizadores heterogéneos, es decir, catalizadores que puedan ser reutilizados en los procesos químicos sin generar residuos.

En este sentido, la empresa de base tecnológica Seneca Green Catalysts S.L, constituida a principios de este mes, nace con el propósito de fabricar catalizadores que permitan producir biodiesel mediante un procedimiento respetuoso con el medio ambiente que el actualmente empleado. Con este nuevo método no sólo se requeriría un menor gasto de energía, sino que se generarían menos residuos y prácticamente no se necesitaría gastar agua para la eliminación de los mismos.



El considerable gasto de agua es, por otro lado, el principal inconveniente que presenta la producción de biodiesel en zonas con déficit hídrico, ya que el método convencional precisa entre cuatro y cinco toneladas de agua para producir una tonelada de biodiesel. Esta limitación puede ser definitiva en amplias zonas de Andalucía y España, impidiendo la producción a escala industrial de este biocombustible.

El nacimiento de esta nueva spin-off fue posible gracias a la iniciativa de los doctores Diego Luna y Julio Berbel, ambos profesores titulares de Química Orgánica y Economía Agraria de la Universidad de Córdoba, respectivamente. La empresa, que aún no inició su andadura, pondrá en valor dos patentes propiedad de la UCO que serán cedidas por la Universidad a estos investigadores para que inicien su explotación comercial. Ambas patentes están relacionadas con el empleo de enzimas, concretamente de lipasas, para la obtención de biodiesel.

El nuevo catalizador que se utilizará para la obtención de este biocombustible se base en el empleo de una enzima específica: la lipasa pancreática del cerdo. Dicha enzima ya inmovilizada y unida a un sólido inorgánico permite su repetida utilización durante un periodo de funcionamiento óptimo de uno o dos meses sin generar ningún tipo de contaminante. De esta forma se evita el empleo de sosa y la necesidad de lavar con agua el biodiesel para eliminar la misma antes de ser empleado más tarde como combustible.

Por otra parte, esta nueva empresa participará en otro proyecto investigador ubicado dentro del VII Programa Marco de la Unión Europea bajo el nombre de "*SENECA: Heterogeneous Enzymatic Process for Biodiesel Production*", que recoge un nuevo concepto: la biorefinería. La intención de este equipo de investigadores cordobeses es sentar las bases para la sustitución de las actuales refinerías por otras "más ecológicas y rentables", según explica el profesor Diego Luna. Este planteamiento propone que, de forma paulatina, los actuales productos químicos extraídos del petróleo se obtengan a partir de materias primas procedentes de la agricultura. En concreto, el proyecto liderado por la UCO, se centra en la obtención de un biodiesel 100% biológico, ya que se pretende producirlo mediante el empleo de etanol, de origen agrícola, en lugar de metanol, obtenido a partir del petróleo, tal como se hacen en la actualidad.

Auspiciado por la Fundación Universitaria para el Desarrollo de la provincia de Córdoba (FUNDECOR), el proyecto cuenta con la participación de organismos de investigación internacionales como Green Chemistry Institute, de la Universidad de York (Reino Unido).

## Bacterias marinas para fuentes de energía

Un equipo del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) participó en un trabajo que describió por primera vez cómo una bacteria mariana puede aprovechar la luz como fuente de energía para crecer, gracias a la presencia de una proteína, la proteorodopsina. Hasta fecha reciente se pensaba que los únicos seres vivos capaces de utilizar la luz en el mar eran las algas, a través de la fotosíntesis. Las conclusiones del estudio aparecen en el último número de la revista Nature.

El investigador del CSIC Carles Pedrós-Alió, que trabaja en el Instituto de Ciencias del Mar (CSIX), en Barcelona, es uno de los firmantes del trabajo.

Pedrós-Alió explica: "*las bacterias marinas están bañadas en luz. Siendo ésta una fuente de energía tan a su alcance, no es extraño que la evolución haya favorecido microorganismo que complementen su modo de vida heterotrófico con la energía de la luz*".

El investigador del CSIC explica que la mayor parte de las bacterias marinas son heterotróficas (requieren materia orgánica para su crecimiento), y al igual que todos los animales, respiran oxígeno y producen dióxido de carbono. No obstante, añade, *"estudios moleculares recientes detectaron en algunas bacterias marinas un mecanismo alternativo de obtención de energía, a través de la luz"*.

*"Uno de estos mecanismos utiliza la proteorodopsina, una proteína que incluye un pigmento, el retinal, parecido al que tienen los seres humanos en la retina"*, precisa Pedrós-Alió. Las bacterias marinas investigadas en este trabajo, al igual que ocurre con cualquier otro mecanismo limpio de obtención de energía, está siendo estudiadas para su aprovechamiento potencial.

Del mismo modo que los paneles solares aprovechan la energía del Sol para convertirlas en energía eléctrica, las proteorodopsinas, unidas a una molécula retinal, utilizan la energía solar para convertirla en energía bioquímica. Esta energía extra les proporciona una mayor eficiencia de crecimiento, de forma que consumiendo la misma cantidad de materia orgánica, consiguen formar una descendencia hasta cuatro veces mayor.

Como consecuencia de este proceso, aseguran los autores, una comunidad microbiana rica en estas bacterias tendría un mayor crecimiento y produciría muchas más materia orgánica en partículas a partir de la misma cantidad de sustrato, lo que proporcionaría más alimento a niveles más altos de la red trófica marina y aceleraría el ciclo de carbono. Estas implicaciones en el flujo de carbono en el océano afectan así a la regulación de la concentración del CO<sub>2</sub> en la atmósfera y a los mecanismos implicados en el cambio global.

El grupo de investigación responsable del trabajo cuenta con científicos del Instituto de Ciencias del Mar (CSIC), en Barcelona, y de las universidades de Kalmar, Lund y Chalmers, en Suecia, y La Laguna, en Tenerife.

## Brasil: Luces y sombras del mercado de biodiesel

El programa brasileño de biodiesel ya enfrenta los primeros casos de irregularidad en la comercialización de biocombustibles. En Mato Grosso, según Estado en número de usinas, atrás de San Pablo, varias operan sin autorización o licencias ambientales. Hay casos de agricultores comprando directamente el biodiesel puro de las usinas, lo que está prohibido por ley. El propio gobierno admite: aflojó la ley para acelerar la construcción de nuevas usinas y garantizar la oferta a partir del año que viene, cuando comienza la obligatoriedad de la mezcla del 2% del biodiesel al diesel.

Con la flexibilización de la ley, las empresas interesadas en participar de las subastas de biodiesel del gobierno pueden obtener una licencia especial, sin la necesidad de la presentación inmediata. Valor informó que muchas de las empresas hacen el camino inverso y primero dan inicio a la construcción de la usina para después solicitar la autorización de la operación a la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *"El proceso fue desburocratizado para facilitar la instalación de las usinas, pero permanece la preocupación en*

*garantizar que, cuando entren en operación, las industrias sigan las normas de seguridad y calidad exigidas por ley*", afirma Roberto Ardenghy, superintendente de abastecimiento de ANP.

Hay 19 usinas autorizadas por la ANP para fabricar biodiesel, con capacidad para producir 664 millones de litros por año. Pero siete no están totalmente regularizadas, poseen las licencias especiales. Además de estas, otras 22 plantas deben entrar en operación para diciembre y están en análisis. Mezclas no autorizadas o falta de documentación llevaron a la actuación, por la ANP, de empresas como Armazéns Vale do Verde e Renobrás.

La carrera contra tiempo es para garantizar, ya este año, que la oferta de biodiesel sea suficiente para atender la demanda del mercado doméstico. La ANP estima que sólo en 2007 el mercado brasileño deberá consumir 400 millones de litros de biodiesel. En las primeras cuatro subastas realizadas por Petrobras fueron rematados por 840 millones de litros del producto.

La secretaria de Hacienda estima que el nivel de sustitución del combustible tradicional por el biodiesel ya llega a un 20% en Mato Grosso. *"Hay una regla de mercado que no puede ser ignorada: el biodiesel es mucho más barato que el diesel, porque no existe el flete de desplazamiento y la materia prima está toda allí"*, secretario adjunto de hacienda Pública, Marcel Souza de Cursi. *"Los patrones de mezcla permitidos por la ANP no están siendo respetados"*.

La operación detectó mezclas disparatadas del 70% de biodiesel y un 30% de diesel. *"Hubo un caso de un gran hacendado que montó un taller en su propiedad para hacer el mantenimiento de sus máquinas que aprovisiona con el biodiesel B100"*, dijo Cursi, recordando que la vida útil de los equipos disminuye con el uso integral del combustible alternativo.

Hoy, la mezcla del producto en el diesel es voluntaria. En la venta, B2, -mezcla del 2% de biodiesel en el diesel- es probada actualmente por las redes AleSat, Shell, BR e Ipiranga. Las empresas que reciben la autorización especial de ANP también pruebas mezclas diferenciadas, del 5%, del 20%, del 30% y, en algunos casos, biodiesel puro. Las distribuidoras estiman que concluirán el año con una comercialización media de 88,6 millones de litros de biodiesel al mes.

Para garantizar la localización y la calidad del biodiesel producido por las industrias regularizadas, ANP lanzó un marcador químico que identifica el biocombustible producido por cada usina. *"Es posible saber en que planta de biodiesel fue producido y si sigue a los patrones de calidad"*, dijo Ardenghy. La gasolinera que presenta el producto fuera de las especificaciones es rastreada y, lo que no posee el marcado, es investigado por ANP.

Desde el punto de vista ambiental, las usinas irregulares son una amenaza. Eso porque no se puede asegurar que sus subproductos sean almacenados de forma correcta. Cursi apunta a los riesgos creados con la falta de silos, ya que la sémola de la soja queda expuesta al aire y muchas veces cerca de manantiales. Otro problema es la manipulación del alcohol utilizado en el proceso de producción del biodiesel. *"Los productores irregulares no tienen reglas de seguridad, y ese alcohol puede vaciar y provocar incendios"*, dijo Cursi.

## **Agrenco se asocia con la japonesa Marubeni para desarrollo de biodiesel**

El grupo franco-brasileño Agrenco hizo una asociación con el grupo japonés Marubeni Corporation para invertir 190 millones de dólares en energía, por medio de la compañía Agrenco Bioenergía (Estado do Sao Paulo, 21/2). Las empresas construirán tres complejos de bioenergía en Brasil, siendo tres plantas de biodiesel, dos plantas de energía eléctrica y dos industrias de aplastamiento de soja. Los locales escogidos son las ciudades Alto Araguaia (MT), Caarapó (MS) e Céu Azul (PR), debido a asociaciones con productores locales y con la red de ferrovías ALL, que también utilizará el biodiesel producido.

*“Escogemos Brasil no sólo por ser el país de los fundadores de Agrenco, pero por ser el único local en el mundo que podrá tener su producción ampliada dos o tres veces en poco tiempo y sin daños a la naturaleza”*, dijo el CEO de Agrenco, Antonio Iafelice. La intención es que los tres complejos comiencen a producir en enero de 2008, cerca de 380 mil toneladas de biodiesel por año, siguiendo la reglamentación de la Unión Europea.

Además de atender a los socios internos, la producción será destinada a la exportación. Están en marcha las negociaciones con el ayuntamiento de Tokio para que el biodiesel brasileño (del tipo B-100) sea utilizado en el transporte público de la ciudad. *“También vemos un gran mercado en Europa, que estableció metas de consumo”*, dijo Iafelice. En enero, la Unión Europea se comprometió a utilizar un 10% en biocombustibles (biodiesel y etanol) mezclados a los combustibles tradicionales para 2010.

La energía eléctrica de los tres complejos de Agrenco Bioenergía será generada por medio de la quema de biomasa – el producto utilizado será capim napier, gramínea conocida como capim-elefante. Las empresas plantará 10.000 hectáreas de napier para este fin. Muy utilizado en Europa, el capim-elefante produce más energía que el eucalipto, cuando quemado. Marubeni invertirá 40 millones de dólares en Agrenco Bioenergía, una rama del grupo Agrenco. Las semillas oleaginosas serán compradas a productores y cooperativas locales.

Marubeni va a controlar en 33% de la compañía. Los demás un 67% queda para Agrenco. Es la primera inversión de las empresas en el sector. Agrenco, cuya facturación el año pasado quedó en torno a los 1,4 mil millones, es una empresa de servicios de agro negocios (logística, exportación y distribución, entre otros) que actúa principalmente en el área de soja. En Brasil fueron originadas cerca de un 95% de las 1,6 millones de toneladas de soja comercializadas por el grupo en 2005. Marubeni un coloso japonés con facturación de 67 mil millones en 2006 y actualización en 72 países en las áreas química, siderúrgica, logística, comunicación, finanzas y energía. En Brasil, es dueño de Cia. Iguazu de Café Soluble. Existen planes para el inicio de cuatro proyectos de producción de etanol en tierras brasileñas. Las negociaciones estarían en marcha con socios coreanos.

## Chile: Gas metano y energía geotérmica entre los proyectos alternativos

La escasez energética y el alza que han registrado los precios de los combustibles han llevado a explotar el gas contenido en los mantos carboníferos de la tierra. Una inversión que podría llegar hasta los US\$ 700 millones en un plazo de 15 años es la que contempla el proyecto de exploración y explotación de gas metano en la Región del Biobío (VIII) (El Mercurio, 24/2)

Para esta iniciativa, el ex ministro de Defensa Jaime Ravinet se asoció con la empresa norteamericana Layne Christensen Company, con experiencia en estos temas, pero sin presencia en Chile en negocios energéticos, aunque sí mineros. Así nació Layne Energía Chile, donde el ex ministro tiene una participación del 15% junto con otros empresarios, entre los que se encuentra el abogado Pedro Butazzoni.

La etapa exploratoria que durará cerca de dos años, para la que destinarán alrededor de US\$ 12 millones.

La sociedad espera presentar la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para iniciar la fase exploratoria ante la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama), antes de que termine

marzo. Esto, porque, asegura, ya están previendo que la situación de abastecimiento energético de la VIII Región se pondrá cada vez más complicada, por lo que quieren acelerar el proyecto para ver los primeros resultados durante el próximo año.

Por esto, es que ya contrataron a la empresa Arcadis para que lleve adelante el DIA y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que se necesita para la etapa de explotación gasífera, que presentarán antes de julio. Con esta iniciativa, Ravinet espera llegar a una producción de entre 2 y 3 millones de m<sup>3</sup> de gas metano al día en 2008, lo que alcanzaría para abastecer a industrias como Enap, CAP y Celco, entre otras.

A su juicio, este negocio constituye *"un aporte tecnológico innovador que contribuirá a diversificar la matriz energética del país, al tiempo que no daña la minería del carbón, porque lo que nosotros hacemos es sacar el agua y el gas, que han sido los dos grandes enemigos de la actividad carbonífera dentro de la VIII Región"*.

Pero la explotación de este tipo de gas no es tan sencilla, pues deben darse tres condiciones: que hayan mantos de carbón -cuya existencia ya está más que comprobada-, que éstos tengan una permeabilidad adecuada para que el gas fluya y que, tercero, tenga el poder calórico suficiente para generar energía.

Layne Christensen Energy, firma norteamericana asociada en esta iniciativa, empezó a realizar estos trabajos en la zona de Oklahoma y Arkansas hace cerca de 10 años. Actualmente, esta tecnología se ha desarrollado tanto, que en Estados Unidos ya representa cerca del 20% del consumo de gas. Además, ya se está comenzando a utilizar en algunos países de Europa y también en Australia.

## **Grupo Luksic proyecta exploración de energía geotérmica en el altiplano de la I Región**

Dos proyectos de la empresa Antofagasta Minerals S.A., perteneciente al Grupo Luksic, para explorar energía geotérmica en el altiplano de la I Región, están en trámite en el Ministerio de Minería. Las iniciativas fueron dadas a conocer por la firma a través de una publicación para informar a la comunidad sobre su intención de realizar los proyectos en zonas donde habitan familias aimaras (La Tercera, 17/2).

Las solicitudes corresponden a una zona ubicada en las Termas de Polloquere en el Monumento Natural Salar de Surire de la provincia de Parinacota, y otra a Pampa Lirima en la provincia de Iquique.

En esos sectores del altiplano existe una alta concentración de calor interno en la Tierra, el cual tiende a emerger como géiseres o termas, lo que permite calentar agua para producir agua y mover turbinas generadoras de electricidad. También los sitios son de uso intensivo para el turismo receptivo de extranjeros debido a su belleza escénica, por lo que las propuestas podrían enfrentar la oposición de este sector empresarial y de algunos particulares propietarios de los suelos.

La prospección de nuevas fuentes de energía de Antofagasta Minerals obedecería a su necesidad de buscar una alternativa al abastecimiento de energía eléctrica que poseen en la II Región para sus operaciones mineras cupríferas El Tesoro y Michilla. Esta actualmente es altamente dependiente del gas argentino que surte al Sistema Interconectado Norte Grande (Sing), considerado inestable por problemas internos del país trasandino que han amenazado con cortes del suministro por estos días.

El secretario regional ministerial de Minería de la I Región, Alvaro Gómez, precisó que los dos requerimientos de Antofagasta Minerals S.A., están en su primera fase de notificación a la comunidad, tal como lo exige el Código de Minería. Tras esta etapa, se desarrollará la exposición de posibles oposiciones a las propuestas y luego el ministerio tendrá que resolver la petición durante este primer semestre. Paralelamente a estos proyectos, hay otros en la I Región que prospectan el uso de energía eólica, fotovoltaica, y de las olas del mar.

El seremi señaló que existe la intención de utilizar algunas de estas fuentes, para aumentar el abastecimiento de energía eléctrica de las comunidades indígenas del altiplano, el que actualmente se sitúa en un 68 por ciento.

## Cifras y Notas del Sector:

### Las diez petroleras obtienen 150 mil millones de dólares (Fuentes: La Tribune, Financial Times, Les Echos y Reuters)

Las diez empresas más lucrativas tuvieron ganancias superiores al PBI de muchos países. Las principales empresas petroleras del mundo acumularon logros por 150 mil millones de dólares en 2006, más que la riqueza anual producida por países como Venezuela e Israel, lo que reanima el debate sobre la tributación de sus logros. Clasificadas por los logros, las ocho principales empresas petroleras del planeta fueron la norteamericana ExxonMobil, la anglo holandesa Shell, la británica BP, la norteamericana Chevron, la francesa Total, la brasileña Petrobras, la rusa Lukoil y la noruega Statoil.

Comparativamente, Venezuela, con 27 millones de habitantes, produce menos riqueza (Producto interior bruto) que se sumó 138 billones en 2005, conforme datos del Banco Mundial. Esto ocurre con Israel, Malasia y República Checa. Las cuatro primeras "grandes" del sector, con más de 100 mil millones de dólares, generan riqueza comparable a la de Filipinas, Rumania, y a la producida por 131 millones de habitantes de Nigeria. Esos resultados son consecuencia del aumento de los precios de crudo, que en agosto se dispararon en un record de 78 dólares el barril, lo que explica la magnitud de esos beneficios.

Los logros record impulsaron a las empresas petroleras para posiciones de liderazgo entre las empresas mundiales. Así, Exxon Mobil destronó a General Electric como la mayor empresa en términos de capitalización, según el ranking de 2006 realizado por el Financial Times. Entre las 10 primeras sociedades del ranking cuatro pertenecen al sector petrolero y de gas.

Por eso, se elevan numerosas voces que piden el cobro de impuestos sobre esos enormes logros. En los Estados Unidos, Douglas Heller, de la Fundación para los Derechos de

los Consumidores y Contribuyentes, dice que "las empresas petroleras no son suficientemente fiscalizadas". Es preciso "tributar esos superbeneficios, para financiar el desarrollo de energías alternativas, pero también para restituir al consumidor de una parte de ese maná", dijo en una entrevista al periódico francés La Tribune. En Francia, numerosas asociaciones de consumidores y líderes políticos a la presidencia están divididos por la misma opinión. La ex ministra y candidata por el partido verde a la presidencia, Dominique Voynet, calificó de "totalmente justo" que las empresas "enormemente poderosas, que hacen y deshacen como quieren, sean movilizadas para financiar políticas de interés general". Por su parte, la candidata socialista Ségolène Royal defiende una tasa excepcional sobre los logros de esas empresas, para desarrollar transportes colectivos.

En respuesta, la empresa Total denunció "el dogmatismo y el populismo" de esas propuestas. La francesa alcanzó en 2006 un beneficio neto ajustado de 12.585 millones de euros, un 5% más que en el ejercicio precedente, lo que supone un nuevo récord en sus ganancias.

*"Sí, hacemos 12.000 millones de euros, pero me gustaría recordar que pagamos entre 12.000 y 13.000 millones de euros en impuestos en todo el mundo, y que sólo generamos 5 por ciento de nuestras utilidades en tierra francesa,"* dijo Thierry Desmarest, quien permanecerá como miembro no ejecutivo del directorio de la firma (Les Echos, 14/2).

La cuarta mayor petrolera occidental anunció un aumento del 15% en su dividendo del 2006 y predijo, a diferencia de la mayoría de sus rivales, un aumento de la producción de gas y petróleo para los próximos cuatro años debido al inicio de las actividades en campos clave de Angola y Qatar.

### **Australia prohíbe las bombillas clásicas y lanza las fluorescentes (The Australian, 23/2)**

Australia, criticada por no haber ratificado el protocolo de Kyoto sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, va a tomar una decisión pionera para luchar contra el calentamiento global y el cambio climático. Según anunció su ministro de Medio Ambiente, Malcolm Turnbull, el país va a prohibir las bombillas clásicas en todo el país para que de aquí a 2010 sean sustituidas por lámparas de bajo consumo. Estas gastan hasta 10 veces menos que las incandescentes, lo que contribuirá a un gran ahorro de energía.

Turnbull aseguró que se trata de una medida pionera en el mundo, al menos en lo que se refiere al ámbito nacional. Según sus datos, prohibir las bombillas clásicas –basadas en la incandescencia de un filamento –por las de bajo consumo –fluorescentes *"en todo el mundo, reduciría el consumo de electricidad en un montante equivalente a cinco veces las necesidades eléctricas anuales de Australia"*. Sostiene que la medida hará que Australia emita en 2012 800.000 toneladas menos de CO2 que actualmente, mientras que el consumo eléctrico de los hogares se reduciría en un 66%.

Las bombillas clásicas, patentadas por Thomas Alva Edison a finales del siglo XIX, han permanecido casi sin cambios desde su invención y se basan en la incandescencia de un filamento metálico. Sin embargo, parte de la energía que se necesita para poner al rojo vivo el filamento se convierte en calor, con lo que consumen hasta 10 veces más energía que una

bombilla fluorescente. Un menor gasto de energía eléctrica contribuye a reducir las emisiones de efecto invernadero porque la mayor parte de la energía que consumimos procede de la quema de combustibles fósiles.

“El calentamiento climático es un desafío a escala planetaria. Animo a los demás países a seguir el ejemplo de Australia y a consumir productos más económicos como las bombillas fluorescentes”, dijo al presentar la iniciativa. La idea es ir sustituyendo las bombillas clásicas por las de bajo consumo para antes de 2010, de forma que *“para ese año, simplemente no se puedan comprar bombillas incandescentes porque no cumplen los requisitos energéticos”*.

La iniciativa del gobierno australiano supone un giro total de la política del primer ministro John Howard, hasta ahora un ferviente opositor al protocolo de Kyoto. Sin embargo, ahora defiende su decisión como una aproximación *“realista”* al problema, frente a las *“muchas cosas alarmistas que están en el aire”*. De cara a las elecciones generales previstas para finales de este año, Howard ha dulcificado su posición sobre el problema, algo que se ha asentado en las preocupaciones de los australianos, sobre todo por la gran sequía que está sufriendo el país, una de las más graves de su historia.