

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 5 al 13 de septiembre de 2007

Índice:

Geopolítica: ¿batalla por los recursos naturales entre China y Rusia ante el movimiento tectónico de la economía mundial del siglo XXI o movimiento común para dominar el ascenso del mercado?	2
✓ <i>Rusia a la conquista de minerales, negocios y medios de comunicación</i>	5
✓ <i>Eje sino-ruso en los negocios de los hidrocarburos</i>	7
Estrategia: Rumbo al modelo (de la petrolera) Total de crecimiento	8
✓ <i>OTAN se expande para desempeñar un rol en la protección de infraestructura de energía crítica</i>	11
Investigación: Una mezcla prometedora para el futuro de las pilas de combustible	12
✓ <i>Viabilidad técnica y económica del mercado de pilas de hidrogeno para uso residencial en Europa</i>	14
Estrategia: Novozymes buscan en Brasil la segunda generación de biocombustibles	15
OCDE: Biocombustibles, eliminación de subsidios y beneficios muy limitados	18
Chile: Los 4 escenarios que enfrenta el panorama energético en el norte	19
Análisis: Bolivia, inversión y precios del gas natural	21
✓ <i>Bolivia vende el gas que no tiene</i>	23
Cifras y Notas del Sector	24
✓ <i>Enel advierte de posibles problemas de aprovisionamiento de gas a Italia este invierno</i>	24
✓ <i>Repsol halla un gran yacimiento de crudo en Brasil</i>	25

Geopolítica: ¿batalla por los recursos naturales entre China y Rusia ante el movimiento tectónico de la economía mundial del siglo XXI o movimiento común para dominar el ascenso del mercado?

Con un título sumamente sugerente “*Ex-communists are aggressive capitalists*”, The Australian¹, un periódico australiano que es propiedad de Rupert Murdoch y News Corporation, sostiene que empieza la nueva era de la batalla sino-rusa por el acceso de las materias primas esenciales. “*Cerca de 120 años después del último gran conflicto entre China y Rusia, nuevas líneas de batalla internacional están siendo dibujadas, aunque esta vez el objetivo sea comercial mas que militar*”. En un lado las oligarquías industriales de Rusia y Ucrania, en el otro las empresas cada vez más sofisticados del estado chino. Y el “*battleground*” (el campo de batalla)? En todas partes hay minerales y recursos de energía listos para explotar.

La coincidencia de la Asia-Pacific Economic Cooperation summit en Sydney, con la firma del mayor contrato de GNL de China en Australia (Petrochina a ofrecer un contrato a Woodside por 45 mil millones de dólares), un millonario ucraniano, Gennadiy Bogolyubov, que ofrece 900 millones de dólares “*cash bid*” a una familia sudafricana por el manganeso de West Australian y un ruso que surge como el cazador de Fortescue Metals es demasiado sonoro para ignorar. El movimiento de la rusa Magnitogorsk para ganar influencia en Fortescue es esencialmente el mismo que convenció a la china Anshan Iron & Steel Group Corporation (AnSteel) a desarrollar un joint venture de 1.8 mil millones de dólares con Gindalbie Metals, en un proyecto de mineral de hierro integrado.

Cada una de estas inversiones apunta a asegurar las materias primas de la revolución económica que reformará la economía global del siglo XXI. China firmar el fundamento y los *equity agreements* para reforzar su nuevo gas, los proyectos de mineral de hierro y níquel mientras los “*predators*” de Europa del Este audazmente acechan las bolsas globales buscando oportunidades en el mineral de hierro, cobre, níquel, manganeso, carbón y uranio.

En este último dominio, Australia suministrará uranio a Rusia para procesar y usar en los reactores nucleares rusos². Rusia planificó construir las 30 centrales nucleares suplementarias durante las próximas dos décadas y necesita el uranio australiano para completar la expansión. “*Según los términos del acuerdo, el uranio australiano sólo puede usarse para objetivos pacíficos, no militares en instalaciones rusas mutuamente determinadas por Australia y Rusia que están sujetas a los acuerdo de salvaguardas de Rusia con la International Atomic Energy Agency*”, reza el sumario citado por The Sydney Morning Herald³. The Wall Street Journal⁴ anuncia y subraya que Rusia y Australia se comprometieron a no vender el material atómico a Irán. Los críticos dicen que la entrada de uranio australiano permitiría a Rusia desviar su propio suministro del recurso atómico a militares u objetivos de exportación. “*Es muy bueno en el caso que Rusia usara el uranio australiano para objetivos domésticos,*” dijo Graeme Gill, experto en Rusia del Sydney University. Pero “*lo esto hace es dejar libre otras fuentes rusas de uranio, que entonces ellos pueden transportar al extranjero*”.

Según el paper del gobierno australiano, una área posible de cooperación podría ser la investigación en la denominada “*IV generación*” de reactores nucleares. Australia está

¹ The Australian, “*Ex-communists are aggressive capitalists*”, (8/9)

² Kommersant, “*Russia’s Reactors to Work on Australian Uranium*”, (7/9)

³ The Sydney Morning Herald, “*Uranium exports not for military use?*”, (8/9)

⁴ The Wall Street Journal, “*Australia to Export Uranium to Russia; Leaders Promise It Won't Go to Iran*” (7/9)

buscando posibles socios para un consorcio internacional que trabaje en el desarrollo de estos reactores de nueva generación, que son diseñados para mejorar la seguridad de la potencia nuclear.

El analista Andrew Muir de Hartleys resources dijo a The Age⁵ que cualquier acuerdo para vender más uranio era positivo para la industria local. "*BHP producirá considerablemente más mineral con la expansión de su Olympic Dam...y habrá un significativo aumento de la producción de uranio una vez que se inicie el desarrollo*", dijo. Olympic Dam es una de las sólo tres minas de uranio activas en Australia.

La energía económica contenida fue liberada en el final de las hostilidades de la guerra fría comenzando a afectar a los mercados de recursos hace aproximadamente cuatro años. A partir de ese momento, China se hizo un importador neto de energía (a mediados de 2005) todas las apuestas no tenían en cuenta que los precios del petróleo tendrían su efecto sobre los mercados de metales. Tradicionalmente, la actividad económica se reduce con los altos precios del petróleo y la caída de los precios de los minerales.

En cambio, los precios del mineral de hierro están por las nubes (72%). Y se mantuvieron altos después que la producción fue incapaz de mantener levantada la demanda china. Solamente para reforzar el impacto de esta oleada de demanda, BHP envió tres transportes spot de mineral de hierro con un precio de 104 dólares la tonelada. Hacia atrás en 2004, el mineral de hierro costaba menos de 30 dólares la tonelada.

Recientemente futuro presidente de BHP Marius Kloppers dijo a los analistas que él es entusiasta para vender una proporción mayor de su mineral de hierro en los mercados spot a diferencia de las disposiciones del actualmente ubicuo contrato de largo plazo. En la conversación, Kloppers sugirió que le gustaría charlar con el exportador australiano de minerales Rio Tinto para hacer co-negociaciones para incorporarse al *spot-trading* y dijo que eso estará en la agenda de la nueva ronda de conversaciones de precios.

Pero el mineral de hierro es sólo la parte de esta matriz virtuosa. Otros mercados centrales de metales están más calientes que el mineral de hierro, con el cobre y el níquel en particular con un *changing hands* en precios sin precedentes debido a la presión de la demanda creada por el incremento de la demanda para cubrir las necesidades chinas. Y según el economista comercial australiano Ross Garnaut, no hemos visto nada aún. En un informe publicado el mes pasado, Garnaut argumentó que China se acercaba "*a un punto decisivo*" estructural de su economía que podría significar "*la entrada en un período de demanda intensiva de recursos única en la historia del mundo*".

Garnaut escribió: "*El aumento de la demanda de metales por China durante las próximas dos décadas puede ser comparable con la demanda total del mundo industrializado hoy. El incremento en la demanda de energía de China puede ser algo menos que esto, debido a las condiciones excepcionales que apoyan la alta demanda actual de Norteamérica*". Lo que quiere significar Garnaut es que la producción de metales global tendrá que duplicarse durante los próximos 20 años. Y el incremento de los precios forzarán a Estados Unidos a hacerse más eficiente en energía.

Los chinos y algunos antiguos "*Cold War warriors*" de Rusia y Ucrania interpretan ahora, con anticipación, el movimiento tectónico en la demanda subrayado con estos acontecimientos comerciales en Australia.

PetroChina LNG, por ejemplo, tiene más significado para Australia justamente por los números de volumen y valor *headline* de dos acuerdos. "*Esta es la madre de todos los acuerdos de GNL*", dijo Gordon Kwan, jefe de investigación de energía China del CLSA.

El primer acuerdo, Shell vendió su parte en el campo de gas Gorgon, todavía sin desarrollar, 1 millón de toneladas por año durante los próximos 20 años, por un precio total estimado en 7,2 mil millones de dólares.

⁵ The Age, "States need to dig deeper to supply Russia uranium", (8/9)

Con la incursión china, el proyecto Gorgon parece tomar nuevamente impulso aunque el ministerio de medio ambiente de Western Australia puso 36 condiciones ambientales al proyecto. El proyecto Gorgon, que producirá aproximadamente 10 millones de toneladas de GNL al año, generó una oposición ambiental significativa debido a la necesidad de localizar las instalaciones de producción en la reserva natural de Barrow Island⁶. Un elemento clave de Gorgon será el primer "*large-scale carbon dioxide geosequestration project*" que quitaría enormes cantidades de dióxido de carbono de Gorgon. Sin "*geosequestration*", el proyecto no puede seguir adelante, pero Chevron descubrió una capa de roca debajo de los pozos existentes en la isla Barrow, un medio ideal para absorber el CO₂.

Chevron dijo en los últimos días que tiene proyectos a largo plazo para duplicar la producción anual del GNL de Gorgon. "*Este proyecto a largo plazo, va a estar en 20 millones de toneladas (métricas)*", dijo el presidente de Chevron David O'Reilly⁷.

Dos días más tarde, se cerró con Woodside otro acuerdo. Lo realmente importante son los 15-20 años de contrato para tomar entre 2 y 3 millones de toneladas al año de GNL, a un precio que China está preparado a pagar por un contrato que probablemente asegurará el proyecto de gas Browse en las aguas lejanas al norte de Broome, cuyo costo ronda los 10 mil millones de dólares.

Woodside dijo que el suministro de Browse LNG comenzará entre 2013 y 2015⁸. Gordon Ramsay, analista de UBS asume que el proyecto Browse es desarrollado inicialmente usando "7 millones de toneladas por años de la planta onshore que iniciará su producción en 2014, añadiendo una segunda unida luego para duplicar la capacidad. Esto de acuerdo a la estimación de que PetroChina pagará entre 7 y 9 dólares por millón de British thermal units por el gas de Browse, comparado con los precios existentes del gas natural licuado en Asia de aproximadamente 8 a 10 dólares⁹.

El consorcio Browse implica a los mismos socios de North-West Shelf, pero con una configuración diferente. Woodside posee 50%, con BHP Billiton, BP, Chevron y Shel compartiendo el resto. Esto serán buenas noticias para otros socios del proyecto Browse (el acuerdo con Woodside implica sólo su participación en la producción) y favorece a Santos, que busca clientes para sus 7 mil millones de dólares propuestos en Gladstone para su proyecto de *coal seam gas to liquids*. Woodside, que tiene tres de sus seis proyectos de GNL en Australia, redujo los costos de fabricación offshoring de los trenes de licuefacción.

PetroChina paga bastante más un precio de mercado por su gas. Esto significa que está dispuesto a pagar cerca de tres veces más que China National Offshore Oil Company hace conforme al acuerdo de 25 años asegurado por el presidente Howard en 2002. El problema con ese acuerdo es que no incluyó una escalera de precios que mantendría el contrato en línea con los precios reales del petróleo. Lo claro es que China pagará combustibles más caros para impulsar la industria y proporcionar electricidad residencial¹⁰.

"*Esta es una afirmación de la demanda de combustibles limpios y una confirmación de que las empresas chinas creen que el suministro de estos combustibles puede ser un negocio provechoso en China*", dijo George Gilboy, representante de Woodside en China.

Un mercado importante de gas natural surgió en China con el crecimiento de la clase media urbana. Las ciudades cambiaron a redes de gas natural, construidas recientemente como una alternativa del combustible barato derivado del carbón para cocina y calefacción. En un mercado no regulado, los consumidores en las áreas más ricas

⁶ The Australian, "*China wants even more of our gas*", (8/9)

⁷ Market Watch, "*Chevron plans to double Gorgon LNG output in long-term*", (11/9)

⁸ Reuters UK, "*PetroChina agrees second Australian LNG deal*", (6/9)

⁹ The Sydney Morning Herald, "*China gas deal spurs Woodside*", (8/9)

¹⁰ Financial Times, "*China returns to global gas market with Shell deal*", (5/9)

de China como Shanghai o Shenzhen están dispuestos a pagar más por un combustible limpio con la subida de los ingresos¹¹.

Los analistas esperaban que China girara a Medio Oriente, sobre todo a Irán. Pero las conversaciones acuerdo multimillonario se ha prolongado durante años. China ve a Australia como una opción más segura. "La seguridad de suministro es suma importancia", dijo John Harris, analista con sede en Beijing de la firma de consultoría Cambridge Energy Research Associates.

Australia apunta a ser el segundo exportador mundial de GNL después de Qatar, con proyectos participados por major energy firms como Exxon Mobil, BP, ConocoPhillips y BHP Billiton. "La demanda es tan fuerte que no pienso que una sobrepoblación sería la cuestión. Pero desde luego, el primer promotor tendría una gran ventaja en la aplicación de precios", dijo Paul Balfe de ACIL Consulting¹². La proximidad geográfica de Australia con los mercados de crecimiento constante de GNL como China e India, como así también su estabilidad política, ayudará a dar a los seis proyectos de GNL el status de "preferred-supplier".

La Consultancy Wood Mackenzie espera que la demanda de GNL en Asia aumente cerca del 20% a 126 millones de tpy en 2010, y la demanda global se triplicará a 500 millones de tpy antes de 2020. Los acuerdos spot por el GNL del Atlántico a Japón también se ofrecen a altos niveles 12-13 dólares por millón de BTU, dijeron los analistas, con los precios cercanos al record de 78 dólares por barril.

Mientras, Merrill Lynch, dijo en un reporte que la actividad reciente de PetroChina asegurando dos acuerdos de suministro de GNL por separado, proporciona pruebas que China está dispuesta a pagar precios de mercado por el GNL. Merrill también asume que PetroChina estuvo de acuerdo con pagar un precio similar de 10 dólares que el estipulado en el acuerdo PetroChina/ Shell, que es más del triple del precio de importación actual de GNL australiano a China¹³.

Con la producción de energía muy baja en lo que va del año y la creciente presión para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, los funcionarios chinos ven ahora la necesidad apremiante de asegurar el suministro a largo plazo del gas.

La llegada de China como un competidor serio de GNL será una causa para inquietar a los "godfathers" del mercado de GNL, Japón y recientemente Corea del Sur. Pero no a Rusia, que se construye un lugar en el negocio de exportación de GNL.

Rusia a la conquista de minerales, negocios y medios de comunicación

Fuera del uranio, la energía no es un problema para Rusia. Pero los minerales lo serán. Los corporativos rusos se mueven seriamente en el esfuerzo de construir posiciones que le den propiedades en el juego de los recursos minerales fuera de su país. Y porque es intrigante ver a la rusa Magnitogorsk constituir un 5% de participación en Fortescue Metals llegando a un 15%, o más, del holding. Esto implicaría una inversión de al menos 1.5 mil millones de dólares, en precios del mercado actual. Y esa suerte de inversión sugeriría que

¹¹ The Wall Street Journal, "In China, a Domestic Shift Spurs New Approach on Natural Gas", (10/9)

¹² Reuters UK, "Australia LNG projects to go ahead as buyers pay up", (11/9)

¹³ Bloomberg, "Woodside's Browse LNG May Add A\$12 a Share", (8/9)

los rusos intentarán establecer un *off-take agreement* con Andrew Forrest¹⁴, tercera fuerza en el mineral de hierro Pilbara.

Pero China es claramente el destino preferido por Fortescue para el producto. Cada tonelada de sus 45 millones de toneladas anuales de volumen está contratada con clientes chinos. Forrest tiene proyectos para incrementar la producción tal vez en 100 millones de toneladas por año hasta 2009. Al mismo tiempo, tanto BHP como Rio Tinto tienen proyectos para subir la producción a 300 millones de toneladas por año. Cada uno. Lo que quiere decir que Australia exportaría al menos 700 millones de toneladas cada año.

El hecho es el consumo de acero y muchos otros metales que son conducidos por la emergencia económica de cuatro países: Brasil, Rusia, India y China (BRIC). En Rusia y Brasil, el PBI per cápita se acerca a los 10.000 dólares mientras que en China e India es apenas de 5.000 dólares. Y el consumo de acero per cápita ronda las 200 toneladas o menos en los cuatro países. Que es aproximadamente el 40% de la norma en los países Occidentales y 20% en Japón y Corea.

Esperan entonces que para 2050, las 2,7 mil millones de personas de las naciones del BRIC triplicarán el consumo de acero, lo que requerirá que la producción de world steel se duplique. Ahora el mineral de hierro tiene que venir de algún lugar. Brasil, *of course*, puede manejar el asunto, como también India. Pero China, y cada vez más Rusia buscará en Australia, Sudamérica y África por el producto. Y ese modelo será seguido por un juego de recursos de energía y minerales. Lo claro es que el ganador económico de esta semana es Australia.

Lo que ya no llama la atención es la búsqueda de impactos por parte de Rusia, ¿Gazprom, palanca superior de la política de Vladimir Putin, quiere construir un imperio de medios de comunicación? Después de haber comprado en 2001, la estación de televisión rusa NTV, luego obtenido el control del diario ruso Izvestia, el gigante gasero está interesado en The Wall Street Journal¹⁵. Según el diario británico, la empresa pública rusa tuvo "*discusiones*" para lanzar una oferta sobre el diario económico de New York y rivalizar con el grupo de medios de comunicación News Corporation, controlado por Rupert Murdoch.

Una nota de información transmitida a la US Securities and Exchange Commission (SEC) evoca en efecto que el 10 de julio "*una empresa internacional de petróleo y de gas*", expresó su interés por Dow Jones que controla particularmente la agencia de noticias con el mismo nombre y el Wall Street Journal.

Entonces, según la fuente citada por el diario conservador británico, se trata de Gazprom. Para el Times, este interés subraya "*las ambiciones mundiales de Gazprom y de Rusia*" aunque esta proposición tiene pocas posibilidades de materializarse. Estados Unidos ya bloqueó varias OPAs lanzadas por empresas extranjeras sobre empresas americanas. Pero el interés de Gazprom por el diario de New York no es sorprendente, según The Times.

El grupo ruso se diversificó en actividades como la agricultura, los automoviles, las finanzas, el transporte aéreo o los medios de comunicación. Según, "*una fuente*" citada siempre por The Times sin otra precisión, Gazprom contemplaría no "*acumular*" el medio de comunicación sino más bien de cederlo. Este verano, sin embargo, vale recordar, por

¹⁴ **Andrew Forrest** (born 1961) is a Western Australian mining entrepreneur and one of the state's wealthiest people. He is currently Chief executive officer and the major shareholder of Fortescue Metals Group (FMG) Ltd, which is developing the Pilbara Iron Ore and Infrastructure Project. Forrest is the youngest son of Donald and Judith Forrest and a descendant of the first Premier of Western Australia, Lord John Forrest. His early years were spent as a jackeroo on the family station at Mindaroo in the Pilbara. Uhttp://en.wikipedia.org/wiki/Andrew_ForrestU

¹⁵ The Times, "*Gazprom held Dow Jones offer talks*", (10/9)

otro lado, Alicher Ousmanov, un magnate de la metalurgia que dirige una filial de Gazprom, puso la mano la editorial de Kommersant que publica el diario económico ruso con el mismo nombre. El diario británico The Times, pertenece desde 1981 a News Corp. que justamente está cerrando la adquisición de Dow Jones. Sin lugar a dudas, la prensa continúa suscitando muchas codicias.

Eje sino-ruso en los negocios de los hidrocarburos

Más alejado de las palabras de división del diario The Australian, Rusia y China "*ne perdent pas de temps*". El presidente de la empresa rusa Lukoil, participada por la americana ConocoPhillips, Vaguit Alekperov y el presidente de la empresa china CNPC, Jiang Jiemin firmaron un acuerdo de cooperación estratégica en el marco del foro de la APEC en Sydney.

"Ambas empresas pretenden promover su cooperación en la producción y la transformación de hidrocarburos y la producción de productos petroleros en terceros países. Las partes examinarán las posibilidades de cooperación en la entrega de petróleo y de gas natural y la transformación de hidrocarburos en China". En la actualidad, Lukoil y CNPC realizan juntos dos proyectos de extracción de petróleo en Kazajstán. Ambas empresas explotan el yacimiento de Kumkol, en la región de Kyzylorda, sobre una base de paridad. En 2006, las empresas extrajeron 3,4 millones de toneladas de petróleo y 119 toneladas de m³ de gas de Kumkol. Lukoil y CNPC también pusieron en ejecución el proyecto de explotación del yacimiento de petrolero de Buzachi Nord, en la región de Manguistaou¹⁶.

Lukoil controla el 25% del proyecto de Buzachi Nord y CNPC 50%. En 2006, el yacimiento produjo 1.34 millones de toneladas de crudo. Por otro lado, ambas empresas tienen cada una 20% del consorcio internacional que se ocupa de trabajos de prospección geológica en la parte uzbeca del mar de los Árales.

ZAO Turgai Petroleum, productor kazajo propiedad de Lukoil y CNPC, planea comenzar a suministrar petróleo crudo a China el año próximo. Lukoil hará un "*buy out*" (comprar la parte de) por el 50% de CNPC en Turgai después ganar el arbitraje de Estocolmo el año pasado.

En septiembre de 2006, CNPC había anunciado la firma de dos nuevos contratos de cooperación petrolera y gasera con Uzbekistán. Este acuerdo se refiere a la exploración y explotación de los yacimiento de gas natural en el Mar de Aral, así como el reparto de la producción entre CNPC y la empresa uzbeca Uzbekneftegaz, el gigante ruso Lukoil, la empresa Petronas de Malasia y la empresa nacional petrolera sudcoreana (South Korea's National Oil Corporation)¹⁷.

Dos gigantes chinos del petróleo están ya presentes en Rusia y vienen de concluir acuerdos a fines de 2006. CNPC va a crear la segunda coempresa con la petrolera rusa

¹⁶ Bloomberg, "*Lukoil, China's CNPC to Cooperate on Oil, Gas Production Abroad*", (8/9)

¹⁷ The Moscow Times, "*LUKoil, CNPC Sign Cooperation Deal*", (9/9)

Rosneft, en el sector de refinación y de distribución en China. La futura refinería tendrá una capacidad de 70 millones de barriles. Antes, ambos conglomerados firmaron un protocolo par la creación de un primer joint-venture, Vostok Energy, en la exploración y la producción de hidrocarburos en Rusia.

Al mismo tiempo, la industria rusa y el Ministerio de energía aprobaron el Eastern Gas Program, que vale 2,4 trillones de rublos. Las fechas de desarrollo de los campos y exportaciones dependerán de los resultados de las negociaciones de Gazprom con compradores en China y Corea¹⁸. China se niega a aceptar los términos de Rusia, lo que acabaría con el componente de exportación del programa. La industria y el Ministerio de Energía sancionaron el 3 de septiembre el programa para crear un sistema unificado para producir y suministrar gas en Siberia Oriental y el Extremo Oriente en vista del potencial exportador al mercado chino y otros estados asiáticos y región del pacífico.

El programa prevé la creación de cuatro centros de producción de gas localizada en Sakhalin, los territorios de Yakutia (campo Chayanda), Irkutsk y Krasnoyarsk. Cada uno de ellos tendrá su gas procesado en las instalaciones. De todas las ofertas para desarrollar los campos con respecto a las exportaciones potenciales, el más prometedor es Vostok-50, que asegura la exportación de 50 mil millones de metros cúbicos de gas a los estados asiáticos y del pacífico para 2030. En este caso, Sakhalin será desarrollado primero y principal. El desarrollo de Chayanda comenzará en 2016 y de Kovykta -no antes de 2017, a condición de que ninguna decisión sea pasada para el suministro de gas al Unified Gas System.

La prioridad absoluta es la necesidad doméstica, dijeron representantes de la industria y el Ministerio de energía. Las fechas definidas para el desarrollo de los campos y exportaciones respectivas dependen del resultado de las conversaciones comerciales entre Gazprom, CNPC de China y la coreana COGAS.

Kommersant sostiene que Rusia exige una producción igual de las exportaciones de gas, con precios similares a los de Europa para los estados de Asia y Pacífico. Pero los chinos están listos para comprar el gas a los costos de Europa. Pero las probabilidades son que China tendrá que aceptar las condiciones de Rusia. "No creo", dijo Konstantin Batunin, analista de Alfa Bank, "Turkmenistán tiene el gas suficiente disponible para China"¹⁹. Explicó que los volúmenes considerables de gas de Turkmenistán fueron contratados por Rusia, y Turkmenistán no está prácticamente explorando nuevos campos. Además, existen dudas que las reservas de gas del país sean significativas: a pesar de que Gazprom solicite repetidamente, que no haya una auditoría internacional.

Estrategia: Rumbo al modelo (de la petrolera) Total de crecimiento

Esto solía ser más fácil. Una empresa de energía norteamericana o europea entusiastas podían desarrollar la producción de hidrocarburos en el extranjero. Las reservas y la producción tenían costos regularmente bajos, y las regulaciones ambientales no entraban dentro de las consideraciones. The Globe and Mail²⁰ concluyó que "those were the

¹⁸ Kommersant, "China to OK Eastern Gas Program", (10/9)

¹⁹ Ria Novosti, "China's ability to pay key to Eastern gas program", (10/9)

²⁰ The Globe and Mail, "For oil companies, the good old (bad old) days are over", (7/9)

good old days” (esos eran buenos viejos días). El denominado “nacionalismo económico” está en crecimiento. En el pasado, los países ricos en crudo y gas no tenían ni dinero ni capacidad técnica para explotar sus reservas y buscaban la ayuda de empresas internacionales. En la actualidad, con los altos precios de petróleo, pueden permitirse contratar empresas de servicios para hacer el trabajo o, si tienen la capacidad técnica, hacerlo por sí mismos. Las petroleras internacionales están en peligro de quedar marginadas.

Un agudo e imprescindible lector de la realidad actual de la industria petrolera mundial es Christophe de Margerie, presidente del grupo francés Total, que recordó en una nota publicada por Financial Times²¹ haber previsto un futuro difícil para su industria cuando escuchó hace algunos años que el barril de petróleo había alcanzado los 33 dólares. “Comenté, ¿sabes cual es la peor noticia del día? Estamos en 33 dólares el barril”. Advirtió entonces de que la industria afrontaba una espiral inflacionista en los precios del petróleo y el gas, problemas en la negociación de contratos y un dilema sobre cómo repartir el pastel entre los distintos “stakeholders” (accionistas). Fue algo más que un simple drama. Un alto precio del petróleo es una bendición desigual para las grandes petroleras. Por un lado, genera enormes cantidades de dinero pero a costar de minar sus perspectivas a más largo plazo.

Durante los últimos años, mientras el barril de petróleo pasaba de costar 50 dólares a alcanzar los 80 dólares, las acciones de las petroleras europeas obtuvieron unos resultados peores al resto del mercado. De Margerie expresó su visión sobre la respuesta adecuada a lo que el describió como “a revolution” en la industria: “The world has changed,” dijo. “Ya no se trata de una cuestión sobre si ¿puedes aumentar la capacidad y, tendrás que afrontar un problema de exceso de capacidad?, tal y como sucedía en los años 70 y 80. Se trata más bien de ¿puedes (cubrir) la demanda? Porque la demanda está ahí y la capacidad de la que disponemos no basta?”.

Una de las razones que explica esta tesitura es que los países que controlan la mayor parte de los recursos de petróleo y gas mundiales conceden acceso a las petroleras internacionales sólo bajo sus propias condiciones. “Existe el deseo en determinados países de conservar sus reservas a largo plazo. Obtienen suficiente dinero con lo que producen, y consideran que es bueno para sus propios ciudadanos conservarlo para el futuro... y no quieren desarrollar esas reservas con demasiada rapidez”, explicó de Margerie. “¿Y se les puede culpar?. No estoy seguro”.

Para Total, eso significa que la palabra clave para sus operaciones es “acceptability” (aceptabilidad). La compañía necesita ser capaz de persuadir a los países ricos en recursos para que les concedan acceso. “Existe lo que denominamos el modelo Total de crecimiento, que consiste en cómo haces que te acepten”, señaló. “El antiguo desarrollo sostenible consistía en decir, ‘somos buenos, hablamos con las comunidades, donamos libros a las escuelas’, lo que era algo bueno, pero ya no basta. Ahora tienes que demostrar que lo que aportas a la economía local es necesario y puede ser usado para el desarrollo”. Eso se traduce en acentuar la contribución de Total a la hora de introducir tecnología y destrezas como la gestión de proyectos, y en maximizar la participación de local.

El éxito más notorio de este enfoque fue el acuerdo por el que se concede a Total una participación del 25% en el proyecto de gas Shtokman de Gazprom (aunque en los últimos días entraron otras petroleras internacionales en el proyecto, no deja de ser relevante el porcentaje y la participación del grupo francés). Por el contrario, el plan de 15.000 millones de dólares para un proyecto de gas licuado en Irán, Pars LNG, sigue estancado. “Hoy en día, tenemos un problema. El contrato que negociamos en el pasado no hace el proyecto viable con las nuevas estimaciones sobre el coste. Este se ha duplicado en el tiempo transcurrido desde que negociamos el acuerdo. Si no somos capaces de resolver esta cuestión, estaremos estancados”, aseguró de Margerie. Pero en general, incluso después del anuncio de Total de la semana pasada de que está prevista que su producción crezca una media del 4% entre 2006 y 2010,

²¹ Financial Times, “‘Acceptability’ is Total’s growth model”, (7/9)

y no un 5% como había vaticinado anteriormente, Total aún supera con comodidad a Royal Dutch Shell y BP en lo que respecta a su evolución en la bolsa.

Según de Margerie, Total podrá añadir el equivalente a casi 1.000 millones de barriles de petróleo a sus reservas, como resultado de su entrada en el gran proyecto Shtokman de gas de la costa norte de Rusia. Esta estrategia, que le ha permitido al grupo obtener acuerdos beneficiosos, no deja lugar a dudas, dice de Margerie.

Dos ejemplos de los cambios de vientos muestran la nueva lógica: el primer caso es el de la argelina Sonatrach rescindió unilateralmente el contrato de exploración y producción del yacimiento Gassi Touil, al oeste de Argelia (un macroproyecto de gas adjudicado a las empresas Repsol y Gas Natural en 2004, en el que éstas tienen la mayoría de capital)²². Sonatrach reclamará a las empresas por “*daños y perjuicios*” por “*el fiasco industrial*” y el “*daño sustancial*” que le causó por la demora en la ejecución de un contrato, cuya inversión supera los 5.000 millones.

Las españolas habían pedido a Argelia la revisión de una parte del proyecto, concretamente, la construcción de una planta de licuación en Arzew (en el Mediterráneo) por “*el disparatado encarecimiento del precio de las ingenierías internacionales*”. Frente a un retorno de la inversión (TIR) del 5% al 6% prevista cuando presentaron el proyecto, en estos momentos dicho TIR se sitúa en el 2%.

Sonatrach las acusa de haber desencadenado el conflicto por no haber “*ejecutado sus obligaciones contractuales*” provocando el retraso de un proyecto previsto para 2009, que no podrá materializarse, según los cálculos, hasta 2012. No está claro dónde va a comercializar Argelia la producción del proyecto Gassi ahora que echó a los españoles. La mayor parte estaba destinado al mercado de América del Norte donde Repsol presumiblemente lo había utilizado en sus plantas regasificadoras de Canadá o lo hubiera vendido a otra compañías energéticas con las que tiene relaciones en Estados Unidos. Pero está claro que Argelia confía no sólo en que puede desarrollar sus yacimientos de gas sino también encontrar compradores.

Argelia lleva varios meses intentando recuperar el único proyecto que no controla y aplicar la legislación restrictiva sobre las inversiones extranjeras que aprobó recientemente. Así, creó un impuesto adicional para los contratos ya adjudicados (como Gassi Touil) que puede llegar al 50% de la producción de hidrocarburos atribuible a las empresas extranjeras. Y es que con los mayores ingresos por el petróleo, los países productores prefieren controlar los proyectos y hacer incursiones en mercados como el europeo. “*No encuentran mucho valor en asociarse con sus clientes extranjeros, especialmente con los que limitan la capacidad de Argelia de comercializar su propia energía*” sostuvo La Gaceta de Negocios²³. Argelia proporciona el 10% del gas natural de Europa.

En la actualidad ninguna planta de licuación que se construye en estos momentos en el mundo cumple los plazos. Tal es el caso de Sonatrach en Skidda (Argelia), del proyecto de Shell en Irán o el abandono de otros por parte de GTL en Qatar y Argelia, en parte por el encarecimiento de los proyectos.

A Abdelaziz Buteflika, presidente de Argelia le gustaría que los coches españoles consumieran carburantes argelinos. O que los hogares se caldearan con gas extraído del Magreb y comercializado directamente por la filial española de Sonatrach. La Península Ibérica ocupa un lugar prioritario en los planes de expansión del presidente de Argelia. Su Ejecutivo ya ha logrado que la petrolera estatal se haga con la participación mayoritaria en Medgaz, la sociedad que construirá el nuevo gasoducto hispanoargelino. El próximo paso es adentrarse en el negocio de la comercialización de carburantes.

²² Cinco Días, “*Sonatrach reclamará por daños y perjuicios a Repsol y Gas Natural*”, (6/9)

²³ La Gaceta de Negocios, “*Argelia ya no necesita a los españoles*”, (7/9)

“Los mercados más abiertos están siendo asaltados por los gigantes públicos, que han aprovechado los beneficios de contar con monopolios estatales para alcanzar una envidiable posición financiera que les permite abordar importantes operaciones corporativas en otros países”, recuerdan fuentes del sector²⁴.

Casi al mismo tiempo, Kazajstán ordenó parar el desarrollo de yacimiento petrolero "monster" Kashagan, conducido por la italiana Eni. Kazajstán quiere ahora que Eni y sus socios cedan el control del proyecto, y los culpa de los "cost overruns" (excesos en los costos) y retrasos en el desarrollo. El primer ministro kazajo anunció el 6 de septiembre que la empresa nacional de hidrocarburos KazMounaiGas "doit devenir "co-opérateur""²⁵ del proyectos de explotación de campo en el mar Caspio, dejando en segundo plano a Eni. "En esa clase de proyectos, el tamaño del operador cuenta. Eni no está armado para eso, Kazajstán lo eligió porque no quería a un gigante "como ExxonMobil o Shell", analizó en el diario francés Le Monde, Pierre Terzian, director de la revista Pétrostratégies.

Dmitry Loukashov, analista petrolero de Alfa Bank, dijo que “las compañías petroleras está preocupadas de que la postura sobre Kashagan pueda ser el principio de una amplia campaña para obtener el control de los grandes proyectos petroleros extranjeros en la república”²⁶. El Globe and Mail recuerda a los inversores canadienses que PetroKazakhstan, antes llamada Hurricane Hydrocarbons, se quejó de la interferencia interminable del gobierno y terminó vendiéndose en 2005 a una petrolera china. La importancia de la “aceptabilidad” se antoja como un aspecto que la italiana ENI, el operador de Kashagan, debería comenzar a estudiar con mucho detenimiento.

Con los fuertes precios de energía, y los gobiernos en África y Asia gozan de las rentas del petróleo y el gas, no hay razón para creer que la tendencia de la nacionalización termine en cualquier momento. Al mismo tiempo, los accionistas de las empresas petroleras occidentales de petróleo y de gas aplicarán presión sobre sus gerencias para evitar “plunking fortunes” en países como Argelia debido a los nuevos riesgos. Ellos sugerirán que el dinero de exploración y de desarrollo sea gastado en otro lugar.

¿Pero dónde? Los proyectos con mayor potencial de petróleo y de gas, inconvenientemente, en países donde usted "you wouldn't want to spend your vacations" (usted no querría pasar sus vacaciones).

OTAN se expande para desempeñar un rol en la protección de infraestructura de energía crítica

²⁴ El Mundo, “Argelia quiere venderle el gas y los carburantes?” (9/9)

²⁵ Le Monde, “Avec l'”affaire Kashagan”, le Kazakhstan veut remettre la main sur ses ressources pétrolières », (7/9)

²⁶ Financial Times, “Kazakhstan seeks more control of”, (7/9)

El mayor civil de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN)²⁷ dijo que favorecerá una expansión del papel de alianza para incluir la protección de barcos de energía en alta mar. En un discurso desarrollado en la cena anual en Londres en el Lloyd's insurance market, Jaap de Hoop Scheffer dijo que piensa que la OTAN puede desempeñar un papel en la protección de la infraestructura de energía crítica -citó como ejemplo a las centrales nucleares- cuando haya una amenaza específica de alto nivel²⁸.

Una serie de acontecimientos recientes ha provocado que los países de la OTAN sean más conscientes de sus posibles vulnerabilidades en este campo. Una de estas vulnerabilidades se refiere a líneas de comunicaciones y transporte. *“El cuarenta por ciento del suministro mundial de petróleo pasa a través del Estrecho de Ormuz, en el Golfo Pérsico, y los expertos calculan que este porcentaje aumentará hasta el 60 por ciento en los próximos veinte años”*²⁹.

En una decisión "landmark" (que hizo época, que sentó un precedente histórico), los gobiernos de la OTAN ampliaron el papel de la alianza de 26 miembros para incluir operaciones de área, como la misión que está emprendiendo actualmente en Afganistán. La propuesta impulsada por de Hoop Scheffer, a ser adoptada, marcaría una significativa extensión de sus responsabilidades.

Los jefes de estado y de gobierno de la OTAN, que se encuentran en Riga en noviembre, convinieron que la alianza debería examinar como esto podría contribuir a la seguridad de energía. El acuerdo exacto debería estar a tiempo para la cumbre en Bucarest en abril próximo. En el discurso, el secretario general describió lo que él llamó una "virtual pipeline" de buques que llevan gas natural licuado por alta mar. Tokio, dijo, necesita un buque cada ocho horas para mantener las luces prendidas.

"Esa tuberías virtuales son vulnerables. ¿Podría la OTAN, con sus flotas marinas, añadir valor, en tiempos de crisis, protegerlos? Personalmente, lo pienso". El papel de la OTAN en la seguridad marítima podría ser ampliado más generalmente, dijo, notando que las fuerza ahora patrulla el Mediterráneo para detener el terrorismo y en África "la capacidad de la OTAN que se manifiesta por mantener la seguridad y la ley internacional en alta mar -en áreas como el Delta de Níger.

La inestabilidad surgida recientemente en el delta de Níger ha reducido en un 25 por ciento los suministros desde ese país. Y a diferencia de lo que ocurre en otras áreas de la economía, gran parte de la producción petrolífera mundial se halla bajo control estatal, hasta el punto de que sólo el cuatro por ciento de las reservas de petróleo identificadas están controladas por las principales compañías petrolíferas multinacionales como Exxon, Shell o BP.

En un mercado tan ajustado y con tanta dependencia respecto al petróleo y gas, las amenazas contra el suministro de energía podrían proceder de varias fuentes diferentes: ataques terroristas, desastres naturales, coacciones y chantajes políticos e interrupciones del suministro provocadas por conflictos o tensiones regionales, por citar unos pocos. De ahí se deduce la necesidad de una estrategia que evite esta interrupción del suministro y unos mecanismos que minimicen los efectos sobre los niveles de suministro en caso de una crisis internacional.

²⁷ [Uhttp://en.wikipedia.org/wiki/NATO](http://en.wikipedia.org/wiki/NATO)

²⁸ Financial Times, "Nato chief backs role in energy security", (6/9)

²⁹ [Uhttp://www.nato.int/docu/review/2006/issue3/english/special1.html](http://www.nato.int/docu/review/2006/issue3/english/special1.html)U "Energy security: NATO's potential role", (otoño 2006)

Investigación: Una mezcla prometedora para el futuro de las pilas de combustible

Pequeñas bolas hechas de aluminio y galio producen hidrógeno mediante una reacción química al añadir agua. La idea sería producir hidrógeno in situ para uso energético, incluso en automoción. A la industria automotriz podría interesarle. Todos los grandes constructores procuran, en efecto, desarrollar motores que utilizan el hidrógeno, como carburante o para alimentar las pilas de combustible que, sobre el principio de una electrolisis invertida, produce electricidad a partir del oxígeno del aire y del hidrógeno.

Desde hace tiempo se viene especulando con la posibilidad de usar células de combustible que produzcan electricidad y que alimenten a un automóvil eléctrico. Las células de combustible (heredadas de la carrera espacial) funcionan muy bien y existe una experiencia de muchos años en su desarrollo. El problema está en el hidrógeno que utilizan. Se necesita alguna fuente de energía primaria para producirlo mediante electrolisis; y lo que es casi peor, hay que almacenarlo de alguna forma. El hidrógeno tiene poca densidad de energía en forma gaseosa. Alcanza su máximo sólo mediante su licuado criogénico a muy baja temperatura. Aunque también se puede almacenar a alta presión en tanques especiales o en sistemas que usen materiales ultraporosos, todos estos sistemas son pesados, caros y consumen energía. Además está el inconveniente que supondrían las fugas inevitables de este gas, que podrían acumularse en el garaje con la consiguiente posibilidad de explosión³⁰.

Ahora en la Universidad de Purdue unos científicos e ingenieros desarrollaron una alternativa al almacenamiento de hidrógeno. El hidrógeno sería producido in situ, y bajo demanda, mediante una reacción química en la que estaría implicada una aleación de aluminio y galio. La aleación de aluminio y galio se presenta en forma de bolitas metálicas que se colocan en un depósito especial. Cuando se vierte agua sobre ellas se produce la reacción química y se libera de hidrógeno. Sus inventores detallaron la receta en la segunda Conferencia internacional sobre la energía y las nanotecnologías, que se desarrolló entre el 5 y 7 de septiembre en Santa Clara (California).

El galio es “*critical component*” en el proceso porque se funde fácilmente a baja temperatura y puede disolver el aluminio. El galio no reacciona químicamente con el agua, y actúa sólo como catalizador en el proceso, con lo que se podría conservar en el proceso. Esto es muy importante porque el galio es un material muy caro, mucho más caro que el aluminio. Sólo hay que añadir agua corriente al depósito para producir hidrógeno al ritmo que sea necesario y en el momento en que se necesite. Aunque no se producen emisiones gaseosas contaminantes, como subproducto se obtendría alúmina (óxido de aluminio) en polvo y galio. El hidrógeno producido se combinaría con el oxígeno atmosférico produciendo energía e inocuo vapor de agua. Dicha recombinación se podría hacer en una célula de combustible para producir electricidad (el sistema más eficiente con un 75% de conversión) o en los cilindros de un motor convencional de combustión interna (eficiencia de un 25%).

La alúmina podría ser reciclada para producir de nuevo aluminio. Al parecer la idea es muy simple, y es extraño que no se haya pensando con anterioridad. El

³⁰ Science Daily, “*Hydrogen Generating Technology Closer Than Ever*”, (29/8)

aluminio es un metal muy reactivo que se oxida fuertemente, pero al hacerlo crea una capa superficial que le protege de una ulterior oxidación. Esto sucede incluso con el oxígeno presente en la molécula del agua. El aluminio “roba” el oxígeno de la molécula quedando libre el hidrógeno. Añadiendo galio estos expertos han conseguido que la capa protectora de óxido no se forme y que la reacción continúe indefinidamente mientras haya oxígeno o agua presente. Existe bastante aluminio en los Estados Unidos para satisfacer todas las necesidades en electricidad durante treinta y cinco años, calcularon a los científicos. Y bastantes reservas de galio conocidas para hacer rodar un millón de coches³¹.

Basándose en los precios actuales de los materiales la producción de hidrógeno costaría lo mismo que la gasolina. Se podrían abaratar más los costes utilizando galio menos puro en el sistema. Actualmente el galio a la venta es muy puro porque se utiliza en la industria microelectrónica de semiconductores, donde la pureza es esencial. El reciclado de la alúmina también abarataría los costes. Obviamente se necesita energía para reciclar la alúmina en aluminio que se haría a escala industrial mediante un proceso estándar de electrolisis que puede emplear cualquier fuente de energía, renovable o no.

La energía producida mediante energía nuclear podría usarse para este fin con la ventaja de que al estar centralizada no se producirían pérdidas en las líneas de alta tensión, tanto en su construcción como al distribuir la electricidad. Se podría hacer llegar el aluminio al sitio donde se necesitase para así producir hidrógeno.

Cada kilogramo de aluminio produce más de 4 Kwh de energía en forma de hidrógeno al reaccionar con el agua de este modo y otros tantos en forma de calor. Un automóvil cargado con 160 Kg de aluminio recorrería 560 Km a un coste de 60 dólares si se asume que la alúmina es reciclada en una planta nuclear.

El único inconveniente es que comparado con la gasolina se aumenta el peso del sistema para producir la misma cantidad de energía. El aluminio se puede transportar de una manera mucho más sencilla, segura y barata que el hidrógeno, eliminando las pegadas asociadas a la economía del hidrógeno. Si finalmente se generaliza el uso de células de combustible este sistema sería más rentable que la gasolina y más barato. Mientras tanto se puede emplear en carritos de golf, sillas de ruedas, equipos de generación de auxiliares respaldo, grupos electrógenos de emergencia para casos de desastres naturales, etc.

Para Paul Lucchese, director del programa Nouvelles technologies de l'énergie au Commissariat à l'énergie atomique (CEA), *"se trata de una pista entre otras"*³². CEA explora otras formas de producción de hidrógeno, en gran escala, como la electrolisis a alta temperatura o al contrario, dedicadas a sistemas miniaturizados integrados, por ejemplo, en las computadoras o en los teléfonos móviles. Las tecnologías que utilizarían el hidrógeno para hacer rodar vehículos individuales debería llegar a madurar para 2015 o 2020.

La tecnología fue licenciada a una empresa de start-up llamada AlGaCo. Las primeras demostraciones del proceso comercializado estarán en aplicaciones emergency power, small y low-power, como carros de golf. Si los productos de AlGaCo demuestran ser simples y económicos, el rotativo económico británico The Economist³³ sostiene que si se cumplen estas condiciones: *"hydrogen could be back in the race"*.

³¹ Futura- Sciences, « *De l'hydrogène à la demande pour nos futurs moteurs électriques* », (5/9)

³² Le Monde, « *Un alliage prometteur pour l'avenir des piles à combustible* », (10/9)

³³ The Economist, Alternative Energy, « *Elementary* », (4/9)

Viabilidad técnica y económica del mercado de pilas de hidrogeno para uso residencial en Europa

El Centro Nacional de Energía Renovables (CENER), con sede en Sarriguren (Navarra) estudiará con expertos europeos la viabilidad técnica y económica de un mercado de pilas de hidrógeno para uso residencial en Europa. En España, se está llevando a cabo una investigación en la que estudia la existencia de un mercado potencial para la implantación de 300 pilas de combustible de 1 KW con los que se podría cubrir el 90% de la demanda eléctrica de una vivienda de 90 metros cuadrados.

El estudio plantea además la forma de obtener en cada región el modo más idóneo de obtener el hidrógeno que alimente estas pilas a través de energías renovables. En el caso de Navarra, el estudio de CENER plantea la obtención del hidrógeno a partir de energía eólica mediante electrolisis de agua (H₂O). El tamaño de estas pilas es comparable al del CPU de un ordenador. Se pueden colocar en un balcón o una zona semicubierta. No se necesita una instalación especial y su coste ronda los 6.000 €/kW. *"El hidrógeno se perfila en un escenario energético no muy lejano como el combustible alternativo a los derivados de los combustibles fósiles"*, y su uso *"contribuirá a asegurar el suministro necesario de energía permitiendo diversificar las fuentes y reducir las emisiones relacionadas con el cambio climático"*.

Actualmente se producen en el mundo 45 millones de toneladas de hidrógeno y *"se estima que en 2040 se necesitarán 150 millones de toneladas en los Estados Unidos solo para aplicaciones en automoción"*. *"Entre 2015 y 2019 asistiremos al desarrollo de una red de distribución y de la infraestructura necesaria que permita el suministro de hidrógeno al por menor a usuarios finales particulares y entre 2020 y 2040 se producirá el desarrollo de estaciones de servicio de hidrogeno semejantes a las actuales gasolineras"*, a pesar de que *"todavía existen numerosas barreras tecnológicas, económicas, ausencia de normativa y sobre todo, un profundo desconocimiento de la sociedad en cuanto a los beneficios y manejo del hidrógeno"*.

Estados Unidos y Japón son los líderes mundiales en dedicación de recursos para la investigación tecnológica y la mentalización de la implantación de las pilas de combustible mediante proyectos de demostración. El Gobierno Federal Norteamericano aprobó en 2003 una inversión publica de 1.700 millones de dólares durante los próximos cinco años para el desarrollo de pilas de combustible de hidrógeno.

Estrategia: Novozymes buscan en Brasil la segunda generación de biocombustibles

Brasil deberá ser el primer país del mundo en producir comercialmente alcohol de segunda generación, el denominado etanol celulósico. Eso puede duplicar la capacidad de producción de etanol de Brasil sin necesidad de plantar nuevas áreas de caña de azúcar. La

previsión es de Oteen Riisgaard, presidente y CEO de Novozymes, empresa danesa líder mundial del sector enzimas.

Las enzimas son sustancias, normalmente proteínas, que catalizan una reacción química, permitiendo que ocurra en condiciones diferentes de las normales (más rápidamente o en temperatura más baja). Eso permite economizar tiempo, energía o uso de otros productos químicos. Las enzimas son usadas en muchos sectores, como los productos de limpieza y alimentos (pan y cerveza, por ejemplo).

Novozymes es el líder en la producción de enzimas, con un 45% del mercado global, según los datos de la empresa, que debe facturar cerca de 1 mil millones de dólares este año. La empresa danesa es un ejemplo de modelo empresarial que viene desarrollándose en los países nórdicos: compañías de nicho en sectores de tecnología, que usan mano de obra altamente especializada.

La segunda mayor empresa de enzimas, Danisco, con un 25% de la tajada mundial, también es danesa. El mayor foco de investigación de Novozymes es el desarrollo de enzimas para la producción de etanol de segunda generación. Es decir, que puede ser producido a partir de cualquier planta o residuo vegetal, no sólo de caña o maíz.

En el proceso de segunda generación, la celulosa de la planta es transformada, por medio de enzimas, en otros azúcares, que pueden ser fermentados para la producción de etanol. *“El bagaço de la caña tiene mucha celulosa. Nosotros convertimos esa celulosa en azúcar. Con eso, podemos duplicar la producción de etanol sin aumentar el área plantada”*, dice Riisgaard. Ese proceso de hidrólisis enzimática es conocido y viene siendo muy investigada en todo el mundo, inclusive en Brasil. Pero, de momento, es muy caro. Según Riisgaard, para producirse un galón de etanol se gasta 1,2 sólo en enzimas, lo que hace el costo prohibitivo. *“El factor clave es reducir el costo de las enzimas”*.

Sin embargo, ese costo era tres veces mayor hace algunos años atrás. Según Riisgaard, el objetivo es reducirlo a un sexto, lo que haría el proceso rentable. *“Aún hace cuatro años de investigación por el frente antes que la tecnología sea comercialmente factible”*. El inicio de la producción de etanol en escala comercial debe tardar más. Pero esa es la gran apuesta de Novozymes, pues el mercado potencial es gigantesco. *“Es el mayor proyecto de investigación para nosotros”*, dice Riisgaard. *“Creo que ninguna otra empresa tiene una capacidad tan amplia en el sector de enzimas, lo que facilita nuestra investigación”*.

Para transformar todo el bagaço del maíz en Estados Unidos en etanol de segunda generación, sería necesario multiplicar por cinco o diez veces toda la capacidad de producción mundial de Novozymes. *“Esa oportunidad con el etanol de segunda generación es la mayor en 20 años”*. Pero por qué Brasil saldría al frente en la producción, si países como Estados Unidos y China están invirtiendo mucho en investigación, hasta en la asociación con Novozymes? China está muy activa, así como Estados Unidos, pero Brasil tiene ventaja”, afirma Riisgaard. Esa ventaja está justamente en la caña. En primer lugar, el proceso de extracción de azúcar a partir de celulosa del bagaço de la caña es un poco más simple que con el bagaço del maíz. En segundo lugar, el bagaço de la caña ya está en la fábrica, mientras lo del maíz necesita ser recogido, lo que implica coste adicional.

Novozymes ya actúa en Brasil. Tiene una fábrica en Curitiba, que produce enzimas para varias finalidades, como panificación, rations animales e industria textil, y que centraliza las operaciones de la empresa en América Latina. Riisgaard afirma que las enzimas para el etanol de segunda generación en Brasil sería probablemente producidas en el país, *“o en la fábrica de Curitiba o en pequeñas unidades próximas de las fábricas de etanol. Eso va a depender de los costos de transporte”*.

Para ampliar su presencia en el sector de etanol, Novozymes suscribió, durante la visita de Lula a Dinamarca, un acuerdo de investigación con CTC (Centro de Tecnología Canavieira), de Piracicaba (SP), *“con el objetivo de desarrollar el etanol de segunda generación”*. Eso debe implicar alguna nueva inversión de la empresa en Brasil.

Cuestionado sobre si esa investigación en Brasil necesitaría apoyo del gobierno, como ya ocurre en Estados Unidos y en China, Riisgaard dejó la puerta abierta. “*Vamos a comenzar a trabajar con CTC y después veremos lo que necesitamos. Después de pruebas en pequeña escala, necesitaremos probar en gran escala, lo que es caro*”. Instalaciones de demostración están siendo construidas en Estados Unidos, al costo de 100 millones de dólares.

Mientras tanto investigadores daneses están probando un proceso completo e integrado de producción de etanol de segunda generación y energía. Es eso que mostraron a las autoridades brasileñas, especialmente a Petrobrás, durante la visita del presidente brasileño Lula a Dinamarca. Después de la extracción de bagaço de caña pasa por un pretratamiento, en el cual son separados la celulosa, hemicelulosa³⁴ y la lignina (material estructural de la planta).

La celulosa pasa entonces por el proceso de hidrólisis enzimática, es decir, la producción de azúcar con el uso de enzimas. Este tipo de azúcar, una hexosa³⁵, puede entonces ser fermentado para la producción de más etanol. La hemicelulosa, sin embargo, genera otro tipo de azúcar, una pentosa³⁶, que necesita ser fermentada por un proceso diferente, con el uso de microorganismos adaptados. Con eso, más etanol es producido. La lignina puede ser quemada, generando energía para la realización de ese procedimiento. Los daneses prueban el proceso no con la caña, sino con la paja del trigo, biomasa que ya alimenta las usinas termoeléctricas.

“*Ese concepto integrado, conectado a una central eléctrica a lignina, es único*”, dijo Eirik Oteen Jensen, director de investigación del departamento de Biosistemas del Laboratorio Nacional Ríes, asociado a DTU. Varios países tienen investigaciones avanzadas en partes del proceso, pero hay eficiencia energética generada por el proceso danés es posiblemente mayor, pues muy poco potencial energético del bagaço es perdido. Las ventajas del proceso se deviene de la experiencia del país en dos momentos clave: el pretratamiento del bagaço y las enzimas. Una fábrica-piloto con el proceso completo de etanol de segunda generación funciona en el campus de DTU, en Ljungby. El país construye una fábrica de demostración, en la isla de Bornholm, con un costo de US\$ 50 millones, con capacidad de 10 millones de litros por año. Volumen pequeño, pero suficiente para atraer interés de inversores.

³⁴ La *hemicelulosa* es un heteropolisacárido (polisacárido compuesto por más de un tipo de monómero), formado, en este caso un tanto especial, por un conjunto heterogéneo de polisacáridos, a su vez formados por un solo tipo de monosacáridos unidos por enlaces β (1-4), que forman una cadena lineal ramificada. Entre estos monosacáridos destacan la glucosa, la galactosa o la fructosa. Forma parte de las paredes de las diferentes células de los tejidos del vegetal, recubriendo la superficie de las fibras de celulosa y permitiendo el enlace de pectina. En la madera del pino insigne, las hemicelulosas, que forman parte de la matriz, junto a la lignina, donde reside la celulosa, representan entre un 27 y un 29% de la misma, mientras que en la corteza solo alcanzan un 15%. También es importante considerar que este compuesto varía dependiendo de la edad y variabilidad de las especies cultivadas y mejoradas.

La hemicelulosa se caracteriza por ser una molécula con ramificaciones, como lo es el ácido urónico, capaz de unirse a las otras moléculas mediante enlaces que constituyen la pared rígida que protege a la célula de la presión ejercida sobre esta por el resto de las células que la rodean.

³⁵ **Las hexosas** son monosacáridos (glúcidos simples) formados por una cadena de seis átomos de carbono. Su fórmula general es $C_6H_{12}O_6$. Su principal función es producir energía. Un gramo de cualquier hexosa produce unas 4 kilocalorías de energía. Las más importantes desde el punto de vista biológico son: glucosa, galactosa y fructosa.

³⁶ **Las pentosas** son monosacáridos (glúcidos simples) formados por una cadena de cinco átomos de carbono. Como en los demás monosacáridos aparecen en su estructura los grupos alcohólicos (OH). Además, también pueden llevar grupos cetónicos o aldehídicos. La fórmula general de las pentosas es $C_5H_{10}O_5$.

OCDE: Biocombustibles, eliminación de subsidios y beneficios muy limitados

Financial Times³⁷ citó a la Organisation for Economic Co-operation and Development, para afirmar que los gobiernos tienen que desechar los subsidios a los biocombustibles, como el "*current rush*" para apoyar fuentes de energía alternativas conducirá a precios de productos de alimentación que se incrementan y la destrucción potencial de los hábitats naturales.

La OCDE estudia las ventajas y desventajas de los biocarburantes y apunta que puede favorecer la lucha contra la pobreza, pero también encarecer los precios de los alimentos sin beneficiar sustancialmente al medio ambiente. Representantes de países miembros y expertos debatieron en París acerca de los biocombustibles con un informe que no es un documento de conclusiones ni recomendaciones, sino por el momento una base para el intercambio de puntos de vista sobre los pro y los contra.

El informe recomienda que los gobiernos retiren progresivamente los subsidios a los biocombustibles, usando impuestos "*technology-neutral*" de carbono permitiendo que el mercado encuentre la manera más eficiente de reducir los gases de efecto invernadero. "*Esa política será más efectivamente estimulante para los incentivos al mercado y a la regulación por efficient technologies*", sostiene.

Indica que las políticas gubernamentales pueden tener un papel importante en hacer atractiva la producción de combustibles de origen biológico, así como su comercio y se muestra incapaz de precisar el coste en millones de dólares de los subsidios actualmente aplicados en los diferentes países. Por áreas geográficas, el documento afirma que el etanol procedente de la caña de azúcar en Brasil es, de largo, el biofuel más barato en la actualidad, aunque agrega que el resto de Sudamérica y África tienen un amplio potencial.

El informe fue discutido el 11 de septiembre en ocasión de "*table ronde sur le développement durable*", Richard Doornbosch y Ronald Steenblik, supervisado por Brice Lalonde, antiguo ministro francés de medio ambiente, se preguntaron si "*le remède n'est pas pire que le mal*" (el remedio no es peor que el mal)³⁸. El informe señala que hay un riesgo de que destinar la tierra a la producción de productos destinados a carburantes en lugar de alimentos puede determinar los precios desde el origen. "*El rápido crecimiento de la industria de los biocombustible mantendrá verosímelmente altos esos precios durante la próxima década*", señala el survey, que también alude al efecto en el medio ambiente. A este respecto, apunta el temor a que ecosistemas naturales como bosques y zonas de pasto puedan ser dedicados a

³⁷ Financial Times, "OECD warns against biofuels subsidies", (10/9)

³⁸ Le Monde, « Un rapport de l'OCDE souligne les risques des agrocarburants », (11/9)

cultivos de productos destinados a biocombustibles, lo que sería negativo desde el punto de vista ecológico.

"La conclusión es que el actual potencial (de esos productos) para contribuir a la demanda de energía sin comprometer los precios de los alimentos y el medio ambiente es muy limitada", se lee en el informe de la OCDE. Según el especialista en temas económicos de la BBC Andrew Walker,³⁹ los efectos de esta disyuntiva entre cultivos para alimentos versus cultivos para combustibles ya se puede ver en los precios de los productos del campo. Pero por otra parte, hace prever nuevas confrontaciones en áreas como los subsidios agrícolas y el papel que jueguen las políticas gubernamentales para hacer más atractiva la producción de combustibles biológicos.

Admite que "teóricamente" los biocarburantes podrían suponer en 2050 una cuarta parte del mercado de los combustibles líquidos, pero añade que es poco verosímil que pueda realizarse dado el actual desarrollo de las tecnologías aplicadas a su producción. Por eso califica de "realista" la estimación de la Agencia Internacional de la Energía, que el año pasado cifró en el 13 por ciento la cuota de los biocarburantes en el mercado de los combustibles en 2050.

Estados Unidos gastaría cerca de 5 mil millones de euros al año para sostener la fabricación de etanol. Lo que equivale a pagar cada tonelada de dióxido de carbono no emitido a 500 dólares. En Europa, el costo puede ser 10 veces superior⁴⁰.

FT termina citando a Adrian Bebb, biofuels campaigner con Friends of the Earth que sostiene: La OCDE tiene razón en advertir contra nuestro lanzamiento "headfirst" (de cabeza) al camino de los biocombustibles".

El informe propone discutir varias proposiciones:

Primero: La Agencia Internacional de Energía (AIE), la OCDE, la organización para la alimentación y la agricultura (FAO) y el Banco Mundial prosiguen sus estudios en común, con el fin de evaluar mejor las consecuencias de las tecnologías actuales y futuras de producción de biocombustibles.

Segundo: Los gobiernos dejen de promover los biocombustibles a golpes de subsidios. El informe preconiza el empleo de políticas más neutras basada en la creación de tasas sobre las emisiones de carbono.

Tercera: La Organización Mundial del Comercio (OMC) se esfuerce en reducir los derechos de aduana sobre los biocombustibles, con el fin de permitir a los países en vías de desarrollo sacar partido de las condiciones climáticas más favorables para su producción.

Chile: Los 4 escenarios que enfrenta el panorama energético en el norte

³⁹ El País, « Los expertos ponen 'peros' al biocombustible », (12/9)

⁴⁰ Le Figaro, « L'OCDE met les Etats en garde contre les subventions aux biocarburants », (11/9)

Desde que GasAtacama solicitó el fin anticipado de su contrato de suministro de energía con la distribuidora Emel, a través de un juicio arbitral, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) -que abastece de energía a las regiones I y II- se encuentra en plena incertidumbre. El Gobierno chileno, con urgencia, comenzó a tramitar una ley que regule lo que sucederá en caso de que una distribuidora eléctrica se quede sin contrato de suministro, y el eventual escenario en que una generadora eléctrica caiga en quiebra, hecho que también debió ser normado debido a las propias advertencias de los ejecutivos de GasAtacama, en torno a que de no finalizar el contrato con Emel -que le acarrea pérdidas diarias de US\$ 500 mil-, la firma podría llegar a dicha situación.

Según cómo se resuelvan ambas situaciones, el SING enfrentará diversos escenarios el próximo año. Por lo pronto, la "*ley Tokman*" salió con indicaciones del Senado, y a contar de la próxima semana será revisada por la Cámara de Diputados. El juicio entre GasAtacama y Emel, en tanto, se resolverá antes de fin de año.

El abogado y profesor de Derecho Constitucional y Derecho Eléctrico de la Pontificia Universidad Católica, Eugenio Evans, describe en palabras simples las cuatro posibles situaciones que viviría el SING, ya sea que se apruebe o no la "*ley Tokman*" -tal como se encuentra planteada hoy-, y tomando en cuenta el destino del juicio arbitral entre GasAtacama y Emel.

1 GasAtacama gana juicio y no está vigente la "ley Tokman".

La actual ley contempla un objetivo esencial de operación: la seguridad del servicio, por lo que bajo la normativa actual no podría interrumpirse el suministro de los clientes regulados (básicamente los residenciales). Si GasAtacama gana el juicio y no está vigente la "*ley Tokman*", deberán encontrarse mecanismos que garanticen el suministro, aun vía dictamen del Panel de Expertos, pues se generará una controversia al interior del CDEC-SING -Central de Despacho Económico de Cargas del SING- acerca de quién se hace responsable del abastecimiento para los hogares.

2 GasAtacama gana juicio y está vigente la "ley Tokman".

Gas Atacama se vería en la obligación de continuar con el suministro, no obstante haber obtenido sentencia favorable. Lo anterior por 18 meses como plazo máximo, el que podrá ser inferior si es que, previamente, Emel realizara un contrato de suministros por medio de los procesos de licitación previstos en la ley eléctrica

3 GasAtacama pierde el juicio y quiebra estando vigente la "ley Tokman".

La ley previene que los activos necesarios para la seguridad del sistema eléctrico se destinen a continuar el giro bajo un administrador provisional -también por un plazo de 18

meses-, mientras que los demás son administrados por un síndico conforme con las reglas generales de quiebra. Adicionalmente a esto, los otros generadores del SING, incluyendo a la fallida de GasAtacama que continúe en operación, deberán abastecer, a prorrata de sus energías firmes, a clientes libres y regulados. La diferencia entre el precio nudo y marginal, en que tengan que incurrir las otras generadoras debido al suministro que deben realizar, será cubierta por un crédito que se hará efectivo mediante los flujos que deriven de la continuidad de giro de la fallida. En caso de que éstos no alcancen para cubrir el crédito, las generadoras entran a la lista de acreedores de los activos de GasAtacama.

4 GasAtacama pierde el juicio y cae en quiebra; no vigente la "ley Tokman".

De conformidad con la normativa vigente, lo más probable es que se enajenen los activos de la fallida dado que no le es económicamente conveniente continuar un giro que le produce pérdidas. Este escenario deriva de que GasAtacama pierde el juicio y sigue obligada a suministrar a precio regulado (de nudo) a las empresas concesionarias de Emel. Para el suministro, en tanto, al igual que en la primera situación, deberán encontrarse mecanismos que lo garanticen, aun vía dictamen del Panel de Expertos.

Análisis: Bolivia, inversión y precios del gas natural

La incertidumbre política, que incide fuertemente en las inversiones, ha frenado desde hace cuatro años al principal sector de la economía boliviana, situación que explica el actual e innegable estancamiento de la industria petrolera de ese país y contrastan aún más su situación y perspectivas reales con lo que no son más que buenos deseos y buenas intenciones expresados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Al respecto, cabe puntualizar que la inversión en el sector petrolero en las últimas dos gestiones (198 millones de dólares en 2006 y 22.9 millones de dólares a junio de 2007) se encuentra entre los niveles más bajos de la última década y no son ni mínimamente comparables con los alcanzados entre 1998 y 1999, de 600 millones de dólares anuales⁴¹.

En tanto que el número de pozos perforados en Bolivia durante la gestión 2006 y en lo que va de 2007 no llega a los 10 anuales, que contrastan marcadamente con los 64 a 65 pozos perforados anualmente entre 1998 y 2000; con los 1.594 pozos perforados en Argentina, los 230 perforados en Brasil, los 241 perforados en Colombia o los 85 perforados en Perú. El número de equipos de perforación en actividad en Bolivia durante 2006 y en lo que va de 2007, no pasan de tres, mientras que a la fecha el número de equipos de perforación en Argentina se encuentra en 85, en Brasil en 36, en México en 84, en Venezuela en 73 e inclusive en Perú, en 9.

⁴¹ El Diario, "Evidencias del estancamiento actual del rubro hidrocarburos", (12/9)

De esa manera, la capacidad de producción de gas natural, debido a la falta de inversión, se encuentra significativamente por debajo de los compromisos contractuales existentes asumidos por el país y ni qué decir de los nuevos compromisos asumidos recientemente, como ser el incremento de exportaciones de gas a la Argentina hasta los 27.7 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd) a partir de 2010 o la provisión de otros 8 MMmcd para el proyecto metalúrgico de El Mutún a partir de 2011.

La probabilidad de que Bolivia puede –literalmente- duplicar su capacidad de entrega de gas en los próximos dos años y medio –con la duplicación en su capacidad de producción, de tratamiento y de transporte tanto de gas natural como de líquidos asociados que ello implica–, para cumplir con dichos compromisos es a estas alturas prácticamente inexistente, lo que muy probablemente obligará al Bolivia a solicitar una renegociación del contrato de exportación suscrito hace sólo unos meses con el Gobierno argentino. En el mismo sentido, es poco probable que en las condiciones actuales de inseguridad jurídica y de antagonismo para con la inversión externa en el propio Gobierno se pueda dar una reactivación real de la industria petrolera en el país.

La extrema “*discrecionalidad*” otorgada a YPFB para la autorización, o no, de los Planes de Inversión, desarrollo y operación de los campos; la comprobada falta de competencia técnica y capacidad financiera de YPFB y su sometimiento a la injerencia e interferencia política. Todo esto ocurre en un panorama de aumento del precio del gas natural vendido por Bolivia a Argentina, que en este trimestre está en 5,08 dólares por millón de BTU. Los costos del energético no están condicionados al volumen, sino los precios están sobre una canasta de cuatro fuel oil, entre ellos, el más importante como variable es el diesel. Si la tendencia al alza en el mercado internacional sigue hasta fin de año, entonces “*va a mejorar el precio*” para el primer trimestre del 2008 “*esperamos estar acercándonos a 6 dólares el millón de BTU*”, dijeron autoridades bolivianas.

La fórmula de precios para el gas natural que Bolivia exporta a la Argentina incluye los precios del fuel oil de 3,5 por ciento de azufre bajo el título Cargoe FOB Med Basis Italy, el fuel oil número 6 de 1 por ciento de azufre, 6 grados API, referido bajo el título Gulf Coast Waterborne y el fuel oil de uno por ciento de azufre bajo el título referido de Cargoes FOB NWE, señala el contrato de compraventa.

En los últimos días, las 12 empresas petroleras que operan en Bolivia, finalmente aceptaron invertir –en conjunto-, como Costos Operativos (OPEX) 333.7 millones de dólares; mientras que en costos de capital (CAPEX), la suma es de 254 millones de dólares. La millonaria inversión anunciada se realizará en lo que resta de la gestión 2007⁴².

La que mayor inversión ejecutará este año es la petrolera Chaco, que desembolsará en total 147,4 millones de dólares, seguida de Repsol que invertirá 98 millones y Petrobras Bolivia que comprometió 97,5 millones. La compañía Pluspetrol invertirá 91 millones de dólares, la petrolera Andina 58 millones, BG Bolivia 52,3 millones, Petrobras Energía 20,1 millones, Total 14 millones, Vintage 8,7 millones, Canadian Energy 500 mil dólares y Dongwon 200 mil dólares⁴³.

Las inversiones anunciadas por las empresas petroleras para los últimos meses de la presente gestión forman parte de los Planes de Operación que entregaron recientemente a la estatal YPFB las empresas que firmaron los Contratos de Operación. Tras un “*arduo proceso de negociación*” convinieron con la inversión en costos de capital y costos operativos, así como otros gastos operativos. Esta información se refleja en los Programas de Trabajo 2007, presentados a YPFB, hasta el 20 de agosto del año en curso.

En términos sencillos CAPEX o inversión, se refiere exclusivamente a los costos iniciales de desarrollar un producto o un sistema productivo; en tanto que OPEX o gas, se

⁴² El Diario, “*Anuncian inversión petrolera de \$us 587,8 millones ésta gestión*”, (11/9)

⁴³ La Razón, “*Petroleras invertirán casi 588 millones de dólares*”, (11/8)

refiere a los costos operativos y/o administrativos incurridos en el curso de la producción, operación o mantenimiento de la actividad. A modo de ejemplo la compra de una impresora es CAPEX; mientras que el costo de la electricidad, del papel o de la tinta para operarla es OPEX.

En el sector petrolero, según la norma de contabilidad No. 9 para esta industria aplicable en Bolivia, los desembolsos efectuados por cualquier compañía del sector en las fases de prospección, adquisición de derechos legales para la producción y/o explotación de hidrocarburos, exploración y desarrollo de los campos corresponde a CAPEX. En tanto que los costos de extracción de petróleo o gas hasta la superficie, los costos de recolección, tratamiento, procesamiento y almacenamiento en el campo, y los gastos administrativos corresponden exclusivamente a OPEX y no pueden considerarse “*inversión*”. En ese sentido, el anunciar que “*el proceso de la nacionalización de los hidrocarburos ha logrado reactivar la inversión y el desarrollo del sector petrolero*” y que se espera un monto de “*inversión*” de 587.8 millones de dólares para los tres meses que restan de la gestión es, por decir lo menos, “*impropio*”.

Un boletín institucional da cuenta que en el marco de la nueva política de hidrocarburos, las empresas petroleras y la contraparte estatal, YPFB, convinieron el desarrollo de la cadena de producción con nuevos emprendimientos en los rubros de desarrollo de campos, volúmenes adicionales de producción y exploración de nuevas áreas en el país; aunque la información no precisa detalles.

En la aprobación de la Ley de Desarrollo del Sector de Hidrocarburos, aprobada por el Congreso Nacional el pasado 30 de agosto, se establece que en un plazo de 60 días, a partir de su publicación en la Gaceta Oficial, de Bolivia, YPFB debe establecer con claridad a que se refieren los costos. Al respecto, cabe recordar que esa ley, en su artículo 4, sobre Costos Recuperables, especifica que: “*El Poder Ejecutivo, dentro del plazo máximo de sesenta (60) días, deberá emitir el Reglamento de Costos Recuperables, el mismo que establecerá las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación expresa de dichos Costos por parte de YPFB, siempre que éstos sean útiles, utilizables y utilizados*”. Además, el artículo 5, sobre Costos No Recuperables, explicita que: “*De conformidad a lo establecido en los Contratos de Operación, son Costos No Recuperables el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas y el impuesto sobre remesas a beneficiarios del exterior*”.

Bolivia vende el gas que no tiene

Termocuiabá, responsable por el suministro de energía eléctrica para la capital de Mato Grosso, se quedará, este mes, sin el gas boliviano, conforme el acuerdo entre los gobiernos de Brasil y de Bolivia. Así se intenta esconder un problema muy grave: el hecho de que Bolivia tiene vendido a Brasil el gas que no produce en la cantidad contratada. Obligada a suministrar 30 millones de m³/día a Petrobrás, Bolivia venía entregando de 27 millones a 28 millones de m³/día⁴⁴.

La gravedad del problema de la oferta de gas era evidente hace unas semanas en la reunión en que se decidió el corte del gas para Cuiabá, entre el ministro boliviano de Hidrocarburos, Carlos Villegas, el presidente de la estatal boliviana YPFB, Manuel Morales Olivera, el director de Energía de Itamaraty, embajador Antonio Simões, y el secretario de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, Ronaldo Schuck. El objetivo del

⁴⁴ Estado de San Pablo, “*Bolivia vende o gás que não tem*”, (10/9)

encuentro era concluir un contrato definitivo de suministro de 1,1 millón de m³/día de gas a Termocuiabá, hasta 2010, y de 2,2 millones de m³/día a partir de 2011.

Los gobiernos de Lula y Evo hicieron un arreglo de emergencia para ayudar a Petrobrás a cumplir los compromisos internos –como el de asegurar gas a la termoeléctrica controlada por ellas-. Por no haber atendido a las determinaciones del Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) de suministrar a las térmicas a gas suficiente para generar 1.197 MW medios, Petrobrás recibió, en agosto, una multa de 84,6 millones de reales de la agencia reguladora, Aneel, multa suspendida el último día de agosto.

Después de la comprensión sobre Termocuiabá, quedó patente que la manta es corta: alegando la necesidad de mantenimiento de pozos productores, Bolivia anunció, que tampoco honrará los contratos con Argentina y con Comgás. Se agrava, así, el “*racionamiento blanco*” del insumo ya enfrentado por las industrias brasileñas. El presidente de la Empresa de Investigación Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, admitió que hay “*déficit de gas*”.

En menos de una semana, Bolivia suspendió el suministro a Termocuiabá y cortó otros 3,1 millones de m³/día de gas enviados a Argentina (un 40% del total que era enviado) y 600 mil m³/día para Comgás. Se constata, cada día, la incapacidad de Bolivia de cumplir los contratos de suministro - la producción se cayó de 41 millones de m³/día de gas para 38,3 millones m³/día, según la Agencia Boliviana de Informaciones -, pero tendría que producir 45,5 millones de m³/día para cumplir sus compromisos. Es la prueba de la incompetencia gerencial del gobierno Evo Morales, cercado de liderazgos radicales y aliado de gobernantes autoritarios, como el venezolano Hugo Chávez. “*Bolivia no invierte en la expansión de la producción de gas, sus yacimientos están en curva decreciente de producción y el consumo interno está aumentando en el país*”, declaró al Correo Braziliense una fuente de Itamaraty.

Hasta ahora el problema de Termocuiabá parecía localizado. Operando desde 2002, con capacidad de generación de 480 MW, Termocuiabá, multinacional controlada por Prisma Energy (Grupo Ashmore) y por Sheel, responde por una cuarta parte de la generación de energía de Mato Grosso, de 1,92 mil MW. En febrero último, el precio del gas boliviano suministrado aumentó un 252%, elevando a US\$ 44,8 millones los ingresos de Bolivia con la venta.

Aún sin disponer del gas boliviano, Cuiabá no está amenazada de un colapso energético porque recibirá electricidad de otros Estados, por intermedio del Sistema Interligado Nacional. Es, pues, la sobra temporal de energía en Brasil que explica, sin justificar, el acuerdo cerrado con prisas. **Brasil dependerá de Bolivia mientras no pase a importar y procesar, en gran escala, el gas natural licuado (GNL) importado y no iniciar la efectiva explotación de los yacimientos indentificados en la Cuenca de Santos.**

La decisión de Brasil de exigir que Bolivia entregue el gas natural que se comprometió a entregar es justificable. El problema es que Bolivia no entrega porque su gobierno no tiene competencia para producir lo que vendió.

Cifras y Notas del Sector:

Enel advierte de posibles problemas de aprovisionamiento de gas a Italia este invierno (Finanzas.com , 11/9)

El consejero delegado de Enel, Fulvio Conti, advirtió de que Italia podría sufrir problemas de aprovisionamiento de gas este invierno, provocados entre otras cosas por una reducción del almacenamiento de este hidrocarburo. *"Corremos ahora riesgo de padecer frío y oscuridad"*, afirmó Conti, citado por la cadena de televisión RAI. *"Ahora somos aún más frágiles que hace dos años"*, añadió el directivo en su intervención en un seminario organizado por el grupo parlamentario del Olivo. *"Somos ahora aún más frágiles porque ha aumentado el consumo y se han reducido los 'stocks', debido a un error de interpretación por parte del Ministerio de Medio Ambiente"*, indicó el consejero delegado de Enel, cuya empresa lanzó junto a Acciona una oferta de compra sobre Endesa. Conti advirtió de que el precio de gas tenderá a mantenerse siempre en niveles altos debido, entre otros aspectos, a su vinculación con el del petróleo. *"Incluso con las regasificadoras el precio no descenderá"*, advirtió antes de adelantar que en Francia y España, donde se trabaja en la construcción de plantas de este tipo, no se ha producido este abaratamiento.

En todo caso, valoró positivamente la actividad de regasificación porque *"reduce el riesgo de aprovisionamiento procedente de la importación de gas sólo a través de gasoductos"*.

Repsol halla un gran yacimiento de crudo en Brasil (Expansión, 10/9)

La petrolera española, junto a Petrobras y BG, ha encontrado oro negro en el mar a 2.000 metros de profundidad y a 120 kilómetros de la costa carioca, aunque tendrá que esperar un año antes de apuntarse las primeras reservas. Repsol YPF ha descubierto un nuevo yacimiento de petróleo de alta calidad en aguas brasileñas. Este nuevo campo podría llegar a convertirse en el segundo más importante del país, según las primeras indicaciones, aunque todavía habrá que esperar, como mínimo, un año antes de conocer el verdadero alcance de esta bolsa de oro negro y de empezar a apuntar reservas. Repsol YPF ha encontrado esa gran bolsa de crudo a más de 2.000 metros de profundidad, en la Cuenca de Santos, a 120 kilómetros de la costa brasileña. Se trata de crudo pesado, lo que *a priori* le convierte en menos rentable que el que se pueda encontrar bajo suelo árabe. Pero fuentes del sector apuntan a que los niveles de calidad de este yacimiento podrían ser muy elevados para lo que es habitual en este tipo de combustible.

En cuanto las pruebas realizadas confirmen su rentabilidad, el consorcio liderado por Petrobras (45%), y en el que participan British Gas (30%) y Repsol (25%), estudiará la inversión necesaria para poder definir un plan de desarrollo del yacimiento, que ha recibido el nombre de Carioca. Según las primeras exploraciones, la producción podría alcanzar los mismos niveles que la plataforma Albacora Leste, considerado el yacimiento más importante del país, con una inversión de 2.000 millones de dólares (1.464 millones de euros) y una producción de 180.000 barriles diarios, en el que Repsol tiene una participación del 10%.

Gracias a este hallazgo, Repsol podría, por fin, adelantar a la angloholandesa Royal Dutch Shell y convertirse así en el segundo productor de petróleo de Brasil y en el primero de capital privado. Actualmente, la compañía hispano argentina es la segunda de Brasil, tras Petrobras, en concesiones de zonas marítimas para explorar gracias a su participación en 19 concesiones, en la mitad de ellos como empresa operadora. Los sondeos en el nuevo yacimiento Carioca responden al interés del Gobierno brasileño de explorar las cuencas

marítimas en busca de bolsas de petróleo. Aunque en 2006 Repsol concluyó el ejercicio con una exploración fallida, este hallazgo le sitúa en una posición ventajosa frente a sus competidores