INFORME Sobre El Mercado Energético Mundial. Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis: Statoil y Norsk Hydro se fusionan para crear un gigante offshore……1
Reino Unido: Luz verde para el 5mayor proyecto éolico offshore……5
Geopolítica: Irak, seguridad, reforma constitucional y ley petrolera……6
Suez consolida su posición en Medio Oriente y su negocio de GNL a Estados Unidos……9
Brasil: Aprueban la ley del gas y dan incentivos a la generación eléctrica alternativa……10
Enfoque: Las empresas siderurgias apuestan en Brasil por los créditos de carbono……12
Análisis sobre el mercado eléctrico mexicano……15
Negociaciones: Bolivia y Jindal Steel no se ponen de acuerdo con el precio del gas……16
Cifras y Notas del Sector……17

Análisis: Statoil y Norsk Hydro se fusionan para crear un gigante offshore

**La empresa nórdica derivada de la fusión será un player clave en el desarrollo de la última y más grande provincia petrolera y gasera del mundo: el Círculo Polar Ártico.*

**Las fusiones y adquisiciones en la industria del petróleo y de gas registraron una suba este año pues las empresas procuran añadir reservas.*

**Las dos empresas gastaron aproximadamente 6 mil millones de dólares en la compra de activos en el Golfo de México*

La compañía petrolera noruega Statoil se quedará con las actividades de hidrocarburos de su compatriota Norsk Hydro. Con una gigante fusión, Noruega confirma su liderazgo en la explotación de yacimientos offshore.

Tercer exportador de petróleo mundial. Noruega decidió consolidar su posición en el mercado de materias primas. La fusión anunciada por las compañías Statoil y Norsk Hydro permitirá producir en 2007 1,9 millones de barriles equivalentes de petróleo por día. La industria de petróleo y gas de Noruega responde por un quinto del producto bruto interno (PBI) del país y un 61% de las exportaciones de los productos (Upstream on line, 18/12)

La nueva entidad será en un primer momento detentada por el Estado noruego con un 62,5%. A largo plazo, el Estado llevará el 67% de la nueva empresa. Hasta ahora, el gobierno noruego poseía cerca del 71% de Statoil y poco menos del 44% de Hydro. "*Es el principio de una nueva era. Creamos una empresa energética global y reforzamos la industria noruega de petróleo y de gas natural*", declaró el primer ministro Jens Stoltenberg dijo a Aftenposten (18/12) en una entrevista.

Los gobiernos se mueven rápidamente para conseguir el manejo de los recursos de los hidrocarburos. Carl Mortished sostuvo en las paginas de The Times (20/12) que de Argelia a Bolivia y Venezuela, el estado reafirma el control, aumentar los impuestos, volver a escribir las reglas de la propiedad nacionalizando los activos. "*Tanto Statoil como Hydro son empresas catalogadas como gobernadas bajo principios comerciales*", sostuvo a BBC (19/12) el ministro de energía noruego, Odd Roger Enoksen, declarando que "*no es una nacionalización de los recursos*".

La futura entidad será la principal productora de hidrocarburos offshore, delante del angloholandés Shell, del brasileño Petrobras y el británico BP. El principal productor en tierra y mar, sigue siendo la americana Exxon Mobil que produjo 2,64 millones de barriles de líquidos (fuera del gas) al día en el tercer trimestre de 2006. Esta fusión pone a Noruega en una posición de fuerza en el mercado de petróleo y de hidrocarburos y permitirá enfrentar mejor la creciente competencia internacional por acceder a los recursos petroleros y gaseros.

En octubre, la decisión de Gazprom de ir sólo en el proyecto de Shtokman, en aguas del mar de Barents, privó a las empresas noruegas de grande previsiones de crecimiento. *"Si Norsk Hydro tuviera un gran interés en Shtokman, entonces, pienso que está fusión se no hubiera llevado a cabo*" dijo John Olaisen, analista de Carnegie ASA. Elaine Thomas sostuvo en The Times (18/12) que el reciente movimiento en las aspiraciones internacionales de Gazprom y la liberalización del sector de energía del presidente Vladimir Putin parecen haber revuelto la sangre nórdica. Europa necesita una industria petrolera y gasera noruega fuerte en el Oeste para actuar de contrapeso ante el creciente poder del Este.

Esta súper empresa nórdica será un player clave en el desarrollo de la última y más grande provincia petrolera y gasera del mundo: el Circulo Polar Ártico.

Kjetil Bakken, analista del fondo de inversión Fondsfinas, dijo que hace unos meses el gobierno estaba en contra de la combinación de Statoil con Norsk Hydro "*pero parecen haber dado un vuelta completa"* (Los Angeles Times, 18/12). Las discusiones sobre la fusión entre Statoil y Norsk Hydro surgieron en el 1999, cuando las empresas compraron y se dividieron a un rival pequeño Saga Petroleum ASA, provocando un debate sobre como las empresas noruegas podrían competir en una industria que se consolida.

"*Fusionarse ahora tiene mucho sentido",* precisaron los dirigentes de ambas compañías subrayando el interés estratégico de la decisión. El nuevo grupo estará presente en cerca de 40 países y fijará reservas probadas por 6,3 mil millones de barriles.

En The Guardian (19/12), Bruce Evers, analista de Investec Securities de Londres dijo que el acuerdo se pareció a lo que llamó arreglo típicamente "incestuoso" escandinavo. "*Pensamos que el proyecto es lidera por el gobierno para crear un campeón nacional (...) la verdadera ventaja financiera podría venir de las sinergias,* dijo Evers, *pero el gobierno y las empresas pusieron el acento en el crecimiento, no en la reducción de costos*".

Otra visión tiene Graham Weale de la firma de consultoria Global Insight que sostuvo en las paginas de Los Ángeles Times (19/12) que la nueva empresa representará una respuesta inequívoca al predominio creciente de Gazprom en la escena global del gas.

Analistas de la industria de gas, citados por The Times (19/12) estimaron la empresa obtendría el 83% de gas exportado de la plataforma continental noruega, detrás del líder del gas europeo, el ruso Gazprom. Una docena de empresas privadas, entre ellas, Shell, Total y Exxon Mobil, actúan en el sector noruego, pero como players menores.

El gigante de energía nórdico tendrá una posición poderosa en el mercado británico cuando el pipeline Langeled desde noruega hasta la inglesa Easington esté unido al yacimiento de Ormen Lange a finales del próximo año. Juntos, Statoil y Norsk Hydro ostentará las dos terceras partes de los 20 mil millones de metros cúbicos que la tubería entregará cada año a Gran Bretaña. También esperan que Noruega comience a transportar GNL a Estados Unidos el año próximo.

Statoil y Norsk Hydro cortaron sus objetivos de producción para este año, en parte por la escasez de plataformas de perforación y los servicios offshore para el desarrollo de algunos campos. Los precios de crudo, que se duplicaron en los últimos tres años, estimularon a los productores a gastar más en exploración y producción (Bloomberg, ídem). "*La industria afronta un paisaje internacional cada vez más provocativo*" aseguró un analista.

Las fusiones y adquisiciones en la industria del petróleo y de gas registraron una suba este año pues las empresas procuran añadir reservas. El valor de las transacciones este año rondaron aproximadamente los 284 mil millones de dólares, según datos compilados por Bloomberg. Esto se sitúa por encima de los aproximadamente 273 mil millones de dólares de 2005. Market Watch (19/12) sostiene que son reales las crecientes especulaciones sobre una nueva ronda de fusiones y adquisiciones, con el registro de los altos precios del crudo y los robusts profits que hace que muchos grupos importantes de la industria busquen poner su dinero en estas plazas.

Helge Lund, presidente de Statoil, dijo que la fusión es un hito histórico."*Mejoraremos nuestra posición competitiva internacionalmente y promoveremos la vitalidad a largo plazo de la plataforma continental noruega*", dijo. Más allá de la plataforma continental noruega, el grupo es activo en África Occidental, notablemente Angola, Mar Caspio, Golfo de México y África del Norte.

Norsk Hydro precisó en un comunicado que proseguirá sus operaciones como productor de aluminio (Reuters UK, 18/12). Continuará, pues, cotizando por separado en Oslo, lo que explica en parte, según los analistas, la elevación de su título en la bolsa. "Las condiciones están dadas para que siga desarrollando las actividades del aluminio", estimó el gobierno noruego.

Eivind Reiten, director general de Norsk Hydro, declaró que el nuevo grupo satisfaría a las exigencias de Bruselas en materia de competencia. La Comisión Europea probablemente pasará por alto la acumulación de la cuota de mercado representada por la combinación Statoil-Norsk Hydro si se asegura el control de los envíos de gas de la plataforma continental noruega. Dentro de la dirección de competencia de Bruselas existe la aceptación tácita que Europa necesita utilities más grandes.

Bjoern Inge Toennessen, analista de DnB NOR Markets de Oslo recomendó comprar acciones de cada empresa pues serán un fuerte jugador internacional (Bloomberg, 18/12). Merill Lynch estima que la oferta representa un premio del 20% para Norsk Hydro.

Con la fusión, el protagonismo en el Golfo de México crecerá decididamente

Statoil y Norsk Hydro buscan nuevos depósitos de petróleo y gas en el extranjero para compensar la disminución en la producción de los envejecidos campos del Mar del Norte. En los dos últimos años, los dos conglomerados nórdicos gastaron aproximadamente 6 mil millones de dólares en la compra de activos en el Golfo de México (GDM). Algunos análisis consideraron que la combinación le daría un poder considerable para seguir creciendo. "*Los vemos como adquirientes en el Golfo*" dijo el consultor de energía de Wood Mackenzie, Derek Butter (Intelligence Press, 18/12).

En el Golfo de México, la empresa derivada de la fusión sería un "perfect match", ofreciendo una posición equilibrada y material con el potencial de entrar un crecimiento futuro significativo."*Estaremos en el top 10 de portfolio exploratorio en el Golfo*" dijo Lund a Bloomberg (18/12) "*con un fuerte arriendo y posición sísmica*".

Por separado, Statoil e Hydro son operadores formidables en el GDM offshore con participaciones importantes en algunos de los principales proyectos en desarrollo: Tahiti, Thunder Hawky e Independence Hub ventures. Statoil adquirió una participación en el yacimiento Tahiti de la canadiense Encana Corp en 2005. Statoil y sus socios Chevron (58%) y Shell (17%) construyen un offshore *facility* con una capacidad de producción de 125,000 b/d de petróleo y 70 MMcf/d de gas natural.

En tanto, Norsk Hydro hizo un *big splash* en el apartado offshore estadounidense al comprar Spinnaker Exploration en 2005. Spinnaker tenía aproximadamente 373 Bcfe de reservas probadas, la mayor parte de ellas en el GDM, tenía más de 22,800 bloques principalmente en zonas contiguas al GDM con datos sísmicos 3-D. Además, Hydro obtuvo participaciones en el *field* Thunder Hawk y en Independence Hub, con intereses para arrendar en los proyectos Spiderman, San Jacinto y Q en desarrollo en la parte oriental del Golfo.

The Independence Hub, la plataforma más profunda del mundo, está localizada en el Mississippi Canyon Block 920, cerca del limites Este de la zona central del Golfo. Operada por Anadarko, el yacimiento abastecerá por tuberías hasta 1 Bcf/d de gas al mercado estadounidense para inicios del 2007.

La nueva empresa también tendría una cartera sustancial de proyectos en el GDM para llevar a cabo en el futuro. En septiembre, Statoil adquirió la propiedad de dos descubrimientos, Big Foot y Caesar, y una prospectiva de exploración, Big Foot North de Plains Exploration & Production Co. El activo está localizado en el área Greater Tahiti e incluye una participación del 17,5% en el descubrimiento Caesar, operado por Shell.

El acuerdo con Plains E&P también dio una participación del 12,5% a Statoil del descubrimiento operado por Chevron Big Foot. Caesar está localizado entre los descubrimientos también operados por Chevron Tahiti y Tonga, dos *assets* donde Statoil es propietario del 25%. Esperan que Tahiti, entre en operación en 2008; Caesar se prevé para 2010 0 2011.

El descubrimiento Big Foot está en un área cercana a los yacimientos Jack y St. Malo, encontrados recientemente por Chevron. En noviembre, Statoil aumentó su participación en Big Foot, comprándole un 15% a Anadarko. Asimismo, Statoil obtuvo participaciones en aguas profundas en Knotty Head (25%), así como un 15% en la prospectiva de Big Foot North.

Adicionalmente, Statoil posee una participación del 25% en el descubrimiento deepwater Jack con socios como Chevron (50%) y Devon Energy (25%). Los tres productores completaron en septiembre la prueba de perforación más profunda de la historia con la prueba de Jack N°2 del bloque Walker Ridge 758 en el Lower Tertiary.

La empresa combinada también tendría presencia creciente en el sector *onshore* de los Estados Unidos. Statoil afiliada a Statoil Natural Gas LLC entró en el mercado estadounidense de gas con la reapertura de Cove Point Terminal cerca de Baltimore. Statoil Natural Gas sustenta un tercio de los derechos de capacidad de las terminales de regasificación de GNL.

En Brasil Statoil tiene una participación en varias áreas. La compañía tiene el compromiso de perforar seis pozos brasileños entre el 2007 y el 2009. La meta a largo plazo de Statoil en el país sudamericano es tener una producción sustentable de unos 100.000 barriles por día.

El área donde los trabajos de exploración están más avanzados es la BM-J-3, en la cuenca Jequitinhonha, en el noreste del país. La petrolera estatal brasileña Petrobras es la operadora del pozo con una participación del 60 por ciento y Statoil posee el resto.

Statoil, decidió el 15 de diciembre renunciar a un bloque mar adentro en la cuenca brasileña de Espírito Santo, en vez de peforar el primer pozo del lugar. Statoil tenía hasta fin de año para decidir si perforar o descartar el bloque BM-ES-11, donde posee el 100 por ciento de participación. Statoil intentó hallar socios para el bloque, pero no evolucionó ningún acuerdo a pesar de un leve interés inicial. La firma posee la totalidad de una licencia para un bloque más, en la cuenca Camamu frente a la costa del noreste de Brasil.

Reino Unido: Luz verde para el mayor proyecto éolico offshore

**Advierten sobre la falta de consideración de los riesgos marinos*

El gobierno británico dio luz verde para la construcción de las turbinas eólicas offshore más grandes del mundo en las costas del sudeste de Inglaterra. El London Array eólico, construido por un consorcio que incluye a Shell y al conglomerado germano E.ON, consistirá en 341 turbinas localizadas a 12 millas de la costa (The Guardian, 18/12).

Mientras, el gobierno aprobó la construcción de windfarm, en un extensa área 145 millas cuadradas entre Margate, Kent, y Clacton, Essex, este esquema actualmente depende de una subestación eléctrica onshore que se está construyendo en Swale, Kent. Preocupaciones locales por el aumento del tráfico y del ruido llevaron a que el consejo de Swale bloqueara la planificación del consorcio para la subestación onshore en Julio de este año.

Las turbinas eólicas offshore ofrecen un mayor potencial para la energía renovable. Invisible de la tierra, las empresas enfrentaron una oposición ruidosa para los esquemas onshore, según los críticos destruyen el esplendor del paisaje natural.

El Ministerio de Comercio e Industria aprobó un segundo importante esquema en el estuario del Támesis, para construirse en Thanet. Juntos los windfarms podría entregar 1.3 GW de electricidad "verde", suficiente para abastecer las necesidades de un tercio de las casas en Greater London.

"*Los proyectos como London Array, que será el más grande del mundo cuando se complete, y Thanet subrayan el verdadero progreso que estamos haciendo*", Alistair Darling, secretario de Comercio e Industria. El gobierno se puso como objetivo un aumento del 500% de los recursos de energías renovables británico para 2020.

The Royal Societ for the Protection of Birds (RSPB), que pelea contra la construcción de los molinos eólicos onshore propuestos en la isla escocesa Lewis, dio su apoyo al proyecto de

London Array, después que fueran modificado el proyecto protegiendo a una especie de pájaro en peligro, el red-throated diver.

"Hasta ahora el desarrollo offshore ha sido decepcionante y no ha cumplido con las aspiraciones del gobierno" dijo a The Independent (20/12) Rob Gross, jefe del UK Energy Research Center y co-autor del 2002 Energy Review. "*La primera razón es porque el gobierno subestimó la cantidad de apoyo que tendría que dar para conseguir una nueva tecnología fuera de la tierra".*

En el proyecto parece no contemplarse los riesgos marinos

La Chamber of Shipping dijo a The Times (19/12) que la decisión del Ministerio de Comercio e Industria fue apresurado pues no consideró apropiadamente los riesgos marinos. Más de 100 barcos por día pasan cerca de las turbinas eólicas.

La cámara dijo que las eólicas estarían muy cerca del camino de los buques, dejando poco margen de error. Las turbinas interferirían con el radar, impidiendo a los buques ver a los barcos más pequeños. "*Sin la detección visual y del radar de los navíos dañados, el riesgo de colisión aumenta, y si tal colisión implica una sustancia química o de un petrolero, las repercusiones serían inmediatas y de gran alcance*".

La decisión no hace caos al consejo de los expertos de seguridad que advirtió sobre el uso del estuario y la desatención de la Maritime and Coastguard Agency's en cuanto a la distancia mínima que debería separar a los buques de los lugares donde estarán las windfarm. Es difícil entender porque un proyecto pensado para el medioambiente es llevado adelante teniendo poca consideración a los daños ambientales irreversibles.

Un portavoz del Ministerio dijo que la aprobación contiene la condición de que se requiere más trabajo por hacer sobre la seguridad de navegación.

Geopolítica: Irak, seguridad, reforma constitucional y ley petrolera

Algunos analistas sostienen que las majors petroleras internacionales improbablemente comiencen a invertir en Irak por lo menos el próximo año incluso si una nueva ley de hidrocarburos es adoptada en enero. El gobierno de Irak terminó el anteproyecto para una ley que anima la inversión extranjera en sus industrias de petróleo y gas y se lo presentará al parlamento para su ratificación, dijo recientemente el primer ministro Nuri al-Maliki (Houston Chronicle, 8/12). La ley llama a la formación de un consejo nacional del petróleo -presidido o por el primer ministro o por el viceprimer ministro- que tendría la autoridad para rechazar acuerdos de yacimientos.

"Las regiones estarán negociando con parámetros específicos y modelos de inversión decididos por el consejo nacional de política petrolera (...) en la presencia de un representante del organismo nacional del petróleo". Muchas pequeñas empresa, como la noruega Det Norske Oljeselskap (DNO) y Calibre Energy de Houston firmaron acuerdos lucrativos con el gobierno regional kurdo. El ministerio central del petróleo dice que esos contratos no tienen validez, pero otros sostienen que ese organismo tiene poca autoridad para hacer cumplir su posición, y es además constitucionalmente discutible.

La región del Kurdistán, en el norte iraquí, aceptó a reexaminar los contratos que acordó con las compañías petroleras extranjeras sobre sus yacimientos para verificar su conformidad con la ley, incluido lo firmado con la noruega DNO.

"*Las regiones negociarán conforme a los parámetros específicos y conforme a los modelos de inversión decididos por el Consejo Nacional encargado de la política petrolera (...) en presencia de un representante del organismo nacional petrolero*". Mientras que una fuente cercana al gobierno iraquí citada por Bloomberg (20/12) sostuvo que en caso de negativa, y si la región insiste en un contratos, una comisión de expertos (independientes) será la encargada de arbitrar". Un contrato se volverá efectivo sólo si el Consejo nacional lo acepta. Si rechaza un proyecto de contrato en el plazo de 60 días, entonces el contrato no se volverá efectivo.

El proyecto de ley prevé también la transformación de las dos compañías petroleras nacionales iraquíes en un solo holding con varias filiales operacionales para administrar los diferentes estadios de la producción. Apela también a que la política petrolera de Irak sea fijada sobre escalas nacionales, predicando la reestructuración del ministerio del petróleo y su transformación en una instancia de regulación, y la centralización de todas las recetas petroleras en una caja única nacional.

La versión británica de Reuters (20/12) sostiene que "*Irak necesita desesperadamente de la inversión extranjera para reavivar su economía, que depende fuertemente de las ganancias que generan las exportaciones de crudo".*

Entre los requisitos para la mejora de los negocios en ese país es indispensable además de la seguridad y una nueva ley de hidrocarburos, es necesario una constitución reformada. "*Sólo una nueva constitución nacional o enmendada crearía el marco legal necesario para comenzar a realizar acuerdos de desarrollo de las enormes reservas petroleras del país*" (Market Watch, 19/12).

La escalada de violencia en Irak continúa representando una barrera sangrienta para la inversión. En un informe publicado recientemente, el Pentágono concluyó que un promedio de 960 ataques por semana fue emprendido contra americanos e iraquíes, el numero más grande registrado desde que el Pentágono comenzó a publicar los informes trimestrales en 2005 (The New York Times, 18/12). Pero si una estructura legal unificada fuera creada, las empresas podrían firmar acuerdos y comenzar a trabajar en proyectos. Pero por el momento, como comentó la revista alemana Der Spiegel (22/12) citando una fuente de la industria iraquí, *"la legislación no es una bala de oro*".

Market Watch matiza que las empresas podrían esperar el final de los "espasmos violentos" con la esperanza de estabilidad en el futuro, o hasta mitigar el riesgo con seguridad privada. Las compañías petroleras occidentales tienen una historia de trabajo en zonas de batalla como Nigeria y Sudán.

Empresas como ExxonMobil, Shell, Chevron y ConocoPhilips aspiran a que el país cumpla con los requisitos anteriormente planteados. Pero, actualmente, la constitución de Irak está casi completamente en desacuerdo con la ley de hidrocarburos preliminar sobre una cuestión fundamental: quien tiene la autoridad para conceder los contratos de desarrollo y exploración.

El informe bipartidario, liderado por el ex secretario de Estado republicano James Baker y el ex representante demócrata Lee Hamilton, de Indiana, denominado Iraq Study Group (ISG)

dijo que el gobierno estadounidense debería seguir consultando a autoridades de Irak sobre el trazado de un plan "*que defina los derechos de los gobiernos regionales y locales y cree un marco fiscal y legal para la inversión. La claridad legal es esencial para atraer inversiones*" (The Washington Post, 6/12)

Cerca del 40% de los yacimientos petrolíferos de Irak está en una ciudad históricamente kurda llamada Kirkuk, mientras que la parte restante se encuentra en el sur chiíta (UPI, 14/12).

El cuadro de situación es bastante complejo, aunque para David Apgar profesor de Johns Hopkins School of Advanced International Studies en las paginas de Le Monde (20/12) "*casi la única alternativa política, aparte de la perspectiva de negociaciones directas con Siria e irán, es la partición de Irak en tres entidades étnico-religiosas*". Los problemas vinculados a esta hipótesis son, no obstante, inmensos. Según la comunidad que llegara a asegurarse el control de los importantes yacimientos que rodean Kirkuk, serían kurdos, o sea los árabes sunitas serían privados de las rentas petroleras.

El petróleo es el sostén de la economía de Irak. Provee el 70 por ciento del producto interno bruto y el 95 por ciento de las ganancias del gobierno. Pero la producción de cerca de 2,2 millones de barriles de petróleo por día está "lejos del vasto potencial del sector petrolero iraquí," dijo el informe.

Estados Unidos: Estudio advierte sobre los excesivos incentivos

Estados Unidos ofrece los más importantes incentivos lucrativos del mundo a las empresas que perforan en las aguas costeras, pero un nuevo estudio, hecho público recientemente, sugiere al gobierno destinar en ello muy poco de su dinero (The New York Times, 21/12).

El estudio, que el Interior Department rechazó hacer público durante más de un año, sostiene que los estímulos actuales podrían permitir perforar a las empresas del Golfo de México evitando el pago de decenas de miles de millones de dólares de royalties que de otra manera pagarían al gobierno por el petróleo y el gas producido en las áreas que pertenecen a los contribuyentes americanos.

Además el estudio predice que los estímulos causarían sólo un aumento mínimo de la producción incluso si les pusieran algunos límites en el lugar. También sugiere que el costo del petróleo adicional sería cercano a los 80 dólares el barril, mucho que si el gobierno pagara simplemente por compra sólo el crudo.

Robert A. Speir, analista del Departamento de Energía que trabajó en el estudio sostuvo que "*si el gobierno tomara ese dinero, podría comprar mucho más petróleo en el mercado abierto*".

El estudio del Departamento Interior, encargado para analizar los costos de los incentivos royalties y su eficacia en los crecientes suministros de energía, se completó a finales del 2005. Pero el estudio no se hizo público porque los funcionarios dijeron que lo consideraban incompleto.

"Estados Unidos no extrae una ventaja suficiente de la producción de petróleo y gas" dijo Pedro Van Meurs, presidente Van Meurs Associates. "*El sistema estadounidense trabajó bien cuando el crudo estaba 20 dólares el barril, pero no cambio cuando los precios subieron".*

Suez consolida su posición en Medio Oriente y su negocio de GNL a Estados Unidos

Los affaires continúan!. A pesar de las piedras en el camino del proyecto de fusión con Gaz de France (GDF) y los rumores de desmantelamiento del grupo en la oferta pública para adquisición (OPA) del financista François Pinault, Suez tiene la misma preocupación que GDF: el desarrollo de la empresa.

Dos días después del acuerdo de GDF con la rusa Gazprom para el abastecimiento de gas ruso hasta 2030 (Le Monde, 21/12), el grupo de energía y medioambiente anunció la conclusión de jugosos contratos en Medio Oriente. Suez marca el paso en el sector, en pleno desarrollo, de unidades de producción de electridad y desalinización del agua de mar.

"*El golfo es un mercado solvente y en expansión, donde el crecimiento industrial y urbano es muy fuerte. Estos países necesita más agua y electricidad*", notó el Director General de Suez, Gérard Mestrallet. Estas adquisiciones y proyectos de centrales contarán con 8.200 megavatios de capacidad instalada en el Golfo Pérsico. Los dos tercios de los que posee su filial Electrabel en Bélgica. Con la noticia que Areva acaba de perder el contrato en China de cuatro reactores nucleares EPR, Mestrallet observa que con sus centrales a gas, Suez dispone "*del equivalente a cinco EPR".*

Instalado en Omán, en Abu-Dhabi y en Bahrein, el grupo consiguió una licitación en Arabia Saudita para la central de Marafiq. Este proyecto de un costo de 3,4 mil millones de dólares es "*la instalación más grande combinada de producción de eléctrica y para desalinización de agua*" comentó Suez. El grupo industrial francés en un consorcio con Gulf Investment Corporation y Arabian Company for Water & Power, con la metodología de contrato BOOT (build, own, operate, transfer), abastecerá de agua y electricidad la ciudad de Jubail y a una provincia oriental del país por un volumen de negocios de 8,5 mil millones de dólares en 20 años.

El proyecto Marafiq corresponde a cerca del 10% de la potencia instalada total de Arabia Saudita, que asciende actualmente a 29.000 MW. Esta capacidad debería llegar a 60.000 MW en 2020 para cubrir las necesidades energéticas en rápido crecimiento del Reino (Enerzine, 21/12).

Por otra parte, Suez anunció el jueves, que recibió la aprobación del gobernador de Massachussets, Mitt Romney, para el lugar de recepción del gas natural licuado (GNL), cuyo consumo está creciendo fuertemente en el nordeste de Estados Unidos. La aprobación del gobernador permite al U.S. Coast Guard y Maritime Administration finalizar el procedimiento de demanda del puerto de GNL, que estará operacional en 2009 (EnergyOnline, 20/12)

Suez ya dispone de una terminal en Boston. Esta nueva plataforma bautizada "Neptune", construida a lo largo de la costa para proteger a los vecinos, abre una nueva puerta a la entrada del GNL a EE.UU. Un pipeline especialmente construido para este fin será enlazado a un gasoducto submarino existente, HubLineSM, para los metaneros adaptados a la nueva terminal serán puestos en marcha. En general, los metaneros quedarán amarrados de cuatro a ocho días para descargar el GNL, en función de la demanda del mercado.

La demanda de gas natural que procede de los productores de electricidad y de los clientes residenciales de Nueva Inglaterra debería registrar un aumento anual del 1 al 2% en el

curso de las dos próximas décadas, Massachussets representa sólo la mitad del consumo de gas natural de la región. En Vista de su ritmo de crecimiento, la región podría encontrarse en 2010 con una penuria en el abastecimiento de gas natural de cerca de 14 millones de m3 al día.

El proyecto Neptune, en curso de desarrollo, abastecerá entre 11,3 y 21,2 millones de m3 de gas natural por día, es decir el volumen que basta para suministrar por día entre 1,5 y 3 millones de hogares. Aumentando el suministro en la región, el proyecto Neptune permitirá a los casas de Massachussets y de otros Estados de Nueva Inglaterra gozar de calefacción para los tiempos fríos y de electricidad todo el año (Boston Globe, 19/12).

Brasil: Aprueban la ley del gas y dan incentivos a la generación eléctrica alternativa

Después de un año y medio de negociaciones entre el gobierno y la oposición, el Senado aprobó el proyecto de ley, de autoría del senador Rodolpho Tourinho (PFL-BA) que establece un marco regulatorio para el sector del gas natural que regula el transporte, comercio, exportaciones y almacenamiento del recurso en el país. La propuesta fue aprobada en dos turnos en la Comisión de Servicios de Infraestructura y en carácter terminante. Por eso, el texto no necesitará ser votado por el plenario del Senado y seguirá directamente para la apreciación de la Cámara de Diputados, donde ya se tramita el proyecto sobre el mismo tema, presentado por el gobierno (Jornal do Brasil, 22/12).

El texto prevé una enmienda que, en el caso de una crisis energética en el país, el gas disponible en el mercado brasileño deberá ser diseccionado, prioritariamente, a las termoeléctricas. Ese dispositivo fue incluido en el texto a pedido del gobierno, en negociaciones con Tourinho. Esa preferencia dada a las termoeléctricas en caso de crisis de energía valdría hasta finales de 2010. La enmienda al artículo 53, tiene la dirección correcta: combatir eventuales apagones eléctricos en el futuro. "*Ese apoyo fue fruto de una larga negociación. Creo que el gobierno finalmente entendió que tiene un problema en la mano, la falta de gas*", dijo Tourinho.

En la práctica, la política energética brasileña para el gas natural es un conjunto de medidas que tiene por meta incrementar su utilización en bases económicas, mediante la expansión de la producción y la infraestructura de transporte y almacenaje ya existentes, además de garantizar una adecuada protección a los usuarios y por el medio ambiente.

La propuesta tiene por objeto la promoción de un mercado competitivo para el gas natural, sin cualquier tipo de discriminación entre las empresas que actúan en él. El proyecto y su aprobación ganaron fuerza después de los conflictos entre Brasil y Bolivia, tras la decisión del presidente Evo Morales de nacionalizar las reservas de gas de Bolivia (DCI, 22/12).

Uno de los principales puntos del proyecto de Tourinho –que ya fue criticado por Petrobras- es el establecimiento del régimen de concesión para la construcción de los nuevos gasoductos. Actualmente, los ductos son construidos mediante la simple autorización de la Agência Nacional do Petróleo (ANP). El proyecto de ley exigiría que solo las compañías de transporte de gas puedan edificar y operar los gasoductos. Los operadores de los gasoductos

existentes deberán suscribir nuevos contratos de concesión con ANP, asegurando retornos sobre las inversiones, según la legislación.

La ley estipularía que las compañías de transporte de gas realicen subastas para ofrecer la capacidad no empleada en los gasoductos existentes. Conforme al proyecto de ley, las concesionarias no tendrían que ofrecer espacio en sus gasoductos si cuentan con suficiente gas para llegar a su capacidad plena.

Una de las diferencias del régimen de concesión es que el precio cobrado por el transporte del gas pasaría a ser regulado por la ANP (O Estado do Sao Paulo, 22/12).

Nueva concepción del mercado libre de energía con las alternativas

La Agência Nacional de Energia Elétrica aprobó una resolución que deberá ampliar el denominado "mercado libre" de energía, en el cual las empresas pueden escoger quien será su proveedor de energía. La medida reglamenta la venta directa de energía producida por fuentes alternativas a empresas cuyo consumo sea igual o superior a los 500 KW. Son consideradas fuentes alternativas de energía, las centrales eólicas, solares, usinas de biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), entre otras.

A los que se hagan consumidores libres, esas empresas podrán dejar de comprar de las distribuidoras que sirven a la región donde están instaladas y adquirir directamente de los productores de energía alternativa. Según técnicos de Aneel, la empresa también puede optar por comprar parte de su energía directamente de los productores y parte de las distribuidoras.

La resolución, sin embargo, sólo entrará en vigor en un plazo de 60 días, durante la cual la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) tendrá que detallar como será la operación de comercialización de esa energía.

El presidente de la Asociación Nacional de Consumidores de Energía (Anace), Paulo Mayon, estima que la resolución de la Aneel deberá hacer que, en cinco años, cerca de 500 grupos empresariales - principalmente redes de supermercados, hoteles y bancos - dejen el mercado cautivo de las distribuidoras y pasen a ser consumidores libres. Eso representaría la transferencia de 2,5 mil megawatts (MW) de un mercado para el otro.

Todo esto ocurre en momentos que el consumo de energía eléctrica en Brasil aumentó en un 4,1% en octubre, respecto del mismo mes de 2005, informó la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Valor, 22/12). En el total, el volumen consumido se quedó en 29,428 mil gigawatts/hora (GWh). El consumo de octubre fue el segundo mayor del año, perdiendo sólo para marzo, cuando la demanda totalizó 29,691 mil GWh, equivalente a un alza del 7,5% respecto de marzo de 2005.

Según EPE, colaboró la recuperación del consumo del sector industrial y residencial, que presentaron crecimientos, respectivamente, del 4,4% y un 4,2%. En relación a las residencias, el consumo en las regiones Norte y Nordeste creció de forma expresiva, cerca de un 7%. EPE destacó en una nota publicada por O Estado do Sao Paulo (22/12) que la "*buena expansión de las demanda de la industria por energía eléctrica en el mes de octubre también significó una mejora en relación al nivel de crecimiento que venía siendo registrado en esa clase, del 3% en media de los seis últimos meses*".

Exceptuándose el Centro-Oeste, todas las regiones presentaron buen desempeño en el segmento industrial, destacándose el Nordeste, donde se verificó un crecimiento del 7,4%. Con

el resultado del consumo en octubre, el mercado de suministro el año acumula un consumo de 287.843 GWh, representando una expansión del 3,8% respecto al mismo periodo de 2005.

Enfoque: Las empresas siderurgias apuestan en Brasil por los créditos de carbono

**Destino mundial de los créditos de carbono*

Con un ojo en la responsabilidad ambiental y otro en el millonario mercado de créditos de carbono, las grandes empresas siderúrgicas están invirtiendo pesado para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (conocidos en Brasil como Gases do Efeito Estufa -GEE-). Además, de los dólares que deben obtener con la venta de las cuotas para la industria de países que suscribieron el Tratado de Kyoto, las empresas brasileñas esperan revertir la imagen de grandes contaminantes en las regiones que actúan.

La búsqueda por el rígido patrón de mecanismo de desarrollo limpio (MDL), propuesto por el tratado, está bajando los costos y mejorando la relación de las siderúrgicas con las comunidades vecinas. Las inversiones de las siderúrgicas brasileñas en medio ambiente en el periodo post-privatizaciones llegan a 1,6 billones de reales, según el Instituto Brasileiro de Siderurgia (IBS), entre 1994 y 2005.

La usina de Belgo, en Juiz de Fora (MG), está invirtiendo cerca de 120 millones de reales en la implantación de dos altos-hornos de carbón vegetal. La inversión, que contempla un programa social y de manejo forestal, debe rendir a Belgo crédito de cerca de 9,5 millones de toneladas de carbono entre 2008 y 2015, un 87% del total de 11 millones de toneladas que el grupo Arcelor Brasil espera obtener en el periodo.

Los nuevos hornos van a ampliar en 360 mil toneladas por año la capacidad de producción de la siderúrgica, que hoy es de 900 mil toneladas de acero y 220 mil trefilados (alambres) por año. La usina de Juiz de Fora es la segunda mayor unidad de Belgo en Brasil en capacidad de producción. Belgo aún espera obtener otros 9 millones de toneladas de carbono cuyos créditos serán negociados en Chicago Climate Exchange (CCX).

La reducción de los gases de efecto invernadero con el uso de hornos a carbón es un proceso que comienza en la fotosíntesis, explica José Otávio Andrade Franco, gerente corporativo de medio ambiente de Arcelor Brasil: "*En el crecimiento de las florestas nuevas hay una retención de carbono y el proceso de producción del carbón hace la fijación del gas*". Como cada metro cúbico no despejado en la atmósfera vale crédito, hasta el metano producido en la fabricación del carbón es quemado en filtros.

Belgo de Juiz de Fora está invirtiendo R$ 90 millones en la formación y mantenimiento de florestas de eucalipto y en la construcción de unidades de producción de carbón. El eucalipto es plantado por productores compañeros en áreas de florestas degradadas y pastizales.

El uso de carbón vegetal en los altos-hornos no es una novedad. La Acesita SA, en Timóteo (Minas Gerais), utiliza el combustible en uno de sus dos hornos hace más de 30 años. En 2005, el entonces presidente de la compañía afirmó en una nota publicada por Valor que Acesita sustituiría el uso de coke (carbón mineral importado) por el vegetal y el gas licuado de petróleo (GLP) por el gas natural, estimando economizar más de 40 millones de dólares anuales.

Según la gerencia de comunicación, un estudio completo sobre el negocio aún pasará por la aprobación de los accionistas. No debe haber ninguna sorpresa con los accionistas, una vez que el mayoritario es Arcelor-Mittal, que controla Belog, CST y Vega del Sur. Las tres ya pusieron el ojo en la moneda ecológica. Si el uso del combustible vegetal fuere realmente ampliado al segundo alto-horno, Acesita deberá reducir el costo de producción por tonelada en 40 dólares.

Acesita creó en 1974 Acesita Energética, subsidiaria responsable por la producción de todo el carbón vegetal demandado por la controladora. Al largo de tres décadas, la opción por el combustible vegetal ayudó a desarrollar de los municipios donde las florestas de Acesita fueron plantadas.

Son más de 126 mil hectáreas de área, siendo un 20% de reserva ecológica y un área de preservación permanente. Hoy Capelinha, Minas Novas, Turmalina, Itamarandiba y Veredinha tienen indicadores de desarrollo superiores a los de la región como un todo.

La Energética se transformó en un *benchmark* en tecnología de cultivo y cosecha de eucalipto. La empresa posee viveros, banco de matrices y fue la primera en producir clones de especies en Brasil. Actuando en una región conocida por las condiciones sub-humanas de trabajo en hornos de carbón, la línea de producción de la empresa es toda mecanizada.

El grupo Arcelor Brasil, formado por Belgo, Vega do Sul e Companhia Siderúrgica de Tubarão (CST), espera obtener 11 millones de toneladas de crédito de carbono en diez años. CST en Serra, en Grande Vitoria, fue la primera siderúrgica en Brasil en obtener los Certificados de Reducción de Emisiones (CER por sus siglas en portugués), de los créditos de carbono.

El proyecto de recuperación de gases provenientes de los procesos de fabricación de CST fue el primer proyecto del sector aprobado por el Comité Ejecutivo de las Naciones Unidas (UNFCCC).

El proceso industrial de la "*aciaria"* puede producir en diez años, 430 mil toneladas anuales de crédito de carbono. Los gases emitidos son reaprovechados en cuatro usinas termoeléctricas responsables por la generación de 286 MW, que construyeron una usina autosuficiente en energía eléctrica.

Para Luiz Luiz Antônio Rossi, gerente de medio ambiente de CST, "*la cuestión ambiental y la industrial no son antagónicas. Por el contrario, al integrarse el sistema de gestión ambiental al productivo es posible obtener uno de los menores costos de producción del mundo".*

¿Hacia donde va el mercado de créditos de carbono?

El joven mercado de créditos de carbono es atractivo, pero la velocidad con que los precios de este tipo de papel están cayéndose hace necesario acelerar las inversiones para mantenerlos factibles. El alerta de es EcoSecurities, la primera desarrolladora de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del mundo. Para el gerente de proyectos de la compañía inglesa en Brasil, Philip Hauser, la palabra de orden en 2007 es rapidez, para poder comercializar los créditos con los mejores precios posibles (DCI, 22/12).

Cuatro factores fundamentales del mercado mundial de créditos indican la tendencia de caída continua en los precios. En Abril, Ecosecurities llegó a pagar 12,50 euros por créditos ya emitidos. Ahora, el precio es de 10,50 euros.

El primer factor que explica esa caída es el riesgo de una sobreoferta de créditos de carbono, que por definición son generador por proyectos de MDL en países en desarrollo. Según

Hauser, las estimativas para la demanda de créditos varían entre 2,7 y 4,4 billones de toneladas hasta 2012, dependiendo de la metodología de cuenta. "*Los proyectos ya en desarrollo son capaces de generar 1,5 billones de toneladas en ese mismo periodo*", sostuvo.

Pero el riesgo principal es de la reducción de la demanda de los créditos, que puede ser llenada de otras maneras. Una de ellas es la ubicación de los *allowances* en el mercado, que está por encima del esperado. Esos papeles son permisos para emisión de carbono intercambiadas entre compañías de los 36 países que se comprometieron a reducir las emisiones en le Protocolo de Kyoto. *"Como el protocolo prioriza la reducción local de las emisiones, es porque eso que las allowances "roban" el mercado de créditos de carbono generados en los países en desarrollo*", explicó Hauser.

Otro fenómeno que puede reducir la demanda europea por créditos de carbono es la implantación de mecanismos semejantes al MDL en países del propio Anexo I, a través de asociaciones entre los países comprador y generador. *"Una inversión alemana en Rusia, por ejemplo, es políticamente más interesante que en MDL, porque está dentro del Anexo I*", evalúa.

Viene también del Este de Europa, una última amenaza al mercado de créditos de carbono conocida como hot air. *"Sin hacer nada, Rusia y otros países de la ex Unión Soviética alistados en el Anexo I pueden inundar a Europa de créditos*", cuenta el ejecutivo de Ecosecurities. El protocolo de Kyoto establece que entre 2008 y 2012 los países del Anexo I reduzcan las emisiones de carbono en cerca de 5,2% debajo de los índices de 1990.

El problema es que aquel año las emisiones de las repúblicas soviéticas eran mucho mayores porque sus economías estaban mucho más calentadas, de forma que hoy esos países son tan superavitários de créditos que podrían suplir toda la demanda de la Unión Europea. "Eso sólo no aconteció aún porque esos créditos son polémicos y las empresas y gobiernos ven que no son moralmente correctos. Pero a partir de 2008 los emisores que no alcanzaran las metas de reducción tendrán que pagar multas y, en la emergencia podrán recurrir al hot air", prevé Philipp Hauser.

Ni un cambio en el poder en Estados Unidos con las elecciones presidenciales de 2007 podría alterar ese panorama. El gobierno republicano no se adhirió al protocolo y los demócratas señalaron que no son favorables a la adhesión de Kyoto, lo que podría generar una demanda extra por créditos de carbono.

Stuart Eizenstat, principal negociador del ex-presidente Bill Clinton para el Protocolo de Kyoto, dijo que cambios están aconteciendo en los niveles gubernamental y empresarial. Pero observó que la simple mención de la palabra Kyoto continúa siendo un tabú. Y, en la opinión de él, eso no debe cambiar (Reuters US, 19/12).

Mientras las negociaciones para prorrogar Kyoto no consiguieron avanzar, debido, en parte, a las presiones norteamericanas y en parte a la incertidumbre en cuanto a las intenciones de China, que construye una nueva termoeléctrica (alimentada a carbón) cada semana.

La mayor parte de los científicos concuerda que las temperaturas mundiales van a subir entre 2 y 6 grados Celsius este siglo debido, principalmente, a las emisiones de gas carbónico producido en por la quema de combustibles fósiles en usinas, vehículos y plantas eléctricas, colocando a millones de vidas en riesgo a causa de inundaciones y quiebras de cosecha. En octubre, Nicholas Stern, ex economista Jefe del Banco Mundial, dijo que era necesaria la adopción de medidas urgentes para combatir el calentamiento global. Según Sterm, el costo por la tardanza en actuar sería 20 veces más para el mundo.

Análisis sobre el mercado eléctrico mexicano

**Sener otorgará todas las facilidades a quienes usen tecnología para abatir el efecto invernadero*

La creciente participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica en México representa ya 44 por ciento de la capacidad efectiva instalada del sistema eléctrico de ese país, con un total de 494 permisos vigentes en las diversas modalidades como producción independiente, cogeneración y autoabastecimiento, entre otras figuras según revelan informes de la Secretaría de Energía (Sener).

Adicionalmente, la capacidad adicional no comprometida para el ejercicio de planeación 2006- 2015, considera la instalación de 16 mil 995 mega vatios (MW) durante el periodo 2008-2015. Esta capacidad es susceptible de instalarse mediante diversos esquemas de inversión, siendo factible la participación privada bajo licitaciones para producción independiente de energía y obra pública financiada. De acuerdo con los informes oficiales del total de 494 permisos vigentes, 93.7 por ciento están en operación con una capacidad de 16 mil 801 mega vatios, de un total de alrededor de 40 mil, con los que cuenta el sistema eléctrico.

Por otro lado, para los permisos vigentes se observa una participación del gas natural del orden de 87.2 por ciento; mientras que el segundo combustible en importancia es el combustóleo, el cual representa 4.3 por ciento

En 1997, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó el primer permiso bajo la modalidad de productor independiente a AES Mérida III por una capacidad de 532 MW, cuya entrada en operación fue en 2000. Para ese año, con base en los permisos otorgados en esta modalidad ya se contaba con una capacidad autorizada de 6 mil 200 MW, y cuatro años más tarde, la capacidad aumentó al doble; es decir, en 2004 se registró una capacidad autorizada de 12 mil 557 MW, cifra que no presentó variaciones para 2005.

Hasta finales de 2006 existen 21 permisos otorgados para producción independiente, de los cuales 20 estarán en operación con una capacidad autorizada de 11 mil 478 MW y el resto se encuentra en construcción.

Es importante destacar que todos los proyectos autorizados en los permisos de producción independiente operan con tecnología de ciclo combinado, utilizando gas natural. Esta modalidad genera 61.34 por ciento de energía eléctrica respecto del total de generación producida por los permisionarios. El promedio de capacidad autorizada por permiso de los 21 permisos otorgados es de 598 MW.

Según la *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015*, el gobierno federal otorgará todas las facilidades para que los inversionistas privados puedan participar en la generación de energía eléctrica y sobre todo mediante la utilización de tecnologías que permitan abatir el efecto invernadero.

Así, en lo correspondiente a la ubicación y al tipo de tecnología, la ley prevé la posibilidad de que, en relación con los requerimientos no comprometidos, los particulares puedan proponer una ubicación diferente a la programada y el tipo de tecnología a utilizar en los proyectos de generación, aun cuando esto involucre transmisión adicional para llegar al punto de interconexión preferente, y a los de interconexión alternativos especificados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en las bases de licitación.

Con lo anterior, se da apertura a otras opciones para aprovechar la energía eléctrica, cuyo costo total de largo plazo sea el menor con la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público. Para el cumplimiento de los objetivos y metas de este programa de expansión del sector

eléctrico, tanto el gobierno de México como las otras partes interesadas se valdrán de los recursos financieros previstos por las convenciones y tratados de los que México sea parte, así como de los programas internacionales de financiamiento, el mecanismo de desarrollo limpio u otros instrumentos económicos que se hayan diseñado o puesto en marcha antes y durante el periodo de duración de esta prospectiva.

El texto refiere que para aquellos proyectos incluidos en la *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015*, que por su naturaleza contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, se requerirá de los recursos provenientes de la comercialización de dichas reducciones en el mercado internacional de carbono, a fin de que sean económicamente viables, y puedan avanzar en su programación, ejecución y puesta en marcha.

Negociaciones: Bolivia y Jindal Steel no se ponen de acuerdo con el precio del gas

Una polémica se abrió entre los negociadores de la empresa india Jindal Steel & Power, luego que el Gobierno boliviano decidiera aplicar la normativa actual vigente respecto al precio del gas natural que consumiría el desarrollo del complejo de acero de El Mutún.

El proyecto prevé el consumo de alrededor 6 millones de metros cúbicos diarios de gas natural (MMcd), en la reducción de hierro para obtener pellets de ese metal. Sin embargo, se estima que en ese proceso no se estaría llevando a cabo la anhelada industrialización del gas, como lo estipula la Ley 3.058 de Hidrocarburos, y que solamente se lo utilizaría como carburante (Reurters Latinoamérica, 19/12).

Algunos observadores independientes sostienen que si el Estado boliviano llega a subvencionar el precio del gas para la reducción del hierro, entonces no se tratará de un buen negocio. En el pasado inmediato, otras empresas interesadas en El Mutún intentaban usar carbón vegetal para obtener el mismo hierro reducido (La Prensa, 20/12).

En una improvisada rueda de prensa, el ministro de Hacienda, Luis Arce Catacora, explicó que las negociaciones ingresaron en una etapa a la que calificó como “delicada” y detalló que el gobierno seguirá al pie de la letra la normativa actual referida a los precios del gas natural con destino a la industrialización y al consumo. Sin embargo, dio cuenta que se trata de un extenso documento –el contrato–, de más 70 folios que deben ser revisados pormenorizadamente.

En ese entorno, no se descarta que la fecha para la firma del contrato entre el Gobierno de Bolivia y la Jindal, que debía realizarse hasta este 20 de diciembre, se dilate en medio de esas “*delicadas*” negociaciones que continuarán en Cochabamba (La Razón, 21/12).

El ministro Arce sostuvo que son sendas comisiones técnico–jurídicas que analizan los términos del contrato y que el documento fue revisado por la Jindal que ya hizo notar sus observaciones.

Arce dijo los ejecutivos de la empresa que ganó la licitación para la explotación de las reservas de hierro del Mutún, en el departamento de Santa Cruz, y el Gobierno analizan los términos de referencia del futuro entendimiento que, sin embargo, tarda en llegar.

"*Son temas delicados*", dijo el Ministro de Hacienda para definir el contenido de la negociación con la empresa india y al pedir tiempo para que estos aspectos lleguen a ser dominio público (La Prensa, ídem).

En todo caso se reunirán en Cochabamba ejecutivos de la empresa india con la comisión técnico–jurídica del Gobierno para continuar con un proceso de negociación que se inició cuando hace más de seis meses se anunció a la Jindal como ganadora del proceso de licitación.

El emprendimiento siderúrgico incluye la posibilidad de la industrialización del hierro al acero, con una subvención del precio del gas natural que adquirirá la Jindal, en los términos de la nueva Ley de Hidrocarburos, añadió Arce.

Existen varias observaciones al contrato por parte del gobierno y la empresa india, el gobierno anunció que el precio de gas aún no esta definido teniendo en cuenta que existirá dos precios para el energético uno para la industrialización y el otro para la transformación del Mutúm en otros productos, todo el proyecto se estima en un consumo de 6 millones de metros cúbicos por día.

Entre tanto el ministro de Hidrocarburos y cabeza de negociación en el tema Mutún añadió que por el momento están abocados como gobierno a estructurar el directorio boliviano para emprender el proyecto por cuarenta años y que dejará para el país millonarias ganancias.
Recordemos que los ejecutivos de Jindal Steel & Power comprometieron una inversión de aproximadamente 2.000 millones de dólares así como compartir las ganancias con el Estado boliviano.

Cifras y Notas del Sector:

Gazprom se queda finalmente con Sakhalin-2 (El País, 22/12)

Ya es un hecho. Como se esperaba, el monopolio del gas ruso, Gazprom, ha obtenido el control del proyecto gasista y petrolero Sakhalin-2. La compañía angloholandesa Royal Dutch/ Shell y las japonesas Mitsu y Mitsubishi venderán al gigante ruso la mitad de las acciones que tenían de Sakhalin Energy, el consorcio que habían formado para desarrollar el citado proyecto de Sakhalin-2.

Rusia deberá pagar 7.450 millones de dólares (unos 5.660 millones de euros) por la mitad más una de las acciones de Sakhalin Energy. El acuerdo pone fin a meses de incertidumbre sobre el futuro del proyecto debido a las presiones que ejercía Rusia a través de la Agencia de Protección de la Naturaleza, que estaba pasando una multimillonaria cuenta a las empresas extranjeras por daños al entorno y que amenazaba con paralizar los trabajos de Sakhalin Energy.

Mitsubishi y Pequiven duplican producción de metanol (El Universal, 24/12)

El grupo japonés Mitsubishi y la firma de productos químicos Mitsubishi Gas Chemical duplicarán su producción de metanol en Venezuela a través de su coempresa Meteor, que poseen junto al grupo petroquímico público venezolano Pequiven.

La inversión será de 400 millones de dólares en la construcción de una segunda fábrica para elevar la producción anual de metanol de Meteor a 1,6 millones de toneladas a partir de 2010, contra 750.000 toneladas hoy. Los fondos requeridos serán prestados del Banco para la Cooperación Internacional japonesa, además de bancos comerciales, precisó Mitsubishi en un comunicado. "*La demanda de metanol debe crecer a un ritmo de 3% anual en los próximos años, impulsada por las necesidades en Asia, especialmente en China*", según el grupo nipón.

Buscan petróleo en áreas protegidas (La Republica, 20/12)

La "expansión irracional" de la explotación petrolera está afectando la biodiversidad de la Amazonía, alertó la filial peruana de World Wide Foundation (WWF Perú), que recientemente difundió un mapa detallando la presencia de lotes de petróleo en áreas protegidas.

El documento cartográfico fue elaborado por WWF Perú, Derecho, Ambiente y Recursos Naturales, la Asociación Peruana para la Conservación de la Naturaleza, Conservación Internacional, Pro Naturaleza y la Sociedad Peruana de Derecho Ambiental, que forman parte del Grupo de Áreas Protegidas de Hidrocarburos.

El representante de WWF Perú, Michail Valqui, dijo a EFE que el mapa detalla que unos 18 lotes petroleros operan "*dentro o cerca*" de muchas de las 42 zonas naturales protegidas, en "*tierras y reservas de pueblos indígenas aislados*" o en "*concesiones forestales maderables*".

El ecologista recalcó que las actividades extractivas no tocan directamente a las reservas nacionales naturales, pero sí las zonas aledañas de amortiguación. Los lotes pertenecen a filiales de empresas como las estadounidenses Barrett y Hunt Oil Company, la hispano-argentina Repsol YPF, la argentina Pluspetrol y la brasileña Petrobras, según el grupo ecologista.

Valqui, gerente del proyecto de agua dulce de WWF Perú, expresó su indignación contra *"la velocidad con la que se firma contratos de concesión para la exploración y explotación de pozos petroleros*" en Perú y "*la falta de visión"* sobre las consecuencias de estas acciones.

Denunció que en algunos casos el gobierno "*se ha saltado algunos de los procedimientos aceptables o deseables"* y que como consecuencia *"se ha tapizado la Amazonía*" peruana con proyectos de hidrocarburos, una de las principales fuentes de riqueza del país.

Las instituciones ambientalistas critican al Ministerio de Energía y Minas por aprobar, desde 2003, la ubicación de lotes y contratos de licencia de exploración y explotación.

La difusión del mapa coincidió con el reciente anuncio del descubrimiento de un yacimiento de petróleo que permitirá producir hasta 220,000 barriles diarios en la cuenca del río Marañón, que será operado por Barrett Resources. El presidente Alan García calificó el descubrimiento de "histórico", al considerar que ese lote permitirá exportar en 2009 y ahorrar unos US$ 1,000 millones anuales al dejar de importar ese recurso.

Los lotes petroleros están en puntos de la selva cercanos a las reservas de los nativos asháninkas y machiguenga, al sureste del país, o a las zonas de amortiguación de reserva nacionales como Tambopata y los parques nacionales de Pacaya Samiria y Manu, reconocido por la UNESCO como zona núcleo de la Reserva de Biósfera. Perú está clasificado por la ONU entre los países con mayor diversidad del mundo, pero también está afectado por la contaminación, la degradación causada por una demografía creciente y el uso cada vez mayor de los recursos.