

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

### Índice:

Etanol I: Potencialidades del mercado americano de biofuels y los precios del maíz.....	1
Etanol II: Bajos costos de producción realzan la importancia de Brasil y países de la región.....	4
¿Incremento de los precios del gas natural ante el retraso de los principales proyectos?.....	6
Geopolítica: India entra en la dinámica de adquisición intensiva de hidrocarburos.....	8
Pemex abriría en 2008 a las extranjeras la exploración del Golfo de México.....	11
Brasil: Devon Energy encabeza primer proyecto petrolero totalmente privado.....	13
Revés para las generadoras y distribuidoras eléctricas chilenas por tarifas de subtransmisión...	15
Petroleras argentinas sacan gas a través de gasoductos clandestinos.....	18
Cifras y Notas del Sector.....	20

### Etanol I: Potencialidades del mercado americano de biofuels y los precios del maíz

*\*Los precios del maíz en CBOT pueden caer a 3 dólares por bushel hasta finales de 2007, si los productores de Estados Unidos que plantan una cosecha significativa y el tiempo coopera en el verano.*

El etanol tiene un potencial para hacerse un commodity con un mercado "altamente visible" en los próximos años, debido a la búsqueda de combustibles más limpios y baratos. El uso del mercado futuro de etanol como mecanismo de gerencia de riesgos es aún tímido, aunque el sector crezca a pasos agigantados en Estados Unidos, el mayor mercado mundial de energía.

*"Dentro de cinco años, el etanol va a estar bien ahí"* dijo Chris Standlee, vicepresidente ejecutivo de operaciones en Estados Unidos de Abengoa Bioenergy (Reuters US, 17/1). *"Es probable que el etanol sea un commodity comercializado de forma altamente visible por sus propios méritos"*, añadió. Abengoa tiene plantas que transforman maíz en etanol en Estados Unidos y en Europa, y desde el final de la década del 90 invierte también en tecnologías de alcohol a base de celulosa, para producir energía a partir de biomasa.

La bolsa de Chicago (CBOT), centro mundial de transacciones con granos, lanzó en marzo de 2005 un mercado de futuros para el etanol. Aunque la actividad de ese contrato vaya creciendo, aún es pequeña en comparación con el mercado de futuros de maíz, por ejemplo. La bolsa mercantil de Chicago (CME) también actúa con el etanol, pero esos contratos son poco buscados. Las dos bolsas de la ciudad deben unirse este año, y hay rumores de que las operaciones con alcohol combustible también serán unificadas (Boston Globe, 19/1).

Para David Lehman, economista-jefe de CBOT, la eventual fusión de los mercados puede ser positiva. Ya el mercado futuro de maíz de CBOT mueve valores entre 8 y 10 veces superiores a la producción real.

Debido a los mayores precios del maíz, esta semana el banco de inversión UBS AG rebajó sus cálculos de ganancias para las firmas de etanol VeraSun Energy Corp. y Aventina Renewable Energy Holding Inc. Además, Citigroup elevó de medio a alto el perfil de riesgo de Archer-Daniels (The Wall Street Journal, 19/1)

*"Un multiplicador de cuatro (para el etanol) equivaldría a 5.000 contratos por día"* dijo Lehman. *"Eso aún es poco en comparación con el maíz y el trigo"*. El martes, la estimativa de CBOT era de negociar sólo siete contratos de etanol, contra 456.877 de maíz y 89.974 de trigo.

El departamento de Energía estadounidense tiene como meta ampliar la producción de etanol en el país de los actuales 19 mil millones de litros anuales a 227 mil millones hasta 2030. Este sería un aumento significativo en comparación a los 7,5 mil millones de etanol hasta 2012, requeridos por la actual legislación norteamericana.

Don Endres, ejecutivo-jefe de VeraSun, la segunda mayor empresa del sector en América, dijo que el mercado futuro del etanol es pequeño porque existe el hábito de negociaciones directas entre compradores y vendedores. *"Nosotros (el sector del etanol) somos sólo 4 por ciento del flujo general de combustible. Conforme el sector crezca, (el mercado futuro) va a crecer también."*

Los precios del maíz en CBOT pueden caer a 3 dólares por bushel hasta finales de 2007, si los productores de Estados Unidos que plantan una cosecha significativa y el tiempo coopera en el verano. *"Con una productividad manteniendo la tendencia de crecimiento y una gran expansión de áreas de maíz, el resultado será una cosecha de tamaño amplio, que debe traer el maíz a 3 dólares el bushel hasta finales de 2007"* dijo Bruce Scheer, CEO de la consultoría Informe Economics. *"Eso exigen que la próxima cosecha se concrete en un nivel adecuado para formar un stock que atienda a las crecientes demandas"* dijo Scheer (The Financial Times 18/1).

*"Los productores norteamericanos serán capaces de atender la demanda de los productores de etanol"*. Si la previsión se confirma, eso representará una fuerte caída en relación a los precios actuales de los futuros de maíz, que alcanzaron nuevamente este miércoles los mayores valores en diez años, en parte, debido a las compras especulativas a causa de la demanda del sector del etanol, que puede usar maíz como materia prima. Actualmente se están siendo negociados por encima de 4 dólares por bushel. Además de encarecer la fuente principal del etanol estadounidense, la elevación de costo amenaza también con aumentar el precio de un conjunto de productos alimenticios.

La fuerte alza de los futuros ocurre en función de la mayor demanda para la producción de etanol en Estados Unidos. Además de eso, la demanda del producto también es grande por parte de los exportadores y los fabricantes de raciones. El consumo de maíz para industrias de

etanol debe crecer en más de 1 billón de bushels (25.4 kilos) el próximo año, una alta en relación a los 2,15 billones de bushels en esta temporada, con la producción del biocombustibles creciendo fuertemente.

El año pasado, los productores cosecharon 10,53 billones de bushels de maíz, sembrando 78,3 millones de acres. El consenso general entre *traders* y analistas es que el área plantada aumente en 2007 entre 7 millones y 9 millones de acres en la comparación con 2006 (Market Watch, 15/1).

Esta nueva demanda tiene consecuencias cada vez mayores para la economía agrícola de EE.UU. Muchos agricultores están cambiando sus cultivos al maíz o ampliando los existentes para aprovechar el alza de los precios. Estos, a su vez, los lleva a adquirir nueva maquinaria de fabricantes como Deere & Co. y Case IH. Además, están gastando más en semillas producidas por gigantes como Monsanto Co. y DuPont Co. y fertilizantes de Mosaic Co (WTJ, 19/1).

David Driscoll, analista de Citigroup, señaló que las inversiones en productoras de etanol se volvieron mucho más riesgosas luego del alza reciente, si bien espera que los agricultores estadounidenses respondan plantando más maíz en 2007. *"Aunque la reciente escalada de precios del maíz no se sienta bien en principio, creemos que servirá de catalizador de una significativa expansión de la superficie de cultivo y a final de cuentas de una reducción de precios"*, indicó a sus clientes (The Independent, 19/1).

*"No hay duda de que este año se plantará más maíz que el año pasado, lo que podría producir una caída en las cosechas de soja y trigo. Esto a su vez, puede hacer que esos mercados estén más ajustados hacia fines de este año"*, opinó Richard Lucas, analista de biocombustibles de Ambrian Commodities (El Cronista Comercial, 19/1)

*"La idea de independencia energética para Estados Unidos hoy es un mito, pero podría hacerse realidad si los congresistas norteamericanos encontrarán caminos para expandir la demanda de combustibles mezclados con productos hechos en el país, y dieran incentivos para que las montadoras produjeran vehículos que andarán con esos combustibles"*, dijo un representante de la industria de etanol de los Estados Unidos. *"Necesitamos realmente de una política más amplia para llegar a ello"* dijo Monte Shaw, presidente de la Iowa Renewable Fuels Association (Ethanol Producer Magazine, 17/1).

Las destilerías norteamericanas produjeron cerca de 5 mil millones de galones de etanol el año pasado, un volumen que está en el camino de alcanzar la meta de Estados Unidos de consumir por lo menos 7,5 mil millones de galones de combustibles renovables anualmente hasta 2012.

*"El gobierno y muchos congresistas en EE.UU. quieren mezclas aún mayores para los próximos años, pero los parlamentarios necesitan mirar el lado de la demanda en esta ecuación"*, defendió Shaw. Eso incluye posibles incentivos para los fabricantes que produzcan vehículos híbridos, que puedan andar con electricidad y gasolina y otros autos que también lo puedan hacer con gasolina y etanol. *"El gobierno debería considerar incentivos para la construcción de un ducto del Medio Oeste para ambas costas del país"*, sostuvo. Shaw defendió aún el mantenimiento del beneficio de 51 centavos de dólar por galón a los mezcladores, a pesar del creciente uso del combustible.

Por otra parte, ampliar el área plantada de caña de azúcar en Estados Unidos con el objetivo de expandir la producción de etanol sería económicamente viable si los precios del petróleo se mantuvieran próximos del pico del año pasado, declaró este martes un representante del Departamento de Agricultura (USDA, por sus siglas en inglés) (MSN Money, 17/1). La producción exige gran cantidad de energía para plantar y cultivar el maíz, y que el etanol, aunque más limpio que el petróleo, rinde menos por litro.

El precio del petróleo en Nueva York alcanzó la máxima de 78,40 dólares por barril en 14 de julio de 2006 y desde entonces se cayó para cerca de 50 dólares. Entre los indicios de la caída de los precios del crudo, tanto económicos como psicológicos, como el descenso de la

demanda por vehículos todoterreno de alto consumo de combustible y el auge en la inversión y venta de combustibles alternativos como el etanol (Market Watch, ídem).

La combinación de la caída de los precios del crudo y el alza de los precios del maíz perjudican a fabricantes, como Archer Daniel Midland Co. haciendo que el etanol resulte menos atractivo como combustible.

*"Si usted creyera que los precios del petróleo continuaran (en aquel pico), tal vez fuera económico hacer eso",* dijo Roger Conway, director de Política Energética del USDA. Aunque, Driscoll sostuvo que *"pese a la volatilidad de los mercados del petróleo crudo y del maíz, el etanol sigue siendo un negocio muy rentable en tanto los precios del crudo se mantengan arriba de 50 dólares el barril",* añadió (The Independent, ídem).

*"Parte del problema es que nuestra productividad (de caña) no es tan buena como aquella que tienen en Brasil"* sostuvo por su parte, Conway. *"En Brasil, prácticamente todas las plantas queman el bagazo de la caña para producir energía, lo que reduce sus costes. Pocas refinerías en América hoy están equipadas para ello".*

Es por eso, que la mayor Exxon Mobil, a pesar de dudar de la viabilidad económica del etanol anunció que podría considerar la producción del biocombustible bajo las condiciones adecuadas. Para Exxon sólo el 2% de la demanda mundial de hidrocarburos será atendida por biocombustibles en 2030. *"Actualmente no existe tecnología para llegar a este punto. (Pero) 2030 es una largo camino por recorrer"* afirmó Stuart McGill, vicepresidente señor de ExxonMobil, admitiendo que un cambio tan grande probablemente estimularía a Exxon a entrar en el juego. *"Mi expectativas es que, en este punto, estaremos en el negocio. Y si no estuviéramos, será debido a la necesidad de intervenciones suficientes para hacer factible el combustible"* (WSJ,19/1).

## Etanol II: Bajos costos de producción realzan la importancia de Brasil y países de la región

*\*En el caso del maíz, insumo del etanol en EE.UU, o del trigo, en Europa, no es tan ventajosa, ya que esos productos, diferentes a la caña, necesitan primero ser convertidos en azúcar, para luego hacer el combustible. Una etapa más en el proceso que representa un consumo extra de energía.*

Las exportaciones brasileñas de etanol, que saltarán de 3,1 billones en 2006 a 8,5 billones de litros en 2010, continuarán a tener a Estados Unidos como blanco preferente. Aún con el recargo de 54 centavos de dólar por galón que el producto brasileño paga para entrar en el mercado norteamericano, además del impuesto del 2,5%, Brasil va a intentar ganar espacio en ese mercado. En 2007, las ventas externas deben ser de 4 billones de litros (Gazeta Mercantil 4/1)

Los mayores exportadores de etanol de Brasil son Coimex, Crystalsev, Copersucar, Cosan y Petrobras. *"A pesar del peso de las tarifas, el producto brasileño es competitivo y vamos a continuar el trabajo de ampliar nuestra participación en Estados Unidos"* afirma Jacyr Costa, presidente de la Internacional Etanol Trade Association, lanzada a finales del 2006 por iniciativa de Brasil (Folha On Line, 13/1).

Costa basa su optimismo en los bajos costes de producción del etanol brasileño y en las necesidades americanas. *"En Estados Unidos, la producción se concentra en las regiones norte y central, lejos de las principales áreas consumidoras, que son las costas del Este y Oeste y la región del Golfo. Como los costos de transporte son elevados, ese cuadro favorece el producto brasileño"*, garantiza.

Los números muestran que el cuadro es favorable para el etanol producido de la caña. De acuerdo con el análisis de la consultoría F.O. Licht, los costos de producción de Brasil son inferiores a 200 dólares por metro cúbico, en comparación a los 400 a 500 dólares en otros países. Además de eso, las principales regiones productoras en Estados Unidos están distantes de los mayores consumidores: según un estudio de la empresa Hart Energy, el estado con mayor capacidad de producción es Iowa, con 1,6 billones de galones por año, seguido por Illinois, con 718,5 millones y por Nebraska, con 580,5 millones de galones –todos localizados en las regiones norte y central de Estados Unidos.

*"Como nuestros costos de producción son bajos, mantenemos la competitividad en el mercado norteamericano"* garantiza Jacyr Costa. En la misma línea, el ex ministro Roberto Rodrigues garantiza que Brasil tiene ventajas únicas en relación al etanol: *"Brasil usa 3 millones de hectáreas plantadas de caña y tiene espacio para doblar esa área en pocos años. Sin contar la capacidad de Brasil para generar tecnología para ganar productividad"* (Folha, ídem).

Los biocombustibles pueden posibilitar importantes ganancias en el área ambiental, pero esas ventajas no son uniformes, variando conforme la materia prima empleada para la fabricación del producto y la tecnología usada en el proceso.

En el caso del maíz, insumo del etanol en EE.UU, o del trigo, en Europa, no es tan ventajosa, ya que esos productos, diferentes a la caña, necesitan primero ser convertidos en azúcar, para luego hacer el combustible. Una etapa más en el proceso que representa un consumo extra de energía. Además de eso, las usinas brasileñas son movidas por la energía generada con la quema del *bagaço*, que ya es transportado junto a la caña en las unidades de producción. En el caso americano y europeo se usan combustibles fósiles en el procesamiento de esos productos.

De este modo, para cada unidad de combustible fósil usada en la fabricación del etanol de caña, se consigue ocho veces esa energía. En el caso del etanol de maíz, la energía obtenida es 1,7-1,8 veces superior a la empleada Según la União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica). Y esa ventaja debe crecer con el desarrollo del alcohol de celulosa, o aún con un perfeccionamiento de las plantas con tecnologías existentes hoy.

*"Ni aún las nuevas plantas que están siendo instaladas en Brasil están recogiendo los mejores niveles de eficiencia (en la producción de azúcar y alcohol) con la tecnología hoy disponible"*, afirmó José Luiz Oliverio, vicepresidente operacional de Dedini, mayor proveedora de equipos para el sector en el país.

La revista británica The Economist (4/1) publicó una nota sobre el etanol en Texas, donde se toma constancia del proceso de reducción de costos para producir biocombustibles del maíz. En breve, el excremento de los animales de la empresa Bar G Feedyard situada en los alrededores de Hereford, en Texas Panhandle - como es llamado el brazo del Estado americano que se extiende para el norte -, considerada la "Beef Capital of the World", tendrá un nuevo destino. Panda Ethanol., de Dallas, construye una de las mayores usinas de etanol de Estados Unidos, capaz de producir 380 millones de litros por año. El estiércol de Bar G será enviado en camiones a las cuestas de Panda. En la fábrica, con la ayuda del calor y de arena, el estiércol

será gasificado, y el gas natural sintético será quemado, creando vapor para calentar el maíz - 1 millón de toneladas por año - y transformarlo en etanol. La fábrica es rodeada por una línea ferroviaria paralela, que transportará al maíz del Medio-Oeste y llevará el combustible.

"Los productores de bovinos y aves están sufriendo con el alza de los granos", dice Johnny Trotter, presidente del Bar G - que está feliz porque ya no necesitará gastar US\$ 350 mil por año para deshacerse del estiércol de su hacienda.

Según un relevamiento de la Agencia Internacional de Energía (AIE), el consumo de etanol llegará a 153 billones de litros en el planeta en 2010, si los países adoptaran la mezcla en 10% del producto al combustible que utilizan (principalmente la gasolina), lo que representa tres veces más que el nivel actual (Valor, 8/1).

En Estados Unidos, la preocupación con la logística en relación al etanol refuerza la tesis de que el etanol brasileño tiene una situación de privilegio en el mercado americano. En la evaluación de Steve Bleyl, principal ejecutivo del Renewable Products Marketing Group, el sector del etanol es visto como "*bastante ineficiente*" en relación a la logística. Bleyl considera que el transporte de biocombustibles de las usinas productoras a las terminales de combustibles puede complicar el rápido crecimiento del etanol en EE.UU. (Market Watch, 12/1).

Los mayoristas de combustible están acostumbrados a lidiar con el transporte de más de 10 millones de galones por vez, mientras que el sector de etanol algunas veces transporta vagones cargando sólo 30 mil galones. De esa forma, las refinerías de petróleo pueden procesar tanto producto en un día como las usinas de etanol pueden hacerlo en dos semanas.

Otro cambio es el medio de transporte utilizado por el etanol: "*Cerca de un 75% del volumen se entrega por vía férrea, mientras hace un año y medio esa proporción era de un tercio del total*". El restante 25% del etanol norteamericano son transportados por carreteras. En la evaluación de Bleyl, ese escenario de dificultades logísticas puede llevar a empresas a construir usinas de producción de etanol fuera del "cinturón del maíz" (regiones norte y centro de EE.UU.). De momento, sin embargo, esa hipótesis aún es remota. Los Estados en los que hay mayores unidades de etanol en construcción quedan principalmente en esas áreas, como Iowa, con 625 millones de galones, Nebraska, con 537 millones, e Indiana, con 358 millones de galones, según un trabajo de IFOC Biofuels Center.

The Economist vuelve sobre el "cinturón del maíz" para comentar que Heresford recibirá dos plantas de etanol. White Energy construirá su propia refinería, de 380 millones de litros, en las proximidades. Será alimentada con gas natural convencional y comenzará a funcionar en 2007. En pocos años habrá por lo menos media docena de usinas de etanol en Texas. Hoy, no hay ninguna.

Según la Renewable Fuels Association de los Estados Unidos, el país cuenta con 110 refinerías de etanol y hay otras 73 en construcción. Cuando estén terminadas, la capacidad de producción se duplicará, a 43,15 mil millones por año.

## Enfoque: ¿Incremento de los precios del gas natural ante el retraso de los principales proyectos?

\* El costo de construcción de las plantas de GNL, que se triplicaron en seis años, según Bechtel.



*\* Dos de los proyectos más recientes y grandes de GNL: Sakhalin-2 de Shell en Rusia duplicó sus costos a más de 20 mil millones de dólares y la planta de GNL Snoehvit de la noruega Statoil, costará casi 50% más de lo previsto en 2002..*

Chevron y Royal Dutch Shell retrasaron proyectos de construcción desde Australia hasta Nigeria en movimientos que pueden hacer subir los precios del gas natural en los próximos años. Ninguna de las empresas líderes mundiales de energía aprobó desarrollos, el año pasado, para aumentar la producción de gas natural licuado (GNL), que ayuda a calentar casas y hace funcionar centrales eléctricas desde Tokio a Boston.

La razón principal es el costo de construcción de las plantas de GNL, que se triplicaron en seis años, según Bechtel, la contratista estadounidense. El costo para construir una planta de licuación se elevó a 600 millones de dólares por cada millón de toneladas métricas de producción anual respecto de los aproximadamente 200 millones de dólares en 2000, según Bechtel (Bloomberg, 17/1).

Mientras tanto, la International Energy Agency dice que los precios del gas natural son tres veces más altos que durante los años 90 y el consumo del combustible dejará atrás el beneficio anual del 1,6% en la demanda de energía durante los próximos 25 años. El gas también se hace más popular porque emite 29% menos dióxido de carbono que el crudo y 45% menos que el carbón quemado en las centrales eléctricas.

*"Los costos suben y más rápido de los esperado"* dijo Andy Flower, consultor británico de la industria de GNL y antiguo ejecutivo de BP. Flower pronostica que la escasez de GNL mundial durará al menos hasta 2011.

El gas natural en New York se elevó un promedio de 2 dólares por millón de BTU en los años 90 porque el consumo aumentó, los costos petroleros se elevaron y las provisiones domésticas disminuyeron. La producción de gas estadounidense alcanzó su punto máximo en 1973, y la demanda se sostuvo estable aumentando la necesidad de importaciones. El gas natural para entrega de febrero se elevó 6,7% a 6.601 dólares por millón de BTU en el New York Mercantile Exchange la semana pasada.

El gas puede hacerse más importante que el crudo en los próximos 50 años pues las provisiones de petróleo se agotan más rápido, según la IEA. El crudo global y las reservas de gas natural estaban en el mismo nivel a finales de 2005, el equivalente de 1.2 billones de barriles de crudo, según la petrolera BP. Las reservas de crudo están quemándose casi dos veces más rápido que el gas.

Las ventas de GNL se elevaron aproximadamente 11% el año pasado a 157 millones de toneladas, según la consultora de Edimburgo Wood Mackenzie. Estas podrían saltar a 66% con 261 millones de toneladas en 2010 y otro el 87% a 488 millones para 2020, dijo la consultora.

Los precios del GNL no caerán *"en los próximos años"*, dijo Ari Soemarmo, presidente de la empresa estatal de energía de Indonesia, PT Pertamina, hasta el 2005 el exportador más grande de GNL en el mundo. Los precios bajo contratos de muchos años, excluyendo la carga y el seguro, alcanzan tan alto como 10 dólares por millón de BTU en Asia, asumiendo 60 dólares el barril para crudo, parte de la fórmula de precios del GNL.

Dos de los proyectos más recientes y grandes de GNL fueron presupuestados. El proyecto Sakhalin-2 de Shell en Rusia duplicó sus costos a más de 20 mil millones de dólares. Stavenger, la planta de GNL Snoehvit de la noruega Statoil, costará 9.5 millones de dólares, casi

50% más de lo previsto en 2002. La edificación de la planta ahora toma cuatro años, más que los tres normales porque los contratistas estiraron los plazos dijo Flower.

Finalmente, el jueves Statoil dijo el jueves que abandonó la esperanza de producir crudo del campo de gas natural Snoehvit, en el mar de Barents, por ser demasiado costoso (International Herald Tribune, 18/1). Snoehvit, que comenzó su producción en diciembre, fue planeado originalmente como un campo de gas natural puro. Sin embargo, el año pasado, Statoil y sus socios del proyecto decidieron estudiar nuevas tecnología, más información sobre los depósitos y los altos precios podía hacer viable también la producción petrolera.

"*La construcción y los permisos de plantas de GNL requieren de un largo proceso*" dijo el portavoz de BP, David Nicholas. Chevron, la segunda compañía petrolera más grande de Estados Unidos, abandonó, el año pasado, su programa para aprobar el proyecto de Gorgon GNL en Australia Occidental. El proyecto es "*grande, complejo y afronta desafíos considerables*", dijo Colin Beckett, manager de Chevron en Gorgon.

El desarrollo de los campos, que tienen 400 mil millones de dólares en gas natural, costará 10 mil millones de dólares y aumentará las provisiones mundiales un 7%. Shell y Exxon Mobil estudian formas de reducir los costos de construcción.

La política y la violencia también contienen el desarrollo del GNL. En los mares entre Australia y Timor Oriental, el desarrollo del proyecto de GNL Sunrise de 3,7 mil millones de dólares ha sido parado durante más de dos años hasta que las naciones resuelvan la repartición de los royalties. Shell, el productor de GNL no gubernamental más grande del mundo, lucha con los proyectos en Nigeria debido a los ataques de rebeldes. Shell es el mayor productor de Nigeria, bombea en la región de 800.000 a 900.000 barriles de crudo por día operando con su capacidad (AFX News Limited, 17/1).

Según un informe reciente, la violencia atribuida a Movement for the Emancipation of the Niger Delta (MEND) costó a Nigeria 4,47 mil millones de dólares en 2006. "*A principios del segundo cuarto del 2006, había una pérdida de producción de 600.000 barriles por día en las operaciones de joint venture. La pérdida estaba prevista principalmente por las interrupciones sociales del Delta de Niger*", dijo el Ministro de Finanzas de Nigeria, Nenadi Usman a UPI (18/1).

La violencia asociada con los militantes es responsable de reducir la producción de crudo nigeriano en un 20%, según un informe de 2006. Algunos funcionarios en Abuja, sin embargo, afirman que la producción está por debajo del 50%. "*Los ataques de MEND cuestan a los productores petroleros del país entre 300.000 y 400.000 barriles por día*", dijo David Goldwyn, director de análisis de energía de la firma Goldwyn International Strategies.

## Geopolítica: India entra en la dinámica de adquisición intensiva de hidrocarburos

*\*Petróleos de Venezuela (PDVSA) está interesada en adquirir una parte sustancial de la Refinería de Mangalore.*



India tiene que poner en práctica una política de incentivos e infraestructura para prepararse para el incremento del consumo de gas natural, que actualmente consume 31 mil millones de metros cúbicos por año y que en 2030 consumirá 400 mil millones. *"Asumir cada adicional de 1 mil millones de metros cúbicos costará aproximadamente 1 mil millones de dólares para desarrollarse, lo que implicaría una inversión de más de 350 mil millones de dólares hasta 2030"* según un estudio presentado por el secretario del petróleo indio, M S Srinivsan en la conferencia Petrotech 2007 (The Economic Times, 16/1). Es por eso que se intensifican los esfuerzos comerciales y diplomáticos para cerrar acuerdos con distintos países y empresas por ese recurso vital para la economía india. Más allá de la renegociación de los precios por el gas iraní, que tendrá su fecha cumbre para el 25 de enero, esta semana los grupos indios se movieron para acelerar sus adquisiciones.

El panel del gobierno indio permitió el miércoles a la firma Petronet LNG a subir los precios de GNL para sus clientes a partir de mayo de 2007 (The Economic Times, 18/1). El aumento de precios es para los clientes existentes y la central eléctrica Dabhol. Petronet LNG revisará los precios cuando consiga nuevos contratos a término para comprar GNL. *"Hemos resuelto una nueva fórmula de precios según la cual será revisado en 5.84 dólares por millón de BTU"*. Petronet LNG vende actualmente alrededor de 4.4 dólares por millón de BTU. La nueva fórmula de precios se traduce en un costo de generación de 2,80 rupias por unidad de la central Dabhol (Domain-b.com, 18/1).

El miércoles la empresa de Qatar RasGas canceló la entrega de la carga spot de gas natural licuado a Petronet LNG debido a problemas técnicos (The Economic Times, 17/1). *"Importamos 138.000 metros cúbicos de GNL de RasGas el 8 de enero. La segunda carga se estableció para el 22 de enero, pero fue cancelada debido a algunos problemas"*, dijo P.Dasgupta, CEO de Petronet LNG.

La empresa ruso-india Suntera, participada al cincuenta por ciento por el grupo Itera y la corporación GSPS (Gujarat State Petroleum Corp.), pretende construir en India una terminal de regasificación con capacidad de cinco millones de toneladas (Kommersant, 17/1). La demanda del gas natural líquido (GNL) en el mercado indio es favorable para este proyecto pero su éxito dependerá de que Suntera pueda asegurarse un suministro estable de materias primas.

En la zona de Gujarat ya funcionan dos terminales de regasificación - una, de Shell, y la otra, de Petronet LNG - y hay planes de construir dos más, aparte del tercer proyecto anunciado por Suntera. Según algunos datos, esta empresa espera implicar en su iniciativa a Gazprom, ofreciéndole una participación en el proyecto, pero también podría aprovechar otro esquema para garantizar los suministros, a saber, adquirir un paquete de acciones en alguna compañía productora del GNL.

Por otra parte, la india Oil and Natural Gas Corp espera que el precio del crudo neto para el periodo de octubre a diciembre llegué al rango de 42 a 45 dólares el barril. *"Nuestra facturación en el tercer trimestre será de 61 dólares el barril y la realización neta será de 42-45 dólares el barril"* dijo R.S.Sharma a Dow Jones Newswires (14/1).

*"La facturación de la empresa para el periodo Julio-Septiembre es de 72 dólares el barril, mientras su realización neta es por sobre los 45 dólares el barril"*. La realización neta del precio se refiere al valor del petróleo crudo que es vendido por ONGC a las empresas de refinación después de los descuentos.

Frente a un limitado éxito en el exterior y un declive de la producción en India, ONGC también busca caminos para atraer expertos extranjeros con el fin de explorar áreas en el país, donde nueva tecnología es necesaria para la producción de hidrocarburos (The Economic Times, 12/1). Impedido de vender participaciones en los campos por la política previa del país en la materia, ONGC espera seducir a compañías internacionales tales como el productor de gas británico BG Group Plc y BP para que participen en proyectos domésticos con contratos técnicos basados en tarifas o intercambio de activos. *"Estamos planeando contratos técnicos con BP para*

*campos en la región Kutch, en el oeste marítimo, y ya estamos tratando con BG por algunos bloques"* sostuvo una fuente a India Daily (15/1)

ONGC también pretende cerrar un contrato técnico con Shell para su campo Kalol en la cuenca del oeste Cambay. Además, la compañía ha comenzado a explorar el intercambio de activos. A comienzos del año próximo su brazo para inversiones en el exterior ONGC Videsh Ltd. adquirirá una participación en un bloque de exploración en Cuba de la firma italiana ENI a cambio de un 30 por ciento de participación de ONGC en la cuenca Mahanadi de la costa este de India.

ONGC, productor más grande de petróleo y gas por volumen en India, espera anunciar un descubrimiento de gas en el campo offshore Mahanadi en el Este de la India al final de este mes. *"Queremos combinarlo con el anuncio de Krishna-Godavari, en ultra deep (hallazgo de gas). Esperamos alcanzar el objetivo en poco más de dos semanas"*, dijo Sharma.

Sharma sostuvo que el regulador de upstream de petróleo y gas, el Directorate General of Hydrocarbons, evalúa el hallazgo. La cuenca Krishna-Godavari, el lugar del hallazgo de gas más importante en los últimos años, está localizado en la costa oriental de India. *"En esta etapa, no podemos dar detalles sobre el hallazgo de gas"* dijo Sharma.

Por separada, ONGC busca socios para explorar sus bloques de deepwater de la costa oriental de India. ONGC necesita partners que tengan expertise en exploración de aguas profundas. *"Estamos en conversaciones con Norsk Hydro, Eni y Petrobras...Petronas mostró interés. El CEO de Petronas entrará en funciones a principios de febrero y esperamos tomar pronto una decisión"*, dijo.

## **La venezolana PDVSA quiere adquirir una participación en la Refinería de Mangalore**

Petróleos de Venezuela (PDVSA) está interesada en adquirir una parte sustancial de la Refinería de Mangalore (Mangalore Refinery And Petrochemicals Ltd, en adelante MRPL), ubicada en Mangalore, ciudad portuaria en el estado de Karnataka, al suroeste de la India (The Economic Times, 19/1). MRPL es subsidiaria de la estatal india de hidrocarburos, ONGC.

PDVSA también estudia la posibilidad de comprar un complejo de refinación que Mangalore Refinery and Petrochemicals Ltd (MRPL) prevé instalar en la Zona Especial Económica de Mangalore (Mangalore SEZ, por sus siglas en inglés), con capacidad para procesar 15 millones de toneladas por año.

ONGC posee la mayoría accionaria de 71,62% de MRPL, mientras que 16,97% es propiedad de Hindustan Petroleum Corporation Limited (HPCL), la segunda empresa más grande de hidrocarburos de la India, la cual aspira a incrementar su participación en MRPL a 26%.

Las fuentes en MRPL dijeron que la compañía iba a tener una participación minoritaria, mientras Pdvsa podría llegar a tener participación equitativa en la nueva refinería. Más allá de consideraciones pecuniarias y ofertas de participación en los ricos yacimientos de Venezuela, Pdvsa podría convertirse en suministrador de crudo para ONGC.

La refinería serviría para procesar el crudo venezolano proveniente del bloque San Cristóbal, del que se ha ofrecido una participación del 30 por ciento a la empresa india OVL, subsidiaria de ONGC. Este bloque tiene capacidad para producir entre 900.000 y un millón de barriles diarios (El Univerasal, 20/1).

La Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) será la encargada de negociar el acuerdo con el Gobierno de la India y con ONGC. Las refinerías indias, propiedad del estado nacional, están atrayendo inversiones extranjeras para ayudar a financiar grandes planes de expansión, parte de una estrategia que apunta a que India sea un exportador clave de combustible a fines de la década (Reuters, 19/1).

Petróleos de Venezuela (Pdvsa) participó en Petrotech 2007, evento que se celebra en Nueva Delhi, India, uno de los más importantes del mundo en materia de petróleo y gas. En esta actividad estuvieron presentes 100 empresas locales y 48 extranjeras.

El año pasado PDVSA alcanzó un acuerdo con el gobierno de la India para el envío mensual de dos millones de barriles de crudo venezolano al país asiático, como parte de su política de diversificación de mercados.

## **Pemex abriría en 2008 a las extranjeras la exploración del Golfo de México**

*\*Entre las figuras que se pudieran aplicar para la concesión en la exploración y explotación de diversos yacimientos se instrumentarían los denominados contratos de obra pública financiada*

*\*La verdadera ofensiva para permitir la inversión privada en Pemex se presentará en 2008*

Para acelerar el potencial petrolero mexicano que se localiza principalmente en las aguas someras y profundas del Golfo de México, el gobierno del presidente Felipe Calderón formuló nuevos planes para acelerar su explotación.

Pemex Exploración y Producción (PEP), el organismo subsidiario más importante de la petrolera estatal, dividió a las aguas del Golfo de México en 239 bloques para ser licitados y explotados en lo que se denominan "alianzas estratégicas" con empresas privadas, según un informe de Petróleos Mexicanos.

La división en bloques del área en el Golfo, por el momento, sólo comprende el número, ubicación y sus dimensiones: 933 kilómetros cuadrados cada uno, agrega el reporte elaborado por PEP. El nuevo gobierno definió cinco áreas en las aguas profundas en el Golfo: Perdido, Lankahuasa, Holok-Alvarado, Campeche Oriente y Campeche Poniente.

De acuerdo con el Portafolio 2007-2009, PEP espera perforar 4 mil 358 pozos y la instalación de 31 nuevas plataformas en el Golfo de México. El mayor número de perforaciones se realizarían en Chicontepec, con 2 mil 780 pozos. Entre las zonas susceptibles de ser licitadas para que empresas privadas inician la exploración y explotación de crudo destacan Chicontepec y campos maduros o cerrados, localizados en varias zonas en las que Pemex no está invirtiendo porque son muy pequeños con rentabilidades menores. Estas oportunidades de inversión estarían en las zonas de Altamira, Poza Rica y en Agua Dulce, Veracruz.

El programa de perforaciones en el Golfo de México para el periodo 2007-2012 plantea la posibilidad de realizar mil 853 perforaciones en igual número de yacimientos, en los que se

excluye la posibilidad de perforar en el área de Perdido, único yacimiento transfronterizo que colinda con el campo Trident.

Esta nueva versión del plan de negocios que se replantea con el gobierno de Felipe Calderón asegura que, con los suficientes recursos de inversión que se esperan conseguir vía apertura a la inversión privada, la producción mexicana puede mantenerse en 3.4 millones de barriles diarios de 2007 a 2021 y la extracción de gas natural arriba de 6 mil millones de pies cúbicos diarios, durante el mismo periodo.

Fabio Barbosa, experto en temas petroleros e integrante del Instituto de Investigaciones Económicas (IIE) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), en entrevista con La Jornada aseguró que el equipo de Calderón Hinojosa rediseñó algunos proyectos; ajustó los calendarios y reprogramó otros, medidas que el nuevo gobierno está desplegando para remplazar los volúmenes que está perdiendo Cantarell, por ejemplo: el Presupuesto de Egresos presentado al Congreso en diciembre pasado por Agustín Carstens incluyó, entre otros proyectos para Pemex, los llamados Integral Caan, Chic y Alux-Ayín Explicó Fabio Barbosa: los dos primeros son de optimización de campos maduros y el último será el primer proyecto de desarrollo mexicano en profundidades. *"Esos proyectos, como otros, ya estaban incluidos en el plan de negocios de PEP, pero no fueron emprendidos en el gobierno de Fox"*, refirió.

Entre las figuras que se pudieran aplicar para la concesión en la exploración y explotación de diversos yacimientos se instrumentarían los denominados contratos de obra pública financiada, muy similares a los contratos de servicios múltiples utilizados para la explotación de gas natural, pero ahora aplicados al petróleo.

Pese a que la estrategia para la apertura a la inversión privada en Pemex ya está montada, las reformas serán impulsadas por el gobierno federal hasta el próximo año debido a que es un tema muy sensible socialmente, aseguró Víctor Rodríguez Padilla, investigador del Instituto de Ingeniería de la UNAM. Esto, dijo, se confirma debido a que en la agenda legislativa no hay cambios para este sector y prácticamente no existe el tema de energía en las dos Cámaras, puesto que el nuevo gobierno está abocado a sacar la reforma fiscal en este mismo año. *"La verdadera ofensiva para permitir la inversión privada en Pemex se presentará en 2008"*.

En la estrategia preparada destacan las alianzas que serán concesiones para explorar y explotar crudo en aguas profundas; la apertura en la refinación por medio de privados, esquema que será similar al utilizado con los productores de electricidad independientes; la privatización de ductos y la aplicación de prácticas de gobierno corporativo que implica la colocación de una parte del capital de Pemex vía mercado bursátil y la incorporación de consejeros independientes insertados en el consejo de administración, máximo órgano de la paraestatal, que significa, privatizar la lógica de trabajo y de operación.

## La producción de crudo de Pemex bajará este año

El viernes, Petróleos Mexicanos (Pemex) confirmó que la producción de crudo caería este año en promedio 150 mil barriles diarios (El Universal, 20/1). México exporta cerca de la mitad del petróleo que produce. De esta mitad, envía 80% a Estados Unidos y el resto a Europa y Asia. Además, la paraestatal dejará de enviar petróleo a la planta refinadora Deer Park, resultado de la alianza con Shell, donde se obtiene parte de la gasolina que se consume en el país.

Para el consultor internacional George Baker, el problema no sólo radica en la caída de la producción y exportaciones, sino en el bajo rendimiento económico del nuevo crudo que está

encontrando Pemex, porque se trata de un hidrocarburo extrapesado que vale menos y que está incidiendo en los costos de la empresa. *"Es muy riesgoso perder mercados, porque se estaría regalando a terceros, clientes que le compran a México entre 400 y 500 mil barriles diarios"*, dijo Baker, al referirse a la menor capacidad que tendrá Pemex para surtir los pedidos en EU (La Vanguardia, 20/1).

Rosendo Zambrano, director de PMI Comercio Internacional, filial de Pemex encargada de la venta del combustible, reconoció que *"cada barril que se deja de vender en el exterior, difícilmente se vuelve a recuperar, porque surgen inmediatamente competidores dispuestos a ocupar los espacios que se pierden, incluso ofreciendo descuentos descomunales"* (El Porvenir, 20/1). Desde finales del año pasado, PMI Comercio Internacional comenzó a notificar a sus clientes del mercado norteamericano que tendrá que cancelar contratos de exportación de petróleo crudo porque difícilmente podrá mantener los niveles de ventas récord alcanzadas en 2006, cuando promediaron un millón 810 mil barriles diarios.

## **Brasil: Devon Energy encabeza primer proyecto petrolero totalmente privado**

*\*El crecimiento de la producción petrolera de Brasil pueden estar resbalando ante las noticias que señalan atrasos en el inicio de las operaciones en los campos de Jubarte y Roncador, previstas para el final de la década.*

Diez años después de la apertura del mercado brasileño de petróleo, el país tendrá, por primera vez, un proyecto de producción de gran porte totalmente privado. La americana Devon prevé para julio, mismo mes en que fue editada la ley que puso fin al monopolio estatal, el inicio de las operaciones del campo de Polvo, en la Cuenca de Campos, de donde va a extraer 50 mil barriles por día. El hecho debe servir como munición para los grupos que defienden un mayor control sobre las reservas nacionales.

El campo de Polvo fue descubierto hace dos años, en un área exploratoria adjudicada por Devon y la petrolera surcoreana SK en la 2ª Ronda de Licitaciones de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), en 2000. Según datos de ANP hay, en el lugar, cuatro reservas con 348 millones de barriles de petróleo, de los cuales, según el mercado, cerca de 100 millones son recuperables. Hay aún 575 millones de metros cúbicos de gas natural, que serán usados como combustible en la plataforma.

Por tratarse de un campo pequeño, Devon espera concluir las operaciones en Polvo en 2012 –periodo corto, si es comparado a los 20 de vida útil de algunos proyectos de Petrobras. La compañía informó que aún no decidió que hacer con la producción, que ser vendida a Petrobras o enviada al mercado internacional. Analistas creen que la segunda opción es más probable, una vez que la estatal no tiene interés en comprar óleo del tipo pesado, como el existente en las reservas de la compañía americana.

El inicio de la exploración de óleo por compañías extranjeras viene alimentado por grupos políticos que pretenden imponer un mayor control sobre las reservas brasileñas de petróleo y gas. Según cálculos del Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), 25% de las inversiones

en el sector, en los próximos cinco años, serán hechos por las petroleras privadas, lo que va a garantizar a Brasil el aporte de 25 mil millones en el periodo.

La mayor parte de los proyectos en marcha aún tienen participación de Petrobras, como es el caso del campo de Frade en la Cuenca de Campos, operado por la americana Chevron, y los campos Abalone, Ostra, Nautilus y Argonauta, en la misma Cuenca, operados por Shell. Pero un segundo proyecto totalmente privado ya está en colaboración con la noruega Norsk Hydro. Se trata del campo de Peregrino, en la Cuenca de Campo, descubierto en un área exploratoria también rematada en la segunda ronda de licitaciones de ANP.

*"Los yacimientos minerales son estratégicos para el país y no son renovables. Ni Estados Unidos dan tanta libertad para los concesionarios"* reclama el diputado Luciano Zica (PT-SP), autor del proyecto de enmienda constitucional que instituye el control estatal sobre la producción de petróleo, gas y minerales. El proyecto está parado en la Comisión de Constitución y Justicia de la Cámara de Diputados y ni el propio autor cree en el éxito de la propuesta.

Por determinación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), la ANP ofreció un número de áreas un 70% inferior a lo que estaba habituado a subastar y no incluyó la Cuenca de Campos, mayor productora brasileña de petróleo entre las regiones ofertadas. La explicación oficial sugería un foco en áreas con potencial para las reservas de gas –lo que no ocurre en Campos- ya que Brasil alcanzó su autosuficiencia en la producción de petróleo, pero el cambio provocó sobresaltos en el mercado.

Actualmente, la mayor productora privada de Brasil es la anglo-holandesa Shell que tiene asociación con Petrobras en el proyecto Bijupirá-Salema, en la Cuenca de Campos. Toda la participación de la multinacional, cerca de 50 mil millones por día, es vendida al exterior. Hay otros proyectos totalmente privados, pero en pequeños campos terrestres en el Nordeste. En ese caso, la baja producción no garantiza escala para la producción. Norsk Hydro informó que aún no sabe el destino que dará al crudo de Peregrino, que entrará en producción en 2010. La tendencia también es enviar la producción al exterior. La americana El Paso también pretende iniciar la producción en la costa brasileña.

## Preocupa a la AIE la producción brasileña

La Agencia Internacional de Energía (AIE) dijo que las perspectivas de largo plazo para el crecimiento de la producción petrolera de Brasil *"pueden estar resbalando"* ante las noticias que señalan atrasos en el inicio de las operaciones en los campos de Jubarte y Roncador, previstas para el final de la década (Estado do Sao Paulo, 21/1). Pero, en relación a la producción de Brasil este año, la agencia mantuvo sus previsiones prácticamente inalteradas. En su informe mensual, la AIE calcula que la producción total de combustibles líquidos en Brasil deberá alcanzar 2,3 millones de barriles por día en 2007 ante los 2,1 millones en 2006. Esa suma incluye 400 mil barriles diarios de etanol y gas natural licuado. Pero eso *"desde que el impacto del atraso en el inicio del proyecto Piranema sea compensado por el inicio anticipado en enero de las operaciones de Espadarte"*. El consumo medio diario de petróleo en Brasil en 2007, según la AIE, deberá ser de 2,27 millones de barriles.

Ya la previsión para el aumento del consumo mundial de petróleo en 2007 fue reducida de 1,7% a 1,6%. Con eso, la demanda deberá crecer en 1,39 millones de barriles diarios, sumando 85,8 millones de barriles por día. El aumento en el consumo de 2006 también fue revisado en un 0,9%, 120 mil barriles diarios menos que la previsión anterior. En su informe, la organización destacó que los precios del petróleo alcanzaron sus niveles más bajos de los



últimos 20 meses en el inicio de 2007. *“La explicación para la reciente caída en los precios parece simple: el clima (en el hemisferio Norte) ha sido caliente, la demanda fue débil y la oferta de la OPEP quedó por encima de los niveles señalados por sus recortes en la producción anunciados a finales del año pasado”*. Pero la agencia resaltó que los stocks de petróleo en los países consumidores declinaron y eso, en algún punto, podrá nuevamente presionar para que los precios suban.

La producción mundial de petróleo creció en 110 mil barriles diarios en diciembre, alcanzando la media de 85,4 millones de barriles diarios, estimulada principalmente por el aumento de la oferta por los países que no son miembros de la OPEP (Le Monde, 20/1). Sin embargo, revisiones en la producción de Noruega, Canadá, México y otros países de América Latina hicieron con que la estimativa de oferta de petróleo en los países de fuera de la OPEP fuera reducida en 300 mil barriles diarios en 2007, sumando 52,3 millones de barriles diarios. Los stocks de los países miembros de la Organización para Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) se cayeron 33 millones de barriles en noviembre, y datos preliminares sugieren que esa tendencia continuó en diciembre.

Según la AIE, las ventas de contratos de petróleo hecho por los fondos de inversiones y un cambio en el humor del mercado también tuvieron influencia en la caída de los precios del petróleo. *“Muchos informes vienen apuntado que gerentes de fondos pasivos importantes han reducido su exposición, tal vez en las commodities en general, pero ciertamente en la energía y en algunos metales de base”*, dice el informe. *“Como la mayoría de los fondos pasivos reajustan sus posiciones en el inicio de cada año, movimientos coincidentes en los precios no deberían sorprender”*. Pero, según la AIE, la caída en los precios refleja principalmente los fundamentos del mercado del petróleo, no significando necesariamente un cambio de sentimiento en relación a las commodities en general.

Por otra parte, la AIE está cerca de un pacto con China para que este país avise con antelación cuando retirar petróleo de sus reservas estratégicas (Dow Jones Newswires, 18/1). La medida significa un importante paso para la transparencia, y para calmar los mercados internacionales de petróleo, que temen que China pueda atraparlos de sorpresa utilizando el petróleo de sus stocks a fin de manipular los precios.

China está construyendo tanques de almacenamiento con capacidad de 100 millones de barriles de petróleo en cuatro localidades que deberán estar concluidos en 2008. El concreto de la primera reserva, en Zhenhai, en la provincia oriental de Zhejiang, comenzó en agosto. Los tanques en Zhoushan, Zhejiang y en la isla de Huangdao, en la provincia de Shandong, comenzarán a operar este año.

Los analistas prevén que China actuará inmediatamente para llenar sus tanques, después de la caída significativa de los precios del petróleo desde el inicio del año, debido al clima ameno en Estados Unidos y a los escasos riesgos geopolíticos. Gordon Kwan, de la CLSA, de Hong Kong, comentó: *“Prevemos que China hará compras agresivas, si los precios se aproximan de US\$ 50”*. Según él, el petróleo que entrar en las reservas estratégicas de China en 2007 podrá representar crecimiento anual del 2% de las importaciones del producto.

**Análisis: Revés para las generadoras y distribuidoras eléctricas chilenas por tarifas de subtransmisión (\*)**

Un impacto mixto es el que tendrá el fallo del panel de expertos eléctrico sobre la disputa entre la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las generadoras y distribuidoras eléctricas por las tarifas de subtransmisión, ya que por una parte golpeará de manera importante los resultados de las compañías, pero por otro beneficiará a los clientes residenciales y hará caer las cuentas de la luz (El Mercurio, 17/1).

El fallo -que consta de más de 700 páginas- era una etapa crucial en el proceso y marca un cambio frente al informe elaborado por la CNE, y que las eléctricas estimaban que tendría como efecto un recorte anual superior a los US\$ 50 millones. Sin embargo, hay dos aspectos claves en el fallo del panel, liderado por Alejandro Jadresic. Uno es el ítem sobre factor de carga que -en términos generales- favorece a las compañías, mientras que el otro es el ítem precios, en que las firmas eléctricas salen perjudicadas. Esto traerá como efecto un impacto casi directo en las cuentas a usuarios finales, ya que las tarifas de subtransmisión representan cerca del 4% de las cuentas de la luz, aunque cada compañía tendrá un impacto distinto por este tema debido a su ubicación geográfica.

El concepto de peajes de subtransmisión, es decir, por cobros que realizan por el uso de las redes eléctricas de media tensión para el transporte de energía, con el fin de rentar las inversiones de estas instalaciones. Esto marcará un cambio radical en la política de estas compañías, por cuanto, hasta ahora los cobros y tarifas se fijan entre privados.

El proceso tarifario que realizó la CNE valorizó las instalaciones de subtransmisión de cada compañía.

La fórmula que aplicó la CNE en la fijación de las tarifas de subtransmisión consideró una tasa de descuento de 10%, igual que en la transmisión troncal. -Entonces tienen una rentabilidad asegurada. - Estos negocios tienen una rentabilidad más o menos estables eso es una realidad, ahora uno puede mejorarla o no en función de las economías que haga en la empresa. -¿Cuál es el riesgo que presenta esta tarificación? - Que se considere que la valorización de las inversiones que realice la CNE no sean las mismas que estiman las compañías, que se crea que están infladas. Entonces aunque se nos asegure un 10% se nos reconocería una inversión más baja. -¿Qué impacto esperan que tenga este proceso en la compañía? - La experiencia de CGE Transmisión -filial del Holding CGE- , como concesionaria la ha tenido en la distribución y es evidente que en cada proceso tarifario hay un ajuste, un apretón, el nuestro es el primero por lo que no tenemos con qué compararnos. Al final, este sistema nos va a dar determinados ingresos anuales ¿Cómo van a andar con los que recibimos hoy día vía contratos? No sabemos. - ¿Cree que se viene un apretón? - Nosotros esperamos que no bajen.

Chilectra fue la única compañía que informó sobre el impacto económico que este fallo tendría en sus balances. En un hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros, la compañía indicó que en virtud de este hecho experimentará una disminución de sus ingresos por venta de energía y potencia de aproximadamente \$28.000 millones (unos US\$ 51,82 millones) anuales antes de impuesto.

Este factor debería traducirse en una caída en las cuentas para los clientes de Chilectra en la Región Metropolitana levemente superior al 4%, según conocedores del tema. Sin embargo, ésta no se comenzará a aplicar hasta que la Contraloría tome razón del fallo del panel de expertos y éste sea publicado en el Diario Oficial, lo que no debiera acontecer antes de un mes. De esta forma, esta medida amortigua en parte el alza que sufrirán las cuentas eléctricas a raíz de la nueva fijación de noviembre pasado, las que en promedio para los clientes residenciales que se abastecen a través del Sistema Interconectado Central (SIC) es de 7,76%.

En tanto, la matriz de Chilectra, Enersis, informó a la SVS que el dictamen implica *"un efecto negativo en sus resultados netos antes de impuestos, que se estima en aproximadamente*

*\$23 mil millones*". Desde el grupo no se descarta iniciar acciones legales con el fin de frenar esta resolución.

El conflicto entre los privados y la CNE se agudizó en noviembre pasado luego que se diera a conocer el informe con la estimación de este ítem tarifario, donde las eléctricas estaban solicitando corregir los datos de la autoridad. Su objetivo es tarificar, por primera vez, el pago que deben recibir los propietarios de líneas de subtransmisión -distribuidoras, transmisoras- por el uso de sus redes para el transporte de la energía que abastece a clientes regulados y libres, cargo que debe ser solventado por los consumidores y por las generadoras.

### **Ante el ingreso de nuevas centrales varias consultoras presentaron un informe para enfrentar los crecimientos de la demanda y de transporte de energía**

El proceso de tarificación y expansión del sistema de transmisión troncal que la CNE inició en junio de 2004 entró en tierra derecha. En una audiencia pública realizada a finales de 2006, el consorcio conformado por las consultoras Synex, Cesi y Electrones presentó el plan de expansión que se debe realizar en el sistema de transmisión para enfrentar los crecimientos de demanda y de transporte de energía por el ingreso de nuevas centrales. Si bien la mirada del estudio estuvo puesta al 2016, sólo se definieron las inversiones que deben iniciarse entre 2006 y 2010, explicó a la audiencia el consultor de Synex, Renato Agurto. En este contexto, la propuesta de la consultora –se adjudicó la elaboración del estudio en licitación internacional- considera inversiones en reforzamiento del actual sistema de transmisión y construcción de obras nuevas por un total de 270 millones de dólares. Esta cifra es una 42% más baja que los 480 millones de dólares propuestos por la principal transmisora del país, Transelec, durante la elaboración del estudio.

Diferencias siguiendo el espíritu de la Ley Corta I –aprobada en marzo de 2004- uno de los objetivos del estudio es abrir el sistema de transmisión troncal, hoy bajo el monopolio de Transelec, a nuevos actores. Es así como de los 277 millones de dólares de inversión que requieren las obras definidas un 57%, es decir 158,6 millones deberán ser licitadas internacionalmente, mientras el 43% restante, esto es 118,9 millones deberán ser ejecutadas en su gran mayoría por Transelec. Agurto explicó que uno de los criterios aplicados para la definición de las obras fue reforzar las líneas de transmisión para que tengan la capacidad de transportar la energía de las nuevas centrales que entrarán en operación en los próximos años. Eso sí, con una salvedad, las centrales de Aysén, que inyectarán 2.500 MW de manera paulatina a partir de 2012 no fueron consideradas por la CNE en el plan de obras, hecho que fue criticado durante la audiencia por Chilectra. Además de considerar las centrales de generación recomendadas por la CNE, el segundo criterio para determinar las obras fue considerar los trabajos que tuvieran el menor costo de inversión. Y es probablemente este aspecto en que difieren las propuestas de la consultora y la elaborada por Transelec. Según fuentes del sector, la transmisora que percibe por ley el 10% de retorno por sobre las inversiones que realiza, "obviamente le conviene que se realicen la mayor cantidad de proyectos a su cargo". Pero la compañía se defiende. Un ejecutivo de la empresa explicó que los 485 millones de dólares de inversiones propuestos tenían una mirada de más largo plazo que la de los consultores. Puntualizó que mientras éstos se focalizaron en las obras que deben iniciarse entre 2006 y 2010, Transelec definió proyectos con un mayor plazo. A esto se suma, dijo, el hecho de que los consultores no consideraron las expansiones que se requieren en el norte del país para absorber la demanda de los proyectos mineros.

(\*) Este análisis está basado en una serie de artículos de opinión publicados en los últimos meses por El Diario Financiero de Chile

## Petroleras argentinas sacan gas a través de gasoductos clandestinos

Petroleras argentinas tienen instalados gasoductos clandestinos en Yacuiba entre la frontera de Bolivia y Argentina, sacan gas y petróleo sin control alguno, al margen de lo que compran, también las cisternas de Transredes no son sometidas a una fiscalización sobre los energéticos que se transporta al vecino país (El Diario, 21/1).

Bien valía aumentar algunos puntos en el precio del gas, que no afectaba a la economía de los argentinos que al final y al margen de su mercado interno contaba con el otro que subvenciona el costo de los argentinos, es la venta a los chilenos, que es gas boliviano y ahora podemos confirmar que el "vecino país" se ha convertido en el revendedor del gas boliviano, dijo El Deber en un editorial.

Esa situación no viene de ahora, porque los diferentes gobiernos que pasaron en el país supieron de cómo se vendía el gas a la Argentina, esto no fue novedad dentro los círculos gubernamentales y más quienes se encargaron de controlar la compra de gas y petrolero y no la cantidad de gas que realmente sacan las empresas petroleras al exterior, porque las transnacionales no tienen un control de parte del gobierno y menos la medición de cuanto gas y petrolero sale y simplemente Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos de Bolivia, tiene el control sobre lo que reportan las transnacionales como Repsol y Pluspetrol y definitivamente los petroleros sacan, lo que les convenga y declaran también lo que quieren y hasta esta fecha sucede en los campos del Sur, donde las empresas petroleras argentinas como Pluspetrol y Repsol, sacan el gas y el petróleo a gusto y sabor de nuestro país mediante gasoductos "clandestinos" o caso contrario por las cisternas.

Con precisión las conexiones que se hicieron, conocen las petroleras argentinas, es por eso que los chaqueños están en contra de la exportación de gas a la Argentina, porque durante años y en diferentes gobiernos denunciaron, pero que llegado el momento prefirieron callar y pasar por alto el tema.

Desde que los argentinos compran gas a Bolivia, las petroleras argentinas mantuvieron la existencia de los gasoductos clandestinos en secreto y si bien algunos sabían no le daban crédito y las diferentes autoridades de gobierno en los últimos años se encargaron de "tapar" el asunto.

Un informe de la prensa argentina de hace años demuestra, que en los diferentes gobiernos en Bolivia recibieron dinero por abajo para no declarar esos gasoductos "clandestinos" que actualmente se encuentran en plena producción diaria en dirección a la Argentina.

En el gobierno de Carlos Mesa con la venta de gas a la Argentina bajo el rótulo de "venta solidaria", fue el peor negocio que hizo Bolivia y no sólo sabía el Presidente de ese entonces, sino los opositores de ese tiempo que también conformaron esa delegación y firmaron la venta de gas a precio de gallina muerta, en 14 millones de dólares anuales.

Se conocía de la situación de esos gasoductos clandestinos, que no generan un peso al país y tampoco está controlado y menos reza en los documentos de contrato con la petroleras seguramente, y es muy posible que sacan gas más de lo legal incluso, porque Bolivia no tiene un

control sobre la cantidad de gas que bombean los argentinos, pero en todo caso, los gasoductos a la Argentina son más que a Brasil.

Los gasoductos clandestinos están ubicados en Yacuiba, al margen de lo declarado existen gasoductos que están ubicados en esta región con una extensión de 20 kilómetros a la frontera con la Argentina y claro algunos pobladores no se dan cuenta hasta ahora, porque los mismos están enterrados, pero algunos conocen del tema.

Los gasoductos clandestinos parten de San Alberto de los pozos 11, 3, 16, los mismos que van directamente a proporcionar gas al vecino país sin pagar un peso a Bolivia por la extracción del energético y posiblemente también de petróleo, según la fuente que prefirió mantenerse en el anonimato, debido a que en otros gobiernos, algunos pobladores denunciaron algunos aspectos y fueron callados y los comunarios prefieren no hablar del tema, pero tienen conocimiento, como se pudo comprobar.

Se conoce que hasta el momento y por la capacidad que tienen los tubos clandestinos de transporte de gas, sacan aproximadamente un total de 13 millones de metros cúbicos día y como no existe control, los argentinos sacan lo que pueden a su país.

Además para la Argentina, es un "gran negocio" con Chile, porque ahora se explica de cómo cubre el mercado de su vecino, porque su propia producción no abastece a su mercado y menos será a Chile, sino existe un cupo extra de gas, porque los "gauchos" ganan por ser intermediarios y con esas recaudaciones pagan a Bolivia, esto en el aspecto legal, no cuenta el gas extra que sacan, razón por la que el gobierno argentino no se hizo problemas de aumentar el precio de la compra de gas.

Por ejemplo, entre Madregones a Campo Durán que es el gasoducto a Argentina, el Gobierno boliviano no tiene control sobre la cantidad de gas que sale a la Argentina, porque no existe una "medición" como a usted le venden la garrafa de gas.

## **Bolivia y el proceso del gas a Argentina**

Casi todas las empresas petroleras, que recientemente suscribieron los nuevos contratos de operación con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), están interesadas en colocar su gas natural en el mercado argentino, que a partir del 2007 ampliará sus volúmenes de importación.

Los volúmenes propuestos, de acuerdo a la producción de cada uno de los campos gasíferos, servirán para tener asegurados a los proveedores y cumplir con el contrato de compra-venta de gas natural suscrito entre YPFB y Energía Argentina Sociedad Anónima (Enarsa), explica un informe de la estatal petrolera.

Los volúmenes propuestos deben cubrir la demanda de 7,7 millones de metros cúbicos por día (MMm3d) el año 2007; de 7,7 hasta 16 MMm3d los años 2008 y 2009, y de 27,7 MMm3d entre los años 2010 y 2026, tal como lo establece el contrato bilateral (La Razón, 16/1). La sumatoria de las ofertas debe coincidir con el requerimiento total anual de exportación de gas a la Argentina que, en caso de ser superior, dará lugar a una asignación proporcional, señala el documento.

La hispano-argentina Repsol YPF tiene previsto realizar una importante inversión que le permitirá quintuplicar su producción en el campo Margarita. Es decir, aumentar su producción de 2 a 10 millones de metros cúbicos de gas por día (MMm3d). Por otro lado, la francesa Total, que todavía no hizo su oferta, desarrollará los campos Itaú e Incahuasi.

El documento añade que el país todavía tiene un gran potencial a ser explorado. En ese marco, señala, *"en el transcurso de los próximos meses y años el desafío será consolidar su posición como líder en producción de gas natural en la región"*.

Se prevé que luego los volúmenes ofertados aumentarán debido a que se desarrollarán 44 campos, de forma obligatoria, y de acuerdo a los contratos de operación suscritos con las 12 petroleras, a lo que se sumarán las inversiones de Petroandina —empresa formada con capitales de YPF y Petróleos de Venezuela SA— para la exploración y desarrollo de nuevos campos. La nueva empresa Petroandina Exploración Explotación invertirá más de mil millones de dólares en su actividad exploratoria durante los próximos años, informó el presidente de la estatal petrolera, Juan Carlos Ortiz (La Razón, 16/1).

Explicó que la constitución de esta empresa fue autorizada la semana pasada, a través de un decreto. Indicó que la compañía empezará su tarea en bloques del sur del país (en regiones de Tarija y Chuquisaca) y que en tres años ya tendrá resultados. *"La inversión saldrá de recursos propios, y principalmente de créditos externos"*, sostuvo.

El diario económico brasileño Valor (16/1) citó a un ejecutivo que considera que Bolivia *"va a crear una nueva referencia en el precio del gas natural en la región"*, debido a las inmensas reservas de insumo. Y eso explica porque las empresas continúan allí, a pesar de la hostilidad inicial de Evo Morales. "Ellos saben que tienen lo que todos necesitan" dijo el ejecutivo, para quien Bolivia puede hacerse una *"OPEP del gas en América Latina"*. El país aún tiene un largo camino por recorrer. *"Los ingredientes para nuevas inversiones existen, pero es preciso que Bolivia cree un ambiente de confianza"*.

Otra fuente sujeta a confidencialidad, en este caso en Los Tiempos (17/1) evalúa que las propuestas de entrega hoy no tendrán *"ningún compromiso irreversible"* de las empresas. *"Es una fase extremadamente preliminar y cualquier cronograma de aumento de producción va a estar sujeto a condiciones, inclusive de precio y garantía de transporte de gas por YPF"* explicó.

## Cifras y Notas del Sector:

### Indian Oil Company mejora el rendimiento de GPL y de carburantes (Energine, 16/1)

Indian Oil's Company desarrolló un craqueo catalítico fluido. Según la compañía, permite mejorar el rendimiento del GPL y del carburante a índices de octanos elevados, convirtiendo directamente el petróleo "pesado".

El procedimiento, que utiliza diferentes flujos de refinado, emplea los residuos pesados y la nafta como las reservas de energía. Después de funcionar su procedimiento en 3 años en el sitio experimental cuya capacidad de producción estaba de 100.000 toneladas, Indian Oil's Company va a desarrollar un complejo cuya capacidad sobrepasa los 15 millones de toneladas.

Kuwait Petroleum Corporation (Kuwait), Abu Dhabi National Oil Company (UAE), la Compañía Nacional iraní manifestaron su interés por este procedimiento indio. Esto fue homologado en Europa y Estados Unidos. Este acontecimiento coloca a la empresa india en el círculo cerrado de las compañías petroleras que patentan sus propios procedimientos.



