

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 7 al 14 de diciembre de 2007

Por **Hernán F. Pacheco**

Índice:

Research: Las algas producen 15 veces más óleo vegetal por hectárea que la colza y la soja	2
Análisis: La hidroeléctrica de Santo Antônio, ¿energía barata?	4
✓ <i>El gobierno brasileño quiere subastar hasta 2010 cerca de 25.7 mil megawatts hidroeléctricos</i>	7
Minería: Vale entra en la consolidación de la industria con la posible fusión con Xstrata	9
Iberdrola, prueba de como la “energía verde” se inserta en el mercado	12
✓ <i>Posibilidades de energía eólica offshore en el mediterráneo</i>	13
Geopolítica: Sinopec desarrollará el campo iraní Yadavaran	14
✓ <i>Nigeria, cambios en la estructura petrolera del mayor productor de África occidental</i>	16
Análisis: Leucemias infantiles más frecuentes cerca de las centrales nucleares	18
Cifras y Notas del Sector	19
✓ <i>Ecopetrol incursiona ahora en el Golfo de México</i>	19
✓ <i>Subsidiarán uso de autos a gas</i>	20

Research: Las algas producen 15 veces más óleo vegetal por hectárea que la colza y la soja

Como el petróleo se hace cada vez más costoso y difícil de encontrar, Royal Dutch Shell afirmó que desarrolla una nueva fuente de combustible "*unusual*" (poco común): algas. Shell viene financiando un proyecto que tiene como objetivo el de producir combustible desde las algas, debido a que la producción de biocombustibles de aceite de palma y otros vegetales vienen siendo criticados por causar deforestación y el incremento de los precios de los alimentos. El proyecto de investigación fue emprendido como parte de un joint venture, llamado Cellana, con HR Biopetroleum, un especialista americano en microalgas¹.

La fábrica, cuya construcción tendrá inicio inmediato, cultivará microalgas que poseen la particularidad de multiplicarse rápidamente y producen "*por lo menos 15 veces más óleo vegetal por hectárea que las alternativas, como la colza, la soja, jatropha o piñón manso*". Esperan que las "*seaweed*" (algas marinas) produzcan 60 toneladas de aceite por hectárea, una cifra conservadora. Esto se compara con un promedio de 4 toneladas de aceite por hectárea para la jatropha. El londinense The Guardian², señala el acontecimiento de las algas como una lucha comercial entre Shell (y sus algas) y BP en sociedad con D1, *clean-fuel pioneer*, que se dedica a la soja y a la jatropha.

Los biocombustibles de algas, que están dentro de los denominados de "segunda generación", tienen como ventaja principal ser un cultivo con una productividad mucho mayor que los cultivos agrícolas (hasta 30 veces más que el maíz) y poder utilizarse en algunos casos en tierras no aptas para los cultivos alimentarios, como terrenos salinos cercanos al mar de donde se extrae con bombas de solución de algas que se concentra, formándose la pasta que alimenta a las biorefinerías. Las microalgas apropiadas son las especies que tienen un alto contenido de aceite que puede ser extraído para obtener.

Las algas se pueden cultivar tanto en terrenos nivelados, como los que se emplean en los arrozales, salinas o criaderos de mariscos, como en bioreactores, que son grandes tubos transparentes en batería en los que las algas crecen. En este último caso se aprovecha aún más la superficie.

Un funcionario de Shell informó que la empresa está construyendo una planta piloto en las costas de Kona (en la isla de Hawái), para cultivar algas marinas de las cuales esperan extraer aceites vegetales, que podrían ser convertidos en una forma de combustibles para ser usados en caminos y autos. La empresa anunció que en la investigación no se usaran algas modificadas genéticamente.

Los científicos están contentos por el uso de un alga como un insumo, debido a que estas permiten superar los problemas asociados con la actual generación de biocombustibles como el etanol. Las plantaciones de palmeras aceiteras y caña de azúcar, requieren de terrenos que podrían ser usados para otros cultivos o para plantaciones forestales. Sin embargo, las algas crecen rápidamente y son ricas en aceites vegetales, además pueden ser cultivadas en aguas de descargas o marinas.

¹ The Times, "*Shell joins search for green fuel with plan to make diesel from algae*", (12/12)

² The Guardian, "*Shell plans to take on greener tinge by growing algae*", (12/12)

Los escépticos sugieren que el empleo de algas para producir biocombustibles es prohibitivamente caro comparado con los combustibles fósiles convencionales. Un estudio, de Krassen Dimitrov, académico de Brisbane, Australia, indicó que sería poco rentable a ser que los precios del petróleo alcanzaran tanto como 800 dólares por barril.

Shell que anunció recientemente su compromiso a futuro de bajo carbono firmando un comunicado en la conferencia pre-Bali, silenciosamente vendió su mayor parte del negocio solar. El movimiento, tomado al mismo tiempo que su rival BP decidió invertir en la producción petrolera de las sucias tar sands canadienses, indica que las Big Oil podrían dejar su flirteo con las renovables y volviendo a sus raíces. Shell y BP están entre los productores más grandes de gases de efecto invernadero en el mundo, pero ambos se pintaron de verdes por una serie de iniciativas de combustibles verdes.

Shell indicó que esperan desarrollar un negocio significativo en energía renovable, y en adición a los biocombustibles, la empresa también viene investigando en energía solar y eólica. Aunque en los últimos días, Shell confirmó que vendió sus negocios solares rurales en India y Sri Lanka y está por vender un negocio equivalente en Filipinas³.

Shell dijo que este puede ser el objetivo para la Unión Europea (UE). El bloque de las 27 naciones quiere que los biocombustibles constituyan 5,75% de los combustibles de transporte para 2010 y 10% para 2020. Los biocombustibles representan aproximadamente 1% del consumo de combustible de la UE, según Oxford, charity Oxfam con sede en Londres⁴.

El biodiesel constituye el 80% de los biocombustibles de la Unión Europea, según la empresa de investigación Frost & Sullivan Inc. El proyecto de algas "*ofrece encontrar poco a poco el volumen requerido en Europa*", dijo Graeme Sweeney, vicepresidente ejecutivo para combustibles del futuro de Shell.

The Daily Telegraph⁵ informó que a finales de los 1980 el gobierno de Estados Unidos financió la investigación de la producción de biodiesel de algas. Pero a mediados de los años 90, el Departamento de Energía cortó el financiamiento para investigación, llevando la investigación a enfocarse en recursos de producción de etanol. En proyectos previos de uso de algas para producción de combustible fallaron comercialmente, y algunos analistas advirtieron que las algas carecen del "*political farm-lobby muscle*" (el peso pesado lobby agrícola) asociado con fuentes más tradicionales como el maíz. Así su empleo como combustible nunca pudo disfrutar de los niveles similares de subsidio del gobierno (americano) y fondos para investigación⁶. Sin embargo, Shell cree que la legislación entrante hará subir la demanda de biocombustibles. La empresa clama que es la "*distribuidora líder en el mundo de biofuels*", y sostiene que el uso de cosechas de alimentos es "*una coacción*" sobre el remoto desarrollo.

Las algas son vistas como las tecnologías "*least-proven*". Las algas están en el otro extremo del biodiesel, dijo Matthew Partridge, jefe de estudios globales de biocombustibles de Wood Mackenzie. "*Si el biodiesel va a ser una realidad a largo plazo, vamos a tener que incrementar la curva tecnológica. Alguien tiene que hacer la inversión*"⁷.

Las flores marinas de algas tienen capacidad de absorber CO₂, entonces su agricultura también tienen el potencial de absorber las *waste emissions* directamente de los industriales o las centrales eléctricas. A escala mundial, se estima que las algas son responsables de más del 85% de la producción neta global de oxígeno por la fotosíntesis.

³ *Financial Times*, "Shell bets on algae to make biodiesel", (12/12)

⁴ Bloomberg, "*Shell, Biopetroleum to Build Algae Plant to Make Fuel*", (11/12)

⁵ The Daily Telegraph, "Shell plans to produce fuel from algae", (12/12)

⁶ *The Register*, "Shell in Hawaiian algae biofuel pilot", (12/12)

⁷ The Independent, "*Shell starts algae biodiesel research site in Hawaii*", (12/12)

En el mundo estudian algas unicelulares fotosintéticas (*Chlamydomonas reinhardtii*). Las algas desarrollan dos tipos de fotosíntesis, una de las cuales produce hidrógeno en ambientes bajos en sulfuro. Este gas hidrógeno podría ser cosechado desde un biorreactor, donde se concentre una gran cantidad de algas en cubas selladas que generen hidrógeno cada vez que son bañadas por la luz solar.

Análisis: La hidroeléctrica de Santo Antônio, ¿energía barata?

Como el ejemplo de lo que ocurrió en la concesión de las carreteras federales, en octubre, el precio conseguido por el gobierno brasileño en la subasta de la hidroeléctrica de Santo Antônio, en el Río Madeira, dejó al mercado boquiabierto. El consorcio Madeira Energia, liderado por Odebrecht venció en la subasta de la hidroeléctrica de Santo Antônio, en el Río Madeira. Superando las expectativas más optimistas del gobierno, el grupo aceptó recibir 78,90 reales por megawatt/hora (MWh), un 35% por debajo de los 122 reales del techo de la tarifa fijada en el edicto. Las ofertas concurrentes fueron de 94 reales (Camargo Corrêa) y 98,05 reales (Suez/Electrosul)⁸. En relación a los demás competidores, el precio del grupo vencedor fue 16% menor. Quitando el costo de transmisión, de 22 reales, la energía de la usina quedó en el mismo nivel de precio de la energía vieja, de usinas antiguas ya amortizadas, comercializada hace cerca de dos años en el mercado.

La usina costará cerca de 10 mil millones de reales. Odebrecht estima que las obras comiencen en octubre de 2008. “*La licencia de instalación tiene que salir en tiempo hábil*”, dijo el director de Odebrecht Inversiones, Irineu Meirelles. La usina Santo Antonio es de baja caída que opera en “*fio d’água*”, o sea, sin necesidad de reserva de acumulación. Porque es una usina de baja caída puede utilizar tecnología de turbinas tipo Bulbo. Esas turbinas posibilitan la explotación del potencial hídrico de Amazonia, con menores impactos ambientales por permitir el aprovechamiento de bajas caídas y altos caudales. La unidad generadora tipo Bulbo está compuesta por una turbina hidráulica Kaplan de eje horizontal acoplada a un generador también horizontal que se encuentra dentro de una cápsula metálica estanque (bulbo) totalmente inmersa en el flujo hidráulico. Como el flujo es axial, o sea, paralelo al eje, los pasajes hidráulicos de las unidades Bulbo son más simples.

En razón del bajo precio de la energía, las acciones de las generadoras que integran el consorcio vencedor, como Eletrobras, Cesp y Cemig, se cayeron en la Bolsa de Valores de San Pablo (conocida como Bovespa). Aumentó también la preocupación con el riesgo de la energía en el llamado “*mercado libre*” quede muy cara. Santo Antônio, que tendrá potencia de 3.150 MW, venderá un 70% de la producción a las distribuidoras, en el llamado mercado cautivo, por 78,87 reales el MWh. La diferencia de ese precio para los 78,90 reales debido a la aplicación de un descuento para beneficiar a los consumidores de las

⁸ Estado de San Pablo, “*Odebrecht vence leilão do Madeira*”, (11/12)

concesionarias. El cálculo considera la tarifa y la cantidad de energía asegurada a lo largo de la duración del proyecto, sin incluir la energía que será vendida en el mercado libre.

El otro 30% será vendido en el mercado libre (donde los clientes negocian la compra de energía directamente con las usinas), al precio que la usina negocia. Fuentes del sector estiman que esa parte será vendida por Furnas/Odebrecht por 150 reales. Meirelles dijo que negocia con los consumidores libres el precio del 30% de la electricidad a ser producida. *“Por mis cuentas, para que Odebrecht/Furnas tengan un retorno del 15% necesitará vender el MWh en el mercado libre por 180 reales. Y en caso que quieran una tasa de retorno del 12%, el insumo necesitará ser negociado a 142 reales”*, cuenta el economista Adriano Pires, director do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE). Pires no es el único que se sorprendió. Diego Núñez, analista de energía de Brascan Corretora, también hizo cuentas y llegó a la conclusión que un precio de venta de 100 reales para el mercado cautivo traería una tasa de retorno del 13%. *“Ese precio de casi 79 reales propiciaría una tasa bien menor”*⁹.

El precio de 180 reales por MWh, es inviable para empresas como Vale. *“Mejor para Vale es construir térmica a carbón, es más barato”*, sugirió el consultor Rafael Schechtman. Según él, el consorcio liderado por Camargo Correa, que quedó en el segundo lugar, tendría una oferta más ventajosa para Vale, con energía libre en torno a los 145 reales el MWh para una tarifa de 94 reales el MWh. Para el especialista, el proyecto corre el riesgo de hacerse una nueva Itaipu, que tuvo la obra rateada entre todos los consumidores para ser viabilizada. *“Pero eso va a ser problema para el próximo gobierno”*, acordó Schechtman, ya que la obra está prevista para terminar a finales de 2012¹⁰. *“El resultado es malo para Eletrobras y sobre todo negativo para el sector eléctrico”*, dijo Mónica Araujo, analista de Ativa Corretora de Rio de Janeiro en una nota a sus clientes. *“Allí claramente existe la presión del gobierno para bajar los precios de energía a largo plazo”*¹¹.

Además, Meirelles indicó la posibilidad de adhesión del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) –el banco financiaría el 75% del emprendimiento- y de los fondos de pensión, sosteniendo que los socios prevén la apertura del capital de la empresa que ganó la subasta. Los fondos de pensión Petros y Funcef están dispuestos a financiar el 40% de la construcción de la usina, según aseguró Estado de San Pablo¹².

“El mercado libre es libre”, dijo el ministro interino de Minas y Energía, Nelson Hubner. Para el ministro, los contratos de Odebrecht con sus proveedores pesaron en favor para que la empresa ofreciera un precio tan bajo, más que la presencia de una estatal (Furnas) en el grupo. O Globo¹³ informó que la participación estatal en la empresa encargada de construir y administrar la hidroeléctrica puede llegar a un 69%, mayor que el 49% establecido por las reglas del edicto de la subasta, consolidando la influencia del gobierno en el rumbo de la hidroeléctrica. Los fondos de pensión de los operarios de Caixa Econômica Federal (Funcef) y de Petrobras (Petros) mostraron interés en inyectar 600 millones de reales en la futura concesionaria de la usina, o sea el 20% del capital. Eso es posible porque las instituciones, a pesar de ser patrocinadas por estatales, son consideradas privadas. Es que el dinero es de los funcionarios.

“La empresa tiene capacidad de vender esa energía por un precio bien mayor, a ejemplo de lo que ocurrió en los últimos años en su mercado”, explica. En Minas, área de actuación de la empresa, la media de consumo industrial es del 65%, mientras en el resto del país es del 37%, completa el director de CMU Comercializadora de Energía, Walter Fróes, para quien la subasta

⁹ Valor, *“Cenário de insumo barato derruba ações de elétricas”*, (11/12)

¹⁰ Reuters Brasil, *“Preço no leilão do Madeira gera dúvida sobre viabilidade”*, (10/12)

¹¹ Bloomberg, *“Odebrecht, Eletrobras-Led Group Wins Amazon Dam Bid”*, (10/12)

¹² Estados de San Pablo, *“Fundos de pensão podem bancar até 40% da obra”*, (11/12)

¹³ O Globo, *“Rio Madeira: participação estatal pode chegar a 69%”*, (12/12)

también fue una sorpresa bastante positiva. *“Quien dio ese precio fue el consorcio que mejor conoce el proyecto.”*

En la evaluación del presidente de la Associação Brasileira dos Investidores em Alta Produção de Energia Elétrica (Abiap), Mário Menel, el modelo energético está penalizando a los consumidores libres, pues los generadores tienen que aumentar el precio de la energía para la industria, perjudicando la producción del país, para vender más barato a los consumidores cautivos. *“El precio de la subasta de la fábrica de Santo Antônio indica que el consorcio vencedor espera que el mercado libre subsidie la inversión”*, dijo Menel.

El precio ofrecido por el consorcio vencedor incluye la tasa de transmisión (Tust) desde Rondônia hasta San Pablo, donde será consumida la mayor parte de los 2.180 MWh generados por la usina. La línea de transmisión a ser construida está presupuestada en 7,5 mil millones de reales. El año que viene habrá una subasta para definir el inversor que va a construirla. *“La Tust debe quedar entre 23 y 24 reales, entonces el precio de la energía real es de 54 reales, lo que es muy bajo”*, evaluó Menel¹⁴.

El grupo vencedor está compuesto por Odebrecht Inversiones (un 17,6%), Constructora Norberto Odebrecht (un 1%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%), Cemig (10%), Furnas (39%) y Amazônia Energia (FIP), formado por los bancos Banif y Santander (20%).

Maurício Tolmasquim, presidente de Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conmemoró lo que llamó el *“fin del modelo de transición y un marco del nuevo modelo del sector eléctrico”*. Tolmasquim también atribuyó a la competencia la reducción de la tarifa de energías en la subasta. Y admitió que va a interferir en los cálculos de EPE para fijar los precios de la hidroeléctrica Jirau, también en el Madeira, a ser licitada en 2008¹⁵.

Entusiasmado, Tolmasquim calificó en Estado de San Pablo, la subasta como un *“marco histórico”*. Primero, porque marca la reanudación de la construcción de las grandes usinas hidroeléctricas. *“La última grande que tuvimos en 1994, Xingó”*, dijo. Además de eso, el precio de 78,90 reales por megawatt/hora muestra que es posible producir energía barata en Amazonia, donde está concentrado el potencial hidroeléctrico a ser explorado en Brasil¹⁶.

“Si creían que ya no se conseguiría energía competitiva en Brasil, que la explotación de la Amazonia significaría necesariamente una energía más cara”, observó. El precio ofrecido en la subasta del Río Madeira es más bajo, por ejemplo, que el negociado en la 6ta subasta de energía vieja. El precio inicial era de 109 reales por MW/h, pero las generadoras no vendieron electricidad.

Esa diferencia de precios es aplicada por la falta de planificación de los últimos años, que llevó al gobierno brasileño a licitar proyectos que generaron energía eléctrica cara, como las usinas térmicas. La subasta de energía de la usina de Santo Antônio movió aproximadamente 30 mil millones de reales. Ese total representa la suma de todos los contratos de venta celebrados entre la usina y las 32 distribuidoras que compraron la energía. Cada contrato tiene un plazo de 30 años.

Un ejecutivo de uno de los dos consorcios que perdieron la disputa por la hidroeléctrica cree que el costo de energía en Brasil es creciente y que nadie debe apostar por la reducción. *“No existen grandes proyectos tan buenos como los del río Madeira. El precio va a continuar creciendo y volúmenes de energía como ese no aparecen a cada hora. Los proyectos del Madeira son maravillosos pero no suficientes para lo que Brasil necesita en términos de energía”*, evalúa. El analista de un gran banco de inversiones acuerda que el país necesita añadir anualmente cerca de 3 mil MW medios de energía si la demanda continua creciendo un 4,8% al año y el

¹⁴ *Gazeta Mercantil*, “Mercado diverge sobre leilão no ambiente livre”, (12/12)

¹⁵ Valor, “Consórcio da Odebrecht vence leilão do Madeira com um deságio de 35%”, (11/12)

¹⁶ Estado de San Pablo, “Tarifa no País tende a cair, diz governo” (11/12)

PBI otro 4%¹⁷. En este ritmo, Brasil necesitará añadir 30 mil MW en los próximos 10 años. Pero, las hidroeléctricas que están en fase de estudio de viabilidad –incluyendo Jirau y Belo Monte– suman juntas 16,6 mil MW. Otros 8,3 mil MW están en estudios en fase de desarrollo, pero la mayoría es de proyectos en el Teles Pires (3 mil MW), en Mato Grosso, donde también existen problemas ambientales. La demanda adicional necesitará ser atendida por las usinas térmicas.

Considerando que habrá escasez de oferta, Adriano Pires, ve el riesgo de tarifas mucho más bajas como las de Santo Antonio traigan problemas estructurales para la financiación de la hidroeléctrica y de las próximas obras, alejando a la inversión privada de Amazonia. “¿*Quien en Brasil va aceptar vender energía eléctrica a 50 reales?*”, cuestiona Pires.

Los críticos sostienen que los nuevos proyectos hacen que las represas sean más vulnerables a reducir la generación de electricidad en tiempos de sequías, un fenómeno cada vez más común en la selva amazónica.

Informaciones técnicas:

Coordenadas geográficas: 08°48'04,0" S e 63°56'59,8" W

Localización: Rio Madeira, a 10 Km de Porto Velho (RO)

Distancia da foz: 1.063 Km

Área de drenaje: 988.873 Km²

Nivel de montante: 70 metros

Nivel de jusante: 52,73 metros

Potencia: 3.150 MW

Energía firme: 2.140 MW medios

Número de turbinas: 44

Tipo de turbina: Bulbo

Reserva: 271 Km²

Interligação à Rede Básica (SIN): 500 kV, 5 km, circuito doble

Plazo de geración de la primera unidad: 48 meses

Plazo de conclusión de la instalación: 90 meses (7,5 años)

El gobierno brasileño quiere subastar hasta 2010 cerca de 25.7 mil megawatts hidroeléctricos

¹⁷ Valor, “*Madeira põe em xeque o mercado livre*”, (13/12)

Asimismo se supo que el gobierno federal quiere subastar hasta 2010 cerca de 25.7 mil megawatts en aprovechamientos hidroeléctricos disponibles en la Región Norte –la nueva frontera eléctrica de Brasil. Según EPE, el resultado de la subasta de la hidroeléctrica Santo Antonio demostró la viabilidad ambiental, económica y, principalmente, tarifaria de los proyectos amazónicos. Las demás usinas, todavía sin licencia ambiental, son: Belo Monte, en el Rio Xingu, Marabá, en el Rio Tocantins, y São Luiz, en Rio Tapajós. La prioridad será en ese orden. Todas esas usinas están previstas en el Plano Decenal de Energia 2007-2016.

En el caso de Belo Monte, iniciativa proyectada para alcanzar una capacidad total de 11 mil MW (aunque el gobierno considere la posibilidad de dar la concesión de la primera parte de 5.500 MW), el término de referencia. Los emprendedores van a preparar ahora el estudio de impacto ambiental. Las audiencias públicas para discutir el proyecto con la población comenzaron en septiembre. La usina Marabá, de 2.160 MW, está en la fase de estudio de viabilidad, pero ya provoca protestas de ecologistas. La meta del gobierno es hacer la concesión de esa fábrica en 2010. Finalmente, el gobierno apuesta en la concesión de la usina hidroeléctrica São Luiz, que será instalada en el Río Tapajós, que corta la faz oeste del Estado de Pará. La potencia instalada estimada por EPE es de 9 mil MW para esa iniciativa. *“La subasta mostró que los proyectos hidroeléctricos en Amazonia son factibles y principalmente, baratos. Eso abre una excelente perspectiva para los proyectos en esa región”*, dijo el presidente de EPE.

Se calcula que Brasil tiene cerca de 150 mil MW de energía a ser explorada los próximos años, según datos de UFRJ. De ese total, un 70% está localizado en la región amazónica. *“Esa es la nueva frontera eléctrica del país”*, destaca el profesor de UFRJ, Nivalde Castro. *“La construcción de las hidroeléctricas del Río Madeira debe destrabar las otras obras de la región, ya que hubo una maduración en Brasil en relación a las cuestiones ambientales”*.

Raio-X	
Características da usina de Belo Monte	
■	Localização: rio Xingu (PA)
■	Potência instalada 11,181 mil megawatts
■	Área alagada 440 quilômetros quadrados
■	Investimento estimado US\$ 3,7bilhões*
■	Duração da construção: 5 anos
■	Previsão de leilão: 2009
Composição do consórcio para realização do estudo de viabilidade econômica	
■	Eletrobrás/ Eletronorte
■	Camargo Corrêa
■	Odebrecht
■	Andrade Gutierrez
<small>* O investimento estimado para Belo Monte é de R\$ 1,7 bilhão. O investimento estimado para Marabá é de R\$ 1,1 bilhão.</small>	

Minería: Vale entra en la consolidación de la industria con la posible fusión con Xstrata

Vale estudia la posibilidad de hacer una propuesta de compraventa de la minera anglo-suiza Xstrata, la mayor exportadora mundial de carbón para centrales eléctricas, según el diario británico The Times¹⁸. De acuerdo con el periódico londinense, el grupo brasileño habría contratado un banco de inversiones Lehman Brothers para evaluar la empresa. El valor de mercado actual de Xstrata es de 71 mil millones de dólares. The Times, citando una fuente próxima al proceso, dijo que el interés de Vale está en práctica inicial y que no hay decisión sobre una aproximación al consejo de administración de Xstrata con una propuesta.

En la evaluación del Citigroup, es improbable que Vale compre a Xstrata. Pero el banco prefirió no descartar totalmente la hipótesis. Según el banco, un acuerdo de corto plazo es improbable, principalmente a causa de los desafíos de la financiación necesaria para la oferta. *“Pero nada puede ser descartado en el clima actual de fusiones”*, evaluó el banco. Una oferta por Xstrata tendría sentido operacional, a causa del carbón y del cobre, pero sería complicada, dijo un analista de un gran banco brasileño. *“Vale tendría que emitir acciones y eso podría traer problemas. Dudo que acontezca (...) sería más probable una compraventa parcial o alguna iniciativa conjunta con alguien más”*.

Xstrata, cuarto productor mundial de cobre, busca duplicar la producción de ese metal de transición a 2 millones de toneladas anuales en un periodo de cinco años. El incremento de la producción se hará a través de una mezcla de nuevas minas y expansiones en sus operaciones existentes. Xstrata ve un buen potencial en la región de Asia Pacífico, donde opera proyectos en Filipinas y Papúa Nueva Guinea¹⁹.

Otro analista dijo, sin embargo, que Xstrata, *“obviamente, tiene mucho sentido para Vale”*. Además de eso, como el valor de mercado de la empresa es mucho menor que el de Vale (que está hoy cercano a los 160 mil millones de dólares), la compraventa no es una meta imposible.

“Hay definitivamente sinergias para realizar con estas dos big diversified companies, especialmente con los materiales semi-industriales donde hay una gran función de marketing”, dijo Brenton Saunders, hedge fund manager de Craton Capital en Johannesburgo²⁰.

El gigante minero brasileño invertirá 59 mil millones de dólares de 2008 a 2012, entre los que estarán 77% en Brasil y 23% en el extranjero, lo que representa *“las inversiones más importantes del mundo en este sector”*, anunció el director del grupo, Roger Agnelli²¹. La adquisición de la canadiense Inco (níquel) por Vale do Rio Doce, hace un año hizo del brasileño el segundo grupo minero del mundo detrás de la británica BHP Billiton y hoy, CVRD es la primera empresa brasileña.

¹⁸ The Times, *“Brazilian miner Vale moves to consider bid for Xstrata”*, (8/12)

¹⁹ Reuters, *“Xstrata seeks to double copper output in 5 years”*, (5/12)

²⁰ Reuters UK, *«Xstrata takeover seen difficult as prices surge»*, (11/12)

²¹ Le Blog Finance, *“CVRD : investissements de 59 Milliards USD sur 5 ans »* (8/12)

"60.000 empleos serán creados en el curso de los próximos años, entre los que estarán el 70% en Brasil", subrayó Agnelli. El grupo desea acentuar su diversificación, proyectando una alianza con la china Baosteel en una fábrica de placas de acero en Brasil, luego de una asociación con la anglo-holandesa Shell para explorar, localmente, yacimientos de gas natural en cuatro bloques petroleros costa afuera de la cuenca de Espírito Santo. La brasileña tiene una participación de un 17,5 por ciento en esos bloques, donde las labores de perforación comenzarían a inicios del próximo año.

Vale solo busca gas natural para sus operaciones y no tiene grandes ambiciones en el sector hidrocarburífero. La estrategia pasa por protegerse en términos de posibles alzas de precios o en caso de que haya una escasez del producto. La minera brasileña es una de las mayores consumidoras de energía de Brasil, al utilizar cerca del 4,5% de la electricidad del país, el 4% del suministro de gas natural, el 20% de fuel oil y el 3% de diesel²².

En 2012, CVRD contará con una producción de 422 millones de toneladas de mineral de hierro al año (contra 300 millones de toneladas en 2007), de 507 millones de toneladas de níquel y de 592 millones de toneladas de cobre.

El director de Vale insistió en las inversiones que serán efectuadas en materia de medio ambiente para 2012 -2,8 mil millones de dólares particularmente en Amazonia, dónde funciona la mina de mineral de hierro de Carajas en el Estado de Para. CVRD explota en efecto a la inmensa mayoría de sus minas en el macizo en el norte de Brasil, dónde la riqueza del subsuelo creó un polo enorme de actividades, haciendo de esta provincia la primera zona mineral del globo.

En un proyecto para "*reboiser*" (reforestar en francés) el Estado amazónico de Para, CVRD prevé plantar 343,5 millones de árboles hasta 2015 (165 millones de eucaliptos y 178 millones de especies locales) sobre 300.000 hectáreas (a saber dos veces la superficie de la ciudad de San Pablo). La empresa ya ayuda a proteger tres mil millones de árboles en los países donde opera y en el curso de los próximos 21 años compensará 160 millones de toneladas de CO₂. En 2007, CVRD invirtió 374,4 millones de dólares para proteger el medio ambiente y en 2008 invertirá en eso 481,5 millones.

De 2003 a 2008, según Agnelli, CVRD invierte 5,15 mil millones de dólares en infraestructura (en 2008 serán 1,8 mil millones de dólares), particularmente en los puertos y en las vías de ferrocarril. CVRD ya administra 10.500 Km. de vías de ferrocarril (sobre los 29.000 del país) y ocho terminales portuarias, para transportar su producción, una estrategia que permitió su desarrollo acelerado.

"CVRD es el mayor inversor privado de Brasil en infraestructura y energía", reveló Agnelli que precisó que desde el inicio del gobierno de Lula (2003) la empresa inauguró siete centrales hidroeléctricas" y que invierte en dos usinas termoeléctricas.

Creado en 1942 por el presidente Vargas, CVRD, desde su privatización en 1997, multiplicó por 18 sus beneficios, invierte más que en cincuenta y cuatro años de gestión pública, y produce diez veces más mineral. Si director ejecutivo, Tito Martin, asegura que "*la salud financiera es buena*" a pesar de una deuda de 18.3 mil millones de dólares. Para extender su presencia en los cinco continentes, el grupo absorbió a sus competidores brasileños, casi transformándose en un monopolio privado. "*CVRD es un instrumento robusto para preservar nuestros recursos naturales de la codicia extranjera*", estimó un economista de la Fundación Getulio Vargas, Porto Gonçalves.

A pesar de la bajada de la rentabilidad operacional de CVRD en el tercer trimestre, después del récord del período precedente, los 34.000 empleados del gigante minero en Brasil van a gozar de una subida de su remuneración. El grupo brasileño indicó que a finales de noviembre concedió un aumento salarial del 14,5% en el curso de los dos

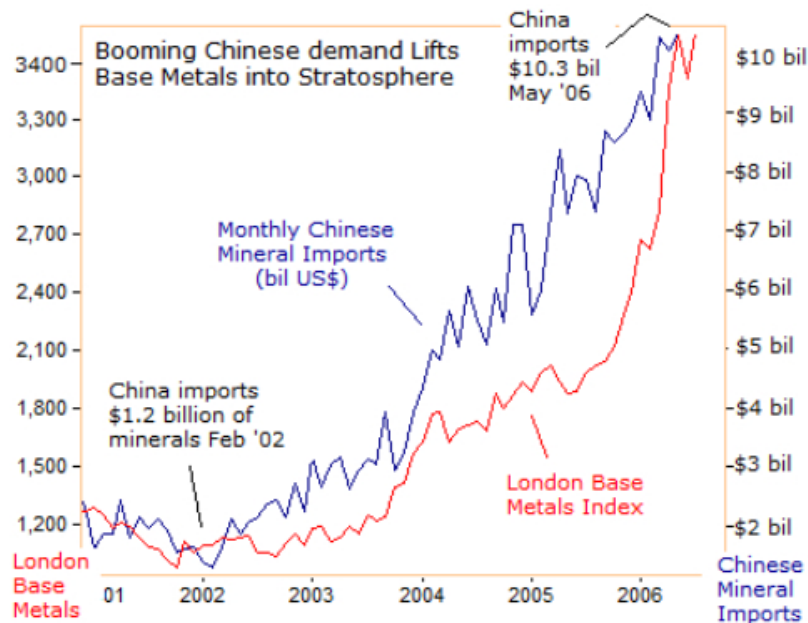
²² Reuters Latinoamérica, "*CVRD no tiene ambiciones petroleras, busca gas para uso propio*", (28/11)

próximos años. El acuerdo firmado con los sindicatos brasileños prevé una primera suba del 7%, percibida desde noviembre, la próxima está programada para noviembre de 2008.

"BHP Billiton's play for Rio Tinto has entered a new phase". Más de un mes después de la oferta informal de 3 acciones de BHP Billiton por 1 acción de Rio Tinto, la australiana Rio Tinto confirmó haber escrito a Takeover Panel (la comisión británica encargada de la regulación de fusiones y adquisiciones), con el fin de que fije un plazo para la operación. Si Takeover Panel fija un plazo para el depósito de una oferta formal, BHP tendría entre 6 y 8 semanas para hacer una proposición formal. Sino, debería esperar por lo menos seis meses para hacer otra propuesta²³.

Lo que los anglosajones resumen en una fórmula: "to put up or to shut up" (abrir o concluir). Esta demanda corresponde bien a la voluntad de Rio de aumentar la apuesta, para una oferta juzgada por la dirección como netamente insuficiente, comentaron los observadores. "Si son serios, deben venir con una oferta seria", sostuvo el analista de Fatuo Prophets, Gavin Wendt, que considera que una oferta 4 por 1 tendría grandes chances de convencer a los accionistas de Rio²⁴. BHP tendría los medios para poner 27 mil millones de dólares cash suplementarios sobre la mesa además de la compra de acciones de 30 mil millones de dólares prometido para revalorizar las acciones, estima el banco UBS.

A pesar de la desmentida formal de una contraoferta sobre Rio, la cotización de la siderúrgica china, Baosteel, fue suspendida el 11 de diciembre en la Bolsa de Shanghai "a la espera de un anuncio superior". El fondo de inversión americano Blackstone también desmintió preparar, en colaboración con un fondo soberano chino, una contraoferta sobre Rio. Según The Daily Telegraph, Blackstone, que administra cerca de 100 mil millones de dólares de activo, habría tenido la intención de despedazar a Rio para financiar la compra²⁵.



²³ The Times, "Rio Tinto asks for 'put up or shut up' ruling to force BHP into decision", (11/12)

²⁴ The Wall Street Journal, "Rio Tinto Asks U.K. Takeover Panel To Force Rival BHP Billiton's Hand", (11/12)

²⁵ The Daily Telegraph, "Blackstone plans audacious bid for Rio Tinto", (11/12)

Iberdrola, prueba de como la “energía verde” se inserta en el mercado

Los planes de la empresa energética española Iberdrola SA de vender un 20% de su división de energía limpia de cara a la apertura de capital va a revelar si la electricidad “verde” vino para quedarse. La empresa dio un valor preliminar a la división, Iberdrola Renovables SA, entre 22 mil millones y 29,6 mil millones de euros, lo que hace de esta el mayor estreno en la bolsa de acciones de energía verde de todos los tiempos y una prueba decisiva del interés de los inversores por la electricidad alternativa, como la eólica o solar²⁶.

Otras grandes eléctricas con activos de energía renovable, como EDP-Energías de Portugal SA y la española Acciona SA, está observando la apertura de capital para ver si deben hacer lo mismo. Recientemente, hubo algunas pequeñas aperturas de capital de fabricantes de equipos de energía solar, como las chinas Yingli Green Energy Holding y LDK Solar Co. Las acciones de ambas dispararon en los inicios, pero cayeron recientemente.

Iberdrola Renovables va a comenzar con un valor alto –su relación precio-lucro por acción puede pasar de 100, dependiendo del precio de la oferta pública-, pero la empresa y algunos inversores dicen que eso se justifica por las altas tasas de crecimiento. Pero, en vez de crecimiento, el factor más importante en el lucro futuro de Iberdrola Renovables es la continuidad del apoyo estatal. La energía del viento, como la solar, en la mayoría de los casos aún necesita de subsidios para concursar con las fuentes tradicionales. Los subsidios van y vienen. El Congreso de Estados Unidos, por ejemplo, aún no renovó su principal subsidio de energías renovables para más allá de 2008.

Pero Iberdrola cree que el escenario cambio para mejor. La Unión Europea y China dicen que quieren generar cerca de un 20% de su electricidad con fuentes renovables para 2020. La inversión en energías renovables en el mundo superará este año los 100.000 millones de dólares. Según un informe de Naciones Unidas presentado en la cumbre del clima que se desarrolló en Bali, la eólica es la que lidera estas fuentes energéticas alternativas. “*Las políticas para promover energías renovables proliferó en los últimos tiempo*”, señala el informe, que especifica que ya hay 240 gigawatts (GW) excluyendo los grandes proyectos hidráulicos, que representan ya el 6% de la energía²⁷.

En Estados Unidos, a pesar de la incertidumbre en el Congreso, cerca de 30 Estados ya establecieron políticas para promover la energía renovable. Se espera que en algún momento del año próximo el gobierno brasileño establezca un mercado para empresas del ramo que compren y vendan energía eólica, y la empresa española es

²⁶ The Wall Street Journal, “*Iberdrola IPO: Green and 'Green' Test*”, (10/12)

²⁷ Cinco Días, “*La inversión en renovables superará este año los 68.238 millones*”, (10/12)

considerada como una de las potenciales participantes. Algunos inversores dicen estar listos para bucear. *“Estamos dispuestos a pagar un agio para entrar en el líder del mercado”* de energía renovable, dice Treasa Ni Chonghaile, administradora de fondos de KBC Asset management International Ltd, en Dublín, que administra 82,5 millones de dólares del fondo Calvert Global Alternative Energy, ya dueño de acciones de Iberdrola. *“Su exposición a mercados de rápido crecimiento, especialmente Estados Unidos”*, debe darle un perfil financiero mejor que el de la competencia, añade.

Posibilidades de energía eólica offshore en el mediterráneo

Los países bañados por el Mediterráneo tienen una gran capacidad productiva de energía eólica marina. Esta circunstancia debería aprovecharse para el asesoramiento a los países de la orilla sur en cuanto a posibilidades de producción energética por este medio. Para 2013, Alemania espera contar con 1.200 MW eólicos instalados en el mar, mientras que en Dinamarca el objetivo es tener una potencia offshore instalada de 4.000 MW. Otros países europeos, como Reino Unido, Holanda e Irlanda, empiezan a instalar también aerogeneradores frente a sus costas o, como Francia, tienen planes para hacerlo.

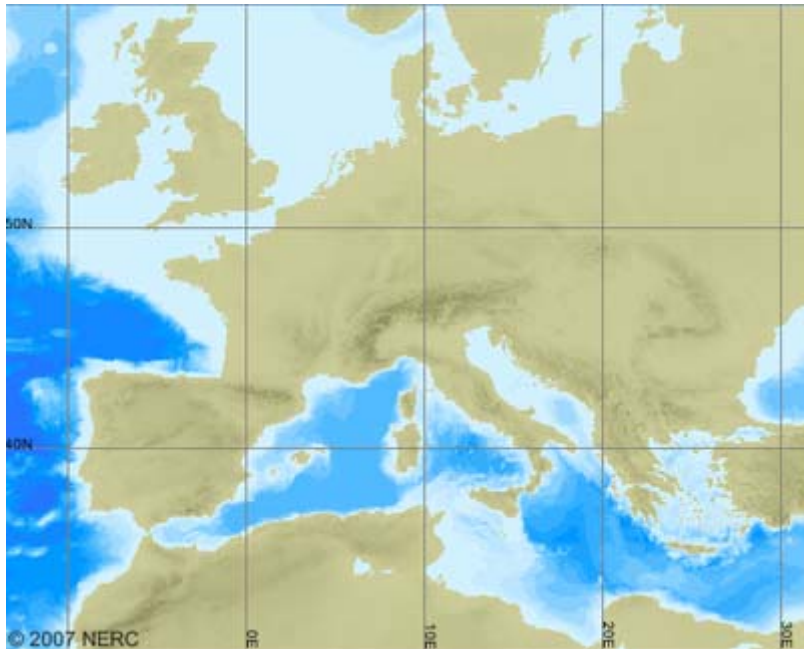


Gráfico 1. Batimetría del Mediterráneo

En el gráfico 1 mostramos el mapa con la batimetría de las costas europeas. Puede observarse como la superficie correspondiente al Mar del Norte (entre los Países Bajos y el Reino Unido), la costa norte de Francia, Dinamarca, Alemania e Irlanda cuentan con unas

condiciones inmejorables para la instalación de parques eólicos ya que su profundidad es, en todos los casos, inferior a 100 metros. De hecho, todos los parques eólicos marinos del mundo, a excepción de uno situado en Japón, se han instalado en esta zona. También puede observarse como en el Mediterráneo dispone de zonas inmejorables para la ubicación de parques eólicos marinos. Sobre todo en el litoral de Túnez, Libia, Grecia, Italia y los países balcánicos.

Las ubicaciones de los parques eólicos deben realizarse siempre salvaguardando los ecosistemas marinos, realizando los estudios de impacto ambiental respectivos y estableciendo medidas protectoras y correctoras de cualquier posible afección al entorno donde se ubiquen. Actualmente los impactos ambientales que generan los parques eólicos marinos son muy poco o nada conocidos, siendo proyectos que se desarrollan en espacios públicos sobre los que no existen derechos de propiedad o uso bien definidos. No obstante, podemos deducir que la zona donde se instale el parque eólico posiblemente tendrá que *cerrarse a la pesca* para evitar daños a la infraestructura y posibles accidentes de navegación, reduciéndose la zona de pesca para una flota. Además las conducciones de energía y el ruido generado pueden provocar *cambios en el ambiente marino* con consecuencias sobre los organismos vivos.

Como efectos beneficiosos podríamos situar, en el otro plato de la balanza, los derivados de la creación de una reserva artificial en la cual las distintas especies podrían cobijarse de los pescadores y desarrollar colonias en los arrecifes artificiales creados como bases para los aerogeneradores. Esto podría hacer que incluso se incrementaran el número de ejemplares que después emigrarían a otras zonas del litoral. No obstante, para que los parques eólicos offshore terminen siendo una realidad en el Mediterráneo las distintas administraciones públicas deberán solucionar, en los próximos años, una serie de aspectos que consideramos fundamentales:

1. Definir los derechos de propiedad del uso de del mar
2. Establecer una política estratégica del uso de la zona coste
3. Estudiar en profundidad las posibles afecciones y beneficios que grandes obras de infraestructura marina pueden originar al medio físico.

Geopolítica: Sinopec desarrollará el campo iraní Yadavaran

Los contratos firmados en debida forma con las empresas petroleras internacionales son raros e Irán no es priva de exhibirlos como la prueba de que es la tierra bendita para los inversionistas extranjeros. Así, el ministro del petróleo presentó, el domingo 9 de diciembre, el acuerdo concluido con la empresa china Sinopec para desarrollar el campo de Yadavaran, en el sudoeste del país²⁸.

²⁸ Le Monde, "L'Iran joue la Chine contre les majors pétrolières occidentales", (13/12)

"*Si otros países quieren invertir en los grandes proyectos petroleros y gasíferos iraníes, no deberían dejar pasar la oportunidad*", añadió Gholam Hossein Nozari. Una advertencia a las majors como Total que vacilan en aceptar los desafíos políticos y financieros de una participación del desarrollo de South Pars, el enorme yacimiento gasero del Golfo Pérsico. Teherán les dio hasta junio de 2008 para decidirse, mientras que Washington deseara nuevas sanciones contra el programa nuclear iraní.

Pekín, que busca petróleo y gas por todas partes, no teme las represalias americanas. Hace un año, la empresa semipública japonesa Inpex renunció a explotar Azadegan, el yacimiento más grande de Irán, particularmente bajo la presión de Estados Unidos que había condenado el acuerdo entre japoneses e iraníes. En abril, Washington protestó contra la apertura de discusiones entre Teherán y la petrolera austriaca OMV.

Irán recuerda que detenta las segundas reservas mundiales de hidrocarburos. En Yadavaran, 3,2 mil millones de barriles son explotables (sobre 18 mil millones en total). El pozo de Yadavaran tiene unas reservas estimadas de 18.300 millones de barriles de crudo y 12,5 billones de barriles de gas natural. El nombre del pozo es relativamente reciente, ya que fusiona los yacimientos de Koushk y Hosseinieh, que posteriormente se descubrió que estaban unidos.

Zhou Baixiu, jefe de la unidad de exploración y producción de Sinopec, dijo que el GNL no era parte del acuerdo principal, pero que esperaba discutirlo con Irán en el futuro.

El acuerdo prevé una producción de 185.000 barriles al día en 2014. "*Irán tiene todavía muy pocos socios chinos*", analiza Nicolás Sarkis, director de la revista *Le pétrole et le gaz arabes*. La conclusión del contrato con Sinopec tardó tres años, los chinos juzgaban visiblemente las condiciones comerciales como poco de satisfactorias.

Si los países industriales necesitan el petróleo iraní, Irán no puede hacerlo sin la expertise y la tecnología de las empresas internacionales. Es incapaz de desarrollar sólo sus yacimientos y no posee competencia en el GNL, esencial para sus exportaciones. Entonces a las empresas están poco interesados en los contratos *buy-back*, que no les dan acceso a los recursos. "*Hay un debate en el seno del poder entre los partidarios de la línea dura, como el presidente Ahmadinejad, y los que quieren flexibilizar estos contratos para atraer capitales*", recuerda Sarkis.

Según una información de China Business News, CNOOC será el encargado de construir una usina de gas natural licuado y de la infraestructura de transporte, con las que, se vería asegurado el suministro de gas durante 25 años vía la explotación de este yacimiento cerca de 85 kilómetros en el norte de South Pars. China consume unos 43 mil millones de metros cúbicos de gas al año pero sus necesidades podrían alcanzar 113 mil millones para 2015, según los expertos.

En el gas, las inversiones están congeladas desde hace muchos años, aunque los numerosos memorandos fueron firmados con las majors. "*Esto son la mayoría de los convenios que, en numerosos casos, no se tradujeron en la puesta en marcha de nuevos proyectos gaseros*", nota Clément Therme, del Institut français des relations internationales (IFRI), en *Caucaz.com*. El resultado, Irán importa tanto gas de Turkmenistán como el que exporta a Turquía.



Nigeria, cambios en la estructura petrolera del mayor productor de África occidental

Nigeria está iniciando el mayor cambio en su industria petrolera de las últimas décadas, una medida que debe dificultar los beneficios obtenidos por las grandes empresas petroleras como la angloholandesa Royal Dutch Shell con los recursos naturales del mayor productor de petróleo de África. Desde que llegó al poder, en mayo, el presidente nigeriano Umaru Yar'Adua, propuso grandes cambios, como la creación de una petrolera nacional, que espera que ayude al gobierno a administrar mejor sus vastas reservas de petróleo y gas natural y a disminuir el histórico dominio de las petroleras extranjeras en el país²⁹.

Los cambios planeados también tienen que ver con “*reequilibrar la relación*” entre el gobierno y las petroleras extranjeras, según el ministro del Petróleo de Nigeria, Odein Ajumogobia. Es decir, obtener mayores beneficios del petróleo para el gobierno, dicen los analistas.

Los cambios muestran una auto-confianza del gobierno nigeriano en una época en que el alza del petróleo genera niveles saludables de crecimiento económico y ayuda al gobierno a mejorar sus finanzas, eliminando deudas. El gobierno está en las primeras

²⁹ The Wall Street Journal, “*Nigeria Seeks Bigger Slice Of Oil Profits in Overhaul*”, (13/12)

prácticas de renegociación de millones de dólares de contratos de explotación de la plataforma marítima suscritos en la década del 90 con empresas como Chevron, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell y Total. Los contratos tienen que ser renovados y fueron suscritos cuando el petróleo estaba a 20 dólares.

“Las cosas cambiaron en los últimos años. Existe la necesidad de modificar la relación entre el gobierno de Nigeria y las empresas, para ver como es que puede mejorar”, dijo Rilwanu Lukman, consultor de Yar’Adua y que fue secretario general de la OPEP en los años 90. A pesar de muchos detalles de los cambios que están aún incompletos, el mensaje general parece bien claro: los beneficios de las petroleras en el país van a tener cortes cada vez mayores. El cambio ocurre en un momento en que está quedando difícil aumentar los beneficios, ya que los términos financieros de los contratos quedan cada vez más rigurosos y el acceso a las mejores reservas disminuye, y las empresas de China e India cierran sus propios acuerdos.

Petroleras estatales de India y China, por ejemplo, están felices con ayudar a países como Nigeria e Irán a explorar petróleo –y también construir usinas de electricidad, ferroviaria y otras infraestructuras como parte del paquete. Es una tendencia para la cual las petroleras de los países ricos no encuentran una respuesta fuerte. Las petroleras *“van a tener que bailar conforme a la música. No hay ningún otro lugar para ir en el escenario escaso en oportunidades de hoy”*, dijo Oswald Clint, de Sanford C. Bernstein, de Londres.

Los cambios inminentes, señal de una época en que los países productores como Rusia y Venezuela vienen imponiendo términos financieros más favorables a las petroleras, ocurren en un momento difícil para las empresas instaladas en el país de África occidental. Los analistas calculan que las petroleras pusieron más de 15 mil millones de dólares en las valoradas aguas de Nigeria, de donde procede buena parte del crecimiento de la producción de petróleo y de gas de ese país. Tanto Estados Unidos como los gobiernos europeos consideran a Nigeria como un proveedor estratégico fuera de Medio Oriente y Rusia. El país es también una importante fuente de petróleo para Brasil. Además de la presión en los beneficios a causa de los costos crecientes de las plataformas y materias primas, las empresas perdieron centenares de millones de dólares en ingresos en los últimos dos años a causa de la violencia en la región del Delta del Río Níger, donde es producida la mayor parte del petróleo nigeriano.

La violencia disminuyó en cerca de un 20% la capacidad de producción de petróleo de Nigeria y no da señal de que vaya a atenuarse. El país actualmente extrae cerca de 2,1 millones de barriles diarios. Los primeros indicios son que, después de los contratos marítimos que sean renegociados, los beneficios de las empresas puede acabar *“por lo menos”* un 5% a un 10% menor, traduciéndose en centenares de millones de dólares en el largo plazo, según una fuente de alto escalafón de las autoridades petrolera nigerianas. Yar’Adua también quiere que las empresas vendan una parte de su producción de gas en el mercado interno. El gobierno quiere suministrar gas barato debido a la urgente necesidad de generar energía para reducir los apagones desenfrenados en el país, aunque eso sea a costa de las empresas.

Por más dolorosas que puedan parecer algunos cambios para las petroleras, ellas, sin embargo, difícilmente tienen que ver con lo que Hugo Chávez llama Socialismo del Siglo XXI en Venezuela. Allí, las tácticas como forzar a las firmas a entregar al gobierno el control de los proyectos perjudicaron los logros. No existen planes del gobierno nigeriano para nacionalizar propiedades en el sector. Algunos analistas dicen que parte de los cambios en gestación tienen aspectos positivos, como una medida que fuerza a las finanzas nacionales del sector petrolero a que sean auditadas anualmente, y no cada quinquenio. Esa medida es para combatir la corrupción, endémica, en el control estatal de la riqueza petrolera de Nigeria. El gobierno también quiere inyectar más previsibilidad en los financiamientos de proyectos petroleros con ayuda de los bancos nigerianos, bien capitalizados y que adoptaron recientemente las prácticas contables de los países

desarrollados. Los bancos, en vez del gobierno, harían las inversiones con las petroleras, según parte de los planes en consideración.

El estado no tendría que juntar dinero cada año para proyectos conjuntos con las petroleras extranjeras, que reclaman que las históricas irregularidades del gobierno en ceder financiaciones completas atrasaron los proyectos y, por eso, aplazó el retorno de las inversiones ya realizadas. El gobierno tiene gasta de 3 mil millones a 5 mil millones de dólares por año en esos joint-venture, pero ahora quiere pasar más presupuesto para programas sociales.

Análisis: Leucemias infantiles más frecuentes cerca de las centrales nucleares

Un estudio alemán reveló que los niños pequeños que viven cerca de plantas nucleares corren mucho más riesgo de desarrollar leucemia y otras formas de cáncer. "Nuestro estudio confirmó que en Alemania la conexión se observó entre la distancia del domicilio a la planta nuclear más cercana (...) y el riesgo de desarrollar cáncer, como por ejemplo leucemia, antes del quinto cumpleaños," informó el diario *Suddeutsche Zeitung*³⁰.

El periódico agregó que la investigación fue realizada por la Universidad de Mainz para la Oficina Federal de Protección Radiológica de Alemania (BfS). Los investigadores hallaron que 37 niños que vivían dentro de un radio de 5 kilómetros de las plantas nucleares habían desarrollado leucemia entre 1980 y el 2003, mientras que el promedio estadístico durante ese mismo período era de 17.

"La mayoría de los estudios multi-sitios concluyeron con una ausencia de aumento de la frecuencia de las leucemias en la vecindad de una instalación nuclear", subrayó Dominique Laurier, experto en epidemiología de radiación ionizantes del Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) français.

Suddeutsche Zeitung citó a un experto en protección radiológica anónimo, cercano al estudio, quien manifestó que las conclusiones obtenidas subestimaban el problema. El especialista añadió que los datos mostraban un aumento del riesgo de cáncer en los chicos que vivían dentro de un radio de 50 kilómetros de los reactores.

Este estudio vuelve a lanzar en Alemania el debate sobre la salida de la energía nuclear. Los verdes y el partido de izquierda Die Linke, ambos en la oposición, exigieron un cierre anticipado de las centrales. Las uniones cristianas CDU-CSU, favorables a un alargamiento de la duración de la actividad de los reactores nucleares, advirtieron contra conclusiones demasiado tempranas. El ministro de Medio Ambiente alemán, Sigmar Gabriel, señaló en un comunicado que examinaría el estudio y también expresó que la BfS

³⁰ Le Monde, "Les leucémies infantiles plus fréquentes près des centrales nucléaires", (11/12)

debía evaluar sus hallazgos. Alemania planea cerrar anticipadamente todas sus plantas de energía nuclear a comienzos de la década del 2020.

Una correlación estadística fue establecida sin embargo para emplazamientos nucleares particulares. En Inglaterra, una duplicación del riesgo de leucemia fue puesta en evidencia entre los niños de los empleados de la fábrica de recuperación de Sellafield. En Francia, una incidencia 6 veces superior a la "norma" fue observada, entre los niños de 5 a 9 años, en un radio de 10 km alrededor de la usina de recuperación de La Hague (Manche). De modo general, observa Dominique Laurier, el origen de una leucemia queda en la mayoría de las veces inexplicado: *"sobre unos 450 casos infantiles declarados cada año en Francia, la causa es muy poca a menudo conocida"*.

"La mayoría de los estudios que examinaron el riesgo de contraer cáncer infantil por vivir cerca de instalaciones nucleares tuvieron en cuenta sólo a qué distancia de una planta nuclear residen los niños", dijo la doctora Jacqueline Clavel de la Universidad París Sud, presuponiendo que cuanto mayor era la distancia, más baja es la radiación. Sin embargo, los autores de la investigación notaron que la dispersión de radiación sigue un modelo más complejo.

Para lograr una visión del riesgo más clara, Clavel y su equipo dividieron en cinco zonas dependiendo de la irradiación a la médula ósea (RBM) producto de la descarga gaseosa de cada una de los 23 reactores franceses. El grupo tomó en cuenta la tasa de diagnósticos de leucemia de los niños menores de 15 años entre 1990 y 2001 que viven a más de 40 kilómetros cuadrados de cada planta.

Se diagnosticaron un total de 750 casos de leucemia infantil, una cifra apenas menor a los 795 casos que se esperaban, aunque la diferencia no es estadísticamente significativa. Los investigadores tampoco encontraron evidencias de un aumento del riesgo correlativo con el aumento de la exposición radial. El promedio de exposición a la irradiación por descargas gaseosas era muy bajo, equivalente a una pequeña fracción de la exposición que se obtiene de las fuentes naturales de radiación como el radón, o evaluaciones médicas como las imágenes de rayos X.

Los niños que viven en las cercanías de una planta nuclear tienen un promedio de dosis de RBM menor que la dosis que se puede obtener en fuentes naturales, concluyeron Clavel y sus colegas. Finalmente, aseguraron que no existen evidencias de un aumento en el promedio de leucemia infantil en las cercanías de los 23 reactores nucleares entre 1990 y 2001.

Cifras y Notas del Sector:

Ecopetrol incursiona ahora en el Golfo de México (El Portafolio, 14/12)

La Empresa Colombiana de Petróleos continúa su incursión en el exterior en busca de nuevas reservas de hidrocarburos, dentro de una estrategia que arrancó en Brasil el año

pasado. La petrolera ahora suscribió un acuerdo de participación para hacer exploración en el Golfo de México, donde entrará como socia de la compañía Shell. Se trata de la participación en dos bloques para buscar hidrocarburos en aguas profundas del Golfo, en territorio estadounidense.

El acuerdo fue suscrito por la filial de Ecopetrol en Estados Unidos (Ecopetrol America Inc). Los bloques donde se realizarán los trabajos, hacen parte del prospecto Clearwater y están localizados en el área conocida como Garden Banks. Shell Offshore Inc. tendrá una participación del 65 por ciento y continuará siendo el operador. Ecopetrol America Inc. participará con el 25 por ciento en las áreas y la firma Newfield Exploration Company participará con el 10 por ciento. De esta forma, la empresa colombiana ya completó la participación en 17 bloques internacionales en busca de crudo. De estos, 9 se encuentran en Perú y 7 en Brasil, donde recientemente se ganó 6 durante una ronda abierta por las autoridades energéticas de ese país. Aunque la compañía no reveló detalles de las inversiones y los trabajos que se realizarán en el área, fuentes en la industria indicaron que los trabajos de exploración en el prospecto Clearwater se encuentran avanzados y que es muy probable que en el 2008 se emprenda la perforación del primer pozo, cuyo costo puede ascender a por lo menos 60 millones de dólares.

El Golfo de México es una de las regiones con mayor potencial de hidrocarburos y es una zona donde cada vez más las compañías están explorando bajo la figura de costa afuera. En la zona del Golfo se encuentran las mayores refinerías de Estados Unidos, pero al mismo tiempo es una región de bastante riesgo debido a que está expuesta anualmente a la temporada de huracanes. Shell lleva cinco décadas en el Golfo de México y produce 370.000 barriles por día en esa área. Hoy tiene cerca de 459 áreas para exploración en aguas profundas, donde en el 2006 hizo perforaciones a más de 8.000 pies de profundidad.

Ecopetrol y Shell ya habían suscrito en julio de este año un contrato para explorar conjuntamente el bloque Caño Sur en un área de 653.662 hectáreas, el cual está ubicado en los Llanos Orientales, la mayor cuenca productora de crudos pesados que existe en Colombia. Esa alianza representó el regreso a la exploración de Shell en Colombia. La producción mundial de petróleo de Shell alcanzó los 3,5 millones de barriles de petróleo equivalentes por día en el 2006, mientras que la producción de Ecopetrol en ese mismo año fue de 385.000 barriles diarios.

Subsidiarán uso de autos a gas (La República, 14/12)

Para incentivar el uso del Gas Natural Vehicular (GNV), desde el próximo año el Estado otorgará un bono no reembolsable de US\$ 2 mil a los usuarios que decidan desechar sus vehículos viejos y reemplazarlos por unidades nuevas que sean reconvertidas al gas natural.

Según indicó el ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia, el Bono de Reconversión al Gas Natural –también conocido como 'Bono chatarrero'– está dirigido a los autos con más de 10 años de antigüedad.

"Este bono servirá como cuota inicial para la compra del nuevo auto, pero antes de adquirirlo, el usuario estará obligado a convertirlo a un sistema dual –consumo alternativo de gasolina y GNV–, pues todavía no existen muchos gasocentros en provincias", explicó. Indicó que se podrá disponer del bono para autos usados como taxis, colectivos o particulares. También serán libres de escoger el



modelo de su preferencia (pero teniendo en cuenta que el bono solo cubre autos de hasta 1,600 centímetros cúbicos de potencia). Otra ventaja para los consumidores es que el uso del GNV no estará gravado con el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC).

El programa comenzará a aplicarse desde mayo del 2008, luego de la implementación del proyecto. Además habrá una licitación para determinar qué empresa comprará los vehículos viejos. El ministro Valdivia espera que a los 20 mil vehículos que usan GNV, se sumen otros 40 mil más hacia fines del próximo año. Asimismo, informó que se planea la construcción de nuevos gasocentros, tanto en Lima como en provincias. A las actuales 22 estaciones se sumarán otras 40 en el 2008.

El Bono de Reconversión al Gas Natural forma parte de un paquete de siete proyectos de Decreto Supremo para fomentar la inversión que el presidente de la República enviará al Congreso la próxima semana. Aranceles. Otra futura medida será reducir aranceles a la importación de autos nuevos para su reconversión a gas. Esta propuesta la estudiada el Ministerio de Economía y finanzas.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de *EnerDossier* conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com