

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 20 al 27 de junio de 2007

Por Hernán Federico Pacheco

Índice:

Francia : Análisis de la liberalización del mercado de Electricidad y Gas	2
✓ <i>La electricidad “verde” busca espacio en el mix energético</i>	6
✓ <i>Apertura de los mercados: cinco puntos que hay que tener en cuenta</i>	7
Estrategia: Alstom apuesta por las energías renovables y la eficiencia energética	8
✓ <i>Alstom utiliza amoníaco para capturar CO2</i>	9
Brasil: Hacia la producción del gas de uranio	10
✓ <i>Angra 3 ¿es necesaria la energía nuclear en un país con vastos recursos naturales?</i>	13
✓ <i>Instituto Brasileiro de Mineração pide el final del monopolio de uranio</i>	17
Estados Unidos ¿fracaso de la industrialización del coal-to-liquids?	19
✓ <i>Entre la seguridad de suministro y altos índices de contaminación</i>	20
✓ <i>Pocas reservas de carbón y daños ambientales en el manejo de las minas de carbón</i>	22
Estrategia: Toyota lidera la industria híbrida	23
Cifras y Notas del Sector	25
✓ <i>Las inversiones en el aumento de la producción de azúcar andan con los días contados</i>	25
✓ <i>Gasprom y Eni tenderán nuevo gasoducto de Rusia a Europa</i>	26
✓ <i>Canadiense Gran Tierra Energy realiza test final a pozo de crudo en Putumayo</i>	27

Francia : Análisis de la liberalización del mercado de Electricidad y Gas

"Il ne s'agit donc plus d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence." Marcel Boiteux, presidente de honor de EDF

Estimado lector, puede leer el análisis y terminar entendiendo lo que esa frase en francés significa o suturar su ansiedad e ir al final del texto y leerla traducida

"La concurrence, mais quelle concurrence ? » (¿La competencia, pero cual competencia ?). En vísperas de la apertura de los mercados de electricidad y de gas para los particulares, prevista para el 1 de julio, nadie cree en la *"grand soir de l'énergie"* (la gran noche de la energía) que vendría a resolver todo en un sector donde Electricité de France (EDF) et Gaz de France (GDF) reinan en soledad desde la ley de nacionalización de las industrias eléctricas y gaseras de 1946. Si el mercado se liberaliza, el proceso será progresivo (*"Pas de "grand soir" de l'énergie pour la France"*, Le Monde, 23/6).

"Conserve sus contratos actuales. No deje a EDF y a Gaz de France", aconseja la asociación de defensa del consumidor UFC-Que choisir. Si este nuevo mercado debe animar la bajada de los precios, haciendo jugar la competitividad de las empresas, sucede que la posición en Europa de los abastecedores históricos franceses, EDF y GDF, era particularmente competitiva en la Unión de los 15. Los precios de la electricidad en Francia están sistemáticamente debajo de la media europea, o sea 90,5 euros por megavatio hora contra 109.4 euros. Los precios del gas son, en cambio, bastante próximos a la media europea, 39,3 euros por MW/h contra 36.6 euros MW/h.

Y cuando Pierre Gadonneix, director general de EDF, un *«opérateur historique archidominant»*, califica de *"verdadera revolución"* la llegada de la competencia es contradicho por el presidente de la Comisión de regulación de energía. Conocido por sus convicciones liberales, Philippe de Ladoucette considera sin embargo que *"hay que relativizar el acontecimiento"* y que *"el 1 de julio de 2007 es ante todo una fecha simbólica"*. En cuanto al gobierno, guarda –como su predecesor un asombroso silencio sobre esta situación eminentemente sensible (*"Energie: le libéralisme en échec"*, Le Monde, 22/6).

Varias razones explican este fenómeno: el número reducido de competidores, la oposición de las asociaciones de consumidores, el peso de ambos operadores históricos y

sobre todo la conservación de tarifas fijadas por el Estado que sólo benefician a EDF para la electricidad y a GDF para el gas. Más aún cuando la liberalización -impuesta por Bruselas- jamás fue favorable para la opinión pública y no llevará a una disminución de los precios, contrariamente a la supresión del monopolio de France Télécom el 1 de enero de 1998.

De hecho, los precedentes no incitan apenas al optimismo. Menos del 20% de los sitios que, desde hace algún año, pueden escoger entre las tarifas administradas por EDF y GDF y el mercado libre escogieron este último. Hay que mencionar que desde abril de 2001 al mismo mes de 2006, los industriales que optaron por las tarifas desreguladas vieron su factura incrementarse en un 75%. A tal punto, que el legislativo *“adoptó, en catástrofe y sin gran lógica, en diciembre de 2006, una ley que permitía demandarle a sus proveedor gozar durante dos años de una tarifa transitoria que no podía ser superior a más del 23% de la tarifa reglamentada. Una iniciativa muy mal vista por Bruselas”*, según el analista Frédéric Lemaître.

En principio, la competencia no es total. Si varios productores de electricidad pueden ser puestos en competición, hay sólo una red de transporte. Por razones económicas -y ambientales- está fuera de cuestión que cada productor debería tener su propia red de líneas eléctricas. Es entonces un organismo independiente, Réseau de transport d'électricité (RTE), que administra el conjunto. Este debe sin interrupción ajustar la oferta y la demanda de este producto no stockable, es también una de las razones por lo que vuelve a este mercado particular, sin favorece a tal o cual productor.

Además, la apertura europea desfavoreció hasta aquí a los consumidores franceses. Interconectados, Francia, Alemania y el Benelux (designa la unión aduanera y económica de Bélgica, los Países Bajos y Luxemburgo) no forman más que un mercado. Los vecinos europeos no son capaces de subvenir a sus propias necesidades energéticas. A excepción de Alemania y España, la inmensa mayoría son importadores netos de electricidad. Para satisfacer la demanda, un distribuidor va primero a comprar electricidad en Francia y en Bélgica donde es más barata gracias a que es nuclear después irá a un productor alemán cuyas centrales a carbón son menos competitivas. Alemania no es competitiva y las conexiones a la red entre Francia y España son insuficientes para encaminar la electricidad (*“Libéralisation de l'énergie: de l'eau dans le gaz”*, Le Figaro, 29/5). Conclusión: el consumidor alemán goza de la energía nuclear francesa y el francés paga su cuota al carbón alemán. La nuclear, que representa el 78 % de la electricidad consumida en Francia, es barata. Un costo ampliamente inferior al de las energías fósiles, sobre las cuales son indexados los precios de la electricidad.

Es imposible evocar a la competencia en el sector energético sin referirse a la producción de electricidad. Lo que aparece hoy como una evidencia fue ocultado sin embargo por los europeos durante una buena decena de años. Así como lo observa los especialistas de RTE en un trabajo reciente *Les Réseaux électriques au coeur de la civilisation industrielle* (Timée éditions), *“es un contexto de extracapacidad relativa de producción en Europa que comenzó a principios de los años 90 la apertura de la competencia (...). Hoy, esta competencia se produce en un contexto de subcapacidad relativa (...) Además, ciertos productores encuentran un interés estratégico al quedar en subcapacidad crónica: los precios subirán en el mercado y serán recompensado en cierto modo por no haber invertido”*.

El diario francés Liberation (*“Electricité: l'esprit des lois de la concurrente”*, 4/6) publicó un estudio de NUS Consulting, un instituto que observa desde hace varios años los costos energéticos en 14 países industriales. ¿Qué comprobamos en este mercado libre? Entre marzo de 2006 y marzo de 2007, la tendencia está globalmente en baja, lo que podría dejar pensar que *“la desregulación de los mercados finalmente alcanzó su objetivo de hacer bajar los precios”*, remarcó NUS. Pero se trata de una evolución totalmente contraria a lo que ocurría antes. *“Desde hace varios*

años, los estudios tuvieron en cuenta el crecimiento recurrente y casi generalizado por los costos energéticos”, prosigue NUS. Y es lo que pasa en Francia es totalmente paradójico. En el mercado desregulado, los precios bajaron 26,3%...como consecuencia de una ley. *Merci le contrôle administratif des prix!* (gracias al control administrativo de los precios!!!).

Como subraya NUS, "*Assemblée nationale y el Senado francés introdujeron recientemente una tarifa reglamentada transitoria de ajustamiento en el mercado*". Un texto adoptado en respuesta al lobbying de las empresas consumidoras de electricidad, que vieron su factura explotar 48% de 2005 a 2006. Después, los precios del mercado desreglamentados no pueden ser superiores en más del 23% del sector reglamentado. Se trata de una solución "*provisional y artificial*", critica NUS, que nota, además, que está en bajada "*no siempre rinde en el mercado liberalizado atractivo*", ya que las tarifas reglamentadas son más bajas.

Fuera de Francia, las desviaciones son mucho más medida en los países grandes: -3% en Alemania, -10 en el Reino Unido, +8% en Italia, +4,7% en Estados Unidos, +3,7% en Canadá. Conclusión de NUS: La bajada de 2006-2007 es "el resultado de una sucesión de azares" es decir "*la ilustración del carácter volátil de los mercados reglamentados*".

Las necesidades son enormes. La Agencia Internacional de Energía considera que habrá que construir cerca de 60.000 MW de capacidad (el equivalente a unas cincuenta centrales nucleares) en los 30 años venideros. El costo de la operación: 1.000 mil millones de euros. Los nuevos desafíos (el calentamiento global, las crisis del gas con Rusia, los apagones de California en 2001, etc.) que aparecen necesitan una estrategia verdadera e industrial y no una aproximación simple y liberal.

A veces hasta se corre el riesgo de ser contra productivo. Dos ejemplos lo demuestran: ¿la lucha contra el calentamiento global no debería incitar a aumentar las tarifas energéticas más que bajarlas? ¿La constitución de un mercado único, el necesario informe de fuerza frente a la superpotencia energética rusa y las enormes inversiones necesarias no deberían impulsar a los países a favorecer a la concentración de actores?

La elección del "*fournisseur*" (proveedor) estará limitada a menos de diez operadores, lo que es más abierto que lo que fue para el teléfono fijo, donde había desde el principio sólo dos operadores (France Télécom et Cegetel). La Commission de régulation de l'énergie (CRE) indica que sólo EDF, GDF y Poweo harán ofertas "duales" de gas y electricidad. Altagaz hará sólo de gas, y Electrabel (Suez), Direct Energie, Alterna, Proxelia, GEG Source d'Energies y Enercoop de electricidad.

¿Sus ofertas serán muy diferentes? Todos se emplean en calmar a los clientes inquietos por el incremento de los precios de la energía y por la interdicción de volver a las tarifas reguladas si eligieron la libertad de las tarifas. La inmensa mayoría proponen electricidad "verde", particularmente la sociedad cooperativa Enercoop (leer más abajo).

EDF, que goza de estas tarifas reglamentadas, le hará también una oferta "*de 10 al 12% superior a la tarifa*" a los clientes que no tendrán más derecho a la tarifa administrada después de haberse instalado en una vivienda donde el locatario o el propietario precedente había escogido el precio de mercado.

El grupo insiste sobre todo en los servicios anexos (seguimiento del consumo, control de los trabajos de electricidad, asistencia-reparación, seguridad en caso de dificultades de pago) que ofrece. Para el gas, "*haremos una oferta que será competitiva en relación a Gaz de France*" y su precio será "*cercano al de la tarifa de GDF*", indicó -Pierre Benqué, director general adjunto de la rama comercial. Esto coincide con la modernización del parque de producción de EDF. Mientras que el contrato firmado con el Estado francés preveía la puesta en funcionamiento de 3.100 megavatios de capacidades suplementarias para 2008, la eléctrica decidió acentuar su

esfuerzo: además de los proyectos anunciados, cerca de 2.000 megavatios verán la luz para el horizonte de 2010 ("EDF va construire 6 centrales en France", Les Echos, 19/6).

Gaz de France, que quiere a cualquier costo retener a sus 7 millones de clientes que utilizan para calentar gas, anunció el viernes 22 de junio, que garantizaría "*precios fijos*" de electricidad y de gas durante uno, dos e incluso tres años: para la electricidad, el precio corresponderá a la tarifa reglamentada actualmente; para el gas, será superior en cerca del 3%, lo que lo llevaría a una factura media anual de 700 euros a 724 euros. Esto deja que los 100.000 clientes de GDF que se instalarán en una nueva vivienda cada año no tendrán la elección y deberán pagar su gas al precio del mercado, conforme a la ley.

En el caso del gas, el argumento es portador, porque las tarifas, indexadas al petróleo es revisado trimestralmente. Por lo menos en los papeles, porque desde hace algún tiempo, la fijación de los precios del gas se hizo un dossier eminentemente político. Con respecto al gas, la asociación UFC-Que Choisir subraya que la competencia será también poco probable. "*Indiscutablemente la apertura del mercado de gas en Francia no les permitirá a los consumidores ver invertir las tendencias actuales caracterizadas por un aumento continuo de los precios*". Francia produce apenas el 5% de estas necesidades de gas. El resto proviene de exportadores extranjeros cuyos costos fueron fijados en contratos de largo plazo (20-25 años). Los países productores como Rusia, Noruega o Argelia fijan los precios de venta pero, paradójicamente, no influyen en el importe de la factura del consumidor.

Con respecto a este tema, el gobierno francés anunció el 14 de junio que el precio de gas no aumentaría "*en los próximos meses*", calmando a los cerca de 11 millones de consumidores. El ministro de Economía y empleo afirmó que no habrá fijación de tarifa de gas de aquí a finales de año ("*Pas d'augmentation du prix du gaz en 2007*", Le Figaro, 15/6). Sin embargo, el ministro no indicó el lapso de tiempo durante el cuál el precio del gas no aumentaría.

GDF, que dice prepararse para la desregulación desde el 2000, considera que la apertura a la competencia de los mercados de energía tendrá un débil impacto sobre su actividad en 2008. El grupo no excluye invertir en el mercado nuclear. El grupo se aseguraría así un acceso a "*la electricidad de base*". GDF precisa sin embargo que no existe ninguna discusión actualmente. La empresa podría, no obstante "*cambiar*" electricidad con EDF, que tiene obligaciones en la apertura de su energía nuclear a la competencia. ("*Ouverture du marché de l'énergie: GDF propose des prix fixes*", La Tribune, 22/6)

Poweo se hace fuerte al "*garantizar precios siempre inferiores a las tarifas reguladas*", subraya su presidente, Charles Beigdeber. En el perfil definido de consumo, Poweo propondrá un costo fijo anual simple o mixto (gas-electricidad). La energía no consumida a fines de año será reembolsada, el *surplus* (excedente) de consumo facturado de la tarifa reglamentada, asegura. La anulación del contrato será posible en cualquier momento y sin gastos, sostuvo. Propone también "Poweo Box", que consta de una caja de suministro de información en tiempo real del consumo. En resumen, promete Beigbeder, sus tarifas estarán entre un 5 y un 10% inferiores al de EDF y GDF.

Ignoramos cuanto tiempo durarán estas ofertas a priori seductoros. Henri Ducré, director comercial de GDF, concede que la renovación de los contratos más allá de los años a precios garantizados queda por precisar. Las asociaciones se multiplican en las advertencias a los consumidores contra la libertad tarifaria. Corre peligro, según ellas, de costar caros. Y será de modo irreversible. Pero los precios no son todo, y es posible que en el mundo donde la energía corre peligro de ser cada vez más cara, los servicios de "*les économies d'énergie*" permitan limitar el incremento de las facturas.

El mercado será verdaderamente liberalizado sólo con la supresión de las tarifas reguladas, juzgan la CRE y la Comisión Europea. Las presiones de Bruselas van a acentuarse en este sentido en los próximos meses. La consultora Capgemini sostiene que no se crearon las condiciones de una verdadera competencia y considera que por el momento "*pocos consumidores van a cambiar de abastecedor*" ("*L'ouverture du marché de l'énergie ne poussera pas beaucoup de clients à quitter EDF et GDF*", Le Monde, 13/6). Los primeros indicios los confirman: 350 particulares (sobre 25 millones fijaron su intención de dejar EDF, buena parte de ellos para ir a Poweo, aseguran sus dirigentes. Y para el consultor, "*hará falta más tiempo para juzgar los efectos de la liberalización total del mercado en Francia*". En este estadio, Poweo aparece como el principal beneficiario de esta "*timide ouverture*" (apertura tímida). El grupo de Beigbeder reivindica en efecto a 265 nuevos clientes, es decir cerca del 80% de los "balanceos" programados para el 1 de julio ("*EDF perdra moins de 350 clients le 1er juillet*", Les Echos, 11/6). Es verdad que el abastecedor independiente de gas y de electricidad es uno de los únicos que realmente ha comunicado sobre la apertura de los mercados. Su posicionamiento de marketing original (« *l'énergie positive* ») fue importante.

Capgemini lanza un aserto posmoderno. Por cierto, el ritmo de cambio se acelera con el tiempo, pero algunas decenas de euros economizadas cada año en sus facturas con proveedores alternativos no serán sin duda un argumento que bastará para dejar el regazo de EDF o GDF. A menos que acaben por perder la *avantage comparatif* (ventaja comparativa de las tarifas reguladas).

Teóricamente, la liberalización –según algunos analistas franceses- debería provocar la siguiente reacción: los consumidores deberían regocijarse con eso. Que dice que la competencia en principio baja los precios. En un artículo publicado por la revista francesa Futuribles ("*Les ambiguïtés de la concurrence. Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité*", junio de 2007), Marcel Boiteux, presidente de honor de EDF, resume una situación contradictoria que sacude la teoría liberal sobre las virtudes de la desregulación: "*no se trata pues más de abrir a la competencia para hacer bajar los precios, sino de elevar los precios para permitir la competencia*".

La electricidad “verde” busca espacio en el mix energético

En Vísperas de la apertura del mercado de energía para 25 millones de particulares franceses, todas las empresas de electricidad alimentan la fibra "écolo" (por ecológica) de sus futuros clientes ("*La concurrence pousse les producteurs à fournir de l'électricité verte*", Le Monde, 21/6). Y todos previeron contratos con los que prometen abastecer de corriente producida a partir de los motores eólicos, paneles solares, de las centrales de biomasa y de las represas. Por todo kilowatt hora (Kwh.) comprado en el marco de ese contrato, los abastecedores se comprometen a poner en la red eléctrica un Kwh producido a partir de fuentes de energía renovables.

EDF, que se jacta en sus últimas campañas publicitarias de haber hecho "*le choix d'un monde avec moins de CO2*" -la elección de un mundo con menos CO2- (el 95% de su producción

proviene de centrales nucleares y presas), propone una fórmula "*kWh Equilibre*" (lanzada en 2004 para los profesionales) donde cada electrón viene de una fuente renovable.

Una oferta complementaria hasta prevé que una pequeña parte del precio pagado por el consumidor sea destinada a los fondos que EDF creó para financiar el proyecto Cisel, con el CNRS y l'Ecole nationale supérieure de chimie de Paris, para poner a punto y desarrollar un nuevo procedimiento de producción de electricidad a partir de energía solar.

Electrabel (Suez) prometió una oferta "100% de energías renovables", y como EDF, insiste por el mix energético del grupo, con las centrales nucleares y las presas de la Compagnie nationale du Rhône (CNR).

Poweo no descansó creando rápidamente, a finales de 2006, una filial de energías renovables. El grupo francés propuso "*électricité bio*". "Por cada kWh consumido, Poweo compra el 100% de la electricidad verde, bajo la forma de "*certificados verdes*" junto a productores franceses de energía eólica y/o hidráulica. Además promete una doble garantía: la certificación de origen por un organismo oficial y el envío, una vez por año, de un certificado correspondiente al consumo de electricidad renovable.

Más original, la sociedad cooperativa Enercoop, que se inscribe en la economía solidaria, propondrá sólo electricidad "*verte*", pero ninguna fórmula de "*heures pleines-heures creuses*" (horas plenas-horas de poca actividad) con el fin de favorecer las economías de energía.

La competencia no podrá hacerse en el precio debido a la conservación de las tarifas reguladas que sólo benefician a EDF, el argumento de venta de la cooperativa será "*ecológico y ético*", indicaron. Lanzada en septiembre de 2006, esta sociedad se servirá de las redes solidarias y ecologistas (Greenpeace, Les Amis de la Terre...) para apuntar a 10.000 clientes en 2009. Dos mil clientes residenciales ya llamaron a su puerta, asegura Enercoop. Cerca de 70 clientes ya fueron seducidos por su oferta de "electricidad verde". Mas cara, pero más respetuosa del medio ambiente. Un argumento de venta que debería contar con cada vez más consumidores (Les Echos, 11/6)

Las ofertas deberán ser atractivas. Porque a excepción de los militantes, los consumidores se niegan a pagar demasiado caro por esta energía. Entonces el costo de producción de un kWh de electricidad verde es más elevado que el de un kWh de nuclear. Aunque, in fine, son los consumidores quienes pagan la factura adquiriendo la contribución al servicio público de electricidad. A finales de 2005, un sondeo de Euro barómetro para la Comisión de Bruselas indicaba que los dos tercios de los europeos estaban dispuestos a pagar 5% más en nombre del desarrollo durable. Pero ningún euro más.

Apertura de los mercados: cinco puntos que hay que tener en cuenta:

-El paso a la competencia no es obligatorio, el consumidor puede quedarse con las tarifas *réglementés* (fijadas por el Estado) con EDF y GDF, estos últimos podrán, no obstante proponerles ofertas de mercado, con el mismo título que los nuevos proveedores.

-Una vez pasado a los precios del mercado, el consumidor no podrá volver atrás. El cambio se hace sin gastos ni interrupción de servicio o cambio de contador.

-Los contratos deberán respetar la ley de energía del 7 de septiembre de 2006, en la descripción de los productos, la información del consumidor, la facturación y la anulación.

-En caso de litigio, el consumidor podrá tomar al mediador nacional de energía.

-Si el consumidor se traslada en una vivienda y el antiguo ocupante escogió la competencia, no podrá volver a las tarifas reguladas. En una vivienda nueva, el consumidor puede optar por la tarifa regulada para la electricidad (hasta 2010) pero no para el gas.

Estrategia: Alstom apuesta por las energías renovables y la eficiencia energética

Las energías renovables son objeto de un verdadero camino al oro. Algunos no vacilan más en hablar de la aparición de una "*nueva economía*" que sería la réplica del fenómeno Internet de los años 90. Con riesgo de una burbuja especulativa alrededor de las empresas del sector la industria acaba de estallar. Analista de Société générale, Didier Laurens, constata bien "*un flujo enorme de liquidez*", pero subraya que "*hay una perspectiva de cash-flow muy importantes*". Todo parece militar en favor de las energías verdes -particularmente las turbinas eólicas: fin programado de las fuentes de energía fósiles, dependencia creciente de los grandes abastecedores (Rusia, Medio Oriente), promesas lejanas de carbón limpio, urgencia que produce la energía sin CO₂, parte mínima (3% fuera de la hidráulica) de renovables en la producción de electricidad.

Esta especulación sobre los activos eólicos comenzó a formarse en Alemania en 2003 y en España a principios de 2006, luego en Francia. Va a desarrollarse en Estados Unidos, pronostica Robert Bell, profesor de gestión de empresas de la Universidad de New York, en el libro "*La Burbuja Verde*". "*Los inversionistas institucionales liberarán tsunamis de dinero en esta nueva economía*", asegura. Particularmente los aseguradores, cada vez más inquietos consecuencias sobre sus resultados de las catástrofes naturales vinculadas al recalentamiento climático. La burbuja se formará después de la elección de 2008, cuando el nuevo presidente americano deberá cambiar de política energética (después todo el petróleo de los años Bush).

El grupo de transporte y energía Alstom anunció el martes, 26 de junio, su entrada al mercado de fabricantes de motores eólicos con la adquisición de un constructor español, Ecotènia, hasta ahora propiedad del grupo industrial Mondragón, por 350 millones de euros. De esta forma, completa la gama de equipos para la producción de electricidad, que va desde islotes convencionales de centrales nucleares (turbinas...) a solar pasando por grandes equipos destinados a las centrales que funcionan a carbón y gas y las presas hidroeléctricas ("*Alstom entre sur le marché des fabricants d'éoliennes en rachetant l'espagnol Ecotènia*", Le Monde, 26/6).

Contrariamente en los grandes consumidores, Siemens y General Electric no estaba presente en el sector eólico hasta ahora. El grupo anunció que estaba en búsqueda de una

adquisición en este sector, a condición de no pagar demasiado caro y encontrar un savoir-faire (destreza) tecnológica de calidad.

La empresa de Barcelona emplea a 765 asalariados en cinco fábricas en España (en Coreses (Zamora), Somozas y Río de Pozo (Galicia), Buñuel (Navarra) y Pla de Santa María (Cataluña), tendrá este año una facturación de entre 300 y 350 millones de euros con un margen de EBITDA del 7%) y fábrica "éoliennes" de una potencia de 0,64 a 2 megawatts (MW) desarrollando una máquina de 3 MW. Bien implantado en el mercado español, el segundo de Europa detrás de Alemania- realiza cerca de la mitad del volumen de negocios (cerca de 350 millones de euros en 2007) a la exportación.

La adquisición de Ecotècniá se finalizará una vez que se realicen las consultas requeridas y los procedimientos jurídicos necesarios para modificar el estatuto de la empresa, ya que de cooperativa se transformará en sociedad anónima antes de la toma de control ("*Alstom entra el mercado eólico con la compra de la española Ecotècniá*", El País, 26/6). Ecotècniá instaló o está instalando más de 1.500 turbinas eólicas en 72 parques que representan una capacidad de 1.433 megavatios, alrededor del 2% de la potencia mundial de este tipo de energía y también se está desarrollando recientemente en el mercado de las placas solares en España.

Sus mercados de referencia en el ámbito internacional son Italia, Francia, Portugal y Japón. Este año, Ecotècniá prevé aumentar su facturación un 80% hasta 400 millones de euros en 2007, gracias al impulso de las ventas internacionales, sostuvo Thompson Financial (26/6).

La empresa dirigida por Patrick Kron se refuerza así en las energías renovables, uno de los sectores donde no dejó de desarrollarse en los últimos años, mientras que el "sin CO2" se hizo un eje de los fabricantes de equipos y productores de electricidad. Además de las eólicas y el mejoramiento de la eficacia de sus turbinas (menos combustible para más energía), Alstom invierte en proyectos de captura-secuestro de CO2.

Con Ecotècniá, Alstom tiene éxito donde la francesa Areva fracasó, por la carencia particular de un apoyo del Estado accionario: el grupo nuclear no llegó a adquirir al productor de turbinas eólicas REpower. No renunció por eso y averigua los "cibles potentiéllés" (blancos potenciales), indica el portavoz. El apetito de los inversionistas, financieros o industriales, despertó recientemente cuando el banco de negocios Goldman Sachs y CMP, que controla el 44,1% de Nordex, anunció su interés por el fabricante eólica alemán.

En relación a Areva, muchos apuestan sobre el deseo de Nicolás Sarkozy de abrir el capital del grupo público nuclear para propiciar una alianza con Alstom, incluso con su gran accionista (25%) el grupo Boygues. Este último sueña desde hace varios años con asociarse con el campeón francés nuclear ("*Alstom préfère s'allier à Areva via un partenariat industriel*", La Tribune, 26/6). Kron sostuvo que prefería arreglar una "colaboración industrial" con Areva. "*Si mañana el gobierno decide ceder una parte del capital de Areva -el 5,10, 15%- Alstom no parece tener un particular en esto*", declaró. "*No veo lo que esto le aportaría a un grupo como Alstom*".

La hipótesis de colaboración industrial recuerda la tesis defendida por algunos responsables industriales, el mismo Patrick Kron entre ellos, que la parte susceptible de aliarse de Alstom sería Framatome, la empresa industrial nuclear, y no Cogema que se dedica al negocio del uranio.

Alstom utiliza amoniaco para capturar CO2

Alstom acaba de firmar con el abastecedor de electricidad y de gas E.ON un contrato para el lanzamiento de una unidad de demostración de captura de CO₂ de 5 MEW (15.000 toneladas de CO₂ al año), en la central eléctrica de Karlshamn al sur de Suecia. Este piloto, que debería entrar en servicio en 2008, utilizará la nueva tecnología con amoniaco refrigerado desarrollado por Alstom. Ambos socios pretenden ampliar, después de una evaluación técnica, esta tecnología a otras centrales suecas (Energine, 26/6).

El desarrollo de esta tecnología constituye una etapa importante en la lucha por la reducción de las emisiones de carbono en la medida que el CO₂ es reconocido como uno de los principales gases de efecto invernadero que contribuye al calentamiento climático. El procedimiento de captura de CO₂ de Alstom a base de amoniaco refrigerado se revela muy prometedor en el plan económico y en términos de rendimiento. Esta unidad de demostración será la primera aplicada en la captura de CO₂ que resultará en la combustión de fuel oil y gas natural y va a completar el *portefeuille* tecnológico de Alstom.

Las últimas investigaciones muestran que este procedimiento de captura permite disminuir el 90% del CO₂ emitido por los humos de combustión. Con relación a otras técnicas que permiten separar, al nivel de post-combustión, el dióxido de carbono de otros gases emitidos, el procedimiento con amoniaco refrigerado por Alstom arrastra una pérdida de energía mucho menor de la central eléctrica (del orden del 10%, contra el 30% para otros procedimientos de separación de CO₂ bajo de la combustión).

En lo concerniente a la captura de CO₂ que resulta de la combustión del carbón, este acuerdo Alstom/E.ON es continuación del concluido en marzo de 2007 en Estados Unidos entre Alstom y American Electric Power (AEP), que permitirá desarrollar de 2008 un piloto de 30 MW en Virginia Occidental así como una unidad de captura de CO₂ en escala comercial en 2011 en AEP en Oklahoma. Alstom realiza actualmente para la empresa americana We Energies la construcción de un piloto de captura de CO₂ de 5 MW en la central eléctrica de Pleasant Prairie (Wisconsin), utilizando el mismo procedimiento.

Brasil: Hacia la producción del gas de uranio

Brasil tendrá, en aproximadamente dos años, una fábrica propia, de escala semi industrial para producir hasta 40 toneladas por año de gas de uranio, la última etapa del complejo ciclo de combustible nuclear que ese país aún no domina. La fábrica está parcialmente construida en Iperó, en el Centro Experimental de Aramar, que la marina mantiene en el municipio de Iperó, a 130 kilómetros de San Pablo (*“Brasil está perto de produzir gás nuclear”*, Estado de San Pablo, 24/6).

El volumen de producción atenderá a las necesidades del Comando de la Marina. La fuerza utiliza el hexafluoruro de uranio (*) para ensayos científicos y para enriquecimiento del mineral –el combustible del reactor compacto que equipara a un submarino nuclear de ataque, previsto para después de 2020. Aún será necesario invertir cerca de 40 millones de reales en la

conclusión del montaje de sistemas y procesos. La Financiadora de Projetos e Pesquisas (Finep) destinó 23,60 millones de reales para el proyecto, este año y en 2008. Actualmente el uranio transformado en *yellow-cake*, la primera práctica química del refino, es enviado en tambores de 400 kilos a la empresa Cameco, de Canadá, que realiza bajo contrato, el trabajo de conversión a gas.

Aunque haya sido descartado como prioridad de la Marina brasileña en febrero de 2006, el submarino nuclear acabó siendo rescatado en la redefinición del plan. Es un objetivo de largo plazo. El tiempo previsto para que los técnicos de la fuerza naval proyecten y construyan una unidad de 6 mil a 9 mil toneladas de desplazamiento, con 96 metros de largo y 100 tripulantes, es de 11 años. Antes de eso, sin embargo, será necesario probar y completar un reactor PWR (de agua presurizada) de 48 MW. El reactor que permanece desmontado vale US\$ 130 millones. (*“País prepara salto de eficiência na produção de urânio enriquecido”*, Estado de San Pablo, 17/6).

El Centro Tecnológico de la Marina precisa de 1,040 mil millones de reales para completar las etapas estratégicas de la iniciativa: ciclo de combustible, generación de energía, propulsión e infraestructura. El almirante Bezerril estima que el proceso exigiría siete años. Casi toda la inversión en el programa nuclear fue hecha por el comando de la marina, con recursos propios. Las aplicaciones, desde 1979, suman 1,117 mil millones de dólares y de ese total 216 millones llegaron de otras fuentes gubernamentales. El Comando de la Marina tiene presupuesto propio, los royalties referentes a la extracción de petróleo en la plataforma oceánica, pagados por Petrobras. El dinero de la fuerza, sin embargo, es contenido por la Presidencia de la República hace 10 años en beneficio del superávit primario en las cuentas públicas. En diciembre de 2006, el saldo acumulado y no repasado llegaba a 2,69 mil millones de reales. Para este año la recaudación en derechos será de 1,4 mil millones de reales.

El serrado paulista, un resto de la Mata Atlántica que acompaña el trazado de la sinuosa carretera de Iperó, guarda secretos de Estado. La vegetación abriga una valla doble, garitas de vigilancia ocupadas por *fuzileiros* navales y también redes de sensores electrónicos de movimiento y calor. Además de la barrera, un conjunto de edificios, algunos visibles, otros intencionalmente aislados, guardan las líneas de experimentación del reservado Programa de Capacitação Nuclear desarrollado por Centro Tecnológico da Marinha (CTMSP). A lo largo de 28 años, el costo del proyecto llegó a 1,117 mil millones de dólares.

Intrusos, claro, no son bienvenidos al local donde, para 2010, el Comando de la Marina pretende tener en funcionamiento la fábrica de hexafluoruro de uranio y donde está escondida otra planta, en la construcción de las ultracentrifugadoras, poderosas máquinas utilizadas por las Industrias Nucleares do Brasil (INB) en el proceso de enriquecimiento del mineral. En los laboratorios se hacen procedimientos notables, como la soldadura fina de cerámica y metal. El método es fundamental para la fabricación de las válvulas TWI, de múltiple empleo. En el Centro, lo que interesa son ciertos procedimientos que involucran a partículas como los fotones (**) y electrones. En determinados momentos, la práctica equivale a promover una reducción en la velocidad de la luz.

No todo, sin embargo, es ciencia. Hace 20 años, el entonces presidente José Sarney decidió revelar la existencia del programa nuclear paralelo. Inmediatamente después, invitó al entonces presidente de Argentina, Raúl Alfonsín, para asistir al inicio de la operación de 48 ultracentrifugadoras (equipamiento utilizado en el enriquecimiento del uranio), en el Centro de Arama, en Iperó. Desde 1998, cuando Brasil suscribió el Tratado de No-Proliferación de Armas Nucleares, está sujeto a limitaciones importantes, tanto que la agencia de la ONU llegó a instalar cámaras de vídeo en el Centro de Aramar para controlar el material que entra y sale

del galpón de las ultracentrifugadoras (Valor, 6/1/2007). La intención de la AIEA de imponer fiscalizaciones más invasivas, extendida a la zona de privacidad del personal de dirigentes y técnicos involucrados en el proyecto. Pero el gobierno de Lula rechazó suscribir ese protocolo adicional, *“porque aumenta la asimetría de las inspecciones”* pues mientras determinados países en desarrollo son puestos bajo sospecha cuando anuncian investigaciones nucleares para fines pacíficos, detentores de vasto arsenal atómico no son investigados por los inspectores de la agencia –y poco se sabe sobre lo que hacen en su complejo militar-industrial.

“Vamos siempre a monitorear todo tipo de modificaciones en las ultracentrifugadoras y cualquier nuevo plan tendrá que ser informado por el gobierno brasileño a nuestros técnicos”, afirmó Marc Vidricaire, portavoz de AIEA. Según él, la agencia y Brasil cuentan hoy con un acuerdo sobre cada una de las fábricas y como deben realizarse las inspecciones. Según la AIEA, el acuerdo existente tendría que ser revisado si las nuevas ultracentrifugadoras que exijan modificaciones en las plantas de las fábricas y en las rutas de los tubos por donde pasa el gas de uranio. *“Si eso ocurre, entonces una nueva negociación será necesaria para evaluar si los inspectores tendrán acceso a los equipos”*.

El portavoz de la AIEA garantizó que la actual cooperación con Brasil en el acceso a sus plantas por parte de los inspectores está siendo *“tranquila”* y el país viene prestando *“todas las informaciones necesarias sobre sus futuros proyectos”*. Según el almirante Carlos Bezerril, director de CTMSP, la agencia de investigación responsable del desarrollo de los equipos, los inspectores de la AIEA, no tendrán acceso a las nuevas ultracentrifugadoras de la misma forma que no podrán verificar el funcionamiento de las unidades originales. *“Lo que interesa a la AIEA es saber cuanto gas de uranio entró al sistema, o cuanto salió de uranio enriquecido”*, dijo a Estado de San Pablo (*“AIEA diz que vai monitorar novas centrífugas”*, 19/6)

El presidente Luiz Inácio Lula da Silva va al Centro Experimental el 10 de julio. Además de la investigación en el ciclo de combustible, verá el modelo, en escala, del submarino y su reactor de pruebas. Pronto, desmontado y esperando recursos para entrar en actividad. Para la certificación de la fábrica de hexafluoruro, los especialistas de Aramar, en Iperó, crearon una Cámara de ensayos. La primera muestra de conversión de yellow-cake en gas fue obtenida el 13 de diciembre de 2005”, prueba de que el CTMSP está en la dirección del dominio completo de esa rara tecnología.

Brasil tiene reservas minerales de uranio estimadas en 800 mil toneladas - a ser prospectadas -, además de 309,3 mil de dimensiones conocidas y valor económico comprobado. Para que pueda ocurrir el enriquecimiento (o separación isotópica entre el U235, con capacidad de producir energía, y el U238, residual empobrecido), por ultra centrifugación, es preciso que el mineral de uranio sea convertido en gas estable. Después del aumento de la concentración por medio de lo que repase de máquina en máquina, centenares de ellas, en forma de cascada, es llevada a la reconversión para el estado sólido. En el formato del compuesto cerámico UO₂, el uranio es colocado dentro de las varillas de combustible de los reactores – de energía eléctrica o como interesa a la Marina, de los propulsores de submarino.

A principios de año, José Goldemberg, *um ferrenho opositor da energia nuclear*, sostuvo que no está en el horizonte próximo la viabilización del enriquecimiento de uranio en gran escala para Brasil, y mucho menos la entrada del país en el mercado internacional, sobre todo porque eso requeriría grandes inversiones (Valor, ídem). Algo que contradijo el ministro interino de Minas y Energía, Nelson Hubner: *“No tenemos eso implantado de forma industrial, porque no había demanda para tanto. Con Angra 3, Brasil será uno de los tres países del mundo con reservas, con capacidad de producción y dominio de todo el ciclo de enriquecimiento”*.

La producción de combustible nuclear está compuesta por cinco etapas,. Brasil no domina apenas dos: el enriquecimiento de uranio y la conversión del mineral en gas. Hay

tecnología para las dos, pero la escala de consumo con dos fábricas no animaba al gobierno a invertir en equipos. Con la perspectiva de una tercera fábrica (leer más abajo), la situación cambió. El gobierno estudiaba exportar uranio para financiar el proyecto, pero aún no hay definición. Para 2010, la INB pasará a generar caja suficiente para arribar recursos de la próxima etapa: alcanzar escala para aprovisionar a las tres fábricas. La etapa de conversión del mineral para gas sólo debe comenzar a recibir recursos a partir de 2012.

De acuerdo con informaciones de INB, la serie completa de cascadas estará funcionando para 2010, con capacidad total anual de 114 mil UTS (unidad de medida de la capacidad de enriquecimiento), suficientes para cubrir un 60% de las necesidades actuales de las fábricas Angra 1 y Angra 2. La inversión debe llegar a US\$ 400 millones, de los cuales ya fueron aplicados US\$ 100 millones. Más US\$ 200 millones deberán ser invertidos para elevar la capacidad de enriquecimiento hasta 203 mil UTS/año, suficientes para atender la totalidad de las necesidades de Angra- 1 y 2. Y está el aspecto de la economía: se calcula que, a finales de la primera etapa del proyecto de enriquecimiento de INB, ya iniciada, Brasil pasará a economizar cerca de US\$ 16 millones por año al dejar de depender de servicios externos para ese fin.

INB, que es una empresa mixta conectada al Ministerio de Ciencia y Tecnología, mantiene discusiones con empresas privadas para establecer asociaciones en la explotación de la mina de Santa Quitéria, en Ceará (*“INB busca sócio para explorar urânio no Ceará”*, Valor, 6/6). Se trata de la mayor reserva de uranio del país, pero su viabilidad económica depende de la extracción de un producto asociado, el fosfato, usado en la producción de fertilizantes. El proyecto de INB consiste en cerrar acuerdos con empresas interesadas en la producción de ácido fosfórico. En el proceso de producción, el socio entregaría a INB residuos a partir de los cuales la empresa estatal separaría el uranio, materia prima en la producción del combustible nuclear. La estimativa es que Santa Quitéria, aún en proceso de licencia ambiental, pueda producir 800 toneladas de uranio por año. En Bahía, IBN ya explora la mina de Caetité, donde tiene capacidad de producir 400 toneladas por año de uranio concentrado. La meta es duplicar este volumen los próximos años.

El nuevo presidente Alfredo Tranjan Filho dijo que una de sus metas en INB será recoger la autosuficiencia en todas las fases del llamado *“ciclo de combustible nuclear”*. La autosuficiencia será alcanzada de forma gradual, dijo Tranjan. Uno de los objetivos de INB es llegar a 2010 en condiciones de enriquecer en Resende (RJ), donde está la fábrica de combustible nuclear, un 60% de las necesidades de las fábricas Angra I y II.

Angra 3 ¿es necesaria la energía nuclear en un país con vastos recursos naturales?

El Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó por ocho votos favorables y uno en contra, la reanudación de las obras de la fábrica nuclear de Angra 3. Paralizada hace 21 años, la nueva fábrica deberá entrar en operación en 2013 y necesita inversiones adicionales estimadas en 7 mil millones de reales, según el gobierno. Además el gobierno brasileño deberá invertir 600 millones de reales en el sistema de producción de

combustible nuclear y en Nuclep, estatal responsable por los equipos pesados para la central. La empresa pasó años desactivada y hoy opera en la construcción de cascos para plataformas de Petrobras.

La cuenta, aún no cerrada, forma parte de un trabajo en elaboración por el sector para driblar los “gargalos” (expresión que significa cuello de botella) que surgirán con la expansión del parque nuclear brasileño (“*Investimentos na usina vão atingir quase R\$ 8 bilhões*”, Estado de San Pablo, 26/6).

“*Ya tenemos un balance de las dificultades y propusimos un conjunto de acciones para que sean tomadas para 2010*”, informa el presidente de la Comisión Nacional de Energía Nuclear (Cnen), Odiar Dias Gonçalves. En un primer momento, el gobierno necesita desarrollar el ciclo de producción de energía nuclear. El proyecto inicial prevé inversiones de por los menos 500 millones de reales para que INB esté apta para enriquecer un volumen de uranio suficiente para aprovisionar un 60% de las necesidades de las fábricas Angra 1 y 2 para 2010.

Por su parte, el ministro interino de Minas y Energía, Nelson Hubner, dijo que el gobierno va a preparar una nueva forma de comercialización de energía proveniente de la fuente atómica, parecida con la practicada actualmente por la binacional Itaipu, con el prorrateo, por todas las concesionarias de distribución, de los gastos con la compraventa de electricidad (“*Conselho aprova construção de Angra 3*”, Valor, 26/6)..

Con el fantasma de un nuevo apagón asustando al país, el único voto contrario a la reanudación de Angra 3 partió del Ministerio de Medio Ambiente, que pidió más tiempo para profundizar las discusiones sobre el tema con la sociedad civil. Aislada dentro del gobierno, la ministra Marina Silva no participó de la reunión y envió a su secretario ejecutivo.

Para los integrantes del CNPE, según Hubner quedó clara la necesidad de expandir la generación de energía térmica para dar soporte a la matriz predominantemente hidroeléctrica del país. “*La nuclear es la alternativa de menor costo y mejores condiciones, inclusive ambientales, principalmente en el momento en que mundo entero está discutiendo la cuestión de los cambios climáticos, porque ella no tiene emisiones de gas carbónico*”.

El ministerio actualizará las simulaciones hechas en 2006 para proyectar el valor de la tarifa de la energía proveniente de la central nuclear. El año pasado, el valor estimado era de 138,14 reales por megawatt-hora (MWh) –precio que se hizo competitivo en comparación con otras fuentes, como las térmicas movidas a gas natural.

El estudio será retomado y pasará por auditoria externa. Es importante porque basará los contratos a largo plazo entre Eletronuclear o Electrobrás y las distribuidoras. Hubner dejó claro que no espera revisión por encima de los valores calculados en 2006. “*Por un lado, pudo haber un aumento de los precios de algunos equipos en el exterior. Por otro lado, mejoraron las condiciones económicas del país*”, refiriéndose a las formas de financiación del proyecto –incluyendo BNDES-, a la exoneraciones previstas en el Programa de Aceleración del Crecimiento (PAC) y a la exigencia de menor tasa de retorno de los inversores.

También será preciso avanzar en la licencia ambiental de la fábrica, que está en marcha en Ibama. Un punto polémico –y en verdad, esencia de las contestaciones explicitadas por Medio Ambiente –dice respecto al tratamiento de los desechos de larga duración. Sin entrar en detalles, Hubner informó que serán usados depósitos intermediarios en los que los residuos son colocados en cápsulas, dentro de los envases, donde se quedan almacenados por centenares de años. “*El mundo entero discute hoy el reaprovechamiento de los residuos para la propia generación de energía y la transformación en otros elementos que pueden ser usados por la industria*”, completó Hubner.

El temor con relación al destino de los residuos, así como el riesgo de futuros accidentes, fue el principal argumento del Ministerio de Medio Ambiente –único voto contrario en CNPE- para desaprobar la conclusión de la nueva usina nuclear. Dos compromisos de Eletronuclear, junto a Cnen, fueron presentados par el tratamiento y almacenamiento de la basura radioactiva. El primero es de construir, antes de la entrada en operación de Angra 3, un depósito definitivo de los desechos de baja y media radioactividad (como guantes, delantales, resinas de purificación de agua y filtros de aire). Las dos primeras usinas –Angra 1 y 2- tiene depósitos iniciales de este tipo de material. El mismo sistema será usado inicialmente en Angra 3, pero en cerca de dos años deberá haber una definición sobre el lugar donde irá la basura (“*Eletronuclear cuidará dos rejeitos de Angra 3*”, Valor, 27/6).

Hoy, el municipio de Abadía de Goiás posee un depósito definitivo, pero restringido a los materiales usados en hospitales y laboratorios. El proyecto de la Eletronuclear y de la CNEN es para un depósito del material generado por las fábricas nucleares - cerca de un 75% de toda la basura radiactiva del país. La localización del proyecto aún no está definida, pero todo lleva a creer que será en la propia Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, en Angra - fuera, sin embargo, de las instalaciones físicas de las fábricas.

El segundo compromiso fue el de encontrar una forma segura de almacenamiento de los desechos de alta radioactividad (sobras del combustible usado en la generación de energía). Durante toda la vida útil de cada fábrica, esos desechos son acomodados en piscinas. En un primer momento –cerca de diez años-, en las piscinas especiales con enfriamiento. Enseguida, pueden ser acomodados a seco o en piscinas convencionales. El problema es lo que hacer después, cuando las fábricas son desactivadas, o “*descomisionadas*”, en el argot del sector. El material continuará siendo radioactivo por miles de años, pero es preciso dar un destino a la basura. En el caso de Angra 1, la más antigua de las brasileñas, es un problema para los próximos 20 o 30 años. Con la modernización de la usina, la desactivación está prevista para 2042.

Ocurre que, para tomar una decisión sobre la reanudación de Angra 3, es preciso vencer ahora las resistencias del área ambiental y las dudas del resto del gobierno sobre el asunto. Para eso, Eletronuclear y CNEN asumieron el compromiso de construir “un depósito intermedio de larga duración”. Es un proyecto de largo plazo, actualmente en fase de concepción, para la definición en la próxima década. Deberá costar algunas decenas de millones de reales-no más de 40 millones, según evaluaciones de técnicos directamente involucrados en la iniciativa. Ese depósito garantizará el almacenaje de los desechos, según los técnicos, por 500 años. Las instalaciones no son físicamente grandes- toda la basura de alta radioactividad de Angra 1, en su vida útil, será de solamente mil metros cúbicos.

Los desechos serán acomodados en cápsulas, lacradas y soldadas, de acero inoxidable. Enseguida, irán hacia una especie de “*caverna*”, con estructura de granito, para aislar totalmente esas cápsulas del suelo. “*Es como una colmena*”, dice un técnico, esclareciendo que no se trata de una solución definitiva, sino aplazando el problema “*por 500 años y con responsabilidad*”.

Una alternativa al almacenamiento de los desechos es reprocesar el combustible usado para que sea aprovechado nuevamente en la generación de energía. Países como Francia, Japón y Suiza decidieron hacer eso. El reprocesamiento permite separara el uranio del plutonio, disminuyendo en cerca de un 90% el volumen del residuo. El restante tendrá que ser acomodado como basura definitiva- así como, más adelante, el material reaprovechado. Otros países –Suecia y Finlandia- optaron por no hacer el reprocesamiento y están construyendo depósitos definitivos (subterráneos).

Eletronuclear también avisó que mantendrá el contrato con Andrade Gutierrez, celebrado en la década de 1980, para obras civiles de Angra 3. Ese contrato, sin embargo, deberá ser renegociado, por los cambios de los valores, después de 21 años de paralización de las obras. La estatal lanzará nuevas licitaciones para comprar componentes mecánicos de la fábrica, como floreros, tanques, trocadores de calor, sistemas de ventilación. El presidente de la Asociación Brasileña de la Infraestructura e Industrias de Base (Abdib), Paulo Godoy, cree que la reanudación de Angra 3 podrá mover cerca de 3 mil millones en encargos de bienes y servicios. La entidad consideró positiva la decisión del gobierno.

Con una potencia de 1.350 MW, la nueva usina tendrá tecnología semejante a la de Angra 2 y llevará cinco años y medios en ser concluida. El ministro destacó que Brasil tiene la sexta mayor reserva mundial de uranio, suficiente para suministrar combustible a sus fábricas por más de 500 años.

Angra 3 va a dar algún aliento al gobierno, que no consiguió contornear con agilidad las cuestiones ambientales en la construcción de grandes hidroeléctricas, como el complejo de Rio Madeira y Bello Monte. La nueva generación de hidroeléctricas no tiene capacidad de almacenamiento de agua, como las fábricas antiguas de grandes reservas. Eso ha sido una salida para amenizar los impactos ambientales causados por las inundaciones de los bosques. La otra alternativa es el gas, pero Brasil no tiene oferta abundante para la producción de energía eléctrica.

Para garantizar un crecimiento de la economía del 4% anual, Brasil necesitará duplicar la oferta de energía per per hasta 2020. La capacidad tendrá que aumentar en 13 mil MW hasta 2010, 27 mil MW entre 2010 y 2015 y 65 mil MW entre 2015 y 2030. Eso significa cerca de 5 mil MW/año de forma continuada a partir de este año.

La entrada en operación de Angra 3, en 2013, dará más aliento a la expansión del sector eléctrico brasileño, pero no aleja el riesgo de racionamiento en el corto plazo. Según cálculos de especialistas y entidades del sector, el sistema eléctrico comenzará a dar señales de vulnerabilidad en 2009. *“A partir de ahí pasaremos a depender de las lluvias, del humor de Evo Morales (presidente de Bolivia) y del grado de crecimiento del país”*, afirma el director del Centro Brasileño de Infraestructura (CBIE), Adriano Pires (*“Construção de usina não afasta risco de apagão”*, Estado de San Pablo, 27/6). Según Pires, si todo eso ayuda no tendremos restricciones en 2009, 2010 y 2011. *“La construcción de Angra 3 no cambia nada en ese periodo, sólo da a las empresas eletro intensivas la señalización de que habrá energía en el largo plazo. Por lo tanto, permite la planificación de nuevas inversiones en el país”*, dice el ejecutivo, refiriéndose a la reclamación del presidente de la Companhia Vale do Rio Doce, Roger Agnelli, sobre las incertidumbres de expansión en el sector.

La participación de la energía nuclear en la matriz energética brasileña debe triplicarse hasta 2030, pasando del un 1% actual a un 3%. La proyección forma parte del Plan Nacional de Energía (PNE). Según el presidente de la Empresa de Investigación Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, la energía nuclear es estratégica para Brasil, una vez que el aprovechamiento hídrico tiende a disminuir. La primera entre las nuevas fábricas tiene inicio de operaciones previsto para el periodo entre 2015 y 2020. La segunda, en los cinco años siguientes y las dos últimas, cerca de 2030 (*“Fatia da energia nuclear deve triplicar até 2030”*, Estado de San Pablo, 27/6).

Cuando miramos hacia además de 2025, 2030, vemos que el País necesitará de la energía nuclear, pues las hidroeléctricas serán cada vez más escasas. Entonces, necesitamos desarrollar tecnología y mantener el personal del área trabajando desde ya. Tolmasquim admite que la energía nuclear puede ser más cara que las otras en el corto plazo, pero en el futuro las

térmicas tendrán que operar con más frecuencia, lo que pone la tecnología en ventaja ante el gas.

La construcción de las fábricas depende de los estudios. *“El PNE es indicativo y la decisión será tomada en la hora correcta”*. El PNE prevé demanda por 217 mil MW de energía en 2030, ante los 87 mil MW actuales. El plan considera expansión de un 4% al año del PBI. Según el estudio, habrá una pequeña reducción de la contribución de la energía hidráulica, del 15% a un 14%. El consumo de leña y carbón vegetal debe tener su peso reducido del 13% a un 6%. Derivados de caña van a ganar importancia, pasando del 14% a un 18%. El estudio proyecta para 2030 una producción de alcohol de 66 billones de litros, con exportación de 12 billones.

Para Tolmasquim, la matriz mantendrá un alto nivel de combustibles renovables, con un 44,7% de toda la energía producida en Brasil en 2030 - hoy, el peso es del 44,5%. *“Tendremos una matriz más diversificada. En 1970, leña y carbón representaban casi toda la energía. En 2030, la matriz será dividida en cuatro fuentes: petróleo, gas, caña de azúcar y hidráulica”*.

La decisión del gobierno de retomar el proyecto de construcción de Angra 3 pone a Brasil en la nueva onda de expansión de fabricas nucleares desencadenada en el mundo. Un estudio reciente del Instituto de Engenharia (IE) de San Pablo muestra que hoy existen 30 unidades en construcción, 74 planeadas y 182 propuestas, que representan 255 mil megawatts eléctrico (MWe). Según el estudio del instituto, los países con mayor número de fábricas en construcción son los emergentes con tasas elevadas de crecimiento. India tiene seis fábricas de 2.976 MWe, Rusia, cinco de 2.720 MWe, y China, cuatro de 3.170 MWe. Juntos esos países tienen 35 unidades planeadas para construcción. Según informaciones recientes, para diversificar las fuentes energéticas y reducir el gasto de carbón y petróleo, China pretende alcanzar una capacidad nuclear de 40 mil MWe. Para eso, tendría que construir dos reactores de mil megawatts por año en los próximos 15 años.

El gobierno brasileño debe lanzar un programa calificación de mano de obra para la fábrica nuclear de Angra dos Reis. La propuesta es del presidente de Eletronuclear, Pinheiro, y tiene como objetivo resolver uno de los principales problemas de la expansión del parque nuclear brasileño, en opinión de especialistas del sector. *“Si no comenzamos a entrenar personas el año que viene, no habrá gente para operar Angra 3”*, dice el coordinador del programa de ingeniería nuclear de Coppe/UFRJ, Aquilino Senra. Estima que serán necesario 150 ingenieros, que necesitan cinco años de preparación (*“Falta de mão-de-obra é obstáculo, dizem analistas”*, Estado de Sao Paulo, 26/6).

Pinheiro afirmó que hay tiempo hábil para la calificación de los profesionales, una vez que las obras de la fábrica deben durar cerca de seis años. Se estima que, entre todos los profesionales, la operación de Angra 3 gestiona 600 empleos. El ejecutivo afirmó que va a buscar instituciones de enseñanza para negociar el desarrollo de cursos. La necesidad de formación tiende a aumentar a medida que el gobierno se decide por la construcción de nuevas fábricas en el país, conforme el Plan Nacional de Energía 2030, de la Empresa de Planificación Energética. Eletronuclear estudia la construcción de dos nuevas centrales, con capacidad para hasta seis usinas cada una.

El desarrollo del sector va a demandar cerebros no sólo para la operación, sino también para investigación y desarrollo. *“Formar gente para la operación es fácil. El problema mayor es producir mas crítica para el desarrollo del sector”*, dijo Gonçalves. La edad media de los empleados en el sector nuclear brasileño es de 52 años y, por eso, hay un gran contingente de profesionales jubilándose cada año.

Brasil: Instituto Brasileiro de Mineração pide el final del monopolio de uranio

Animada con el alza del precio del uranio en el mercado internacional y previendo la posibilidad del gobierno brasileño de retomar las inversiones en energía nuclear, la industria de la minería quiere la flexibilización del monopolio de la Unión en esa área para que las empresas privadas puedan explorar uranio en Brasil. La dirección del Instituto Brasileiro de Mineração (Ibram) presentó al presidente de la Cámara, Arlindo Chinaglia (PT-SP), la propuesta de cambio en la constitución, de modo que permita a las empresas privadas a actuar en la investigación y labores de minerales nucleares (*"Instituto pede fim de monopólio de urânio"*, Estado de San Pablo, 16/6).

El instituto propone, sin embargo, que las etapas de enriquecimiento, industrialización y comercio de esos minerales permanezcan como monopolio de la Unión. *"Es un tema que merece profunda discusión. La propuesta involucra alteraciones en la constitución y cuestiones de soberanía nacional"*, dijo Chinaglia.

El presidente del Instituto, Paulo Camillo Penna, comparó la propuesta a la quiebra de monopolio que fue hecha en el sector de petróleo y gas. *"Brasil necesita de recursos para desarrollar esa actividad. Necesitamos generar energía limpia"*, dijo. Según Ibram, en los últimos tres años la cotización del uranio saltó de US\$ 12 para US\$ 110 por libra. Habrá calentamiento de ese mercado si el gobierno retoma las inversiones en energía nuclear, autorizando las obras de la fábrica de Angra 3. Ibram también pidió a Chinaglia que instale una comisión especial para analizar el proyecto de ley, en tramitación desde 1991, que reglamenta la minería en tierras indígenas y apoyo para solucionar problemas como tarda en la concesión de licencias ambientales y falta de un techo para el pago de las llamadas "compensaciones ambientales". Según Camillo Penna, las trabas pueden desacelerar las inversiones de la industria de minería. La expectativa es que las *mineradoras* invertirán US\$ 28 billones hasta 2011.

(*) El Hexafluoruro de uranio es el gas más pesado conocido. Su fórmula es UF_6 . Este se forma por la combinación de fluoruro o silicato con el uranio. Gracias a lo pesado de sus moléculas es posible utilizar el centrifugado para separar los isótopos ^{235}U y ^{238}U , obteniendo de esta manera uranio enriquecido. Este se combina con los protones para crear el gas; se considera demasiado pesado este gas debido a los protones adquiridos.

http://es.wikipedia.org/wiki/Hexafluoruro_de_uranio

(**) En física moderna el fotón (del griego $\varphi\omega\varsigma$ *phōs* 'luz') es la partícula elemental responsable de las manifestaciones cuánticas del fenómeno electromagnético. El fotón tiene masa invariable igual a cero, y se mueve en el vacío a la velocidad constante c . En presencia de

materia la partícula puede ser absorbida, transfiriendo energía y momento proporcional a su frecuencia. Como todos los cuantos, el fotón se comporta como onda y como partícula, fenómeno que se ha dado en llamar *dualidad onda-partícula*.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Fot%C3%B3n>

Estados Unidos ¿fracaso de la industrialización del coal-to-liquids?

La Comisión de Finanzas del Senado aprobó 28 mil millones de dólares en tax breaks el martes pasado para financiar combustibles renovables y *clean coal technology*, todo a cargo de la industria petrolera. La industria carbonera cosecharía ventajas sustanciales del *package*, que debe ser sumado a la *energy bill* que está siendo discutida en el Senado (“*Panel Supports Tax Breaks for Coal and Non-Oil Fuel*”, The New York Times, 20/6).

Pero la industria sufrió una derrota inesperada cuando todo el Senado rechazó dos medidas de la ley de energía que apuntaba a la ampliación infinita de la producción de diesel procedente del carbón. Los líderes del senado plantean atar el paquete fiscal a una más amplia ley de energía.

Los votos del Senado sobre el carbón fueron vitoreados por los grupos ambientales, que argumentaron que la producción de los gases sería menor con el carbón líquido como gasolina. El paquete fiscal proporcionaría 10 mil millones de dólares en breaks adicionales para empresas que produzcan electricidad de fuentes de energía renovable como la eólica y solar y metano de *landfills* (basura). La controversial propuesta para aumentar la conversión de carbón en combustible fue finalmente rechazada en el Senado estadounidense el martes, después que legisladores y grupos que apoyan la idea rompieran filas cuando supieron que no iban a tener éxito (“*Senate rejects liquefied coal*”, SundayGazetteMail.com, 20/6).

El duelo de enmiendas al carbón líquido en la enorme ley energética federal fue rechazado en la votación, ante los aplausos de los grupos ambientales que dijeron que el carbón líquido es una *bad idea anyway* (una mala idea de todas formas). “*Estoy contento que el Senado haya rechazado estas grandes subvenciones para el carbón líquido*”, dijo Martin Hayden, vicepresidente para política y legislación de Earthjustice, un *public interest law firm*, a nonprofit.

Una coalición de intereses en carbón estuvo haciendo un *lobbying furiously* por subsidios para la construcción de una nueva generación de plantas de energía coal-to-liquids para producir combustible diesel. The New York Times (“*Crunch Time on Energy*”, 19/6) sostiene que esto podría reducir nuestra dependencia del crudo extranjero, aunque *marginally*

(ligeramente) y a un gran costo. *"Esto también sería un desastre en términos del calentamiento global a no ser que se encuentren caminos para capturar y almacenar las emisiones de dióxido de carbono del proceso de refinación. Sin esas salvaguardas, no puede permitirse que las plantas de coal-to-liquids prosigan"*, sostuvo NYT.

Uno de los motivos primarios por lo que las industrias de energía eléctrica, química y combustibles líquidos se interesaron cada vez más por la tecnología de gasificación del carbón en los últimos tiempos es por la volatilidad y el alto costo tanto del gas natural como el petróleo. Los defensores argumentaron que el incentivo podría capitalizar la posición de Estados Unidos como *"la Arabia Saudita del carbón"* (*"Senate rejects coal-to-liquids proposal"*, Houston Chronicle, 20/6). Tan errante como de costumbre el diario USA Today (*"Opposing view: Industry needs jump-start"*, 18/6) sostiene, en un artículo excesivamente optimista y sesgado de Kraig R. Naasz presidente y CEO de National Mining Association, que más energía es almacenada en las enormes reservas de carbón de América que el petróleo de todo Medio Oriente. *"Aún seguimos importando más petróleo de naciones hostiles cuando podríamos usar nuestro propio carbón, abundante, para abastecer de combustible a coches, camiones y aviones con combustibles coal-to-liquids". "Coal-to-liquid fuel is clean (...)The economic benefits from coal-based fuel are equally impressive."* Sans Commentaires.

Aunque, el carbón líquido podría todavía emerger de algún lugar mientras los legisladores ultiman la versión del Senado de la ley de energía. Un paquete del Senate Finance Committee podría agregar las provisiones de carbón líquido en la ley de energía pronto. El carbón líquido podría ser insertado durante el comité de conferencia. En la House, varios legisladores de estados con yacimientos de carbón, entre los que se incluye Nick J. Rahall, representante de West Virginia, insistieron sobre tax breaks al carbón líquido.

"El carbón puede ser nuestro salvavidas" dijo el senador Robert C. Byrd. *"El carbón puede salvarnos del petróleo extranjero"*. Byrd y el senador Jay Rockefeller, de West Virginia apoyo enmiendas a la *energy bill* para proporcionar 10 mil millones de dólares en préstamos y 200 millones de dólares en subvenciones a las plantas con carbón líquido.

Pero la semana pasada, la Coal-to-Liquids Coalition, un grupo de trabajo de la industria, anunció que se opondría a la enmienda del senador Jon Tester, de Montana. El grupo se opuso al lenguaje de la enmienda para requerir que el combustible de coal-to-liquids encontrará una reducción del 20% de las emisiones de efecto invernadero totales, y capturarán y secuestran al menos el 85% de las emisiones.

El senador Jim Bunning, ofreció una enmienda opuesta que requiere que parte del combustible de los transportes en Estados Unidos cada año, desde 2016, proceda de productos de coal-to-liquids. Los oponentes dijeron que no era una mala idea, pero notaron que Bunning no explicó detalladamente como ese objetivo sería encontrado.

Entre la seguridad de suministro y altos índices de contaminación

Hay dos cuestiones que es importante mencionar primero: capturando el carbono del carbón y secuestrándolo profundamente haría posible seguir usando el carbón como fuente de

electricidad principal; convirtiendo el carbón en líquido para sustituir la gasolina, el diesel y el jet fuel, según EPA, provocarían mayor calentamiento global. Sin la captura del carbón y su almacenaje, el combustible líquido contribuye con el doble de contaminación total que el calor producir por los combustibles convencionales a base de petróleo que se queman simplemente. Cuando los científicos nos dicen que tenemos que hacer masivo, no minúsculo, los cortes de las emisiones globales, está claro que el carbón líquido sería el camino incorrecto.

El carbón líquido es también increíblemente cara y un recurso intensivo para crear, con pocos retornos en comparación a otras formas de energía y un número inmenso de nuevas plantas industriales necesarias por construir. Ninguna planta de carbón líquido funciona en Estados Unidos actualmente. Los funcionarios de la industria dice que la construcción de esas plantas podría producir combustible que al quemar estaría tan limpio como el diesel bajo de azufre actualmente en el mercado.

Incluso dejando de lado los impactos ambientales de explotación carbonera, los recursos de agua necesarios para este *sort of undertaking* se caerían: 4,6 mil millones de galones por año de combustibles líquidos requerirían entre 21 y 60 mil millones de galones de agua por año. Para dar una perspectiva, 60 mil millones de galones podrían llenar 90.850 piscinas de tamaño Olímpico.

El carbón ha sido parte importante del mix energético de Estados Unidos, proporcionando la mayor parte de electricidad desde la invención de la luz eléctrica. Esta ha sido la fuente de energía desde el amanecer de la Revolución Industrial -"*a revolution that provided the basis for our economic prosperity*"-, pero también produjo el crecimiento de la contaminación exponencial que es la génesis del calentamiento global que enfrentamos hoy ("*What role coal?*", Grist, 21/6). "*Ahora es el tiempo para una nueva Green Revolution. Debemos combinar las reformas económicas de una nueva revolución industrial basada en el desarrollo de energía limpia con el imperativo moral de proteger el planeta*", dijo

James T. Bartis de Rand Corporation presentó en el Comité del Senado donde se discutió sobre el tema « *Policy Issues for Coal-to-Liquid Development* ». Sus conclusiones claves son así. Primero, desarrollando satisfactoriamente una industria de coal to liquids en Estados Unidos trae ventajas de seguridad nacional y significación económica reduciendo transferencia de riquezas a naciones exportadoras de petróleo. Segundo, la producción de sustitutos de petróleo procedente del carbón puede causar un crecimiento significativo de las emisiones de dióxido de carbono; sin embargo, el acceso técnico existente puede bajar las emisiones de dióxido de carbono a buenos niveles de aquellos asociados con la producción y utilización del petróleo convencional. Tercero, sin la ayuda fiscal, la inversión del sector privado en las plantas de producción de coal-to-liquids improbablemente ocurra, debido a la incertidumbre sobre el futuro de los precios mundiales del petróleo, los costos y la performance de las plantas comerciales iniciales, y la viabilidad de las opciones de *carbon management*. Finalmente, un programa federal dirigido a reducir estas incertidumbres y obtención temprana, pero limitada, de la experiencia comercial ofrece mayores ventajas estratégicas, tanto en la consideración de las ventajas de la *national security* y la incertidumbres asociadas con la viabilidad económica y la performance ambiental, más notablemente el control de las emisiones de gases de efecto invernadero

Dentro de las ventajas estratégicas cotejadas por Rand Corporation existen algunas directas: Si los combustibles líquidos derivados del carbón pueden ser producidos a bajos precios en relación al petróleo, entonces las firmas privadas que invierten dinero en el desarrollo de esos combustibles podrían obtener ganancias económicas ahora y después de considerado el retorno normal de sus inversiones. Aproximadamente el 35% de estas ganancias

económicas podrían ir a administraciones locales y federales, estatales y, así, ampliamente beneficiar al público. Un segundo beneficio directo se deriva de la amplia dispersión regional del recurso base, el carbón y el hecho que las plantas de coal-to-liquids son capaces de producir los productos terminados de motor de combustible que están listos para la distribución de venta al público. Así, desarrollando una industria de carbón líquido debería aumentar la elasticidad de la *supply chain* (cadena de suministro) de petróleo.

Las restantes ventajas directas del desarrollo de una industria de producción de coal-to-liquids son locales o regionales, en oposición al nacional. En particular el desarrollo industrial de carbón líquido ofrece oportunidades significativas para el desarrollo económico y aumentaría el empleo en *coal-rich states* (estados con abundante carbón).

Pocas reservas de carbón y daños ambientales en el manejo de las minas de carbón

Estados Unidos no puede tener suficiente carbón como se cree actualmente y los restantes recursos pueden ser más peligrosos para los trabajadores y el ambiente con las operaciones, según el National Academy of Sciences (The New York Times, "*Science Panel Finds Fault With Estimates of Coal Supply*", 21/6). Con la producción doméstica de petróleo, gas y uranio cerca del pico, el carbón es promovido por los expertos en energía como el *bright spot* en el cuadro de suministro de combustible estadounidense. Mientras el Congreso considera ayudas de mil millones de dólares para proyectos de sustitutos de gasolina y diesel con carbón, y construir plantas encendidas a carbón que capturarían sus propias emisiones de carbono, dijo el estudio que las estimaciones de reservas de carbón no eran fiables.

"Es probable que haya carbón suficiente para satisfacer las necesidades nacionales por más de 100 años en los actuales niveles de consumo", menciona el estudio. "Sin embargo, no es posible confirmar el aserto a menudo citado que hay suministro suficiente de carbón durante los próximos 250 años". La estimación de 250 años fue realizada en 1970 y estaba basada en la suposición que el 25% del carbón que había sido localizado era recuperable con la tecnología actual y los precios actuales, dijo un miembro del grupo de estudio, Edward S. Rubin, profesor de ingeniería ambiental y ciencias Carnegie Mellon University.

Pero dijo que estudios más recientes como el United States Geological Survey mostró que al menos algunas áreas, sólo el 5% del carbón era recuperable con esa tecnología y los precios de la actualidad. El pronóstico de 100 años está basado en *rates* de consumo actual, aproximadamente 1.1 mil millones de toneladas al año. Para 2030, el consumo de carbón podría ser 70% más alto o el 50% más de lo que es ahora, según el estudio.

El impacto de las restricciones de carbón, si el gobierno las impone, no es claro, dijeron miembros del programa. El *new report*, que fue solicitado por el Congreso ante el impulso de dos estados que producen carbón, Arlen Specter de Pennsylvania y Robert C. Byrd de West

Virginia, incrementa la posibilidad de cobrar impuestos sobre las emisiones de dióxido de carbono que podrían bajar bruscamente la demanda de carbón.

El gobierno federal gasta cientos de millones de dólares al año para investigar modos de usar el carbón de manera limpia y decenas de millones en la seguridad de minería. Pero el Comité dijo se necesita investigar para encontrar mejores caminos para las minas de carbón, estimar las reservas y almacenar dióxido de carbono capturado de las plantas.

Estrategia: Toyota lidera la industria híbrida

No importa donde; sea en Los Angeles, Tokio o Londres, el Prius, el innovador modelo híbrido gasolina-eléctrico de Toyota, se hizo una “*common sight*” (visión común) desde que la segunda (y mucho más mejorada) versión fue lanzada hace tres años. Desde entonces, el Prius adquirió un estatus “cult” entre los astros de Hollywood que se preocupan con su imagen, y los políticos más atentos a las cuestiones del medio ambiente. La semana pasada, Toyota dijo que superó la marca de un millón de vehículos híbridos producidos. Los atractivos de Prius son sorprendentes (“*Beyond the Prius*”, The Economist, 14/6).

La combinación de un prudente motor movido a gasolina de 1,5 litros con un motor eléctrico proporciona el desempeño de un motor 2.0, pero con un consumo de combustible menor que el de un vehículo movido con diesel. El Prius recaptura la energía perdida en los frenados y puede rodar solamente con energía eléctrica en *stop-start traffic* (congestionamientos de tránsito). Sus emisiones de gas carbónico, de 104 g/km, lo hacen más limpio que prácticamente todos los otros coches en las calles.

Pero hay divergencias en cuando al rumbo que la tecnología híbrida está tomando. Los vehículos utilitarios deportivos (SUVs) híbridos de Ford y General Motors (GM) no están vendiéndose mucho. Y la hace dos semanas Honda dijo que ya no va a ofrecer su bestselling Accord en la versión híbrida, pero que en vez de eso va a lanzar una versión a diesel de baja emisión de gases contaminantes en 2009. Honda cree que la tecnología híbrida es más adecuada para coches pequeños, como su Civic, usado para “*short trips*” (pequeños trayectos).

Por su parte, GM cree que los híbridos solamente ganarán una mayor popularidad si la autonomía de esos vehículos en el modo eléctrico que pueda ser aumentada. Ella está depositando sus esperanzas en el futurista Chevrolet Volt, un híbrido “*plug-in*” que puede ser conectado en un toma corriente y aprovisionado durante la noche. Con sus poderosas y

compactas baterías lithium-ion, Volt tendrá una autonomía en el modo eléctrico de hasta 64 km, punto en el que motor movido con gasolina dará partida a recargar baterías (Al contrario del motor de gasolina del Prius, lo de Volt no va a dar tracción directa a las ruedas).

Hace algunas semanas, el presidente del consejo de administración de GM, Rick Wagoner, dijo que la empresa firmó contratos con fabricantes de baterías para el desarrollo de baterías seguras y confiables suficientes para un vehículo de producción en serie, que GM espera lanzar hasta 2010.

Los principales ingenieros de Toyota especializados en tecnología de vehículos híbridos, dicen estar a favor de los *plug-ins*, los vehículos cuyas baterías pueden ser recargadas en un toma, pero creen que las baterías lithium-ion, de las cuáles esos vehículos dependen, no estarán listas para atender sus rígidos patrones de calidad de Toyota por varios años (*"they cannot resist a polite titter about spontaneously combusting laptop batteries"* -ellos apuntan a problemas de combustión espontánea-). De ese modo, Toyota deberá quedarse con la batería híbrida de níquel-metal, que es pesada y de autonomía limitada, para la producción de la tercera generación de Prius, que deberá ser lanzada en 2009. Pero no es sólo GM que tiene el próximo Prius en mente. PSA Peugeot Citroën espera lanzar versiones híbridas diesel-eléctricas de sus modelos intermediarios hasta 2010, que usarán menos combustible que el Prius en trayectos largos. Toyota responde que combinar el costo mayor de un motor a diesel con la tecnología híbrida será muy cara, pero PSA alega que va a lucrar con sus modelos, una vez que ellos sean vendidos a precios menores que los del Prius.

Y están también las *"big German carmakers"*, que están adoptando una serie de tecnologías que afirman proporcionarán la mayor parte de los beneficios de los híbridos, sin los costos adicionales y la complejidad. Por ejemplo, todos los motores de cuatro cilindros de BMW (tanto los movidos a gasolina como a diesel) vendrán con la tecnología *"star-stop"*, que corta el motor cuando está inactivo. Este a veces también es llamado híbrido *"mild"* (moderado), Mientras tanto, Mercedes y Volkswagen están trabajando para mejorar la eficiencia de los motores de combustión interna, especialmente los diesel ultra limpios, aunque Mercedes vaya a lanzar una versión híbrida gasolina-eléctrica de su limusina S-Class este año.

Según el diario financiero japonés Nikkei (*"Toyota to offer new hybrid car by 2009"*, 25/6), Toyota Motors pretende comercializar un nuevo coche híbrido para 2009 en el lanzamiento de su modelo Prius. El constructor tuvo cuenta con el endurecimiento de las reglamentaciones ambientales y la conciencia ecológica para aumentar sus ventas. El futuro vehículo se encuentra en su fase de desarrollo y el objetivo inicial de ventas será de 100 mil unidades anuales en todo el mundo. Unos 310.000 coches híbridos fueron vendidos en el mundo en 2006, representando el Prius más de la mitad de ese total.

En una tentativa de aumentar la industria automovilística, y sostener también la inversión total, finalmente Tailandia avanzó con un plan para hacerse en *"hub regional"* para la producción de *"eco-vehículos"*. El 15 de junio el Board of Investment (BoI) ultimó una gama de incentivos para la producción de esos vehículos, y el gobierno también aprobó un gran recorte de impuestos. Mientras esta es una idea agradable para desarrollar autos baratos ecológicos, probablemente existen un número de obstáculos para el éxito del plan (*"Thailand's eco-drive"*, The Economist, 21/6).

Los *carmakers* en Tailandia disfrutaron de un crecimiento estelar desde finales de los años 90, en parte como respuesta al crecimiento de la demanda local, y en parte por los esfuerzos del gobierno del antiguo primer ministro, Thaksin Shinawatra, para animar la inversión extranjera y promover a Tailandia como centro regional automotor. Efectivamente, en años recientes Tailandia trató de presentarse como *"Detroit of Asia"*.

La decisión del gobierno tailandés de seguir con el proyecto *eco-car* es en parte una tentativa de contestar los problemas devenidos de la caída de las ventas en los últimos años promoviendo nuevas áreas del negocio para construcción de autos en Tailandia. Hay esperanzas que el proyecto, que se enfoca en el desarrollo de coches económicos con bajas emisiones de gases y consumo de combustible, podría proveer a la industria que decae en un nuevo foco de oportunidades y animar las importantes inversiones *fresh*.

El plan para producir eco-automóviles en gran escala en Tailandia surgió de la prioridad del gobierno de Thaksin en 2004. Sin embargo, los miedos sobre el cambio de statu quo en la industria, y el más notablemente sobre el potencial de los autos ecológicos pueden tener sobre la venta de *pick-up trucks* (un segmento que domina el mercado y tienen poderosos *backers* -partidarios-) condujo a tardanzas y vacilación.

Esos miedos ahora parecen haberse aliviado. No existiendo ningún problema en la promoción de coches pequeños y económicos como "*un producto de campeón*" además de las *pick-ups*, a finales de octubre de 2006, ministro de industria interino, Kosit Panpiemras, reanimó el proyecto de los autos ecológicos. En noviembre el BoI dio su aprobación inicial para incentivos fiscales para los productores de autos ecológicos que encuentran algunas normas de eficacia de combustible, escape de emisiones, de combustión y seguridad. El BoI ultimó estos incentivos el 15 de junio, un poco después de que el gobierno había aprobado una *preferential excise tax* del 17% para esta clase de autos (esta tarifas están en la gama del 30-50% para los autos de pasajeros estándar).

Kosit, quien presidió la reunión de la junta directiva BoI sobre la cuestión, declaró que los fabricantes del *eco-car* disfrutarán de una exención máxima de 8 años de tax payments sobre la importación de maquinaria independientemente de la posición de su locación de producción en el país.

Cifras y Notas del Sector:

Las inversiones en el aumento de la producción de azúcar andan con los días contados (Valor, de diferentes días)

"*Hay mucho azúcar en el mundo*", resume Martín Todd, director gerente de la británica LMC International, respetada consultora del sector del agro negocio. "*Brasil debería vender más etanol*", constata. El alerta de Todd es respaldado por el comportamiento de los precios internacionales del commodity en las bolsas internacionales en los últimos meses. En la bolsa de Nueva York, por ejemplo, los contratos futuros de la segunda posición de entrega (normalmente los de mayor liquidez) acumulan una caída de casi un 42% en los últimos doce meses. En la sexta, registraron un ligera alza, pero permanecen abajo 10 centavos de dólar por libra-peso.

Con eso, la tendencia mundial es que las inversiones sean realmente concentradas en el alcohol combustible. Y Todd recuerda que Estados Unidos y Brasil están haciendo fuertes aportes en nuevas plantas para incrementar esa producción. El mix de producción de caña de Brasil viene siendo direccionado para elevar la oferta de alcohol, y el país tiene a su favor la creciente demanda doméstica de los coches flex fuel. Según Todd, la caída de los precios del azúcar tuvo como factor determinante la recuperación de la producción de caña de la India – segundo mayor productor mundial, detrás de Brasil-, además de las sucesivas producciones record brasileñas. La reanudación de la oferta india de azúcar, después de dos años de fuerte sequía en el país, volvió a presionar los precios internacionales en el mercado.

Cuando hay más oferta de azúcar para los destinos tradicionales, la oferta también se extiende a regiones más remotas. Y, en este caso, India tiene una ventaja competitiva sobre Brasil dice Todd. El país está mejor localizado, por ejemplo, para atender de modo más fácil y barato mercados como África, Golfo Pérsico y el Mar Rojo. Además de eso, el gobierno indio pagaba hasta 1.450 rupias (33 dólares) por tonelada para compensar los elevados desplazamiento hasta el puerto del país. De acuerdo con Todd, el Estado de Maharashtra, uno de los mayores productores del país, ya fue además y concede un subsidio extra de aproximadamente 10 dólares por tonelada. *“La India está presionando al mercado”*, sostiene. La entrada de otros productores de azúcar en el juego, como Rusia, China, Pakistán y Vietnam, no sería suficiente para sacudir drásticamente el mercado, cree el especialista. *“Sería un aumento de 500 mil toneladas. No es gran cosa”*, desdena.

A pesar de las preocupaciones con el impacto ambiental de la expansión de los canaviales (cañaverales) en Brasil, el especialista afirma que Europa aún no encara con aprehensión la actividad. El foco de las atenciones en el momento está en Indonesia y Malasia, grandes proveedores asiáticos de óleo de palma para Europa. Holanda ya embargó las compras de óleo debido a las denuncias de deforestación de las florestas tropicales en esos países. *“Brasil está más consciente de eso (protección ambiental) y tiene más noción que está haciendo con su tierra”*, cree Todd, rebatiendo las críticas de los países, sobre todo europeos, que afirman que la expansión de la caña en Brasil amenaza la floresta amazónica.

El ministro de Agricultura, Reinhold Stephanes, alertó por la existencia de un *“exceso de euforia”* provocado por las fuertes apuestas en la elevación de las exportaciones de etanol brasileño. *“Yo creo que hay un exceso de euforia. En este momento, el mercado es restricto, pero lo que existe es una gran perspectiva para el mercado futuro. Otros países aún serán potenciales consumidores nuestros”*, dijo.

Es la primera vez que una autoridad del gobierno brasileño hace una alerta público sobre los eventuales peligros generados por la fiebre de etanol en ese país. Stephanes afirmó estar preocupado con la correlación entre el excedente de producción, que llegaría a 4 mil millones de litros este año, y el tamaño reducido de la demanda de etanol en el exterior. *“Lo que hay son perspectivas, un potencial muy grande para Europa y Japón a utilizar el alcohol en el consumo interno. No es una cosa para ahora. Tenemos que tener cuidado con la euforia en este corto plazo, aunque el mercado de medio y largo plazos sea excelente”*, dijo. Según él, los productores tienen que *“empeñarse más”* para elevar las ventas en el mercado interno.

De parte del gobierno, Stephanes anunció dos medidas para auxiliar en la absorción del voluminoso excedente de oferta y forzar una recuperación de los precios, que cayeron un 30% en las fábricas este año, según el ministro. La primera medida fue la confirmación de la elevación, del 23% a un 25%, en el contenido de alcohol en la gasolina vendida en puestos de combustibles. La modificación en la mezcla, cuya última alteración ocurrió en noviembre de 2006, pasa a valer el 1 de julio. El ministro afirmó esperar una reducción de los precios al

consumidor. “*Espero que llegue al consumidor final. Tiene que llegar de forma razonable para reducir el precio de la gasolina*”, dijo.

La alteración aumentará el consumo interno en 400 millones de litros este año, evalúa el ministerio. La otra medida anunciada por Stephanes fue la creación de un grupo de trabajo, compuesto por técnicos de los ministerios de Agricultura y de Minas y Energía, para evaluar mecanismos destinados a reducir la alta volatilidad de los precios del producto, lo que provoca inestabilidad en el mercado interno e incautación en los eventuales compradores en el exterior.

El ministro informó que el gobierno intentará profundizar estudios sobre contratos a largo plazo entre distribuidoras y usineros – la medida fue prometida por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) el año pasado. El grupo, que contará con representantes de los *usineiros*, también evaluará medidas para avanzar en las operaciones de comercialización de alcohol en la Bolsa de Mercaderías e Futuros (BM&F). Stephanes afirmó que serán estudiadas alternativas para mantener stocks estratégicos de alcohol para que sean utilizados en momentos de eventuales problemas de abastecimiento. “*Posiblemente, (los stocks) serán privados*”. Hoy, el gobierno brasileño estima haber 12 mil millones de litros de etanol en stocks privados. Y no hay políticas públicas ni recursos presupuestarios para financiar el almacenamiento del producto en las fábricas. Los usineros insisten en el sistema de crédito público para ayudar en el cargamento de stocks.

Gazprom y Eni tenderán nuevo gasoducto de Rusia a Europa (Vedemosti, 25/6)

La corporación rusa Gazprom y la italiana Eni se han puesto de acuerdo para construir un nuevo gasoducto llamado South Stream ("Corriente Meridional") hacia Europa. La tubería será capaz de transportar hasta 30.000 MM de metros cúbicos al año y podría costar, según las estimaciones de expertos, más de US\$5.500 MM.

Un tramo de 900 Km. será tendido en el fondo del Mar Negro, de la costa rusa a la búlgara. En Bulgaria, el gasoducto podría bifurcarse en dos tuberías: una, hacia Italia, y la otra, hacia Eslovenia y Austria, según precisó tras la suscripción del respectivo acuerdo Paolo Scaroni, jefe de Eni. El proyecto será ejecutado dentro del plazo de tres años desde que se hayan obtenido todos los permisos necesarios, dijo el empresario italiano.

Eni y Gazprom pretenden repartirse los gastos en partes iguales aunque el importe exacto del proyecto y las respectivas participaciones se van a definir más tarde, cuando la italiana Saipem haya preparado las especificaciones técnicas. Ambas corporaciones han gastado ya US\$3.300 MM en la construcción del gasoducto Blue Stream ("Corriente Azul"), tubería de 760 Km. que atraviesa el Mar Negro y conecta a Rusia con Turquía. Por el momento, la obra no se ha vuelto rentable porque el volumen del tráfico a través de Blue Stream no llega siquiera a la mitad de las capacidades existentes.

El nuevo gasoducto balcánico hará competencia a Nabucco, proyecto que prevé el suministro del gas procedente de Turquía al mercado austriaco, vía Bulgaria, Rumania y Hungría. Su construcción correrá a cargo de cuatro empresas: la turca Botas, la húngara Mol, la búlgara Bulgargaz y la rumana Transgaz. El presidente ruso Vladímir Putin ha manifestado ya su respaldo al proyecto, al afirmar que "*contribuirá a mejorar la situación energética en toda Europa*".

El gasoducto South Stream debe demostrar a los europeos que Gazprom no piensa concentrarse en las exportaciones al mercado asiático, piensa Valeri Nésterov, experto de la

empresa Troika Dialogue. Para el monopolio gasífero ruso, según el analista, será una oportunidad de afianzarse en el norte y en el sur de Europa sin necesidad del tránsito a través de Ucrania, que "*a veces se vuelve impredecible*".

Canadiense Gran Tierra Energy realiza test final a pozo de crudo en Putumayo (El Portafolio, 27/6)

Las compañías extranjeras que exploran petróleo en territorio colombiano siguen optimistas frente a nuevos hallazgos. La firma canadiense Gran Tierra Energy inició el programa de pruebas DST (Drill System Test por sus siglas en inglés) en el pozo Costayaco 1, bloque Chaza, en departamento del Putumayo. La empresa halló muestras de petróleo en cuatro diferentes zonas del pozo durante la perforación. Posteriormente, a través de registros eléctricos, confirmó saturaciones de crudo. El pozo fue perforado a una profundidad de aproximadamente 155 pies.

Estas reservas son las mismas que recientemente fueron evaluadas en la exploración del pozo Juanambú 1, en el bloque adyacente Guayuyaco, cuya aplicación comercial se encuentra en preparación. También hacen parte de las mismas reservas en los pozos anexos operados por Gran Tierra Energy.

La compañía norteamericana posee el 50 por ciento del contrato de operación de Chaza, mientras que Solana Resources Limited tiene el 50 por ciento restante. El bloque Chaza está sujeto al sistema de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), sin participación del Estado y con el pago de regalías escalonadas.

El presidente de Gran Tierra Energy, Dan Coffield, afirmó que el inicio de las pruebas en Costayaco 1 es otro "*gran*" paso dentro de la campaña de perforación para el 2007. "*Es nuestro segundo pozo de exploración en Putumayo*", agregó.