EnerDossier

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 15 al 22 de febrero de 2008

Por Hernán F. Pacheco

EnerDossier

Índice:

Análisis de la ligazón entre los precios del petróleo y el etanol en Estados Unidos 3

- ✓ *En Brasil, el alcohol industrial tendrá su cotización ligada al crudo* 6

Enfoque: Cosmogonía del comercio agrícola mundial, *feed grain* 8

- ✓ *El sector agrícola es la mínima excepción a la recesión económica estadounidense* 11

Economía de combustibles: Asia retoma la producción de crudo altos en ácidos 13

- ✓ *Variantes para utilizar el gas sour* 15

Análisis: ¿Es la energía eólica la opción francesa para combatir el CO2? 17

Coyuntura: Incremento de precios de mineral de hierro, Vale (+65%), ¿Rio tinto y BHP? 20

- ✓ *China niega los subsidios al acero publicados por el Alliance for American Manufacturing* 22

Análisis del contrato de comercio de gas entre Bolivia y Brasil 23

Chávez vs. ExxonMobil 27

Commodities 31

Análisis de la ligazón entre los precios del petróleo y el etanol en Estados Unidos

El boom reciente en la producción de etanol de granos de maíz unió al sector agrícola con el de la energía de una forma sin precedentes. Investigadores de la Universidad de Purdue desarrollaron un modelo, basado en una gama de precios de petróleo posibles, que predice los impactos en la política económica federal americana sobre el futuro de los consumidores y los costos del gobierno, la producción de etanol y muchos otros aspectos de los dos sectores. "*Vivimos una revolución en la agricultura americana",* dijo Wally Tyner, profesor de agricultura económica de Purdue. Tyner presentó recientemente los resultados en la reunión anual del American Association for the Advancement of Science en Boston.

Tyner dijo que los precios del maíz y del petróleo crudo, que previamente en 2007 fluctuó independientemente uno del otro, se unieron más estrechamente con el empleo de grandes cantidades de maíz para hacer etanol. Este año, esto representó aproximadamente un tercio de la cosecha total de Estados Unidos. "*Ahora, el petróleo y el etanol son ambos big players en agricultura*", dijo. "*En el futuro, marcharán juntos, y su marcha dependerá de las políticas gubernamentales*".

El modelo muestra que la fijación del subsidio de 51 centavos por galón pagado a los productores de etanol se hará cada vez más caro para el gobierno federal así como los precios del crudo -y los niveles de la producción de etanol- suban. Una alternativa de opción política, un subsidio variable que se cambia en relación con los precios del petróleo crudo, sólo sería pagada por el gobierno cuando el petróleo caiga a menos de 70 dólares el barril. Cuando los precios del petróleo son más altos, la producción de etanol debería ser provechosa y no tendría que ser subvencionada, predijo Tyner.

Tyner analizó cuatro opciones de políticas, el actual subsidio fijado en 51 centavos, el subsidio variable, ningún subsidio y un standard de combustible renovable, con los precios del petróleo en el rango de los 40 a 120 dólares por barril. El renewable fuel standard contenido en el Acta de Energía 2007 confiere por mandato a aquellas empresas de energía que compran 35 mil millones de galones de etanol para 2022, con un máximo de 15 mil millones de galones que proceden del maíz. "*Independientemente de la política, los resultados son similares con altos precios del petróleo donde el mercado domina*", dijo Tyner. "*Con los precios del petróleo bajos, sin embargo, la política del gobierno tendrá enormes efectos, y todos los resultados son enormemente diferentes. Las opciones políticas que hacemos serán críticas".*

Table 1. Agricultural and energy historic price correlations

Data Pair	Correlation Coefficient (price levels)	Correlation Coefficient (first differences)
Crude-gasoline	0.98	0.65
Crude-ethanol	0.88	0.29
Gasoline-ethanol	0.86	0.35
Ethanol-corn	0.25	0.05
Crude-corn	0.16	-0.11
Crude-soybeans	0.13	-0.01
Corn-soybeans	0.72	0.61

Con el petróleo en 40 dólares por barril, por ejemplo, la producción de etanol no es provechosa sin un subsidio o costos de combustibles más altos. Con un subsidio fijo a variable en efecto con este precio del petróleo, el gobierno gasta 5 mil millones de dólares por año para subvencionar la producción de etanol, dijo Tyner. El etanol es considerablemente más caro que el combustible hecho de petróleo en este escenario, pero con el standard de combustible renovable, las empresas de combustibles requieren comprar 15 mil millones de galones de etanol de maíz por año. Con el crudo en 40 dólares, el standard costaría a los consumidores 12 mil millones de dólares suplementarios por años *at the pump*. Las subvenciones son pagadas con dólares de *taxpayer* por el gobierno federal, mientras los costos del renewable fuel standard los consumidores en el expendedor.

Por lo tanto, el standard implica costos con precios del petróleo bajos, cuando comprar etanol de otra manera sería poco económico. Su modelo calcula el costo oculto del standard, que cuesta 1.05 dólares suplementarios por galón cuando el petróleo está en 40 dólares. En esa situación, en otras palabras, el etanol cuesta 1.05 dólares más por galón para producir granos de maíz que los costos de gasolina para producir petróleo crudo, y el consumidor indirectamente recupera la diferencia, dijo.

Si el petróleo supera los 100 dólares por barril, sin embargo, el standard de combustible renovable cuesta a los consumidores poco o nada extra. Porque en este precio, los costos de producción de etanol son muy cercanos a los costos de producción de la gasolina, dijo.

Hoy el precio del crudo ronda los 100 dólares el barril por lo que pensar en 40 dólares parece improbable. En las últimas dos décadas, sin embargo, el petróleo sólo superó los 40 dólares desde 2004 y costó un promedio de sólo 20 dólares por barril la mayor parte de ese periodo. La reducción de la demanda, la recesión global o cualquier otro factor puede hacer caer el precio del petróleo otra vez. Uno de los aspectos más dramáticos del la "*revolución*" del etanol engloba un porcentaje de cereales hechos con etanol, que antes de 2004 era inferior al 10%. Este año, por primera vez, el etanol sustituyó las exportaciones para hacerse el segundo mayor uso del grano después de "*domestic animal feed*".

Con un subsidio fijo, en efecto, la cantidad de maíz usado para el etanol aumentará de 12% para un barril de petróleo de 40 dólares a 52% para uno de 120 dólares, según predice el modelo. Con el renewable fue standard, la participación del etanol es bastante estable, pasando de 44% para 40 dólares el petróleo a 47% para un barril de 120 dólares.

Con el subsidio fijo, en efecto, la producción de etanol se extiende de 3.3 mil millones de galones por año (con el crudo en 40 dólares) a 17.6 mil millones de galones (con el crudo a 120 dólares). La política variable y sin subsidio rinde 6.5 mil millones de galones (con el crudo a 80 dólares) y 12.7 mil millones de galones (con el crudo a 120 dólares).

El renewable fuel standard parece garantizar el futuro del etanol, pero "*further decisions*" necesitan hacerse para desarrollar "*una política puente*" para estimular la inversión en el etanol celulósico. Esta clase de etanol -derivado de hierbas, desperdicios y residuos agrícolas- tiene el potencial más eficiente que el etanol de granos de maíz, dijo. La celulosa, un complejo carbohidrato presente en todos los tejidos de las plantas que el almidón. Los mandatos del renewable fuel standard que abastecen a las empresas de combustible con 20 mil millones de galones de etanol celulósico para 2022. Pero esto será exactamente alcanzado está por verse, y la futura política necesita tomar en cuenta el recientemente emergido "*oil-corn link*".

Table 5. Corn price and fraction of corn in ethanol with and without gasoline demand shock

Crude oil price	40	60	80	100	120	40	60	80	100	120
	Corn Price ($/bu.)					Fraction of Corn in Ethanol (%)				
No demand shock										
Fixed subsidy	1.97	2.99	3.92	4.81	5.65	11.7	32.3	42.3	48.3	52.4
No subsidy	1.71	1.99	2.90	3.77	4.60	0.0	1.9	22.6	33.9	40.9
Variable subsidy	2.00	2.32	2.90	3.77	4.60	12.9	14.2	22.6	33.9	40.9
RFS	3.15	3.65	4.14	4.61	5.07	43.9	44.7	45.4	46.0	46.5
10% demand shock										
Fixed sub	2.56	3.80	4.94	6.01	7.04	30.9	46.9	54.9	59.8	63.2
No subsidy	1.71	2.75	3.87	4.94	5.96	0.0	26.8	41.5	49.8	55.1
Variable subsidy	2.59	3.10	3.87	4.94	5.96	31.7	34.7	41.5	49.8	55.1
RFS	3.15	3.65	4.14	4.94	5.96	43.9	44.7	45.4	49.8	55.1

Las predicciones del modelo de Tyner indican un tiempo en el futuro, aproximadamente 2020, cuando los precios de la gasolina y el etanol sigan un diseño más estable de largo plazo. *"El etanol tiene el potencial para reducir la dependencia de América en el petróleo extranjero y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que son los objetivos fijados que no pueden recaer sólo en el mercado*", dijo Tyner.

Los economistas llaman estas "*externalidades*" y aconsejan fijar estos fracasos de mercados por impuestos, subvenciones o alguna otra forma de regulación. Con este trabajo, Tyner se enfocó en las subvenciones o regulaciones porque los impuestos generalmente no son usados en esta situación en Estados Unidos.

En Brasil, el alcohol industrial tendrá su cotización ligada al crudo

El gigante Copersucar cerró un mega contrato para la entrega de alcohol con su precio indexado al petróleo. Este tipo de contrato comienza a ganar cuerpo en Brasil a medida que la producción mundial de etanol se consolida como energía y da muestras de que deberá superar la oferta de azúcar en los próximos años.

Con una facturación de casi 2,5 mil millones de dólares, Copersucar será la suministradora exclusiva de alcohol para la multinacional Solvay de Brasil. Ese contrato, cerrado por un periodo de diez años, prevé la entrega de cerca de 150 millones de litros por año para que la industria sustituya la nafta, derivada del petróleo, en la producción de PVC. "*Esta es la primera vez que Copersucar hace un contrato tan largo por alcohol* –y con el precio ligado al petróleo-", afirma Hermelindo Ruete de Oliveira, presidente del consejo de administración de la empresa. "*Ya teníamos contratos de largo plazo para el azúcar*", afirmó[1].

Como la nafta es un derivado del petróleo, el alcohol industrial que será usado para sustituir la materia prima tendrá su cotización ligada a crudo. En Brasil, grandes grupos exportadores de alcohol combustible comenzaron juntar, hacer por lo menos dos años, el precio del producto al de la gasolina, siguiendo el mismo razonamiento del petróleo. "*El alcohol combustible tiene su precio correlacionado al de la gasolina*", observa Plínio Nastari, presidente de la consultora sucroalcooleira Datagro. El riesgo de estos contratos es que los precios del petróleo caigan.

Los analistas no creen que los precios del petróleo vuelvan a los niveles de 30 dólares por barril. "*Es improbable que quede debajo de los 50 dólares*", afirma el presidente de Datagro. Hasta hace poco, las cotizaciones del alcohol –combustible e industrial- estaban ligadas al azúcar en el mercado internacional. "*Esa relación se invirtió. El commodity azúcar está relacionado con la energía* (por cuenta del alcohol). *La expectativa es que la producción mundial de alcohol sobrepase a la de azúcar en los próximos cuatro años*", dijo Nastari. En esos contratos, la gasolina o el petróleo son la mayor referencia. Sobre esos precios, se paga un premio o hay un descuento, de acuerdo con el escenario del alcohol en el mercado. En el mercado brasileño, la formación de precios para el alcohol es el índice Cepea/Esalq, recuerda Marcelo Andrade, de Ecoflex Trading.

Con 35 usinas asociadas para esta nueva cosecha, 2008/09, contra 31 del ciclo pasado, Copersucar está creciendo cerca de un 20%. En la cosecha 2007/08, la molienda de caña quedó en torno de 65 millones de toneladas. Para este año, debe quedar en torno a 80 millones de toneladas de caña. "*Vamos a superar la producción de 100 millones de toneladas en poco tiempo*", afirma Ruete de Olivo.

En los planes del grupo hay estudios para asociaciones en inversiones en la región de Caribe. La región es estratégica para la exportación de alcohol para Estados Unidos, por medio del acuerdo CBI (Caribbean Basin Initiative). El mercado europeo, también considerado estratégico para el etanol, también está en el radar de Copersucar. "*El objetivo es reforzar las asociaciones internacionales*", afirma Luís Pogetti, presidente ejecutivo de Copersucar.

---

[1] Valor, "*Petróleo, nova base para negociações de álcool na Copersucar*", (19/2)

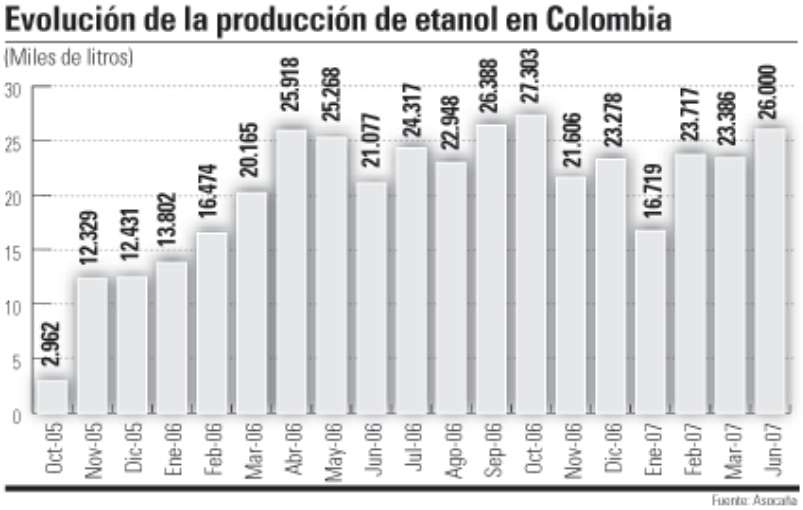
Stefan Uhlenbrock, analista de F.O. Licht dijo que los precios internacionales del azúcar poseen actualmente menor correlación con el petróleo que los del maíz, aunque tanto la caña de azúcar como el grano sean cada vez más usados en la producción de etanol. Uhlenbrock, durante un seminario sobre inversiones en softs y commodities agrícolas, explicó que la diferencia se debe al hecho que el nivel de los stocks mundiales de azúcar están en posición más confortables que los del maíz. La razón entre stock y consumo en la cosecha 2007/08 está estimada en sólo 13,1% para el maíz, pero llega a un 54.8% en el caso del azúcar.

Además de eso, el uso del maíz como materia prima para el etanol crece más rápidamente que el de caña de azúcar. En Estados Unidos, la proporción de la cosecha del grano para la producción de combustible creció del 14,4% en 2005/06 a un 24,5% en 2007/08. La evolución es más tímida en el caso de la caña de azúcar en Brasil, aunque la base inicial sea bien mayor. Entre 2005/06 y 2007/08, el uso de caña para la producción de etanol creció del 50% a un 55% de la cosecha.

El analista de F.O. Licht observó que aunque el maíz necesita disputar con otros productos agrícolas el área de cultivo en Estados Unidos, lo que no acontece con la caña en Brasil, donde la oferta de tierras es mayor. Otra diferencia es que, en Brasil, los precios de la gasolina son controlados por el gobierno, no reflejando la oscilación de las cotizaciones del petróleo en el mercado internacional.

En Colombia, el precio de la materia prima para los biocombustibles tanto para etanol como para biodiesel, debe fijarse bajo unos parámetros de sustentación que le permitan al cultivador venderlo sin distingos para la producción de etanol u otro destino. Otro ingrediente de la estrategia que analiza el Gobierno para darle seguridad a los inversionistas es amarrar el precio del etanol y el biodiesel al precio internacional del petróleo ya que estos biocombustibles son considerados sustitutos del crudo[2].

En este mismo sentido se planteará la necesidad de establecer un precio mínimo de referencia para los biocombustibles para que en caso de que se presente un descenso en las cotizaciones internacionales del petróleo, los proyectos de inversión no empiecen a trabajar a pérdida.



[2] El Portafolio, "*Los precios internos del alcohol carburante estarían atados a los del petróleo*", (21/2)

Enfoque: Cosmogonía del comercio agrícola mundial, *feed grain*

El comercio global de maíz, sorgo, cebada, y avena aventaja al trigo y es cuatro veces más grande que comercio de arroz. La mayoría de estos granos entra en la alimentación del ganado, pollos y cerdos[3].Con los granos, la carne y la energía inextricablemente conectada, la agricultura animal decide la nueva geografía del comercio mundial de commodity. Cinco factores deciden el desplazamiento en el comercio de *feed grain* en todo el mundo. Uno, la importación de grano de comida de un país cada vez más está vinculada a la carne que este prefiera. De aproximadamente 300 millones de toneladas (MT) de carne consumida en 2007 en el mundo, 40% es carne de cerdo, seguida por aves de corral en 30% y ternera en un 25%.

Las *beef cows* son alimentadas con dietas de cebada para hacer carne tierna y "*marmolada*". El maíz es el más útil porque añade grasa más rápido y sirve para aumentar su peso y de ahí la rentabilidad. *Dairy cows* (vacas lecheras) son deliberadamente mantenidas flacas para conseguir más leche. Los cerdos y las aves de corral son alimentos principalmente con comida compuesta de maíz y *soyameal* (una forma de soja). Ya que el consumo de carne de cerdo y de ave está en crecimiento, esto hace que el maíz tome una participación del 70% en el comercio de *feed grain* global.

Los países que cambiaron la alimentación a más aves de corral y ternera, dejando atrás las cabras y ovejas, como el norte de África y Medio Oriente, compran más granos. Aproximadamente la mitad de la producción y el consumo de carne en la Europa de los 25 es cerdo. La producción de carne de cerdo y aves de corral crece y la producción de ternera está en disminución. Arabia Saudita es el mayor importador mundial de cebada para alimentar a sus camellos, cabras y ovejas.

Dos, lo "*all veggie*" (todo lo vegetariano) en la alimentación se hace importante. El empleo de subproductos animales en la formula de alimentación disminuye en respuesta a las preocupaciones públicas sobre enfermedades transmisibles, como la BSE, salmonelosis, y gripe aviaria. Esto hace levantar la demanda de granos gruesos.

Tres, los países que quieren producir su propia carne, lechería y aves de corral pero no son capaces de cultivar suficientes granos de comida, también importan más. El norte de África y Medio Oriente están equilibrados para comprar más *feed grain* porque la población es más grande y más rica quiere "*homemade animal products*". El mismo factor de empuje también forzará al sudeste asiático a incrementar las importaciones de maíz por un tercio en los próximos años.

La fuerte demanda doméstica significa que los países que ahora exportan excedentes de *feed grains* comenzarán con escasez pronto. China e India, por ejemplo, exportarán menos granos en el futuro porque el mercado doméstico es bastante provechoso. En Estados Unidos, la industria del etanol usa maíz, pero produce el

[3] The Economic Times, "*Feed grain trade higher than wheat, rice*", (19/2)

subproducto *dried distillers grain with solubles* (DDGS), que es un pienso de alta calidad. En el futuro, esto puede reemplazarse parcialmente por comida de maíz y soja.

Cuatro, el acceso a mercados de países desarrollados par productos de ganadería aumenta rápidamente las importaciones de comida de los países en vías de desarrollo. Argentina y otros países sudamericanos aumentarán la exportación de granos a Chile que rápidamente expande sus exportaciones de carne de cerdo a Corea del Sur. De hecho, al tercer trimestre de 2007, del total de envíos chilenos a Japón, los productos de porcino ocuparon el cuarto lugar, con US$ 129 millones, mientras a Corea del Sur, entre tocino y otros productos suman cerca de US$ 71 millones en el mismo período.

En Chile, la producción de cerdos se duplicará de aquí a tres años. Entre los mercados que representan una mejor oportunidad para los productos chilenos, se encuentran Asia, que crece a volúmenes de 10%, mientras que Europa también está registrando *"mayores tasas de consumo"*. Este escenario favorable debería continuar durante 2008, especialmente tras la apertura del mercado de Estados Unidos a la carne avícola nacional, concretada a inicios de diciembre, tras concluir un largo proceso de revisión de normas, especialmente sanitarias. En la prensa chilena se menciona también que Estados Unidos va a ser un destino relevante para Chile. Pudiendo acaparar entre 20% y 25% de las exportaciones hacia 2013[4].

En esta línea están las exportaciones de carne de cerdo y de pechugas de pavo congeladas, que son sólo un ejemplo de envíos no tradicionales que más crecieron en el presente ejercicio. Los envíos de carne de cerdo entre enero y noviembre llegaban a US$ 331,2 millones, 15,6% más que en el mismo período del ejercicio anterior. Esto refleja el buen pie de ese sector, que en cuanto a producción ha tenido un desarrollo sostenido durante la última década cercana a 9,3% anual, según datos de la Asociación de Productores de Cerdo (Asprocer).

Cinco, los países que reducen la agricultura animal cambia de importaciones de comida a importaciones de productos de animales. En Egipto, la política del gobierno cambió hacia el permiso de más importaciones de carne de ave. En Japón, Corea del Sur y Taiwán, las regulaciones ambientales reducen la marcha de la producción de carne, que causa el crecimiento de importaciones y ningún crecimiento de importaciones de granos gruesos.

Japón, el mayor comprador de maíz, incrementará los precios de base para la producción local ternera y cerdo por primera vez en tres décadas, ante el incremento de los precios del feed grain para los agricultores de ganadería[5].El precio de la carne de cerdo se elevará 4,1% a 380 yenes (3.51 dólares) el kilogramo de los 365 yenes, y por la carne de ternera aumentará 1,3% a 790 yenes el kilogramo, de 780 yenes.

Los precios del maíz y la soja en Chicago subieron a niveles record, incrementando los costos para los agricultores japoneses dependientes de las provisiones del exterior para casi todos los feed grains. Los productores encuentran difícil pasar los aumentos a los precios de la carne. La inflación al por mayor de Japón tuvo el mayor incremento en 27 años en enero con los costos de los commodity.

"*La acción del gobierno hará más fácil para los agricultores ganar un aumento en el precio de las negociaciones con los compradores*", dijo Nobuyuki Chino, presidente del *grain trading* con sede en Tokio, Unipac Grain Ltd. Los aumentos de precio base son los primeros para la carne de cerdo en 31 años y los primeros para la ternera en 27 años. El gobierno puede comprar la carne del mercado al por mayor si los precios caen debajo del límite impuesto por el gobierno, proporcionando la protección a los agricultores. El gobierno revisa los precios una vez al año.

---

[4] El Diario Financiero, "*Producción de cerdos se duplicará de aquí a tres años*", (29/2)
[5] Bloomberg, "*Japan Increases Meat Floor Prices as Grain Costs Rise*", (21/2)

Los precios de base son a menudo usados como punto de referencia en el comercio en la carne de cerdo y de ternera fuera de los principales mercados mayoristas. El maíz es el ingrediente más importante de los compuestos de la comida japonesa usada por la ganadería, y el *soybean meal* es la segunda. Japón es el segundo mayor importador de soja después de China.

El gobierno japonés subvencionó una parte del aumento de los costos del alimento para apoyar a los agricultores. De todos modos los costos de la alimentación para los agricultores se elevaron 16% hace un año a 50.300 yenes por tonelada de promedio en el trimestre. "*Tratamos de hacernos menos dependientes de las importaciones de feed grain para alimentar al ganado con más hierba y dando los restos a los cerdos, pero lo que los agricultores pueden hacer para reducir los costos es muy limitado*", dijo Akihiro Fujii, commodities policies manager at JA-Zenchu, el mayor lobby agrícola japonés.

El suministro de carne de vaca en Japón sumó 745.000 de toneladas en los primeros 11 meses del año anterior, del cual 428.000 toneladas fueron importadas y 317.000 toneladas en el interior del país fueron producidas. El suministro de carne de cerdo sumó 1.49 millones de toneladas en los 11 primeros meses de año pasado, incluyendo 696,000 toneladas de importaciones.

Por otra parte, el mayor rally en la historia del comercio del trigo desafía aún un poco de la mejor creencia convencional, "*humbling forecaster"* Goldman Sachs y el gobierno estadounidense. El trigo se duplicó desde mayo, alcanzando un record de 11.53 por bushel el 11 de febrero y haciendo subir los costos desde el *eggo waffles* y la pasta Italiana hasta el *flatbreads* paquistaní al pastel japonés. Este mes la mayor firma de seguros del mundo descartó una bajada de precios en los próximos 90 días, y EE.UU., el mayor exportador dijo que transportaría 23% más que lo estimado antes del verano. "*La escasez de suministro ha sido mucho más aguda que lo que nosotros esperábamos,* " dijo Ruifang Zhang, un analista de materias primas en Goldman en Londres.

El trigo llegó al record 16 veces desde septiembre, repercutiendo en todo el mundo que confía en el grano más que cualquier cosecha de alimentos, excepto el arroz. Exportadores de Argentina y Rusia pararon las ventas o aumentaron los impuestos para proteger las reservas que disminuyen. Pakistán aumentó las importaciones así como la inflación se elevó 12%, la mayor en 33 meses.

Joseph Glauber, economista jefe del US Department of Agriculture, dijo a Financial Times[6] que los precios de los granos podrían bajar en el largo plazo si los agricultores aumentaran su producción total usando más tierra arable o aumentando la producción. Además pronosticó que los precios de los productos de alimentos para consumo en Estados Unidos se elevarían a una tarifa anual del 3 al 4%.

Larry Pope, presidente de Smithfood Foods, espera que la inflación de los alimentos esté entre 10, 12 o aún 15%. "Esto ocurrirá", dijo. "Los costos suben demasiado rápido. Afrontamos la realidad de maíz a 5 dólares, cuando pensábamos que el maíz a 4 dólares nunca sería una realidad que se entendiera en el tiempo. Los altos costos son mundiales. Nuestras operaciones de producción de cerdo en Semana Santa de Europa afrontan el maíz a 9 dólares"[7]. "*Produciendo 20 millones de cerdos por año, tenemos más razones para estar preocupados sobre los costos de la alimentación*", añadió. "*Reducimos nuestro swine breeding herd* (rebaño de cría de cerdos)". "*Los costos de los alimentos estadounidenses se elevarán*", dijo Pope.

---

[6] Financial Times, "*Biofuels push up cost of farm goods*", (22/2)
[7] Farm Future, "*Good Years Ahead for U.S. Agriculture",* (22/2)

El sector agrícola es la mínima excepción a la recesión económica estadounidense

La economía de Estados Unidos puede estar al borde de la recesión. Pero hay zonas de abundancia en el campo. La cotización de los cereales está subiendo a niveles históricos. El trigo de primavera llegó al record de US$ 18,53 por bushel el jueves pasado. El maíz viene siendo negociado por encima de US$ 5 y la soja está costando más de US$ 13, todos con un alza del 25% o más de hace un año. La renta líquida de los productores rurales debe llegar a US$ 92,3 mil millones en 2008 –un crecimiento del 51% en comparación con la media de los últimos diez años, de US$ 61.1 mil millones -. En las praderas del centro de Estados Unidos, el desempleo está bien por debajo del índice de Estados Unidos y el mercado inmobiliario residencial continúa fuerte. Robert Moskow, analista de Credit Suisse para el sector de alimentos, proclamó *the golden age of agriculture*[8].

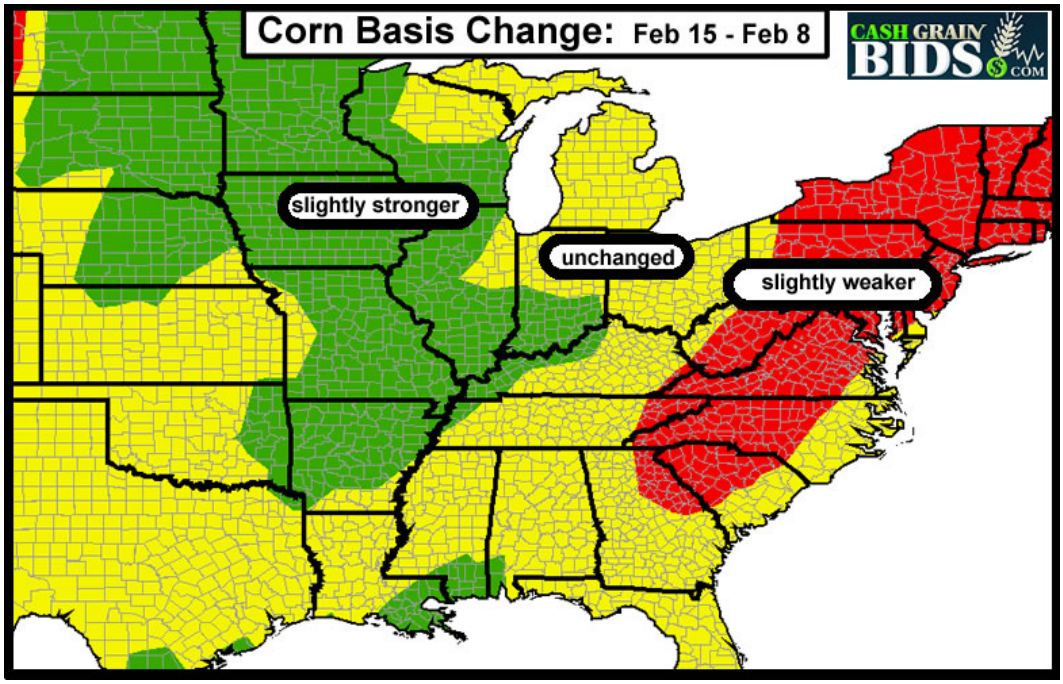
La nueva era es resultado principalmente del crecimiento explosivo en la demanda de cereales para la producción de biocombustibles y para la alimentación en países como China y la India. Con los stocks bajos, "*no hay como que volvamos al tiempo del maíz de US$ 2,10 el bushel*", dice Mike Helmar, director de la web Economy.con, de la Moody's. A pesar que el boom está revirtiendo décadas de decadencia en la zona rural de Estados Unidos también está generando inflación en los precios globales de los alimentos.

En Albion, una ciudad agrícola con menos de 2.000 habitantes, en el centro del Estado de Nebraska, esos problemas parecen cosa de otro mundo. Los habitantes están construyendo residencias nuevas y extravagantes, o reformándolas. Una nueva fábrica de alcohol creó 55 empleos y un dentista full time está en camino. Una joyería se instaló en Albion en noviembre y un café creado por esposas de productores rurales –y que cobra más caro de lo que siempre se cobró en la ciudad- acabó de conmemorar el primer año de funcionamiento. "*There's a buzz in Albion,"* dijo Brad Beckwith, productor de maíz y soja de 55 años. Aunque ahora pague más para arrendar sus tierras, así como para comprar semillas, fertilizantes y combustible para las máquinas, aún está teniendo beneficios.

"*Los productores están llenos de dinero para gastar*", dice Jerry Carder, de 49 años, que también produce soja y maíz y compró un Mercedes-Benz ML350 modelo 2008, de US$ 40.000. Los negocios de Carder mejoraron junto con el alza de los cereales. Aún así, la zona rural de Estados Unidos continúa siendo una participación tan pequeña de la población americana (y la producción agrícola es sólo un reducida participación de la producción total del país) que la fuerza en el campo no puede compensar mucho la desaceleración en el resto de la economía.

---

[8] The Wall Street Journal, "*Heartland Sees Boom With Grains in Demand*", (14/2)



"*La economía agrícola ayudará a algunas áreas rurales a quedarse fuera de la dificultades y a expandirse, hasta determinado punto, para el (…) sector industrial y de servicios*", dijo David Oppedahl, economista del Federal Reserve Bank of Chicago, parte del sistema del banco central americano. "*Pero probablemente no será suficiente para amortiguar una recesión en un contexto más amplio*". Muchos hacendados andan con los bolsillos más llenos, al mismo tiempo en que los subsidios del gobierno federal –históricamente su principal fuente de renta- continúan existiendo. Una nueva ley en tramitación en el Congreso no propone grandes cambios, a pesar de crear límites a los subsidios para los productores más ricos.

Aún con la buena cotización del maíz y de la soja, muchos productores, incluyendo a Beckwith, creen que los subsidios son necesarios. "*Yo creo que tiene que existir algo, en caso que* (el mercado de cereales) *se vuelque*", dijo. "*Subió tan rápido, quien garantiza que tampoco caerá con la misma rapidez?",* dijo. De momento, está aprovechando el boom. En agosto, Beckwith y la mujer compraron una casa de 372 metros cuadrados por US$ 339.000. Desde entonces, ya convirtieron uno de los cuartos en una sala de cena, etc.

"*Good times haven't sprouted for all farmers*" (Pero la bonanza no vino para todos). El alza de los cereales dificultó la vida de los criadores de animales que tienen que comprar maíz y otros ratios. "Aquí en el Condado de Boone fuimos bendecidos con la buena fase de la economía agrícola", dijo Hank Thieman, presidente del Boone County Commissioners, órgano ejecutivo del condado. "*Ahora, si usted crea cerdos, la situación es difícil, pero si planta maíz y soja, you're on easy street* (estás en la calle fácil)".

Economía de combustibles: Asia retoma la producción de crudo altos en ácidos

Los refinadores asiáticos retoman los crudos altos en ácidos[9], cuya producción prevé elevarse más del 40% en cuatro años, ante la búsqueda de opciones más baratas para sus nuevas *complex facilities* de cara a los persistentemente altos precios globales. La demanda de petróleo en Asia se elevará casi un tercio en la próxima década y la región lidera el camino a nuevas y mejoradas capacidades que son más eficientes en el tratamiento de crudos corrosivos producidos en lugares tan diversos como Brasil, Sudán y China[10].

Pero la naciente demanda no puede ser suficiente para aumentar los precios del hasta ahora impopular crudo, como su producción crece más rápido que otros grados y el consumo Occidental se sostiene estable debido a una falta de nuevas importantes capacidades de refinación. "*El crudo ácido es por lo general rico en gas oil bajo en azufre y el fuel oil y Asia lo necesita. Y Hay nuevas refinerías abriéndose allí*", dijo Al Troner, managing director of Asia Pacific Energy Consulting (APEC), que publicó recientemente el estudio: "*West comes East: The Emerging Global Acidic Crude Market.*"

Troner estima que la producción de petróleo ácido se elevará a 5.768 millones de barriles por día (bdp) en 2010, de los 4.027 millones de bpd en 2006. Este es un aumento del 43%, excediendo el crecimiento del 16% en la producción de petróleo mundial total del pronostico del International Energy Agency (IEA) para el mismo periodo en su World Energy Outlook 2007.

Los crudos ácidos tienen un alto Total Acid Number (TAN)[11] y los grandes niveles de ácidos nafténicos que pueden corroer los equipos de la refinería, dejándolos fuera del alcance de plantas básicas asiáticas hasta los últimos tiempos. Sin embargo, al menos 800.000 bpd del total de los 4 millones de bpd de capacidad de refinación mejorada y nueva durante los próximos tres años en Asia serán capaces de controlar el crudo ácido.

Fijado con profundos descuentos, estos crudos son un buen negocio para las plantas sofisticadas construidas con inversiones de miles de millones de dólares. *"Los refinadores asiáticos ven a los crudos ácidos como un buen negocio y Asia tiene que traer mucho más crudo, entonces traerán crudos ácidos"*, dijo Kevin McConnachie, consultor principal de FACTs con sede en Hawaii.

Por ejemplo, la mezcla Dar de Sudán es un crudo pesado dulce, pero se negocia con descuentos importantes de 21-22 dólares en relación al *benchmark*, Brent, o 18-20 dólares en relación a otro grado principal del país africano, la mezcla acid-free Nile. Los refinadores asiáticos hasta ahora estuvieron controlando calidades más baratas pero altas en azufre de Medio Oriente, obteniendo, por ejemplo, 3 millones de bpd de crudo saudita; o la categoría light Asia-Pacific que son más fáciles de tratar, pero bajo en suministro y pueden costar hasta 30 dólares el barril por encima de algunos crudos altos en TAN.

---

[9] Los crudos ácidos contienen cantidades apreciables de sulfuros de hidrógeno u otros compuestos azufrados reactivos.

[10] Reuters, "*Asia casts cautious eyes on cheaper acidic crude*", (13/2)

[11] The Total Acid Number is the amount of potassium hydroxide in milligrams that is needed to neutralize the acids in one gram of oil. It is an important quality measurement of crude oil. The TAN value indicates to the crude oil refinery the potential of corrosion problems. TAN value can be deduced by a couple of different methods, eg: by color indicator titration, by potentiometric titration.

China tomó la delantera en el tratamiento del crudo alto en TAN, con la demanda de petróleo asiática estará en 30 millones de bdp para 2015, 29% más que en 2006, dijo la IEA. Asia representará el 30% de la demanda de todos los crudos para 2015, un 27,5% más que en 2006. La principal firma petrolera offshore en en el segundo mayor consumidor del mundo, China National Offshore Oil Company (CNOOC), construye una refinería en Huizhou de 240.000 bpd, su primera y dedicada a la carrera de su propio crudo high-TAN.

"*El mayor efecto es la refinería de CNOOC, que es 100% crudos ácidos",* dijo McConnachie. Otros 539.000 bpd de crudo ácido es debido al onstream en China entre 2005 y 2010, casi un tercio del incremento del crudo high-TAN global, dijo APEC.

Acidic Crude Regional Groupings

North America	Latin America/ Venezuela	Latin America/Brazil
Syncrude & Natural	Syncrude & Natural	Natural
Very Heavy	Very Heavy	Heavy
High Sulfur	High Sulfur	Low Sulfur
High TAN	High TAN	Low TAN
Low Metals	High Metals	Low Metals
North Sea	**West Africa/Sudan**	**Asia Pacific**
Natural	Natural	Natural
Heavy	Heavy	Heavy
Low Sulfur	Moderate/Low Sulfur	Low Sulfur
High TAN	High/Moderate TAN	Low TAN
Variable Metals	Medium Metals	Low Metals

En India, la refinadora privada Reliance Industries, que controlan volúmenes limitados de crudo ácido en su refinería Jamnagar 660.000 bpd, construyen una planta adyacente de 580.000 bdp que puede controlar más de esas calidades. Mientras, Essar Oil inició a finales del año pasado la planta Vadinar de 210.000 bpd, con craqueado catalítico fluido que puede controlar crudo high-TAM.

Y la brasileña Petrobras, entre los mayores productores de crudo ácido, mejorará la planta Nansei Sekiyu K.K, de 100.000 bdp en marzo parar acomodar su propia producción creciente. Petrobras invertió 100 billones de yenes (880 millones de dólares) en la modernización de las instalaciones. La planta modernizada entrará en operación hacia el 2010 y exportará gasolina y otros productos del petróleo a China y al sureste asiático, como parte de la estrategia de Petrobras de refinar petróleo cerca de los mercados.

Aún, los precios diferenciales para muchos crudos ácidos no concordaron con su emergente aceptación, el *tracking of prices* de APEC mostró en los últimos años. Desde 2004,

el promedio de descuentos del crudo ácido se hizo más bajo, en momentos que la producción se elevó más rápido que la demanda, pero también debido a la insistencia de los compradores sobre los descuentos para compensar las posibles interrupciones de riesgos políticos o las sanciones en Venezuela o Sudán, dijo APEC.

La calidad fluctuante del crudo es también una de las dificultades. Inicialmente evaluad con TAN de 2.4, la mezcla Dar es ahora más ácida con TAN entre 3.0 y cerca de 4.0, planteando riesgos mayores para los refinadores. Esto los forzaría a mezclar el crudo con mejores "*quality grades*" y añadiría más costos, dijo un comerciante.

Variantes para utilizar el gas sour

La combustión de los compuestos de azufre genera el dióxido de azufre, uno de los gases más temidos ambientalmente. Las emisiones de dióxido de azufre, o SO2, en la combustión de petróleo, gas y carbón reaccionan con el agua y el oxígeno en el aire y forma aerosol de sulfato[12], un compuesto ácido que cae a la tierra en forma de lluvia ácida. China es actualmente el mayor contaminante mundial de SO2, con emisiones estimadas en 25.49 millones de toneladas en 2005, un 27% más que en 2000, y es comparable con las emisiones de Estados Unidos en 1980.

Productores petroleros y gasero de todo el mundo también luchan por encontrar tecnologías que puedan reducir dramáticamente la producción de azufre desarrollando su ácido -o su alto contenido de azufre- en la reservas. El desarrollo en gran escala de reservas ácidas se vio dificultado por la carencia de formar de disponer o utilizar el azufre extraído. Aproximadamente el 40% del gas restante en todo el mundo, tanto natural como asociado- es ácido, incluyendo a los gigantes de gas Qatar e Irán.

Según un paper presentado a mediados de 2007 en una conferencia sobre sour gas en Abu Dhabi por investigadores de la petrolera Total, más de 2.600 billones de pies cúbicos de (tcf) gas es sour, con sulfuro de hidrógeno (H2S) y dióxido de carbono (CO2) se presentan la mayor parte del tiempo. Entre estas reservas de sour, 350 tcf contienen más del 10% de H2S y casi 700 tcf contienen más del 10% de CO2.

La mayor parte está localizados en Medio Oriente, incluidos los Emiratos Árabes Unidos y Arabia Saudita, el área del Mar Caspio y en China por gases con contenido de H2S, mientras encuentran grandes cantidades de gases con CO2 en los países de la ex-Unión Soviética, Extremo Oriente y Sudamérica.

Según funcionarios de Abu Dhabi National Oil Corporation, el emirato está considerando usar el azufre extraído de sus reservas de gas amargo asociado como un mecanismo de recuperación de petróleo (ver informe anterior). *But it won't be easy*. El desarrollo de la reservas sour fue tradicionalmente difícil debido al alto costo de las unidades de separación de gas y las instalaciones para transformar el H2S en azufre y las facilities para el bombeo y reinyección. Además, el costo por volumen de gas finalmente

[12] Sulfate aerosols are produced by chemical reactions in the atmosphere from gaseous precursors (with the exception of sea salt sulfate and gypsum dust particles). The two main sulfate precursors are sulfur dioxide (SO_2) from anthropogenic sources and volcanoes, and dimethyl sulfide (DMS) from biogenic sources, especially marine plankton. These aerosols can cause a cooling affect on earth.

utilizable -sea para la exportación o el consumo interno- es de aproximadamente el doble por cada 20-25% de ácidos en el *raw gas*.

Hay también un desafio en relación de las apretadas especificaciones sobre los gases de efecto invernadero. Pero quizás menos obvio, hasta ahora, es el problema de un mercado de azufre saturado. El informe de Total, escrito por Francois Lallemand, Nicolas Aimard y Anne Roche, dice que el suministro mundial de azufre, principalmente por *sour gas* o *sour crude oil,* excede la demanda.

El azufre representó una vez una parte sustancial de los ingresos de los productores de gas natural. Pero no tiene más interés económico en la actualidad para los mercados importantes. Algunas empresas desarrollan nuevos usaos para el azufre como concreto pero la mayoría de los expertos cree que el mercado permanecerá saturado durante varias décadas. La producción de importantes campos de gas y petróleo en Medio Oriente y en el Mar Caspio; el nuevo azufre del gas asociado en Kazajstán; el desarrollo de las oilsands en Alberta; y el desarrollo del sour gas en Medio Oriente mira más lejos al sobrecargado mercado."*Es por eso que nuevos métodos de producción deben desarrollarse para los campos sour, para limitar la sobre producción de azufre*", recomienda el informe de Total.

Si la tecnologías convencional es usada en el desarrollo de reservas de gas amargo, las cantidades más grandes y no deseadas de azufre elemental serán producidas, dice Peter Clark, de Alberta Sulphur Research y profesor de University of Calgary. "*Grandes instalaciones de almacenamiento de azufre sólido a largo plazo no son tampoco económicamente factibles*", añadió. "*Incluso si existe realmente un mercado, el muy considerable capital expenditure es necesario para desarrollar instalaciones de manejo de azufre líquido e infraestructura para la producción de azufre granulado que responde a las especificaciones del mercado internacional*".

Cuando miles de toneladas de azufre son producidas por día, las fluctuaciones del mercado y las cuestiones de logística requieren el almacenaje, al menos temporal del azufre sólido. Además el *footprint* ambiental, tiene penalidades en los costos.

El profesor Clark propone varias opciones para la producción de gas sour sin el azufre asociado. Primero, generar ciclos de gas sour para maximizar la recuperación de metano del depósito. Segundo, el azufre podría ser usado en la producción de energía y el SO2 reinyectado de nuevo en la reserva. No requiriendo de procesamiento de gas "*front end*" (de principio a fin) es recuperado para recuperación de la reserva o recuperación de petróleo

"*En muchas regiones del mundo, el metano del gas natural sour es usado para la producción de electricidad*", sostuvo. La tercera opción es la combustión del gas sour con oxígeno puro para la generación de electricidad. Otra vez, no requiere ningún tratamiento y las emisiones pueden ser capturadas y reinyectadas.

Finalmente, el profesor Clark propone que el gas sour sea usado para hidrogeno, syngas y producción petroquímica. "*Todas estas opciones proporcionan oportunidades para la captura de CO2 y, aunque están siendo desarrolladas en Alberta, estas tecnologías son las más compatibles para Medio Oriente*", dijo Clark.

Análisis: ¿Es la energía eólica la opción francesa para combatir el CO2?

Monsieur le maire est heureux (El señor alcalde es feliz): cinco motores eólicos de 135 metros de altura se levantan por encima de la planicie. A principios de febrero, el municipio de Saint-André-Farivillers (Oise) vio como empezaban a girar las palas de su nuevo parque eólico, de una potencia de 11,5 megawatts (MW). Así como la empresa explotante, Enertrag France, pagará cada año al municipio un impuesto municipal (cerca de 700 euros por MW y por punto de impuesto profesional), Claude Le Couteulx espera cerca de 40.000 euros de ingresos suplementarios. "*Tenemos dos usinas con ingresos del orden de 60.000 euros",* precisa. Este nuevo recurso es bienvenido.

El proyecto, llevado con entusiasmo por el alcalde, casi no suscitó ninguna crítica en el pueblo. El director de Enertrag, Philippe Gourverneur, espera que el parque, que necesita una inversión del orden de los 16 millones de euros, logre una rentabilidad media que supere el 10% anual[13].

El desarrollo de la energía eólica es indiscutiblemente un buen asunto para las comunas como para las empresas que lo explotan. Aunque la electricidad producida por el viento esté actualmente entre los más costosos, su rentabilidad está asegurada por una tasa deducida en las facturas de todos los abonados. El objetivo precisamente es animar el crecimiento de esta energía renovable. ¿Pero lo que es bueno para los municipios y para las empresas es para la colectividad? ¿La energía eólica es un medio eficaz para luchar contra el cambio climático? La respuesta parecía evidentemente sí. Hasta la publicación de un estudio realizado por la Federación environnement durable, reuniendo asociaciones que se oponen a los motores eólicos, *qui jette un pavé dans la mare* (expresión que en español sería causar revuelo) (ver http://environnementdurable.net).

El autor del estudio, Marc Lefranc, vicepresidente de la federación, comparó la evolución de las emisiones de CO2 (gas carbónico) de los países que más desarrollaron en Europa los motores de viento. Lógicamente, porque los eólicos no emiten CO2, estos países deberían presentar un balance particularmente favorable. Pero las cifras de oficio estadístico europeo Eurostat muestran que Alemania, a pesar de un parque eólico de más de 18.000 MW, vio las emisiones de CO2 por habitante que proviene del sector de energía no disminuir sino aumentar 1,2%, entre 2000 y 2005. España, con más de 10.000 MW, conoció un aumento del 10,4% en el mismo período. Dinamarca, campeón mundial de las turbinas eólicas teniendo en cuenta que tiene una población reducida, conoce una baja del 11%.Pero, de hecho, observa Lefranc, la duplicación de las importaciones de electricidad de Dinamarca explican en gran parte este buen resultado. El documento resume que el desarrollo eólico presenta un balance "*muy decepcionante desde el punto de vista económico y ambiental".*

[13] Le Monde, "*Plus d'éoliennes, pas moins de CO2* », (14/2)

Por cierto, hay que tener en cuenta las circunstancias. Así, España conoció un desarrollo económico muy importante, que hizo explotar el consumo de electricidad. Alemania integró a su parte oriental, haciendo que el consumo eléctrico aumentara fuertemente para alcanzar a la parte occidental. Y podemos preguntarnos si, sin motores eólicos, sus emisiones no habrían sido todavía más elevadas.

Pero el estudio plantea una cuestión asombrosamente descuidada por las instituciones energéticas: ¿en qúe medida la energía eólica puede reducir las emisiones de CO2? La Agencia Internacional de Energía está muda al respecto; l'Agence de la maîtrise de l'énergie (Ademe) suministra un respuesta. Un análisis realizado indirectamente, en Francia, por Réseau de transport d'électricité (RTE), sobre el problema de la intermitencia del suministro de electricidad por los eólicos. Esto puede forzar a recurrir a centrales térmicas cuando hay picos de consumo, en invierno, se conjugan en una ausencia de vientos. De hecho, observa RTE en su *Bilan* provisional 2007, "*las excursiones de la potencia para satisfacer por los equipos térmicos son cada vez más consecuentes cuando el parque eólico se desarrolla*".

Los expertos en favor de la energía eólica tienen dificultades para responder a la cuestión expuesta por el estudio de la Federación environnement durable. "*Si el consumo aumenta cuando la población aumenta, esto absorbe una pequeña ganancia permitida por las eólicas*", observa Pierre Radanne, experto independiente. "*Es seguro que, si no se hace esfuerzos de economía de energía, las eólicas no sirven para nada*", dijo Raphaël Claustre, director del Centre de liaison des énergies renouvelables.

De hecho, la energía eólica tiene sentido sólo en el marco de una política global de energía que domine el consumo de electricidad: "*lo primero que hay que reducir es el consumo*", dijo Jean-Louis Bal, encargado de energías renovables de Ademe, *mais personne ne le fait* (pero nadie lo hace). El razonamiento es confirmado por Jean-Marc Jancovici, ingeniero y miembro del comité de veille écologique de la Fondation Nicolas Hulot: "*lo que se ve en Alemania y en España, es que más energías renovables no significa forzosamente menos combustibles fósiles. De hecho, los promotores de la energía de los vientos hacen como los promotores de la energía nuclear: favorecen una política de la oferta, mientras que es una política de la demanda la que es necesaria. Mejor vale incitar a la sociedad a aceptar un alza del precio de la electricidad para reducir su consumo, que desarrollar las eólicas*".

Mientras que se prevé 7.000 MW de energía de origen eólica en Francia para 2012, el parque de centrales térmicas a fas deberá aumentar también a cerca de 10.000 MW. Un ejemplo de esta paradoja se encuentra cerca de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor), donde Gaz de France proyecta una central a gas de 232 MW mientras que Poweo prepara un parque eólico en el mar de una potencia comparable. Un expertise realizado mostró que habría un golpe de más energía de lo que el departamento necesita.

"*Las turbinas eólicas me hacen pensar en los biocombustibles de primera generación*", explica Marc Lefranc. "*Al principio, pensábamos que estaba bien, y luego se hizo un balance ambiental, percibimos que era muy discutible. En relación al cambio climático, lo primero que hay que hacer es implementar las técnicas de economías de energía. Y luego, jerarquizar las energías renovables para invertir a bon escient* (en el momento oportuno)".

En respuesta a las acusaciones formuladas por periodistas de Le Monde y Le Figaro, el ministère de l'Ecologie et du Développement durable (MEDAD), asociado con Ademe, consideró útil de publicar su postura: "*En 2007, la potencia total del parque eólico francés alcanzó cerca de 2.500 MW, colocando así a Francia en el tercer lugar en Europa en términos de potencia anual instalada, detrás de Alemania y España*", recuerda en primer lugar el ministerio. Según el MEDAD, esta potencia instalada permitirá en 2008 "*evitar la emisión de 1,65 MT de CO2*"[14].

---

[14] *Enerzine,* « *MEDAD: l'éolien français permet d'éviter 1,65 mt de CO2* », (19/2)

Por otra parte, recuerda las cifras publicadas a principios del año por la gestionaría de la red (RTE) en su "*Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France, édition 2007*". Éste elaboró para su informe anual varios escenarios de crecimiento de consumo y del parque de producción de electricidad en Francia para el horizonte de 2015. La mayoría de los escenarios integraba un desarrollo eólico que pasa de 2.200 MW en 2006 a 15.000 MW en 2015. En estos escenarios, una reducción nítida de las emisiones de CO2 del sistema eléctrico está prevista entre 2006 y 2015 (entre el 15 y 35%). Según RTE, en 2020, un parque de 25.000 MW debería permitir evitar la emisión por el sector energético de 16 millones de toneladas de CO2 al año.

"*La energía eólica es por cierto intermitente, pero previsible en el corto plazo y puede contribuir significativamente al equilibrio de la red en escala del territorio*", afirma el ministerio, que precisa que "*la variabilidad de la energía eólica es una realidad física pero [que] los progresos de la modelización y de las previsiones meteorológicas permiten anticiparlos cada vez mejor*"."*En algunas décadas, a pesar de la variabilidad de nuestros consumos eléctricos, los gerentes de redes eléctricas consiguieron prever las variaciones del llamamiento de potencia de los consumidores. Esto en función de una multitud de factores: día de la semana, hora, temporada, temperatura, humedad,* etc".Por otra parte, "*el análisis del último balance de RTE demuestra que la productividad del parque eólico francés es ampliamente superior a la media europea*".

Esto, debido al "*carácter particularmente ventajoso de los regímenes del viento francés* (segundo potencial eólica en Europa, detrás de Gran Bretaña)". El sector eólico goza en efecto de la presencia de tres climas en el territorio: "*de este hecho, el viento sopla siempre en alguna parte del hexágono. Estando las eólicas desplegadas sobre el conjunto del territorio, pueden continuar pues abasteciendo la red eléctrica nacional*", explica Medad.

Para responder a sus detractores, afirma que "*la electricidad de origen eólico no necesita una potencia equivalente a una central térmica para paliar sus variaciones*". Siempre según RTE, un parque eólico nacional de una potencia de 10.000 MW, repartido en las tres regiones climáticas, aporta la misma potencia garantizada que 2800 MW de centrales térmicas a llama, evitando así las emisiones de CO2 asociadas.

Enfin, MEDAD se apoya en un estudio de Ademe de los datos de RTE para avanzar la cifra de 300 g/kWh: el importa de las emisiones que permiten evitare la eólica. Este estudio debe pronto ser afinado por RTE. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) prevé por otro lado para 2008 una producción de 5,5 TWh que representará entonces 1,65 millones de toneladas de CO2 evitadas (sobre un total de emisiones francesas de cerca de 500 millones). Desde un punto de vista financiero, la subida en potencia eólica se traducirá, siguiendo la previsiones de la CRE del 23 de enero de 2008 relativas a la *charges de service public de l'électricité (CSPE)* y de la contribución unitaria para 2008, por un costo de 92M€. Es decir, el equivalente de un costo de tonelada de CO2 evitada por la eólica estimada por MEDAD en cerca de 56 €.

Por otro lado, el CRE estima el MWh eólico a 85 € contra 68,6 € para la electricidad del mercado (+13 € con relación a 2006). El sobrecosto pagado por EDF es pues de 16,4 € por MWh (contra 29,4 € por MWh en 2006 y 60 € por MWh en 2001). MEDAD llega a la conclusión que teniendo como base 384 TWh sometidos en el CSPE, el costo eólico, al consumidor, es de 0,024 céntimos de € por kWh consumido. Para un hogar francés que consume 2.500 kWh/año (fuera del calentamiento eléctrico), el costo es pues de 0,6 €/año.

Coyuntura: Incremento de precios de mineral de hierro, Vale (+65%), ¿Rio tinto y BHP?

A raíz de las negociaciones, las mayores siderúrgicas de Japón y Corea del Sur aceptaron un incremento del 65% FOB frente al 2007 en los precios del mineral de hierro fino del sistema sur (SSF) desde el puerto de Tubarão, en el estado brasileño de Espírito Santo. Brasil es donde se realiza el primer acuerdo de la industria del año, aunque las mineras de Australia podrían querer más. "*Al mismo tiempo, debido a su calidad reconocidamente superior, se acordó que el precio para el mineral de hierro fino de Carajás (SFCJ) tendrá una prima de US$ 0,0619 por* [tonelada métrica seca] *de hierro sobre el precio del 2008 para el SSF*", señaló la empresa brasileña Vale[15]. Los precios del mineral de hierro, la principal materia prima del acero, se han quintuplicado desde el 2001.

Nippon Steel dijo que junto a la surcoreana POSCO acordaron pagar al gigante minero brasileña Vale 78,90 dólares la tonelada del mineral Iabara en el año que comienza el 1 de abril, un aumento del 65 por ciento y el sexto anual consecutivo.

En una estimativa preliminar sobre los posibles impactos en las siderúrgicas brasileñas, un analistas que no puede ser identificado porque su banco participa del "pool" de un posible préstamo para Vale para comprar Xstrata, calcula que Usiminas deberá hacer por lo menos dos aumentos de precio este año, en el total de 17%. "*Con ese aumento del 65% (del mineral), el insumo que representa 13% del costo de Usiminas, y el ajuste de cerca del 50% esperado para el carbón, el aumento de Usiminas deber ser en torno a 17% al año*", afirmó[16].

Él concuerda que la tesis de una fuerte crisis de la economía norteamericana, que podría reprimir ajustes elevados de precios, está cada vez más alejada del sector siderúrgico. "*Ese segmento cuenta hoy con la fuerza del consumo en China y otros países de Asia, que continúan en crecimiento. El ajuste del mineral salió antes de lo esperado y si las siderúrgicas no esperaron a ver como va a quedar la economía norteamericana es porque sienten que van a conseguir repasar los precios, o sea, la crisis no es tan grande*", dijo el analista.

Se esperaba que los precios del mineral de hierro aumentaran al menos un 50 por ciento, luego de que las cotizaciones en el mercado disponible alcanzaron niveles récord en el 2007 y la demanda de las siderúrgicas chinas no mostró signos de decrecer. Sin embargo, los gigantes mineros BHP Billiton y Rio Tinto posiblemente busquen mayores precios que reflejen mejor los menores costos de embarque del mineral de hierro desde Australia y los calientes precios del mercado spot, dijeron fuentes de la industria y analistas. "*Existe un fuerte sentimiento de que los australianos* -BHP y Rio- *no seguirían fácilmente el ejemplo. Ellos están ocupados con la batalla por a adquisición. Ellos también están pidiendo premios por los fletes*," dijo un ejecutivo de transporte marítimo con base en Tokio.

---

[15] La brasileña Compañía Vale do Río Doce, mayor productora y exportadora mundial de hierro, informó que en 2007 superó los récords de producción de los principales minerales que explota. La producción de mineral de hierro de la empresa alcanzó la cifra histórica de 295,9 millones de toneladas métricas (TM), con un crecimiento del 12 por ciento frente a la de 2006 (264,1 millones de TM).

[16] O Globo, "*Minério e carvão podem elevar preço do aço em até 20%",* (19/2)

Usualmente, las primeras compañías en acordar nuevos precios establecen una referencia para la industria. Hou Wei, analista del sitio web chino Umetal.com, indicó que, si bien el Grupo Baosteel, la mayor acerera de China, todavía está negociando con los más reconocidos proveedores, la mayoría de los productores de acero del país podrían seguir la práctica internacional y tomar los acuerdos anteriores como referencia[17]. Baosteel Group, el mayor productor de acero de China, dijo que está de acuerdo en pagar el mismo precio que sus rivales asiáticos.

"*Las firmas acereras japonesas dependen en gran medida de las importaciones de este mineral debido a la gran demanda interna, por lo que es razonable que los fabricantes nipones estén dispuestos a establecer el precio a la brevedad posible*", sostuvo Hou, y agregó que el precio al contado del mineral de hierro en el mercado mundial ha crecido al ritmo de la demanda. Japón, el segundo más grande fabricante de hierro y acero del mundo después de China, importa casi todo el mineral de hierro que necesita.

Rio dijo que no había alcanzado todavía ningún acuerdo sobre el mineral de hierro, pero agregó que sigue buscando un "*premio de flete,"*. El argumento de Río Tinto es que las siderúrgicas están pagando significativamente menos por el mineral australiano que llega a los puertos chinos. "Creemos que el precio debe reflejar nuestra proximidad geográfica de los principales mercados", dijo el portavoz de Río Tinto, Gervase Greene.

Ese premio sería una especie de bonificación que las siderúrgicas pagarían a la empresa anglo-australiana por el hecho de exportar mineral de hierro a partir de la región de Pilbara, en el oeste de Australia, área mucho más próxima de China, de Japón y de Corea que el norte de Brasil, región de donde Vale extrae predominantemente su mineral. El alza del 65 por ciento acordada con Vale se refiere apenas al mineral de hierro y no incluye los costos de fletes, mientras BHP y Rio podrían buscar establecer precios que lo tengan en cuenta, según analistas.

El flete es un factor significativo en los precios de los insumos, respondiendo por cerca del 30% del costo del mineral de hierro australiano desembarcado en China y casi un 50% del mineral de hierro brasileño. En el momento, el beneficio de esa diferencia de precios está yendo totalmente para las siderúrgicas asiáticas. Las siderúrgicas chinas producen cerca de mitad del suministro del mundo, y la creciente economía del país fomentó una elevación en los precios de la materia prima.

La posición agresiva de Río Tinto podrá presionar a los fabricantes de acero chinos, que son los mayores clientes del mineral australiano, y puede indicar el inicio del fin del sistema de referencia en la determinación del precio del mineral de hierro. Según ese sistema, los precios mundiales del mineral de hierro generalmente siguieron las referencias anuales establecidas por un de las tres mayores productoras –Vale, Rio Tinto y BHP Billiton- en sus negociaciones con los principales consumidores. Los medios de comunicación australianos comentaron que BHP, la mayor minera del mundo, también pretende intentar asegurar un aumento mayor en el precio.

Al cierre de este informe, Bloomberg[18] informaba que las productoras chinas de acero, rechazaron la exigencia de Rio Tinto de un aumento mínimo del 71% de los precios de la materia prima, según dos fuentes próximas de las negociaciones. "*Es inconcebible para mi que no alcancen un resultado más alto",* dijo Ken West, que maneja el equivalente a 2,8 mil millones de dólares en Perennial Investment Partners, incluidas participaciones en Rio Tinto. "*Estaría decepcionado con un 65%",* sentenció. Rio Tinto encontrará a los *steelmakers* chinos la semana próxima (que se inicia el 25 de febrero).

Según los analistas del Merrill Lynch, las productoras australianas están en una "*fuerte posición*" para igualar el aumento del 71% del precio por el mineral de alta calidad de

---

[17] Xinhua, *"65% iron ore price rise could set precedent for Chinese steel firms*"; (19/2)
[18] Bloomberg, "*Chinese Mills Reject Rio's Ore Price Push, People Say*", (22/2)

la mina de Carajas despertado por la brasileña Vale del Río Dulce, la mayor exportadora de la materia-prima, ya que su mineral tiene una calidad semejante.

Muchos fabricantes chinos de acero pequeños y medianos, entre los que se incluyen Jiangsu Shagang Group, Laiwu Steel y Baotou Steel, incrementaron sus precios en una gama de varios productos en previsión de un movimiento similar del mayor fabricante de acero chino, Baoshan Iron & Steel, o Baosteel[19]."*Muchos distribuidores acumulan productos de acero y esperan el precio elevarse*", dijo Gao Bo, analista del sitio Mysteel. Con esto, "*crearon un temporary supply squeeze*", dijo[20].

China niega los subsidios al acero publicados por el Alliance for American Manufacturing

Un grupo industrial de China rechazó las afirmaciones de un estudio de EEUU publicado el mes pasado, que señala que el gobierno ha otorgado subsidios masivos de energía para las exportaciones nacionales de acero[21]. *"La acusación de que China ha apoyado a su industria de acero con subsidios energéticos por 27.100 millones de dólares entre los años 2000 y 2007 es infundada y carece de verdad",* dijo la China Chamber of Commerce of Metals, Minerals and Chemicals Importers and Exporters (CCCMC).

"*El aumento de la producción y exportación de acero de China en años recientes se debe totalmente a la demanda de productos de acero en China y en los países importadores como resultado de su crecimiento económico*", señaló. El estudio[22], comisionado por la Alliance for American Manufacturing[23], es una nueva herramienta para las compañías de acero de EEUU que buscan la aplicación de medidas severas del Congreso en contra de productos de acero de China.

China, el mayor productor y consumidor mundial de acero, produjo 489,2 millones de toneladas de acero crudo el año pasado, con un aumento anual de 15,7 por ciento, pero 2,67 puntos porcentuales menos que el aumento del año 2006. Las exportaciones netas de acero crudo aumentaron el año pasado 58 por ciento, a 54.9 millones de toneladas. Pero las exportaciones a EEUU disminuyeron 23,3 por ciento mientras los precios se elevaron 32,3 por ciento. Al responder a las quejas extranjeras cerca del acero chino barato, la CCCMC atribuyó el margen competitivo de los productos chinos de acero a sus bajos costos laborales y administrativos, y no a subsidios del gobierno.

---

[19] Forbes, "*Rising Iron Costs Spell Tough Year For Steel Makers*", (22/2)
[20] China Daily, "*Smaller steel firms begin to raise price*", (22/2)

[21] China Daily, "*China denies subsidies to steel makers*", (21/2)
[22] http://www.americanmanufacturing.org/wordpress/wp-content/uploads/2008/01/energy-subsidies-in-china-jan-8-08.pdf
[23] http://www.americanmanufacturing.org/

Table 1. Some Subsidies to Electricity in China

	Rise in Price USc/kWh
Average Regional Increases in Sales Prices	
Eastern China	0.22
Central China	0.36
Southern China	0.37
Northeastern China	0.17
Average Increase (all regions)	0.30
Subsidies for State Government Projects	
Relocation compensation for new projects)	0.78
Support for the development of renewable energy projects	0.0125
Subsidies for Power Generation Projects	
Compensation for losses caused by the rise in coal cost and transport fees	0.122
Compensation for installation of desulphurization facilities	0.03
Subsidies for Grid Construction	
State power grid construction	0.026
Rural power grid construction	0.007
Subsidies for Local Government Projects	
Subsidies to small hydropower projects, gas fired projects, wind power projects and WEP projects	0.016

Source: Derived from data provided by Australian Bureau of Agricultural and Research

Análisis del contrato de comercio de gas entre Bolivia y Brasil

El comercio de gas entre Brasil y Bolivia, importante factor en la industria del gas natural en estos dos países, posee una historia largo, en la cual las primeras negociaciones fueron realizadas antes de la década del 70. Debido a la alta especificidad de los activos involucrados en esta operación, a fin de desarrollarlo fue necesaria la adopción de una estructura híbrida de gobernación, en el sentido de Williamson[24], pues se desarrollan dos contratos, que están en el centro de este comercio. Así, no es una verticalización, ni una coordinación por el mercado en sentido estricto. Los dos contratos presentan una lógica robusta de mitigación de riesgo y cláusulas ampliamente utilizadas en situaciones similares

[24] Williamson O. (1971) "*The Vertical Integration of Production: Market Failure Considerations*," American Economic Review, May 1971, 61, 112 23

en otros países. La característica híbrida de esta gobernación, sin embargo, extrapola el sentido desarrollado por Williamson, pues entre en escena la ubicación de la inversión de las empresas y la participación de los dos gobiernos, Brasil y Bolivia, como agentes importantes de esta coordinación.

La utilización de contratos de largo plazo en la industria del gas fue y aún es ampliamente difundida, pues disminuyen los costos de transacción, que son altos en esta industria, principalmente en su estado inicial de desarrollo. La gran necesidad de hacer inversiones en activos específicos aumenta los costos de transacción debido al gran riesgo de *"hold up"*. A fin de mitigar los riegos y minimizar los costos de transacción, los agente abdican de la estrategia de maximizar su beneficio en el corto plazo para hacerlo en el largo y, en este sentido, suscriben contratos de largo plazo.

Los contratos de largo plazo tienen como característica, y aún como objetivo, la rigidez. Pero, esta característica trae también inconvenientes a los agentes y la posibilidad de grandes pérdidas en el corto plazo. Buscando disminuir el lado negativo de la rigidez sin perder sus ventajas, los agentes intentan balancear los contratos de largo plazo con cláusulas de flexibilización. Las cláusulas del tipo *take or pay* tienden a flexibilizar la cláusula de volumen, manteniendo, sin embargo, el riesgo de volumen en la mano del demandante. Así como los mecanismos de precio que mantienen una lógica de *netback price* permiten la variación de precios, manteniendo el riesgo del precio en mano del ofertante.

En el caso de estudio Brasil-Bolivia, el contrato de comercio de gas fue suscrito entre dos empresas estatales en países cuya industria de gas natural es naciente. El contrato fue el centro de la coordinación, pues alineó las expectativas ex ante de los agentes. Además, definió las fechas de ejecución de las inversiones y dividió el riesgo entre los agentes. Esta división obedeció a una lógica económica, pues designó a cada agente la parte del riesgo a la cual tendría mayor capacidad de administrar. En el contrato de comercio de gas, al utilizar la cláusula de *take or pay*, el riesgo de volumen pasó enteramente para la mano de Petrobras, que, en teoría, tiene mayor conocimiento de la demanda y es más capaz de responder a los incentivos en relación al volumen de esta.

Al utilizar cláusulas de precios apoyadas en el mecanismo de *netback price*, se pasó el riesgo de precio a YPFB, una vez que garantizaba, teóricamente, que los consumidores recibirían gas a un precio competitivo con los productos sustitutos. La empresa vendedora, por su parte, tendría mayor capacidad de gerencia y conocimiento sobre los costos. Esta división de riesgo proporcionada por el contrato es central, pues permite que los agentes se especialicen en gestionar una determinada forma de riesgo, lo que disminuye el riesgo global del negocio. Pero, las cláusulas tienen otro papel central: definir la apropiación de la casi-renta generada por la inversión. A lo que se establezcan las cláusulas de volumen y las reglas de formación de precios, se definen también los mecanismos de apropiación de la casi-renta generada por los activos específicos. Además de eso, si son garantizadas, las cláusulas disminuyen también los riegos de *hold up* de una de las partes sobre la otra.

Otro contrato fue suscrito simultáneamente al contrato de comercio de gas: el de transporte. Este contrato fue suscripto entre el demandante, Petrobras, y los transportistas (TBG, del lado brasileño y GTB del lado boliviano). Las cláusulas contractuales encontradas en el contrato de transporte tienen la misma dinámica de aquellas existentes en el contrato de venta de gas, habiendo una cláusula de *ship or pay,* que es del a misma "familia" de la cláusula *take or pay,* y con dinámicas de precios también acordadas antes de la inversión. Los transportistas vendieron la capacidad al demandante, que sería pagado si el gas fuera realmente transportado o no, y estableció un precio de transporte que debería pagar el costo variable envuelto en el servicio.

El contrato, sin embargo, sólo fue capaz de desarrollar las funciones previstas teóricamente, teniendo en cuenta que los agentes creían que sería cumplido. Además, fue un contrato de largo plazo hecho en un contexto de incertidumbre sobre el desarrollo de la

industria en los dos países, lo que hace que el mismo sea, necesariamente, incompleto. Entonces, la cuestión consecuente, y que será discutida a continuación, es lo que hizo que ese contrato se hiciera creíble, y como son resueltos los conflictos imprevistos que surgen, o, en otras palabras, quienes o que adapta el contrato frente a sus incumplimiento.

Cuando se hace un contrato dentro de un país, son las reglas nacionales la que lo rigen, siendo el papel de la judicatura garantizar la aplicación de estas reglas. Es decir, la institucionalidad nacional tiene un papel central en la garantía y adaptación de los contratos. Cuando es un contrato entre dos países este mecanismo de garantía se hace más complejo, pues envuelve dos soberanías nacionales y dos conjuntos de instituciones independientes.

La teoría de los contratos, en lo que concierne al establecimiento de los compromisos bilaterales de largo plazo intenta recoger el mejor diseño para el contrato, suponiendo que este será realmente aplicado. De esa forma, el próximo paso será explicar como el contrato fue garantizado en tres diferentes momentos, cuyos incentivos de los agentes eran distinguidos. Los mecanismos de garantía del contrato sería llamados de "*auxiliares*".

Parte de las condiciones iniciales del contrato suscrito se alteraron con el transcurrir de los años: las estructuras de las industrias y las condiciones de oferta y de demanda. Muchos de estos cambios fueron inesperados, lo que alteró los incentivos de los agentes, implicando conflictos de intereses. El contrato contó con el apoyo de dos auxiliares para mantener la alineación de los intereses de los agentes: primero el interés en rentabilizar las inversiones hechas en los activos específicos ex ante, y segundo, la acción directa del gobierno, negociando y resolviendo conflictos y aplicando las resoluciones diplomáticas en el ámbito nacional.

Es posible dividir los 10 años de contrato en tres fases. En la primera, los dos agentes tienen sus intereses alineados a fin de desarrollar el comercio de gas. Es el momento de la firma del contrato y, en ambos países, la industria de gas es vista como un monopolio legal de las respectivas empresas estatales. En la segunda fase, se realizan inversiones y se inicia el comercio de gas. Hay, también, un movimiento de liberalización de la industria de gas en los dos países, permitiendo la participación de diversas empresas en el sector. Y, en la tercera fase, la capacidad instalada está casi toda ocupada y hay un movimiento de re-verticalización de la industria y de re-estatización en la industria boliviana.

En la Tabla 1 pueden verse estos momentos diversos, los agentes, Petrobras e YPFB, en el centro de las transformaciones industriales de cada país, son afectados, así como sus estrategias e incentivos son alterados. Estas transformaciones generan conflictos que son tratados por otros mecanismos de coordinación que no están en el contrato.

En el periodo II, hubo un error de expectativa por parte de Petrobras y una consecuente tentativa de renegociación contractual objetivando alterar el volumen mínimo a ser pagado estipulado por la cláusula de *take or pay*. Este conflicto fue resuelto entre los agentes según sus cálculos de ganancias y pérdidas, de los cuales se destacan, principalmente, los costos invertidos en activos específicos. En este sentido, el mecanismo de coordinación que identificamos actuando en este momento es el *self-enforcement*. Ese mecanismo actuó debido a la propiedad de los dos agentes de importantes activos específicos, como Gasbol, que serían rentabilizados solamente si el comercio se efectivizase. En los términos de Williamson (1996), este es un escenario de *hostages* bilateral.

En el periodo III, ocurrió un segundo conflicto e YPB fue incentivada a aumentar sus precios debido a los cambios en la estructura industrial boliviana y en la estructura de la oferta y la demanda. En este momento, las negociaciones tuvieron un carácter político resuelto por la diplomacia de los dos países.

Tabela 1: Três diferentes períodos do comércio de gás entre Petrobras e YPFB

	Período I – Pré 1996: monopólio estatal da produção de gás e petróleo.	Período II – 1996 – 2006 : liberalização e desverticalização do setor	Período III – Pós 2006: Reverticalização do setor
Petrobras	As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram monopólio conduzido pela Petrobras de 1954 a 1997.	Mudança na legislação brasileira. Abriu-se as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada. Com isso, a Petrobras perdeu a exclusividade e foi legalmente obrigada a participar dos leilões promovidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), para obter áreas de exploração.	Adoção de uma estratégia de reverticalização do setor através de aumento da participação na parte final da cadeia dos hidrocarbonetos: o consumo. Assim houve aumento do investimento em setores demandantes de hidrocarbonetos como termoelétricas e petroquímicas.
YPFB	Participação majoritária da YPFB no setor e minoritária de empresas privadas em "*joint ventures*" na exploração e produção de hidrocarbonetos.	Mudança na legislação boliviana. Participação majoritária e controle de empresas estrangeiras no setor de hidrocarbonetos, tanto na exploração, produção, como no transporte e na distribuição.	Mudança na legislação boliviana. Reestatização do setor, compra das ações necessárias para a obtenção de controle das empresas integrantes da cadeia produtiva do setor de hidrocarbonetos e compra de refinarias. Renegociação de todos os contratos que não tivessem sido feitos entre empresas de controle privado.
Impactos no contrato YPFB-Petrobras	O contrato foi assinado. Interesse de ambas as partes no comércio.	Tentativa de alterar a cláusula de volume pela Petrobras.	Tentativa de alterar a cláusula de preço pela YPFB.

Conclusión:

El mecanismo de coordinación del comercio de gas entre Brasil y Bolivia no es dirigido por el precio, como en los mecanismos del mercado spot tradicional. Así, en la coordinación de los distintos intereses de los agentes, se destacan tres piezas fundamentales: los contratos de largo plazo, el formato de la propiedad de los activos y la acción directa de los gobiernos en la resolución de los conflictos.

De ese modo, se llega a un mecanismo de coordinación en tres niveles. El primero es el contrato en que existe la coordinación de los agentes y las cláusulas donde se dividen los riesgos esperados, de modo que cada parte asuma aquello sobre lo cual posee más información y mayor capacidad de acción. El demandante se quedó con el riesgo de volumen y el ofertante con el riesgo de precio. Esta división fue hecha a través de la utilización de cláusulas contractuales ampliamente utilizadas en escenarios semejantes: la cláusula del tipo take or pay y el mecanismo de precios del tipo netback. Este mecanismo de coordinación es esencial por disminuir los costos de transacción y por alinear las expectativas, actuando diariamente y permitiendo el flujo continuo de gas.

En la existencia de conflictos de interés, describimos dos auxiliares: la propiedad cruzada de los activos específicos y la acción directa de los dos gobiernos, a través de instrumentos diplomáticos. La propiedad cruzada de los activos tiene un papel importante, pues garantiza el interés de las parte en el comercio. Lo que sería un mecanismo de *self enfforcement*, debido a la importancia de las expectativas de beneficios futuros que pueden compensar las pérdidas presentes y debido a la necesidad de los hostages bilaterales, es decir, después de la inversión hecha para recuperarlo, se necesita, indudablemente, de la otra parte. Así, en casos de pequeños conflictos, los propios agentes tienen interés en negociar entre ellos, siendo el segundo mecanismo de gobernación. En otras palabras, existe interés propio de los agentes en realizar el comercio, debido a las inversiones específicas que realizaron en diversas partes de la cadena. Dejar de utilizar las inversiones en upstream boliviano y en el transporte por gasoducto, trae pérdidas importantes tanto para Petrobras como para YPFB, por eso, las empresas tienen intereses en llegar a acuerdos y soportar algunas pérdidas.

El tercer mecanismo es la acción directa de los gobiernos a través de las negociaciones diplomáticas. Los gobiernos tienen interés en el comercio de gas por diversas razones. La primera porque ellos son los controladores accionarios de las empresas involucradas, así los gobiernos desean que las respectivas empresas ganen lo máximo posible y pierdan lo mínimo posible de sus inversiones específicas. Por otro lado, los gobiernos tienen intereses políticos.

El gobierno de Brasil mira garantizar el suministro de gas al menor precio posible para sus consumidores y el gobierno boliviano tiene como objetivo garantizar los ingresos del comercio de gas, extrayendo lo máximo posible. Las herramientas utilizadas por los gobiernos en las negociaciones pasan por la diplomacia de los dos países, y, en esta instancia de negociación, el comercio de gas deja de ser más un negocio económico y se transforma en una cuestión nacional, que involucra muchos otros factores y hace el contrato más rígido. Es decir, esta instancia garantiza, de cierto modo, el contrato y, por otro lado, aumenta su rigidez.

Vale resaltar que cada cambio del nivel de gobernación involucra un costo considerado por los agentes. Cuando hay un conflicto de interés, los agentes calculan las posibilidades de ganancias y pérdidas de intentar renegociar un cambio contractual con la otra empresa. Cuando este conflicto llega al nivel diplomático, son también tomados en consideración los costos económicos y políticos.

Como se observó en estos 10 años de contrato, los tres mecanismos descritos son los que propiciaron la construcción de infraestructura y el comercio de gas. Cuando los intereses está alineados, es el contrato el que coordina el comercio y cuando hay conflictos, dependiendo de la magnitud y de los cálculos de los agentes de su expectativa de ganancias y pérdidas, ellos intentan renegociar. Si no consiguen resolverlo, son los gobiernos los que entran en escena con un papel importante.

La comprensión del mecanismo de coordinación que permitió el comercio de gas entre Brasil y Bolivia nos permite comprender mejor dos dimensiones de este comercio: las consecuencias de este arreglo para las industrias de gas de los dos países involucrados y la aplicabilidad de este modelo en la construcción de infraestructura para una mayor integración de las industrias de gas en América del Sur.

Chávez vs. ExxonMobil

Después de ganar un nuevo período como presidente hace un año, Hugo Chávez decidió que sería una "*nifty idea*" (ingeniosa idea) exprimir a las compañías petroleras privadas que aún operaban en Venezuela. El lema fue: Venezuela nacionalizará "*absolutamente todo*" el sector energético y eléctrico. Y muy particularmente, los crudos pesados de la Faja del Orinoco: "*Me refiero a que empresas internacionales tienen el control y el dominio de todos estos procesos de mejoramiento de los crudos pesados de la Faja del Orinoco. No. Eso debe pasar a propiedad de la nación venezolana*", afirmó Chávez.

Así que ordenó que rompieran los contratos que firmaron en los noventa, según los cuales estas empresas estaban invirtiendo para desarrollar depósitos de crudo extrapesado. En su lugar, se establecieron empresas mixtas en las cuales Pdvsa tendría la participación mayoritaria. Con eso, la producción que cabría a las empresas disminuyó (a causa de la entrada de PDVSA) y el costo aumentó. De hecho, la industria petrolera calificó a Venezuela como un país de alto riesgo desde antes que Chávez iniciara el proceso que resultó en los cambios de legislación. Un año después una de las multinacionales, Exxon Mobil, la mayor corporación privada del mundo, está contraatacando.

La petrolera se negó a aceptar los términos que impusieron las autoridades venezolanas para seguir participando en proyectos conjuntos con Pdvsa en la Faja del Orinoco. De los 32 convenios operativos con petroleras extranjeras vigentes en ese país, el de Exxon es el único que no se renegoció. Algunas empresas extranjeras como Chevron, BP, Total y Statoil aceptaron las nuevas condiciones impuestas por la nacionalización al considerar que ante los actuales precios de los hidrocarburos, la extracción de hidrocarburos en Venezuela sigue siendo un negocio rentable. En el momento en el que esos activos fueron expropiados, en junio de 2007, Exxon había realizado una inversión neta en el área del Río Orinoco próxima a los 750 millones de dólares. Se calcula que el yacimiento en el Orinoco esconde el equivalente a 200.000 millones de barriles de petróleo.

ExxonMobil es hasta ahora la más agresiva en su respuesta a la expropiación. La empresa con sede en Irving, Texas, buscó con su acción legal congelar los bienes venezolanos en anticipo a cualquier decisión del consejo de arbitraje. De acuerdo con documentos presentados el mes pasado en la corte federal de Manhattan, ExxonMobil obtuvo una "*orden de adhesión*" para congelar unos 300 millones de dólares en efectivo de la empresa estatal PDVSA. La medida de congelamiento (*freezing injunction*) le impide a Pdvsa desincorporar cualquiera de sus activos en el Reino Unido y Gales hasta por un valor de 12 mil millones de dólares.

La respuesta de Chávez fue amenazar -no por primera vez- con suspender las ventas de crudo a EEUU. Éstas suman unos 1,2 millones de barriles diarios y representan unas tres cuartas partes de los ingresos del país por exportaciones. En realidad, Chávez

cortó el suministro de crudo no a Estados Unidos sino a esa empresa. Pdvsa sólo suspendió un envío de unos 100 mil barriles diarios a la refinería de Chalmette localizada en Lousiana, en la que comparte sociedad con Exxon Mobil, y que representa un bajo porcentaje de las ventas que destina a la Unión Americana. La capacidad de proceso de la refinería Chalmette es de 185 mil barriles diarios de petróleo, por lo que el recorte de PDVSA a Exxon Mobil no afectará gravemente al mercado.

"*Venezuela no desea suspender las ventas porque Chávez necesita esas ganancias*," dijo Eric Wittenauer, analista de AG Edwards."*En última instancia, el crudo es un producto fungible; el crudo de Venezuela seguirá estando en el mercado mundial y Estados Unidos hallará petróleo de otras fuentes,*" agregó. Además, el crudo pesado de Venezuela debe ser procesado en refinerías complejas, cuya mayor parte se concentra a lo largo de la costa estadounidense del Golfo de México. Cualquier escasez sería solucionada con suministros adicionales de países que producen crudo extra pesado, como Canadá y Arabia Saudita.

No se encontraron nuevos yacimientos desde 1999, cuando Chávez tomó el poder. Los funcionarios admiten que a Pdvsa le faltan taladros para hacer exploración. De allí que mucho dependa de la explotación de la faja del Orinoco. Pero muchas de las compañías recientemente invitadas (sin licitación) para participar en estos proyectos son empresas estatales de países, como Irán y Bielorrusia, cuyos gobiernos son amigos de Chávez; la mayoría carece de la experiencia y "*financial muscle*" para desarrollarlos.

Varios años de precios altos, junto con la "*policy of secrecy*" (política de secretismo) de Pdvsa, ayudaron a ocultar sus dificultades. Dado que la desaceleración de la economía mundial dificulta nuevas alzas del precio del crudo a corto plazo, el ocultamiento será más difícil.

Según The Economist[25], varios rivales aceptaron los nuevos términos del Gobierno. Exxon y ConocoPhillips invocaron la cláusula de arbitraje en su contrato. En el caso de ConocoPhillips vio sus reservas de hidrocarburos afectadas ante la decisión de Venezuela de modificar los contratos de las asociaciones estratégicas a empresas mixtas. En 2007 el grupo aumentó sus reservas en 1.330 millones de barriles. Pero esta cifra cayó a 250 millones de barriles, debido a que con la nacionalización de las reservas de Conoco en Venezuela se privó al grupo de 1.080 millones de barriles en reservas nuevas. De resolverse a favor de Exxon, podría animar a otras empresas a hacer frente al plan de nacionalización de Caracas.

Nadie discute que los Estados tienen derecho a ejercer soberanía sobre sus recursos naturales. Ello incluye expropiar o cambiar condiciones pero ¿pagando indemnización. Los estándares internacionales (acogidos también por la jurisprudencia y las leyes norteamericanas) exigen que las indemnizaciones sean a) suficientes, b) oportunas y c) adecuadas. La suficiencia es lo que se discute en este caso, la oportunidad significa que los pagos deben ser en plazos relativamente breves y la adecuación significa que el pago debe ser en divisas u otros bienes de libre disposición y no en bonos públicos a larguísimos plazos, sin interés o no negociables. Según diversas fuentes cercanas a las negociaciones, gran parte del debate compensatorio se centra en si PDVSA debiera pagar un valor libro o de mercado, y posteriormente si debiera hacerlo en efectivo o en petróleo.

Exxon insiste en una indemnización calculada a precios de mercado de 5 mil millones de dólares, mientras PDVSA sostiene que el valor en libros no supera los 750 millones de dólares, dado que ya adquirió 500 millones de deuda de Cerro Negro. El monto global en libros de esos proyectos, de acuerdo con un reporte del banco de inversión suizo UBS, oscila entre los 28 mil millones de dólares, de los cuales 16 mil 800 millones corresponderían a las trasnacionales de los cuatro proyectos eran Sincor (Total, Statoil-Hydra), Hamaca (ConocoPhillips, Chevron), Petrozuata (ConocoPhillips) y Cerro

[25] The Economist, "*Exxon's wrathful tiger takes on Hugo Chávez";* (14/2)

Negro (ExxonMobil, British Petroleum). Y 11 mil 200 millones de dólares a PDVSA. UBS estima que la estatal venezolana debería indemnizar a las compañías extranjeras por cerca de 5 mil 600 millones de dólares.

Distinto a lo que acordó en febrero Pdvsa con la italiana ENI en un arbitraje sobre la disputa vinculada al área Dacion, localizada en el estado de Anzoátegui. Mediante un proceso de negociaciones se estableció un monto de compensación cercano a los 700 millones de dólares, los cuales serán cancelados en un plazo de siete años.

ENI continua operando en Venezuela ya que controla un 26% de la empresa mixta Petrosucre, que opera el campo Corocoro, donde la producción petrolífera acaba de comenzar, y posee una participación de 19,5% en Petrolera Guiria, que administra el hallazgo Punta Sur. Los campos de Corocoro y Punta Sur se encuentran costa afuera en el golfo de Paria. ENI también controla un 50% de la licencia de exploración de gas Cardón IV, ubicada costa afuera en el golfo de Venezuela.

Más que dinero, se dice que la medida de las empresas estadounidenses busca mandar un mensaje a los nacionalistas del mundo en posesión de recursos naturales. Los analistas creen que, con este litigio, Exxon lanza además un mensaje a otros gobiernos, advirtiéndoles de que está dispuesta a defenderse si optan por seguir los pasos de Venezuela.

Mientras tanto, el gasto de inversión de Pdvsa, la que cuenta con mayores reservas petroleras en todo el planeta y principal (y casi única) fuente de ingresos del Estado venezolano, fue recortado, lo cual ha conducido a un declive de la producción, el motor de la economía, durante 10 trimestres consecutivos, según José Guerra, ex director del BCV. Los funcionarios dicen que la producción diaria se mantiene en más de 3 millones de barriles, pero otras fuentes (incluida la OPEP) ubican la cifra en menos de 2,5 millones -y sigue bajando-. Los propios venezolanos consumen más crudo gracias al auge del consumo y la renuencia de Chávez a aumentar el precio de la gasolina. Por otra parte, Chávez manda 300.00 barriles diarios a vecinos del Caribe (entre los que destaca Cuba) a precios subsidiados.

Petróleos de Venezuela podría verse imposibilitada de financiar su plan de expansión de $70.000 millones porque algunos de sus activos están congelados en una disputa legal con Exxon Mobil Corp., según el analista Erich Arispe de Fitch. "*Esto podría limitar el uso de efectivo por parte de Pdvsa, lo que obstaculizaría su programa de expansión de cinco años. Desde un punto de vista soberano, Pdvsa tiene un plan de inversión que ahora sería muy difícil de financiar con las limitaciones que este congelamiento de activos podría imponer a su liquidez*", dijo Arispe en una entrevista con Bloomberg.

El año pasado Pdvsa tomó prestados $12.130 millones en bonos y préstamos para la expansión, que aumentaría su producción a 5,8 millones de barriles al día para el 2012 desde unos 2,3 millones de barriles en la actualidad. La capacidad de Pdvsa de pagar su deuda no se verá afectada por el congelamiento. Arispe agregó que Pdvsa puede canalizar pagos a bonistas mediante fideicomisarios. La estatal probablemente evite vender deuda en los mercados internacionales y, en cambio, quizá tome prestado en el país, dijo Richard Francis, analista para la región andina de Standard & Poor's. "*El costo del capital para la compañía podría aumentar considerablemente a corto plazo en las circunstancias actuales*".

En los últimos días, se supo que el Estado venezolano se quedó el año pasado con 92,5% de los ingresos nacionales por exportaciones de Pdvsa. Este número resulta de sumar la contribución fiscal hecha por la petrolera en forma de regalías, dividendos e Impuesto sobre la Renta (29.276 millones de dólares) al aporte social que se hizo tanto directa como indirectamente ($13.052 millones), lo cual totalizó 42.328 millones de dólares al cierre de 2007.

Como todas las compañías petroleras, Exxon Mobil tiene las peores dificultades para renovar sus reservas. El gigante apenas reemplaza la cantidad de petróleo y de gas que

produjo en 2007. La lucha para acceder a nuevas reservas de vuelve cada vez más intensa. Y si esto continua, podría desaparecer en menos de una generación, reza un breakingnews del diario francés Le Monde[26]. Así como las petroleras ganan dinero agotando los recursos limitados, deben sin interrupción reemplazar las cantidades de petróleo y gas que bombean del suelo. Exxon Mobil debe encontrar o comprar cada año reservas equivalentes a las de Occidental Petroleum, cuya capitalización en la bolsa alcanza 60 mil millones de dólares.

Si las alzas del petróleo aportaron grandes ingresos a ExxonMobil, también pusieron en movimiento cláusulas en los contratos firmados con muchos gobiernos que fuerzan a la empresa a que les deje una proporción cada vez más grande de las reservas. Utilizando el método de cálculo preconizado por el gobierno americano, ExxonMobil habría reemplazado sólo tres barriles producidos sobre cuatro. La petrolera rechaza este método y, según sus propias cifras, reemplazó el 101% de sus reservas. Igual en este caso, se trata de su peor performance desde la fusión con Mobil en 1999. Sobre los últimos cinco años, la tasa de reemplazo cayó de 121 a 112%.

A su nivel actual de producción, ExxonMobil tiene bastantes recursos para existir catorce años. Los precios muy elevados del barril y la toma de control de los campos más importantes por empresas nacionales pueden acelerar el proceso. ExxonMobil debe ser más agresivo en materia de fusiones y adquisiciones o encontrar nuevos recursos en los campos que posee. Si la compañía no lo hace, va a desaparecer.

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	95.980	-0.260	-0.27
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	883.000	-5.000	-0.56
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	248.650	-3.550	-1.41
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	273.330	-0.480	-0.18
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	8.820	-0.071	-0.80
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	97.790	-0.440	-0.45

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1285.000	25.000	1.98
COCOA FUTURE (USD/MT)	2552.000	67.000	2.70
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	162.900	3.900	2.45
CORN FUTURE (USd/bu.)	535.750	-1.750	-0.33
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	76.500	1.540	2.05
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	129.000	-1.400	-1.07
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1424.500	-0.250	-0.02
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	359.800	0.500	0.14

[26] Le Monde, "*Le pétrolier ExxonMobil est en voie de disparition »,* (20/2)

SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	62.270	0.150	0.24
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	14.300	-0.120	-0.83
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	1040.000	-5.500	-0.53
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	1035.000	-3.250	-0.31

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	377.350	-4.850	-1.27
LME ALUM HG FUTUR (USD/MT)	2918.250	62.750	2.20
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	8467.000	273.000	3.33
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	3351.000	63.000	1.92
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	29100.000	1147.000	4.10
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	2524.500	124.500	5.19

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	945.900	-3.300	-0.35
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	17.890	-0.060	-0.33

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.
Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com