EnerDossier

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 18 al 25 de abril de 2008

Por Hernán F. Pacheco

EnerDossier

Índice:

Resumen Ejecutivo 3

Análisis: Agricultores vs. Especuladores en la Commodity Futures Trading Commission 5

Research: Oposición pública, medio ambiente y seguridad ¿Estados Unidos construirá más terminales regasificadoras de GNL? 10

- *La oposición a las terminales de GNL y los atentados terroristas* 13

Análisis: El nuevo esquema de emisiones australiano afectaría a la competitividad de la industria de GNL 16

Análisis: ¿Francia, nuevo hub de GNL para Europa? 19

- *Construcción de terminales regasificadoras en Estado Unidos* 20
- *Construcción de terminales regasificadoras en Europa* 22
- *Expansión de las instalaciones de regasificación del puerto belga de Zeebrugge* 25

Futuros de commodities 26

Resumen Ejecutivo

Los actuales altos precios del petróleo podrían llevar a una recesión global. El alza de los precios de la energía ya está provocando inflación en todo el mundo, contribuyendo al aumento de los costos de los alimentos y reduciendo el gasto de consumo en el mundo en desarrollo.

Actualmente no parece que haya algo que pueda frenar el crecimiento del precio del petróleo. Las principales previsiones de los precios, que aumentaron cuatro veces en los últimos cinco años, señalan que podrían llegar a 200 dólares el barril, lo cual sería particularmente devastador para la industria de automóviles. Es de esperar que los precios del crudo estén en un promedio de 150 dólares en 2010, y más de 200 dólares para el año 2012. Eso se traduciría en precios en las estaciones de servicio de 7 dólares por galón (3.7 litros) en Estados Unidos.

Ya la gasolina en sus máximos históricos (3,50 dólares la semana pasada) lleva a los estadounidenses a planear la reducción de la conducción de autos y a la compra de vehículos que consuman menos combustible. El valor del petróleo representa cerca del 70 por ciento del costo de elaborar gasolina. Los hogares de Estados Unidos gastaron más de 100.000 millones de dólares en gasolina durante el primer trimestre de este año, más del doble que los 40.000 millones gastados en el mismo período seis años atrás, según la federación de consumidores de Estados Unidos. Así como ya mencioné en otro informe, el Departamento de Energía prevé que la demanda de gasolina del verano boreal caerá por primera vez desde 1991 debido a los altos precios del combustible.

La producción mundial de petróleo se estancó esencialmente alrededor de 85 millones de barriles por día durante los últimos dos años, con una creciente demanda para satisfacer los inventarios y un aumento de los líquidos de gas natural, como el butano, una fuente de combustible que es utilizada por la industria petroquímica, pero que es de poca utilidad para el transporte, que actualmente representan la mitad del uso en el mundo y más del 90% del crecimiento de la demanda en años recientes. La porción de líquidos de gas natural en el total de la producción petrolera está en aumento, de cerca de un 4% en 1970 a la estimación del 10% para 2012. Los líquidos de gas natural no son un sustituto viable para el petróleo y no puede ser económicamente viable para utilizar como base para la gasolina, diesel o jet fuel.

Los últimos datos del Energy Information Administration, el brazo estadístico del U.S. Energy Department, indica que la perforación doméstica de líquidos de gas natural va en aumento, mientras que la producción doméstica de petróleo está disminuyendo. La producción estadounidense de líquidos de gas natural promedió 2,4 millones de barriles por día en lo que va del año, ganando 4% que el mismo periodo del año anterior, mientras que la producción de crudo se redujo 1,9% en relación a hace un año a 5,1 millones de barriles.

Más allá del metano que es lo que los consumidores utilizan en sus hogares, el gas natural contiene en el pozo una serie de gases fácilmente licuables, que tradicionalmente organismos como la International Energy Agency incluyeron en el total del suministro de petróleo. Para algunos analistas la falta de crecimiento del petróleo es consecuencia de la falta de inversiones. El agotamiento acelerado de los actuales campos de petróleo y la falta

de inversión en nuevos campos se tradujo en un aumento del ratio de gas natural a petróleo en la perforación de los campos petroleros maduros.

El suministro de petróleo crudo crecerá alrededor de un millón de barriles por día durante los próximos cinco años, porque los productores luchan por compensar la disminución del Mar del Norte, México y las fuentes convencionales de América del Norte con la nueva producción. Al mismo tiempo habrá un crecimiento de la demanda en China, India, Rusia y los países de Medio Oriente más que para compensar cualquier reducción de la demanda en el mundo industrializado en los próximos cinco años.

Muchos analistas argumentan que los precios de petróleo crudo, así como otros commodities, registraron record por los especuladores. Y que, ante el fortalecimiento del dólar, el crudo caerá a 85 dólares el año próximo como rebote de las perspectivas de crecimiento mundial. Standard & Poor's predijo, en los últimos días, que los precios del crudo podrían caer a 90 dólares el barril para finales de este año por la recesión, aunque el rango de previsiones es de más o menos 50 dólares. El problema argumental de quienes ven en la recesión la justificación de la bajada de los precios es que ésta tendrá baja incidencia en los precios del commodity debido a que la demanda procede de fuera de Estados Unidos. Los analistas de Standard & Poor's acuerdan que el apetito por el petróleo fuera de Estados Unidos será un factor clave en el futuro mantenimiento estable de los precios, aunque -sostienen- si se suaviza la demanda habrá una eventual caída de los precios.

Mientras muchos economistas argumentan que los actuales precios altos del petróleo son un refugio de cara al freno de la demanda mundial, en realidad, los nuevos suministros de crudo no podrán simplemente satisfacer el ritmo de crecimiento y su mayor consumo subvencionado en los mercados emergentes. En muchos países productores de petróleo subvencionan los precios de la gasolina, mientras la demanda aumenta en esos lugares, pues la nueva riqueza conduce a la compra de automóviles. En los últimos tres años, el consumo de petróleo en los miembros de la OPEP creció en promedio 5% al año.

La demanda combinada de los miembros de la OPEP, junto a Rusia y México, se sitúa ya alrededor de 13 millones de barriles por día, el segundo mayor del mundo después de Estados Unidos. Con la producción vacilante, la subida de las tasas de consumo de combustible doméstico pronto *canibalizará* la capacidad de exportación agregando más presión para el mercado mundial de energía. El consumo de combustible en algunos de los países productores fue impulsado por precios muy bajos. La venta al público de gasolina es de 25 centavos el galón en Venezuela y 60 centavos por galón en Arabia Saudita, Kuwait e Irán.

Lo que está cada vez más claro es que las perspectivas para el abastecimiento de petróleo dan señales de un periodo de escasez sin precedentes. Bajo este escenario de precios, las fuentes no convencionales de energía, como las *oil sands* canadienses, obtienen un protagonismo excluyente. Por lo menos, hasta que una normativa sobre emisiones en Estados Unidos entre en escena. El futuro…negro como el petróleo.

Argentina, 25 de abril de 2008

Análisis: Agricultores vs. Especuladores en la Commodity Futures Trading Commission

**Grandes cantidades de dinero están inundando el mundo de los mercados de commodities, conduciendo a un alza de precios de alimentos básicos como el trigo y el arroz. Los biocombustibles y las sequías no pueden ser la explicación plena a la reciente crisis alimentaría, los hedge funds (fondos de cobertura de riesgo) y los pequeños inversores tienen cierta responsabilidad en este tema.*

El incremento de los costos de los alimentos coincidió con los niveles sin precedentes de especulación financiera en los mercados de futuros de granos. Ahora los consumidores y los participantes de mercados de *Farm Belt* dañados por los cada vez más volátiles precios piden a Washington frenar a los cada vez más poderosos inversores de commodity[1]. El Commodity Futures Trading Commission comenzó una nueva ronda de escrutinio en la popularidad de los futuros agrícolas, tras tiempos más tranquilos para gran parte de los *big producers* y los consumidores de cultivos y sus bancos que intentan manejar el riesgo de los precios.

Frente a esto, los reguladores federales están lejos de respaldar dos propuestas que permiten a los inversores institucionales ampliar su participación en el turbulento mercado de futuros de materias primas[2].Las propuestas de cambio de reglas plantean el tamaño de la participación en el mercado que los especuladores financieros pueden tener, y la exención de los commodity index funds de los límites más altos.

Los contratos y opciones de futuros son herramientas de administración del riesgo de precio que permiten a los inversores o productores agropecuarios asegurar precios de venta mínimos y, en otros casos, establecer por adelantado márgenes de rentabilidad aceptables. Los mercados de futuros y opciones surgen para mejorar las prácticas de comercialización de los participantes de la cadena comercial de granos. Los primeros mercados de futuros y opciones fueron agropecuarios, y posteriormente, años más tarde comenzaron a surgir en el mundo los financieros[3].

Los compradores de granos y otros participantes en los mercados se quejan de las "*esporádicas*" irregularidades –*según la semántica de The Wall Street Journal*- en los mercados de futuros de trigo y otros cultivos, donde los precios en efectivo de los

[1] The Wall Street Journal, "*Call Goes Out to Rein In Grain Speculators*", (22/4)
[2] The New York Times, "*Regulators Back Away From Changes to Commodity Hedging*", (23/4)
[3] Market Watch, "*Growers blame investment vehicles for price surge*", (22/4)

cultivos no se corresponden con los precios de los contratos de futuros. Algunos compradores de granos dijeron que los especuladores hacer apuestas relativamente pequeñas de grain exchanges, sobre todo recientemente, haciendo aumentar los precios de los consumidores normales. "*Cuando te haces con un enorme flujo de dinero especulativo, como ocurrió en diciembre y enero, el precio se infla cada vez más de lo que dictan los fundamentos y se crea una suerte de globo*", dijo Daren Coppock, jefe ejecutivo de National Association of Wheat Growers. "*The rules of the game need to be changed to make the market function better*" (Las reglas del juego necesita cambiar para hacer que el mercado funcione major). El sector agrícola americano tiene un particular léxico para denominar a los fondos: *the guys with pockets deeper than the Grand Canyon who are pouring money into the commodity markets and exacerbating the already volatile conditions*[4].

"*El mercado de futuros no parece en absoluto reflejar los fundamentos del mercado*", escribió Mark Lange, que dirige el National Cotton Council. Dijo que un día en marzo el precio del algodón se disparó a pesar de los informes del Departamento de Agricultura indicó que los suministros mundiales de algodón habían aumentado. El movimiento de precios era "*exactamente contrario a las señales del mercado*", escribió Lange. Bob Stallman, presidente del American Farm Bureau Federation, dijo que los especuladores secuestraron el mercado de futuros y lo transformaron en una herramienta de risk-management para los agricultores en "*an investment vehicle*"[5].

"*El sesenta por ciento del actual mercado (de trigo) es propiedad de los index fund*", dijo Tom Coyle, del National Grain and Feed Association. "Es evidente que tienen un impacto en el mercado"[6].

CFTC invitó 29 participantes -que van desde U.S. Federal Reserve hasta managers de hedge fund, agricultores de cereales, académicos, *cattle ranchers* (ganaderos) e incluso panaderos- para hacer presentaciones. La reunión fue organizada después de la avalancha de quejas a principios de este año por las anomalías de precios. Todos los speakers de la industria agrícola expresaron su preocupación acerca de si los bancos, en medio del apretado mercado de crédito, sigan prestando al sector agrícola, que necesita crédito para cumplir con mayores costos para mantener sus posiciones de cobertura -el aumento de los costos de los préstamos obligaron algunos silos a salir del negocio-. Esther L. George, vicepresidenta del Federal Reserve Bank of Kansas City, fue cautelosamente esperanzadora sobre la futura disponibilidad de crédito agrícola. Debido al aumento de la volatilidad en los precios de los cultivos, el personal del banco estudió a los prestamistas de su región para evaluar su exposición a los préstamos y su voluntad de disponibilidad de créditos. Aunque algunos eran informes de "*distress*" (peligro) -un silo cerealero necesitan un aumento de ocho veces su limite de crédito-, George dijo que "*la mayoría de los banqueros informó que los reembolso de préstamos eran fuertes y que había dinero disponible para hacer más préstamos, según sea la necesidad*". Sin embargo, los prestamistas en todo el farm belt, se enfrentan a la misma volatilidad de los mercados que sus clientes.

"*Si no pueden comercializar sus cosechas con estos precios más altos, tendremos un naufragio que va a ser el mayor que cualquier cosa que hayamos visto hasta ahora en la agricultura*", dijo Tom Buis del National Farmers Union en el meeting. "*Para aquellos que dicen que todo está bien, lo siento, quizás estoy perdiendo mi tiempo, pero hay problemas y nos incumbe a todos tratar de resolverlos.*

Los analistas que siguen los mercados de cultivos dicen que las buenas condiciones de crecimiento de esta temporada son necesarias para obtener alguna

---

[4] AgWeb, "*The CFTC Dog and Pony Show*", (23/4)
[5] The Wall Street Journal, "*Discord Sown Over Grain Speculators*", (23/4)
[6] Globe and Mail, "*U.S. food producers, speculators square off*", (23/4)

ventaja frente al aumento de los precios de los commodity. La inflación de los ingredientes de los alimentos básicos perjudicó a los *grocery shoppers* y provocó las quejas de los agricultores que sostienen que los especuladores impulsaron los precios a niveles injustificables[7]. Pero, los expertos dijeron que los precios podrían subir más si una estación de primavera lluviosa continua en toda la nación provocará demoras a los agricultores para sembrar cultivos en los campos embarrados. Los suministros ya están ajustados y la demanda mundial de cereales no muestra signos de disminuir.

Los investment funds managers y algunos investigadores dijeron que no hay pruebas concluyentes de que los fondos hayan causado los problemas. Y ambas parte convinieron que muchos otros factores molestan a los mercados, entre los que se incluye el clima, las fluctuaciones monetarias y la creciente demanda de China. Suscribiendo la línea discursiva de clima, Diana Klemme, vicepresidenta de Grain Service Corp, con sede en Atlanta, dijo que los corn growers tuvieron dos semanas de lluvia desde la "*crisis*". Si algo pone en peligro la actual cosecha, se producirá un efecto cascada en toda la industria, dijo. "*Ojala Dios sea misericordias, pero si este impacto se produce será devastador*".

"*Estas históricas condiciones del mercado, especialmente con el trigo y el algodón, requiere que la CFTC conozca de primera mano a los participantes para asegurar el correcto funcionamiento de los intercambios para descubrir el riesgo de los precios y el manejo*", dijo el presidente de CFTC Walt Lukken[8].El impacto de miles de millones de dólares de inversión especulativa en los futuros de la agricultura estadounidense es confuso, pero hay herramientas para contrarrestar la volatilidad, sostuvo Lukken. El comisionado Michael V. Dunn dijo a The Washington Times[9]: "podremos trabajar despacio o rápido acercándonos a un nuevo paradigma de precios agrícolas más altos", dijo. "*No hay una bala de plata o una sola solución para dirigir los problemas que afrontamos actualmente*".

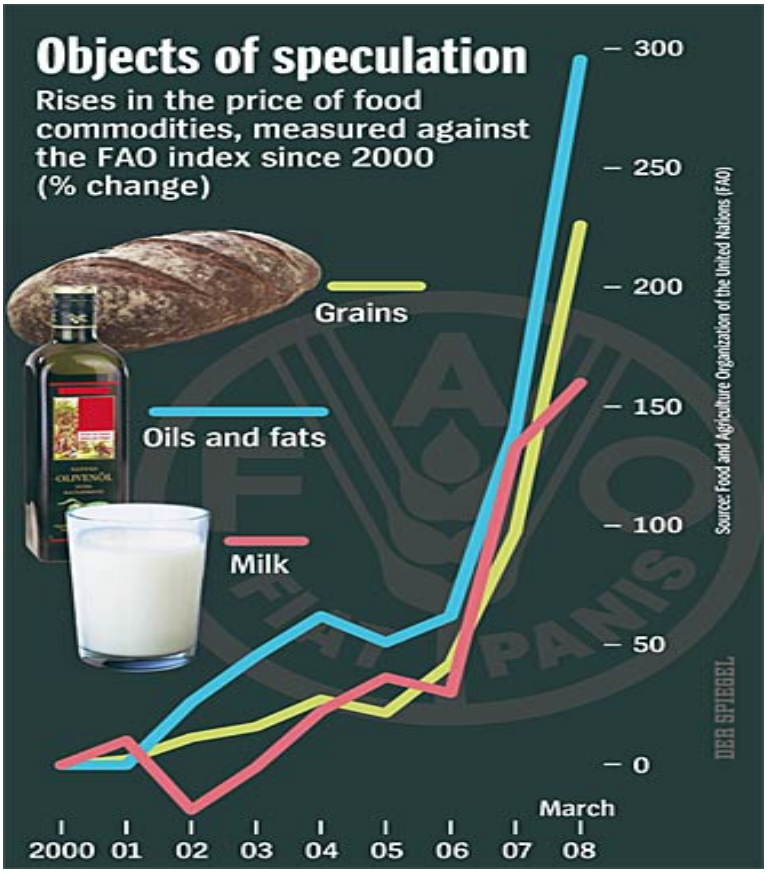
Los altos precios de los granos y el aumento de la volatilidad hizo también difícil para algunos agricultores vender sus cosechas futuras con más de un par de meses de antelación, así como los silos de cereales principales se niegan a comprar la cosecha de un agricultor a menos que los agricultores puedan entregar físicamente granos en tan sólo en 30 días.

Si bien los agricultores quieren una subida de precios, la volatilidad aumenta su riesgo. Y esto lleva a que muchos enfrenten fuertes aumentos en los costos de combustibles, fertilizantes y productos químicos. "*Estamos viviendo en un entorno completamente nuevo*", dijo Jim McReynolds, agricultor del noroeste de Kansas.

Al igual de lo que ocurrió con los mercados de energía en los últimos años, los fondos de pensión y los hedge funds acudieron a invertir masivamente en granos con una oferta de superficie agrícola y una producción de cultivos que se reduce en relación al crecimiento de la población mundial y la nueva demanda de cultivos para biocombustibles y alimentos. Muchos de estos inversores hacen predominantemente *bullish bets* (apuestas alcistas). Los fondos de pensión, fondos de beneficencia y otras grandes instituciones asignan pequeños porcentajes del total de sus activos a commodities como herramienta de diversificación a largo plazo y como cerco contra la inflación, porque los precios de los commodities tienden a subir cuando el resto de la economía (en este caso referimos a la americana) está herida por el aumento de los costos.

---

[7] Chicago Sun Times, "*Farmers need dry weather or food costs may soar*", (24/4)
[8] The Globe and Mail, "*Farmers battered by price distortions*", (21/4)
[9] The Washington Times, "*Americans hoard food as industry seeks regs*", (23/4)



La forma más popular de hacer esas asignaciones es invertir en cestas de futuros de commodity, o índices ligados a los fondos. Ben Dell, analista de Sanford C. Bernstein & Co., estima que los inversores pusieron cerca de 175 mil millones a 200 mil millones de dólares en commoditys ligados a los *index funds* desde 2001. Dan Basse, presidente de AgResource Co., una empresa de investigación de mercado agrícola con sede en Chicago, dijo que en algunos mercados de futuros de granos la afluencia de dinero por los índices de inversores es suficiente para comprar dos años del valor de la cosecha total de EE.UU.

En 2007 y a principios de 2008, los precios del trigo, el maíz, el arroz y la soja, entre otros cultivos, se intensificaron junto con la energía y otros recursos naturales. Desde el comienza de 2007, los futuros de trigo subieron un 69%, los de la soja un 92%, el maíz 49% y el arroz hasta un 131% en el Chicago Board of Trade. Según el American Bakers Association, los precios de la harina subieron hasta un 50% desde enero. Y el precio medio de una barra de pan blanco aumentó 16 centavos de febrero de 2007 a febrero de 2008, de acuerdo con el Bureau of Labor Statistics[10]. Mientras un *poll* de USA Today/Gallup afirma que el aumento de los precios de los alimentos es una importante preocupación para los estadounidenses con un 73% de los consumidores en un nuevo y cita que casi la mitad dijo que la inflación de alimentos provocó dificultad en sus hogares[11].

Algunos mercados fueron más volátiles de lo que solían ser. En Minneapolis Grain Exchange, el trigo alto en proteína usado para hacer pan subió a 25 dólares por bushel el 25 de febrero, un 29% más que el día anterior. Algunos dicen que los especuladores causaron esto en los preliminares porque apostaron erróneamente a que

[10] The Associated Press, "*Regulator says increased speculation is not behind surging commodity markets*", (22/4)
[11] USA Today, "*Poll: Food costs a major worry for consumers*", (23/4)

los precios caerían, cuando en realidad comenzó a aumentar, los traders tuvieron que comprar apresuradamente contratos de trigo para cumplir con sus obligaciones comerciales.

La agricultura es ciertamente, por naturaleza, una actividad volátil porque la oferta depende de los azares climáticos y de las anticipaciones de cada agricultor. Y el mercado de cereales es muy estrecho: solamente el 17,2% de la producción de trigo son exportados, el 12,5% del maíz y el 7% del arroz, lo que explica, según Office national interprofessionnel des grandes cultures (ONIGC)[12].

Hoy, creamos burbujas especulativas por todas partes. Habrá que acostumbrarse a un volatilidad más fuerte. Hay que crear mecanismos de regulación. Los bancos centrales se consultan para controlar la crisis de los subprimes. Mientras tanto, el Mouvement pour une Organisation Mondiale de l'Agriculture (Momagri) trabaja con economistas en un modelo econométrico agrícola que permitiría mejorar las previsiones de producción. Y será integrada a las nuevas variables como los riesgos climáticos, el medio ambiente y...la especulación.

Digital Influx

Volume data for selected commodities futures

	2008 volume	'07 volume	Pct. change
Wheat			
Open auction	700,360	1,842,468	-62.0%
Electronic	5,009,437	2,114,195	136.9
Rough rice			
Open auction	25,528	70,659	-63.9
Electronic	81,619	25,572	219.2
Oats			
Open auction	66,875	85,608	-21.9
Electronic	76,080	32,733	132.4

Source: Chicago Board of Trade

[12] Le Monde, "*La spéculation sur les matières premières affole le monde agricole*", (23/4)

Research: Oposición pública, medio ambiente y seguridad ¿Estados Unidos construirá más terminales regasificadoras de GNL?

**Los críticos dicen que el gas natural licuado es difícil en términos de seguridad, caro de producir y no mucho más limpio que la energía generada con carbón.*

Los americanos, que sienten el dolor de los precios de record de la gasolina, afrontan ahora la probabilidad de otro fuel *shock*, del gas natural. Los precios en Estados Unidos se elevaron 93% desde finales de agosto mientras algunas naciones sedientas de energía como Japón y Corea del Sur compiten en un mercado de gas que apenas existía hace media década. De todos modos, los precios en Estados Unidos están bajos en relación a los niveles de algunos de los mercados del resto del mundo[13].

El apetito global por el gas natural tiene implicaciones para la economía estadounidense ya que se inclina hacia la recesión y lucha contra la presión inflacionaria. La mitad del combustible de calefacción en las casas estadounidenses, genera el 20% de la electricidad del país y es usada para hacer desde fertilizantes y bolsas de plástico. En marzo, el incremento de los precios del gas natural contribuyó a un aumento 1,1% de los *producer prices*, de acuerdo con el Labor Department. La producción de gas natural en Estados Unidos aumentó en los meses recientes, y no parece que los precios suban. Sin embargo, un significativo grupo de *financial players* apuesta por un aumento.

En las últimas semanas un informe de la unidad de Barclays Capital advirtió que, en parte debido al incremento de los precios del gas natural, Estados Unidos podría comenzar a ver fortalecimiento de los costos de la electricidad en poco más de un año. "*La energía está en la cúspide de su próximo boom cycle*", dijeron los analistas. "*Cuando los mercados de energía se aprietan, los precios no se contienen, suben como un cohete*".

De acuerdo con un reporte reciente de Bernstein Associates, el petróleo tiene que bajar a 70 dólares por barril, o las necesidades de gas incrementarse a 16 dólares por millón de BTU de los actuales 10 dólares. ¿Qué es lo más probable con un dólar débil, capacidad de producción estrecha de la OPEP y cada vez un mayor descenso de la producción de los países no-OPEP como Rusia, México y el Reino Unido?[14] ¿Por qué es tan importante? El gas natural no sólo es un componente clave en mix de electricidad, la demanda crecerá 6% al año, dice Bernstein, por la inminencia del cambio climático, la legislación sobre las emisiones de carbono. Las industrias de productos químicos para plásticos también se basan en el gas natural.

Antes de 2003, el gas era principalmente un commodity regional, se consumía cerca de donde se producía y se transportaba por tuberías. A menudo, era simplemente quemado como desperdicio en los pozos petroleros, ya que el transporte era muy difícil. Esto cambió con el desarrollo de métodos más baratos como el enfriamiento y transporte de combustible. *The global trade took off.* Se creó una

[13] The Wall Street Journal, "*Surge in Natural-Gas Price Stoked by New Global Trade*", (18/4)
[14] The Wall Street Journal Environmental Capital, "*Got Gas? Probably Not Enough*", (18/4)

revolución en los mercados de gas. Antes, países como Nigeria, que posee mucho gas natural, no tenía forma fácil de venderlo debido a la carencia de tuberías a los mercados que necesitan el combustible. Lo mismo ocurría con Qatar.

Un pensamiento temprano asumió que con un mercado globalizado los precios caerían porque los países apretados de provisiones podrían importar más fácilmente. El antiguo Presidente de la Reserva Federal Alan Greenspan, en 2003, predijo que el GNL crearía "*válvula de seguridad de presión de precios*" para estabilizar los precios en Estados Unidos.

Los *hedge funds* de energía en Houston y New York pusieron una avalancha de apuestas alcistas para los precios de gas en Estados Unidos para entrega por varios años, dijeron algunos de los comerciantes y agentes de bolsa de Wall Street. Un argumento sostiene ese "*bet*" (apuesta): el gas estadounidense es mucho más barato de lo que históricamente fue en relación al petróleo crudo. Hasta 2004, el precio por un barril de petróleo era de aproximadamente el mismo precio de 6.000 pies cúbicos de gas, la cantidad equivalente de energía. Ahora el petróleo es caso el doble de precio que el gas de esa base, dicen los analistas de Lehman Brothers.

Como una tormenta, el esfuerzo para construir proyectos de energía alternativa como solar y eólica también aumenta la construcción de plantas a gas. Como el viento es imprevisible, es a menudo necesario construir generadores de respaldo, y las plantas de gas tienen la ventaja que pueden arrancar relativamente rápido. Además, la aprobación regulatoria y los plazos de construcción son más cortos para las plantas de gas que de carbón o nuclear. Por motivos como estos, las nuevas centrales eléctricas a gas siguen siendo construidas o planificadas.

Durante décadas las terminales de regasificación de GNL de Estados Unidos fueron tradicionalmente manejados cerca del litoral en puertos protegidos. La mayor parte de la corriente que permite a la actividad estar centrada en la extensión de estas instalaciones o la construcción de nuevas plantas onshore. La investigación de la viabilidad de *offshore floating LNG regas* es especialmente activa para su utilización en el Golfo de México, en la Costa Este y en la Costa Oeste, pero es aplicable en cualquier localización mundial.

Actualmente, EE.UU. tiene problemas para obtener importaciones para completar la producción local. Los precios, por ejemplo en el mercado asiático es el doble de precio que el punto de referencia estadounidense. Para satisfacer las necesidades de más GNL importado, propusieron una docena de nuevas terminales, aunque solo unas cuantas sean construidas.

Los Neoyorquinos dieron una señal de desaprobación la planificación de una terminal de gas natural licuado en sus orillas, pero residentes en Southeast Texas town de Sabine Pass saludaron la llegada del primer LNG tanker a una nueva terminal.

El buque Celestine River, que llegó de Nigeria con 5.1 millones de pies cúbicos de gas natural "*super-chilled*", hizo la primera entrega. Con este acontecimiento, Cheniere Energy Inc. inauguró una nueva terminal de GNL en los bordes de Texas-Lousiana capaz de acomodar seis buques por semana, transformándose en la terminal más grande de Estados Unidos. Es la primera terminal estadounidense onshore de GNL en cerca de 30 años. Situada en la vía fluvial Sabine-Neches en la ciudad de Cameron, la nueva Sabine Pass LNG es la más grande del mundo debido a su capacidad de regasificación, y cada día podría enviar el equivalente del 5% del consumo total de gas estadounidense, o más que todo el gas que consume Louisiana en

un día[15]. Sabine Pass LNG debería tener acceso *downstream* a más del 75% del mercado de gas natural norteamericano.

COLD CALL

The tanker Celestine River, carrying natural gas cooled to –260º F to make it liquid, arrived from Nigeria Friday with the first liquefied natural gas delivery to Cheniere Energy's Sabine Pass terminal.

Source: Cheniere Energy, Chronicle research

ROBERT DIBRELL : CHRONICLE

"*En Louisiana...consumimos tanto gas natural como el que producimos en el estado. Esto es importante para nosotros porque todas nuestras plantas de un lado al otro del Rio Mississippi son sumamente dependientes de gas natural como fuente de energía*", dijo Don Briggs, presidente de Louisiana Oil & Gas Association.

Sin embargo, los observadores esperan que pocos buques atraque ahí hasta que puedan obtener mayores precios para su carga. Por el momento al menos, la disminución de las importaciones es la explicación de que EE.UU. tiene una superabundancia de terminales de importación de GNL. El Department of Energy predijo una bajada del 16% este año debido a un invierno suave y más altos precios de gas natural en Europa y Asia. Cambridge Energy Research Associates pronostican una bajada del 19%. Pero para 2030 las importaciones de GNL pueden representar del 22 al 30% del cuadro de gas natural estadounidense, según un informe recientes de investigadores Rice University's Baker Institute for Public Policy, dependiendo de cuantos lugares federales sean abiertos a la exploración.

Aunque el suministro de GNL en EE.UU se espera que sea apretado el próximo invierno con cargas que se desvían a Asia y el mercado europeo, con precios actualmente más altos, la situación puede cambiar en 2009, dijeron los oradores de una conferencia de energía realizada en San Antonio[16]. "*Creemos que 2008 va a ser un año magro en términos de cargas que arribarán a Estados Unidos*", dijo Octavio Simoes, vicepresidente de desarrollo comercial de Sempra LNG. "*Aunque los fenómenos*

[15] The Daily Advertiser, "*Terminal first in nation*", (20/4)
[16] Platts, "*LNG cargoes to US could increase by 2009: market watchers*", (23/4)

climáticos y el cambio de la demanda puede impactar en el mercado, el outlook es poco probable que cambia hasta el próximo año". "En los próximos tres años -de 2009 a 2012- habrá más suministros adicionales", dijo Simoes."*Con todas las nuevas plantas de licuefacción en línea, se creará un supply push y el lugar donde puede ir, obviamente, es el mercado de EE.UU.*".

Dean Girdis, presidente de Downeast LNG estuvo de acuerdo en que EE.UU. puede atraer más cargas en año próximo. "*Creo que en algún momento, quizás en los próximos dos años habrá más paridad de precios entre EE.UU. y Europa, tal vez con menos volatilidad, lo que significa que estaremos en mejores condiciones*".

La oposición a las terminales de GNL y los atentados terroristas

De California a New England, propuestas para las instalaciones de GNL afrontaron la oposición de la comunidad. Este mes, el gobernador de New York, David Paterson dijo que el estado no emitiría un permiso para una terminal propuesta en Long Island Sound, argumentando que no era apropiado por el área ecológicamente sensible. El proyecto no es compatible con la política costera de la zona de Nueva York. Pero los patrocinadores todavía pueden ser capaces de mantener vivo el proyecto, que los reguladores de energía federal sostienen sería la primera terminal floating en EE.UU. para almacenar y entregar gas natural[17]. Bill Cooper, vocero de la industria del GNL dijo que la decisión de New York es "*big*" pero "*esta no es decisión final absoluta*". La terminal de 700 millones de dólares sería de 1.200 pies de largo y 82 pies de altos. Estaría localizado a 9 millas de Long Island y 10 millas de Connecticut. La propuesta de la terminal de GNL proveería "nuevas, limpias, más eficientes facilities de energía que reducirán la contaminación que entra en el agua y en el aire", de acuerdo con www.broadwater.com. La estructura habría sido tan grande como cuatro campos de fútbol. El proyecto, un joint venture entre Shell y Trans-Canadá, sería capaz de entregar 1 mil millones de pies cúbicos de gas natural por día a mercados en Long Island, en la metropolitana New York y en el occidente de Connecticut. Esto puede proporcionar 25% de las necesidades de gas del área[18].

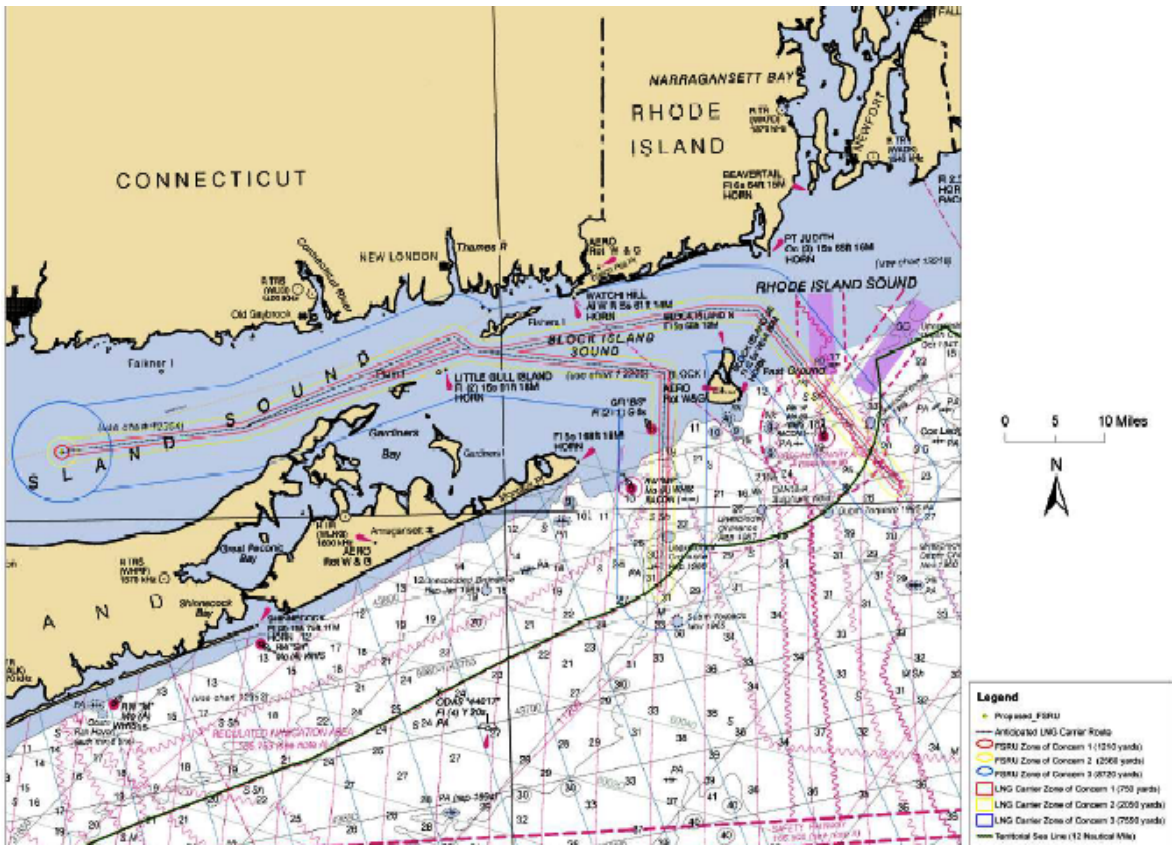
Paterson afirmó que un estudio de impacto en la costa por su Department of State encontró que el proyecto de Broadwater no debería continuar. "*Claramente, el GNL puede ser una fuente de energía buena, pero no cuando erosiona nuestros tesoros naturales*", dijo. El Federal Energy Regulatory Comisión (FERC) concluyó el mes pasado que el proyecto no tendría ningún efecto ambiental principal en la región. Muchos oponentes temen que Long Island Sound Terminal sea un posible objetivo de ataque terrorista. Una evaluación de *safety* y *security* en 2006, realizada por la empresa de consultaría del antiguo Alcalde de New York Rudy Giuliani, llamada Giuliani Partners, dijo que la terminal propuesta sería "*una facility tan segura en el diseño como se puede tener*". La terminal flotante offshore y LNG ship, denominada Floating Storage and Regasification Unit ("FSRU"), son diseñados con múltiples niveles de seguridad, ambientales, etc. Son diseñados con doble casco, tanques aislados, supervisión y sistemas de emergencia para la protección y seguridad de las cargas. Esta clase de

[17] Associated Press, "*NY won't approve LI Sound LNG terminal*", (11/4)
[18] Bloomberg, "*Shell to build floating LNG terminal*", (21/3)

terminales incluyen protección contra incendios, reducción de fuego y sistemas de alarma de protección del gas y sistemas de emergencia de parada automatizados.

Broadwater es importante para la seguridad energética porque representa un paso hacia la diversificación geográfica de la infraestructura de energía estadounidense. Siendo situado al final del sistema distribución de una larga tubería y de la extensa infraestructura de petróleo y gas del Golfo de México. La interrupción de estos sistemas, como ocurrió durante los huracanes de 2005 en el Golfo, afectaron negativamente en la seguridad de suministro y en los precios.

Las alternativas incluyen a Northeast Gateway cerca de Boston y Canaport. La última facility es en Canadá y está completa alrededor del 70%[19]. Otra alternativa es un proyecto de GNL llamado BlueOcean que es planificado en la costa de Nueva Jersey que suministrará 20% más de gas natural que Broadwater. Estaría localizado en un área menos sensible, más cerca de Nueva York, sujeta a menos controversia y encarando menos oposición.



El gobernador de Oregon, Ted Kulongoski, dijo a principios de abril que demandaría a la U.S. Federal Energy Regulatory Commission si tratara de imponer una terminal de GNL en el estado sin una revisión ambiental y de seguridad. Esta es una

[19] Darien News, *"Broadwater Blocked by New York Governor"*, (17/4)

demostración más del creciente conflicto entre los intereses nacionales y de los estados[20].

La carencia de suministro también hace abandonar los proyectos. El gigante ruso de gas Gazprom informó a Petro-Canada y el socio TransCanada en febrero que se echaba atrás en un acuerdo de suministro de GNL que estaba planeado para una terminal en Gros-Cacouna, ciudad de Quebec.

El GNL también encendió controversias y protestas en EE.UU. porque los ciudadanos temen que los buques sean un objetivo para ataques terroristas. Ciudadanos en Hawai, Northeast y West Coast se opusieron a las terminales que están siendo construidas, argumentando que no quieren transportes flotando cerca de ellos después que explosiones accidentales en otros países terminaran con las construcciones, y causaran quemaduras en la gente que vive en las cercanías.

Los opositores al GNL a menudo enfocan los peligros del combustible, subrayando que los buques son "*floating bombs*" con un enorme poder explosivo. Los estudios sobre el GNL, entre los que se incluye el realizado por la firma de ingeniería de Maryland CHIV International, sin embargo, sostienen que esas afirmaciones son engañosas. Una patrulla de Coast Guard armados en el canal, hicieron cumplir la zona de seguridad de 1.000 pies alrededor del buque y cerraron temporalmente el tráfico marítimo hasta que el barco se apoyara en su amarradero[21]. Esta es la rutina para cada futuro buque de GNL.

Aunque el miércoles, el presidente Bush amenazó con vetar el Coast Guard Bill de 8.4 mil millones de dólares porque haría a la agencia imponer zonas de seguridad alrededor de las terminales de GNL. La Casa Blanca dijo que el requerimiento "*desviaría el recurso finito de Guarda Costa de otros misiones prioritarias*" y "*proporcionaría un subsidio injustificado e innecesario*" a los propietarios de GNL[22]. La sección del GNL en el proyecto de ley fue objeto de controversia durante meses. Una gran parte de la preocupación se centró en la capacidad escasa de recursos de Guarda Costa para hacer frente un incremento de los *workload* (volumen de trabajo), que incluye la protección de los puertos de EE.UU. y la seguridad de las líneas costeras[23].

El Government Accountability Office dijo que un ataque terrorista en un buque de GNL que llega a una terminal podría encender una explosión y gente a una milla de distancia sería quemada. Pero los *GAO auditors* también dijeron que los Guarda Costas utilizan sus propias normas para proteger los buques de GNL en caso de ataques.

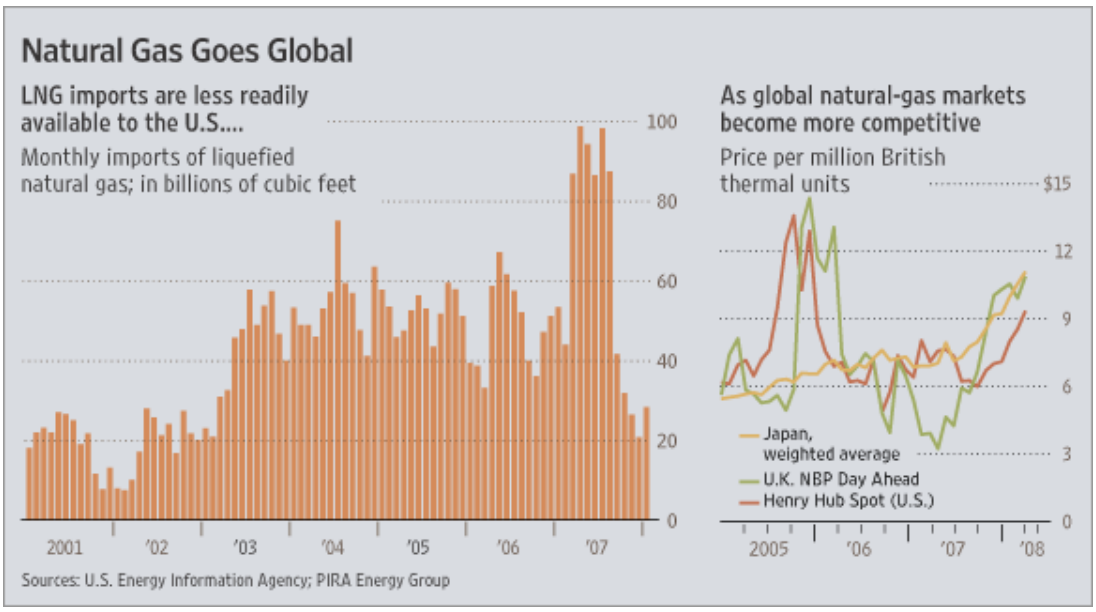
"*Es remarcable que después de meses de whining (puede entenderse como queja o llorisqueo) sobre este proyecto de ley bipartidista, lo mejor que la administración puede hacer es criticar la disposición que exige la Servicio de Guarda Costas para proteger las zonas en torno a las terminales de GNL, muchos de los cuales se encuentran en zonas densamente pobladas*", dijo Bennie Thompson, D-Miss., chairman of the House Homeland Security Committe. El proyecto de ley permite que el estado y los organismos policiales locales ayudar a los Guarda Costas en la protección de las zonas de seguridad en torno a las instalaciones de GNL, si tienen la formación adecuada y los recursos.

Los planes para construir las multimillonarias facilities requeridas para recibir y regasificar el combustible líquido se hizo también uno de los temas de controversia. "*El mercado contraído de GNL está plagado de severa inflación en los costos, cuestiones ambientales y riesgos políticos*", según un informe de este mes de UBS Investment Research. Esto

---

[20] Houston Chronicle, "*Cold cargo is cool with residents as tanker brings LNG*", (12/4)
[21] Houston Chronicle, "*Tanker's arrival at new terminal the second such arrival along Gulf Coast in past week*", (15/4)
[22] The Associated Press, *"Bush threatens veto of Coast Guard bill over LNG security*", (23/4)
[23] Platts, *"Bush vows veto of Coast Guard reauthorization bill over LNG title",* (23/4)

pronostica que el mercado será "*sumamente apretado "a principios y mediados de la próxima década*"[24].



Análisis: El nuevo esquema de emisiones australiano afectaría a la industria de GNL

Un nuevo esquema de comercio de carbono tiene a algunos de los mayores desarrolladores de proyectos de gas natural licuado en Australia en el limite, ante los miedos de nuevos impuesto que pueden cancelar multimillonarios proyectos y beneficiar a otros competidores de GNL en la región, así lo hizo notar el diario The Australian[25]. El plan de contención de emisiones del nuevo gobierno puede ser una desventaja para los proyectos locales de GNL contra los que se desarrollan en Asia, África y Medio Oriente. "*El esquema de comercio de emisiones debe ser flexible y económicamente eficiente, no debe afectar negativamente la competitividad internacional de nuestros proyectos de GNL*", dijo una portavoz de la filial australiana de la oil major

[24] The Star, "*Is LNG flame burning out?*", (12/4)
[25] The Australian, "*Emissions threaten gasfield viability*", (19/4)

Chevron. El grupo americano planea operar los proyectos de GNL Greater Gorgon y Wheatstone en la costa Occidental de Australia. Particularmente la preocupación se centra en los costos económicos de Australia sin un acuerdo internacional sobre emisiones de carbono.

A pesar que el GNL emite menos gases de efecto invernadero que el carbón y el petróleo cuando es usado como combustible, muchos campos de gas están contaminados con dióxido de carbono, en particular en Gorgon y el proyecto Browe Basin que pertenece a Woodside Petroleum. Las plantas también pueden ser grandes emisoras de dióxido de carbono. La administración del laborista Kevin Rudd, que accedió al poder en noviembre pasado prometiendo abordar las crecientes emisiones de gases de efecto invernadero, introducirá un esquema comercial para 2010, antes de que la mayor parte de los proyectos de GNL australianos valuados en 85 mil millones de dólares comiencen a operar. Los planes laboristas publicaran un paper sobre el diseño de comercio en julio, que condujo a la industria a hacer publicas sus preocupaciones.

Don Voelte, presidente de Woodside dijo la semana pasada que la industria tenia grandes preocupaciones por el *unknowns* del sistema y los efectos que esto podría tener sobre las exportaciones de GNL de Australia, que esperan se duplique a 12.58 mil millones de dólares para 2012, segur las previsiones del gobierno. "*Mina la capacidad de las empresas de competir internacionalmente, en particular si no hubiera un periodo de transición antes que se requiriera a las industrias expuestas por el comercio a comprar permisos de trading de emisiones*"[26].El jefe de Woodside dijo que Australia tiene una economía basada en las materias primas, frágil, extracción y no-manufactura.

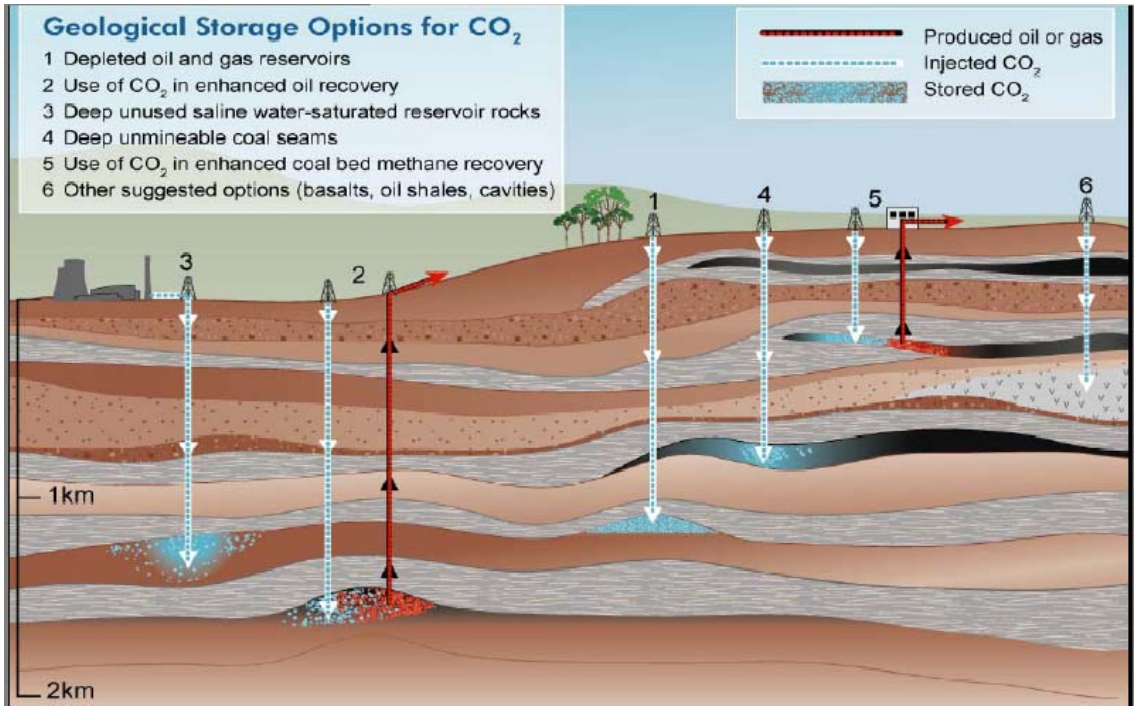
El esquema comercial podría generar una tasa de carbono no afrontado por los principales competidores de GNL como Qatar, Nigeria, Indonesia y Malasia. La unión entre "*pagar por el aumento de carbono*" con el GNL australiano, hará que los compradores de combustible busquen GNL más barato en otro lugar, dijo Voelte. El esquema de comercio de carbono, en cualquiera de las formas que tome, probablemente tenga un impacto sobre la mayoría de los proyectos de GNL australianos, dijo Stuart Baker, analista de Morgan Stanley en Melbourne. *La mayor parte de los esquemas de GNL propuestos en todo el país son pesados emisores de CO2*, dijo Baker. "*Deberán empezar a pensar en proyectos de captura y secuestro de CO2 o en el almacenaje subterráneo del dióxido de carbono, que es una tecnología improbada*", dijo.

Chevron planifica limitar emisiones en su proyecto Greater Gorgon -retrasado-, haciéndose el mayor reinyectador de dióxido de carbono del mundo, secuestrando gas a 2000 metros debajo de Barrow Island, el sitio de la planta de GNL. La alimentación de gas natural en la planta -tomado de dos campos separados- hará un promedio de dióxido de carbono de 6-7%. En su plan inicial de una facility de GNL de 10 millones de toneladas por año, Gorgon propuso reinyectar cerca de 3 millones de toneladas de dióxido de carbono al año debajo de Barrow, con la planta de GNL que emite cerca de 4 millones de toneladas de gas a la atmósfera.

Este es uno de los mayores proyectos de geosecuestración de carbono del mundo está a punto en entrar en acción en la costa de Pilbara. Fue instalado como parte del antes mencionado proyecto de GNL Gorgon, como una forma de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por inyección de CO2 en un depósito subterráneo, pueden reducir las emisiones de dióxido de carbono del proyecto en un 40%, dijo el presidente de Chevron Energy Technology Mark Puckett en la conferencia anual de la Australian Petroleum Production & Exploration Association realizado en

[26] The Australian, "*Woodside finds carbon scheme lacking*", (10/4)

Perth[27].Además dijo que el joint venture Gorgon sondeó otras opciones de reducción de gases de efecto invernadero, incluyendo la silvicultura comunitaria, programas de restablecimiento de la vegetación, apoyo a las industrias renovables y suministro de CO2 como materia prima para otras industrias. Pero después de mirar todas las opciones, encontraron la inyección de CO2 en depósitos subterráneos.



Chevron estudió varios reservorios salinos y campos de petróleo y gas agotados on y offshore entre Exxmouth y the Burrup Peninsula antes de concluir que el *deep-seated* reservorio formación Dupuy debajo de la Isla Barrow es la mejor ubicación. La empresa dice que a la formación se puede acceder terrestre y cerca del sitio de la planta de GNL propuesta donde el CO2 será quitado de la corriente de gas. El proyecto Gorgon implicará la inyección de aproximadamente 120 millones de toneladas de CO2 en 40 años. La empresa espera ahora que el diseño de ingeniería para el proyecto Gorgon sea completado en 2009 con la consecuente decisión final de la inversión.

En la misma conferencia, CSIRO dijo que sus científicos investigan si la inyección de coal seams con algunas clases de bacteria y dióxido de carbono podría producir cantidades viables comercialmente de gas metano. En su intervención en la APPEA Conference, el Dr. Mohinudeen Faiz, de CSIRO dijo que las investigaciones realizadas en la Cuenca de Sydney mostraron que la actividad microbiana podría aumentar significativamente los niveles de metano en coal seam "*sweet spots*".

"*Descubrimos formas de microorganismos de culturas que producen el metano y precisan las sustancias nutritivas y las condiciones ambientales que animan su actividad*", dijo el Dr.Faiz. "*Una vez que podemos establecer el tiempo de ambiente que anima el crecimiento de*

[27] Science Alert, "*Injecting CO2 promises cleaner future for energy*", (18/4)

los microbios, planificamos estimular a los microorganismos naturales por inyección de nutrientes que los organismos prosperan dentro de los depósitos de carbón".

Análisis: Francia, nuevo hub de GNL para Europa

Francia con su litoral muy extenso, dispone de varias posibilidades de acogida de nuevas terminales metaneras. Existe, en la actualidad, dos terminales metaneras en servicio en Francia: una en Montoir y otra en Fos Tonkin. Estas dos terminales son administradas por la Direction des Grandes Infrastructures de Gaz de France. La tercera terminal, administrada por la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaos (STMFC), está en el final de la construcción en Fos Cavaou. En la actualidad existen cuatro proyectos de terminales metaneros en Francia. Las fechas anunciadas para la puesta en servicio de estos nuevos proyectos se escalonan de 2012 a 2015.

Europa del Norte constituye, en cierta medida, un mercado líquido, donde los terminales metaneros franceses de la zona norte (Montoir y los futuros terminales de Dunkerque y Le Havre) estarán en competencia con otros terminales europeos (particularmente ZeeBrugge). Esta zona tiene el potencial de devenir, en un futuro próximo, una zona fluida.

Sí hoy los terminales del Norte de Francia están en competencia europea (con Zeebrugge), para el horizonte de 2015 hay que pensar en un contexto de competencia de terminales metaneros franceses en tres zonas europeas: Noroeste, sur y atlántico. Los terminales europeos estarán por otra parte en competencia con los terminales asiáticos y americanos.

En estas condiciones, el desarrollo de los terminales metaneros franceses permitiría no sólo mejorar la seguridad francesa y europea de aprovisionamiento, sino que ofrece oportunidades efectivas y comerciales para Francia, que dispone de numerosas costas, de una antigua experiencia en GNL (desde 1964) y de una industria reconocida en el dominio. Los proyectos de construcción de terminales en Francia son objeto de una aceptación local variable y se topan a veces con una oposición local fuerte. Esto tiene como consecuencia un aumento de los costos y de los plazos de los proyectos, y por los riesgos tomados por los inversionistas.

La regulación de los terminales metaneros franceses debe responder a tres objetivos:

*mejorar la seguridad de aprovisionamiento en Francia y en Europa diversificando la fuentes de aprovisionamiento;

*aumentando la competencia de aprovisionamiento de la cadena gasera;

*permitir a Francia y Europa utilizar sus ventajas geográficas e históricas para desempeñar un papel clave en los aprovisionamientos futuros y aumentar su participación mundial en el mercado de GNL favoreciendo las inversiones.

Los terminales metaneros son objetos específicos, cuyo posicionamiento en la cadena de gas puede variar en función del país. Tradicionalmente, los terminales gaseros estuvieron considerados como infraestructuras esenciales que formaban parte de infraestructuras gaseras posteriores (como los gasoductos de transito y de transporte) y, a este título, sometidas a regulación de acceso a terceros. Este es hoy el caso de Francia.

En 2002, Estados Unidos, históricamente autosuficiente en gas, quería desarrollar importaciones de GNL y las infraestructuras s correspondientes, tomaron la decisión de incluir los terminales gaseros con el mismo título que los campos gaseros y de eximirlos del acceso de los terceros. En 2004, Gran Bretaña por razones similares concedió exenciones, caso por caso, a todos los nuevos terminales en el marco de la directiva europea.

Esta diferencia de enfoque impacta en el estatuto y la regulación de los terminales metaneros, considerados tanto como infraestructuras esenciales como por infraestructuras concurrenciales. La directiva europea 2003/55/CE tiene en cuenta estos diferentes enfoques. En efecto, si ella considera que los terminales están sometidos al acceso de terceros, una cláusula de exención bajo ciertas condiciones, etc.

En el caso de un acceso regulado a terceros, fue elaborada una respuesta a la necesidad de visibilidad tarifaría a largo plazo expresado a la vez por los inversionistas y operadores de los terminales y por los utilizadores/expedidores: la recomendación es tener una visión plurianual, en un periodo comprendido entre 15 y 20 años.

Construcción de terminales regasificadoras en Estado Unidos

En la construcción y explotación de un terminal, se distinguen varios roles: el inversionista, el operador y los usuarios o *shippers*. En el mercado actual, dos incluso tres de estos roles pertenecen al seno del mismo grupo. En el futuro, esos roles probablemente estén mejor diferenciados. En el caso de un terminal exento, el inversionista concluye directamente los contratos con los expedidores. El regulador debe cuidar que las condiciones de utilización de la terminal sean los suficientemente transparentes y no distorsionen la competencia. En el caso de un terminal regulado, el regulador interviene en la fijación de la utilización del terminal y de la tarifa. Los países adoptaron diferentes enfoques de regulación.

En Estados Unidos, la construcción de los terminales fue realizada entre 1971 y 1981, en respuesta a la crisis del petróleo de los años 70, con el fin de acoger GNL argelino. A partir de 1980, el índice de utilización de las terminales cayó fuertemente. Esta caída se debió al aumento de los precios del GNL, unido a una reducción de los precios de venta de gas en Estados Unidos.

La reducción de los precios venta está vinculada a la desregulación parcial de los precios de gas con la entrada en vigor del Natural Gas Policy Act 1978, esta última tuvo por resultado:

*un aumento de la oferta de gas; atraídos por precios inicialmente más altos, los productores invirtieron en exploración y crearon capacidades suplementarias de producción;
*de reducir la demanda de gas: el alza inicial de los precios condujo a los consumidores a reducir consumo. Algunos terminales son obligados a interrumpir sus importaciones.

A partir de 1999, asistimos a un renacimiento del GNL debido a una demanda fuerte de gas, de una producción doméstica en decadencia y de la apertura de una nueva usina de licuefacción en Trinidad, que representa una fuente de producción próxima de los Estados Unidos. Varias demanda de expansión son desde ese momento pedidas a la FERC. Las cinco terminales en servicio, en la actualidad, están reguladas. Su acceso es abierto a terceros y las condiciones de servicio que se aplican, incluidas las tarifas, son aprobadas por el FERC. Existe una tarifa por terminal.

En 2002, el FERC tomó la decisión de animar la construcción de nuevos terminales metaneros onshore no sometiendo más estas infraestructuras a regulación. En respuesta a esta decisión, unas cuarenta empresas depositaron demandas de construcción ante el regulador federal.

Hay varias terminales en realización, pero ninguna todavía entró en servicio. En términos de capacidades, la situación puede ser resumida de la siguiente forma:

	Number of terminals	Total regasification capacity (in bcm/y)
Existing US terminals	5	53
Approved US projects	25	329
US projects pending approval	14	166

Construcción de terminales regasificadoras en Europa

En Europa, las inversiones en nuevas capacidades de regasificación son necesarias, porque garantizarán la seguridad de aprovisionamiento y permitirán incrementar la competencia. En Europa, diferentes países sean, o no, players de GNL históricos o *newcomers*, mejorarán su seguridad de suministro:

Los actores históricos, más allá de Francia:

-Italia es un país importador de GNL desde 1971;
-Bélgica dispone desde hace tiempo de capacidad de importación;
-España, importador histórico de GNL, desarrolló fuertemente sus capacidades desde 2003 con el fin de hacer frente a la fuerte demanda de gas;

Los nuevos entrantes son particularmente:

-Inglaterra, frente a la decadencia de la producción de gas en el Mar del Norte decidió en 2004 disponer de capacidad de importación de GNL;
-Holanda, por las mismas razones, planea también recurrir a importaciones de GNL para 2012;
-Alemania, país que tiene una menor apertura marítima, también desea desarrollar dos proyectos de terminales metaneros.

Dos métodos pueden ser considerados para alcanzar un buen nivel de inversión en las terminales de GNL existentes:
-un método centralizado, pasando por una planificación de las necesidades del mercado y una regulación de las nuevas capacidades;
-un método fundado en las leyes del mercado, donde los inversores son libres de tomar sus decisiones en función del marco regulatorio y en contrapartida de una toma de riesgos más elevada.

La opinión generalizada es que el nivel de inversión óptima tiene más suerte de ser alcanzado por el segundo método. Los países productores probablemente sean más atraídos por una exportación en mercados líquidos y flexibles que presentan un nivel adecuado de visibilidad y de transparencia.

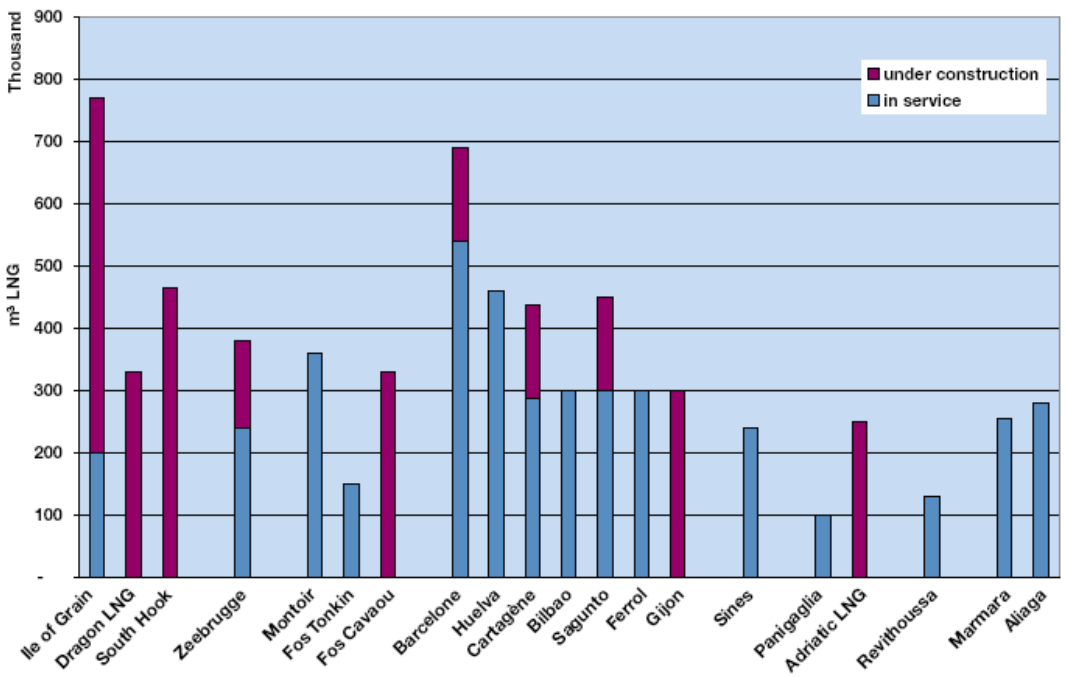
En un primer análisis, la generalización de la regulación americana (decisión Hackberry[28]) no parece adaptada al sector gasero europeo. En efecto, Estados Unidos está organizado bajo la forma de mercados regionales, donde en general, la competencia entre los diferentes actores es intensa. Europa está constituida por mercados nacionales, sobre los cuales hoy la competencia de todavía débil. En Europa, dónde el 60% del gas consumido es importado, el mercado está concentrado y es menos líquido.

En cambio, la regulación europea debe, como en Estados Unidos, animar las inversiones en infraestructuras de regasificación. En el enfoque regulado, hay que poder darle a los inversores/operadores así como a los expedidores de la visibilidad tarifaría a largo plazo.

En todos los casos:

*es primordial asegurarse un tratamiento equitativo, para los gerentes de las redes de transporte (sean separados patrimonialmente o no), de la conexión de proyectos de terminales a un costo aceptable para el mercado, cualesquiera sean los inversionistas y los expedidores;

*es importante que los actores del mercado dispongan del máximo de informaciones sobre los niveles de tránsito en los gasoductos, la tasa de llenado del almacenamiento y los índices de utilización de las terminales, con el fin de permitirles tomar su decisión de inversión. La disposición de estos datos anima también los intercambios en el mercado y contribuye a su fluidez.



[28] Decisión Hackberry: en 2002, FERC tomó la decisión de animar la construcción fde nuevas terminales metaneras onshore no sometiendo más estas infraestructuras a regulación.

El objetivo de un terminal metanero es transformar un arribo discontinuo con la embarcación de gas líquido en emisión continua por un tubo de gas gaseoso, respetando particularmente un nivel de stock mínimo y máximo. El rol del operador de terminal es administrar las obligaciones comerciales de los expedidores, estos últimos pueden reprogramar sus descargas, todo teniendo en consideración las obligaciones físicas de la terminal (número de muelle de carga, número y tamaño de depósitos, capacidad de emisión) así como los factores exógenos (mareas, azares climáticos, etc...). Estas obligaciones pueden diferir de una terminal a otra. Por ejemplo:

-la terminal de Zeebrugge debe administrar los fenómenos de marea, lo que no es el caso de las terminales francesas existentes;
-las capacidades de los depósitos son muy heterogéneas en función del rol que juegan las terminales en la gestión de la modulación de consumo.

Los operadores pueden optimizar la gestión de estas diferentes obligaciones adaptando diversos parámetros:
-los programas de mantenimiento (reagrupación de trabajos, coordinación con el transportista, puesta en coherencia con la solicitación de las diferentes terminales en invierno y en verano,...);
-la gestión de los stocks de GNL (las terminales de Gaz de France deja los stocks en depósitos de diferentes expedidores, mientras que en la Isla of Grain, cada expedidor tiene una capacidad virtual dedicada);
-los programas de emisión del gas en la red en función del perfil de los expedidores. Por ejemplo, las tarifas de las terminales reguladas prevén dos servicios:

-el servicio "continuo" para los clientes que descargan como mínimo doce cargamentos al año.
-el servicio "banda" para los clientes que descargan un máximo de doce cargamentos al año. Con este modo de funcionamiento, los expedidores "continuos" absorben las obligaciones físicas de la terminal y su tamaño impactos en el número posible de los expedidores "banda".

Además de las preocupaciones ambientales, las apuestas mayores de la política energética aumentan con la seguridad de suministro, favoreciendo la expresión de una competencia activa en interés del consumidor final y con vistas a asegurar la competitividad de las empresas. A pesar de la participación importante de la energía nuclear en el *bilan énergétique global* de Francia, el gas es un elemento esencial de la seguridad de suministro, particularmente para el funcionamiento de los nuevos ciclos combinados a gas para producir electricidad necesaria para 2015.

Cerca del 98% del consumo global es importado, entre los que el 30% es de las terminales metaneras (160 TWh de GNL fueron descargados en 2006 en terminales francesas. La apertura del mercado gasero europeo creó un nuevo contexto. El mercado francés con monopolios y un enfoque planificado es progresivamente reemplazado por un mercado desregulado compuesto por múltiples actores.

Cada proveedor de gas en Francia debe obtener una autorización ministerial de abastecimiento, garantizando sus capacidades de importar gas (seguridad de suministro y continuidad de abastecimiento). Los transportistas y distribuidores, gerentes de redes de envíos de gas en Francia, debe dimensionar su red a fin de permitir el consumo de gas diario máximo de los últimos 50 años. De ahora en

adelante, los gerentes de las redes de transporte deben hallarse en situación de ofrecer, en función de las demandas del mercado, las capacidades compatibles con el despliegue de estrategias de suministro de los nuevos suministradores.

La importación por GNL tiene como objetivo mejorar la seguridad de suministro:

-aumentando el volumen de las importaciones;
-diversificando las fuentes de suministro y permitiendo el acceso del 60% de las reservas mundiales;
-constituyendo una alternativa al transporte por gasoducto.

Expansión de las instalaciones de regasificación del puerto belga de Zeebrugge

En abril de 2008, el cuarto depósito de almacenamiento de GNL así como las instalaciones de regasificación suplementarias fueron puestos en funcionamiento en la terminal de GNL de Zeebrugge. Esta operación, que permite duplicar la capacidad anual de 4,5 a 9 mil millones de metros cúbicos de gas natural, constituyendo una nueva etapa del desarrollo de Zeebrugge como "*plaque tournante*" de los flujos gaseros en Europa[29].

Así como la terminal puede acoger en los sucesivo 11o metaneros al año, Fluxys LNG espera un incremento de la circulación marítima. En 2004, Fluxys LNG concluyó contratos de largo plazo con tres fletadores: Qatar Petroleum/Exxon Mobil, Distrigaz y Suez LNG Trading. Sobre la base de estos contratos, Fluxys LNG decidió duplicar la capacidad de la Terminal construyendo el cuarto deposito de almacenamiento de GNL y de las instalaciones regasificación suplementarias.

Con el inicio de funciones del cuarto depósito, la capacidad de almacenamiento de la terminal alcanza a 380.000 metros cúbicos de GNL, el equivalente de tres cargamentos. En cuando a las nuevas instalaciones de regasificación, permiten aumentar la capacidad de emisión a 1,7 millones de metros cúbicos de gas natural por hora: en la actualidad, dos días bastan para regasificar e inyectar en la red el volumen completo de GNL contenido en un metanero.

Las autoridades portuarias de Brujas (MBZ) empezaron los trabajos de dragado en el puerto de Zeebrugge, con la finalidad de poder acoger, desde el verano de 2008, metaneros mucho más imponentes, que son capaces de transportar hasta 210.000 metros cúbicos de GNL, contra los actuales 155.000 m3.

<u>Fortalecimiento de Zeebrugge</u>:

[29] *Enerzine*, "Le terminal GNL de Zeebrugge double sa capacité", *(24/4)*

En principio, el gas natural puede ser transportado para fines de consumo en Bélgica, pero también puede ser despachado a todos los mercados vecinos. Gracias a la duplicación de su capacidad, la Terminal confirma su posición de puerta de acceso de GNL en Europa del Oeste. El 1 de febrero, Fluxys lanzó el servicio completo de plataforma ZEE, que les permite a los utilizadores de la red cambiar del gas natural, sin restricción de capacidad, entre todos los puntos de entrada de la zona de Zeebrugge:

*la terminal de GNL
*el hub de Zeebrugge;
* Interconnector Zeebrugge Terminal (IZT), vía en el cual el gas británico puede ser expedido al Reino Unido;
*Zeepipe Terminal, a partir del cual el gas noruego es enviado a Bélgica y Francia;

Fluxys también prepara inversiones importantes en nuevas capacidades, con el fin de hacer transitar por Zeebrugge volúmenes más grandes de gas natural con destino a los mercados limítrofes. La importancia del GNL para el suministro europeo no deja de crecer. Es la razón para la cual Fluxys LNG lanzó un consulta internacional del mercado en diciembre de 2007, con el fin es evaluar el interés para capacidad suplementaria en la Terminal. A mediados de febrero de 2008, 15 empresas manifestaron su interés en este proyecto.

Futuros de Commodities

PETROLEUM ($/bbl)

	PRICE*	CHANGE	% CHANGE
Nymex Crude Future	119.12	3.06	2.64
Dated Brent Spot	117.16	2.89	2.53
WTI Cushing Spot	120.17	2.96	2.53

PETROLEUM (¢/gal)

	PRICE*	CHANGE	% CHANGE
Nymex Heating Oil Future	332.10	6.27	1.92
Nymex RBOB Gasoline Future	306.17	4.31	1.43

NATURAL GAS ($/MMBtu)

	PRICE*	CHANGE	% CHANGE
Nymex Henry Hub Future	10.96	.16	1.53
Henry Hub Spot	10.57	.24	2.32
New York City Gate Spot	11.27	.28	2.55

ELECTRICITY ($/megawatt tour)

	PRICE*	CHANGE	% CHANGE
Mid-Columbia, firm on-peak, spot	77.89	-2.09	-2.61
Palo Verde, firm on-peak, spot	84.90	.17	.20
Bloomberg, firm on-peak, day ahead spot/West Coast	90.07	-.38	-.42

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2790.000	-9.000	-0.32
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1477.000	-10.000	-0.67
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	131.500	-0.100	-0.08
CORN FUTURE (USd/bu.)	596.250	6.750	1.15
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	72.080	-0.050	-0.07
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	121.950	6.150	5.31
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1343.250	-17.750	-1.30
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	344.900	-4.900	-1.40
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	60.180	-0.690	-1.13
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	12.400	0.110	0.90
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	820.750	-3.250	-0.39
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	856.250	-12.750	-1.47

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	389.800	2.300	0.59
LME ALUM HG FUTUR (USD/MT)	2969.500	-94.000	-3.07
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	8607.000	-29.000	-0.34
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	2745.000	-52.000	-1.86
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	28780.000	220.000	0.77
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	2218.500	0.000	0.00

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	889.100	-0.300	-0.03
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	16.890	0.122	0.73

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	110.500	-0.050	-0.05

LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	76.900	1.900	2.53
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	93.325	0.650	0.70

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