

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

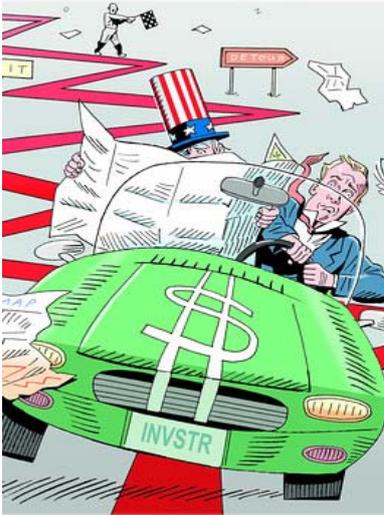
Del 23 al 30 de enero de 2009

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I</u> : Estados Unidos, energía eólica small como forma de autonomía energética	3
✓ <i>Medición Neta, cuando el consumidor es también generador</i>	4
<u>Análisis II</u> : Contango o el almacenamiento de crudo a la espera de tiempos de precios mejores	9
<u>Análisis III</u> : Plan de negocios de Petrobras enfocado en el pre-sal	13
✓ <i>Evaluación financiera del pre-sal a 2020</i>	15
✓ <i>Anadarko Petroleum, una de las independientes que sobresale en Brasil</i>	16
<u>Enfoque</u> : El indescifrable futuro gasífero boliviano	18
✓ <i>Gazprom pide reglas claras en para ingresar en Bolivia</i>	21
<u>Análisis IV</u> : ¿Sin gas de Camisea para la generación eléctrica y la industria peruana?	22
Commodities	25

Análisis I: Estados Unidos, energía eólica small como forma de autonomía energética



Los estímulos a la generación eléctrica verde y doméstica muestran como la imaginación puede ser un buen recurso para combatir la difícil realidad del ajedrez energético. Una forma de incentivo financiero para eólicas pequeñas residenciales está disponible en aproximadamente 17 estados de Estados Unidos, aunque en algunos casos ofrecen a través de utilities más que directamente por el estado mismo. Estos sistemas pueden conectarse a la red de distribución y se denominan “*Sistemas interconectados a la red*”, y pueden reducir su facturación de electricidad que utiliza para iluminación, algunos aparatos y calefacción (En Colorado, por ejemplo, un puñado de utilities ofrece bonificación, que se acerca a los 10.000 dólares)¹.

Ofrecen rebajas de hasta 4.000 dólares para sistemas de energía eólica calificados por un nuevo programa de incentivo estatal. Efficiency Maine, el programa de la Maine Public Utilities Commission, establece un programa para aquellos que procuren instalar sistemas de energía eólica pequeña. Los descuentos de hasta 2.000 dólares para los sistemas eólicos calificados como residenciales y 4.000 dólares para sistemas no-residenciales que responda a las exigencias del programa². “*Este nuevo programa dará algunas ayuda a los que quieren dar el siguiente paso hacia la independencia de energía*”, dijo la presidenta de la commission, Shaton M. Reishus.

El gobierno federal también está en el tema, el *big bailout* del año pasado incluyó un crédito fiscal del 30% a los propietarios que instalan una pequeña turbinas eólica. El bailout federal estableció un *tax credit* a la inversión eólica residencial de 1.000 dólares por kilowatt de capacidad, que provee hasta 4.000 dólares en ayuda³. Los sistemas de energía eólica residencial -turbinas que producen hasta 10 kilowatts de energía- proporcionará a propietarios, rancheros y pequeños dueños de negocios un medio para generar su propia energía limpia.

La Database of State Incentives for Renewable Energy, o D.S.I.R.E⁴, proporciona una lista completa de incentivos, aunque no todos son específicos de la energía eólica. La American Wind Energy Association describe otro, instrumentos indirectos de política, como la medición neta, que puede ayudar a la eólica pequeña⁵.

¹ The New York Times, Green Inc, “More States Offer Rebates for Home Wind Turbines?”; (6/1)

² Kennebec Journal, “AUGUSTA: Getting wind of saving cash?”; (1/1)

³ Associated Press, “Federal tax credit boosts home wind turbine market?”; (26/1)

⁴ <http://www.dsireusa.org/>

⁵ http://www.awea.org/smallwind/pdf/Policies_to_Promote_Small_Wind_Turbines.pdf

Medición Neta, cuando el consumidor es también generador

La medición neta es un esquema de utilidad general para el uso y pago del recurso en el cual un cliente que genera su propia energía es compensado monetariamente. El establecimiento de este sistema se ha convertido por tanto, en una forma de promoción de este tipo de generación por parte de los consumidores o usuarios de la red eléctrica. La medición neta originada con las compañías eléctricas como manera de animar a los consumidores que inviertan en fuentes de energía renovable⁶. La medición neta se utiliza sobre todo para apoyar los sistemas distribuidos de generación eléctrica de pequeña escala instalado en las edificaciones o en sus inmediaciones. Con este sistema surge un nuevo actor en el sistema eléctrico, el cual es el “Consumidor-Generador”, permitiéndoles a estos, vender sus excedentes de generación eléctrica a la red (a una tasa inferior al costo evitado por dicha generación) o bien compensar su consumo y generación.

En un programa de Medición Neta, la compañía eléctrica permite al medidor del cliente retroceder si la electricidad que el cliente genera es mayor a la que consume, el denominado medidor bi-direccional. Al final del período de facturación, el cliente sólo paga por su consumo neto: el total de recursos consumidos, menos el total de los recursos generados⁷.

Se estima que en los próximos años, tan sistema habrá de masificarse debido a los altos costos en la producción de energía a nivel mundial, así como también por la búsqueda de una menor dependencia de combustibles fósiles y reducciones del impacto ambiental en la generación de energía.

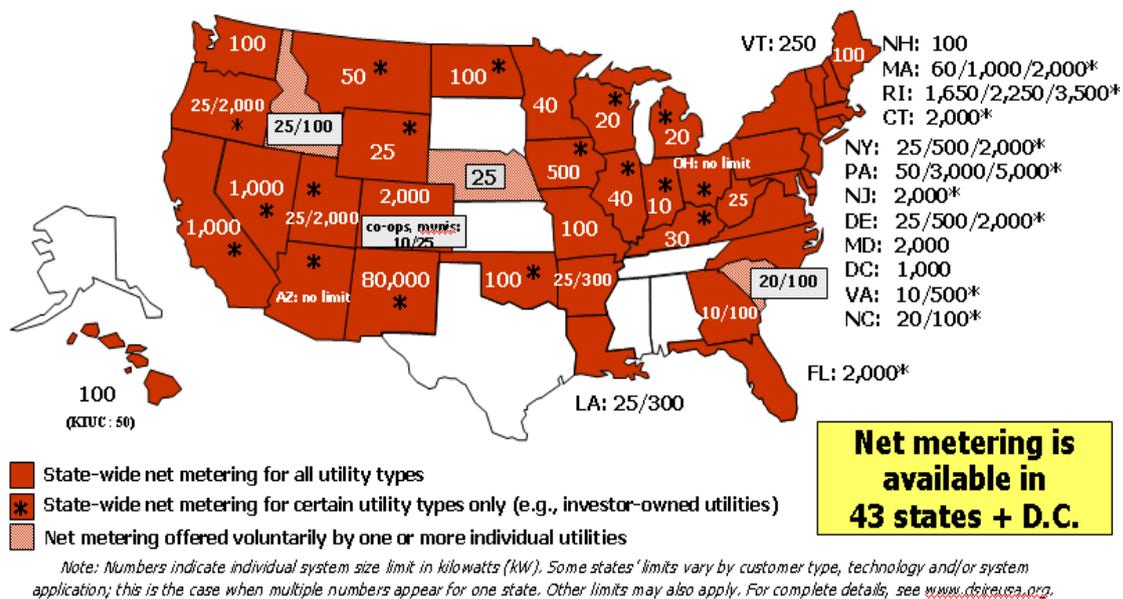
Desde 1981, Estados Unidos introdujo el concepto de *net metering*, estableciendo como plazo de aplicación a nivel nacional del mismo, el año 2009. Esta generación residencial de energía constituye un verdadero apoyo a las empresas distribuidoras de electricidad, en momentos en que hacen frente a una demanda de energía en horarios puntas o períodos de escasez cada vez mayor, constituyéndose en una verdadera generación complementaria a la suministrada por la red pública.

En California, donde la medición de red y las tarifas eléctricas más altas son combinadas con un programa de rebaja sustancial y créditos fiscales estatales, los propietarios de eólicas pequeñas con recursos de vientos fuertes pueden recuperar su inversión inicial en menos de 10 años, y disfrutar de electricidad esencialmente gratis por el resto del tiempo de servicio de 30 años del sistema.

⁶ http://www.awea.org/pubs/factsheets/netmetfin_fs.PDF

⁷ http://en.wikipedia.org/wiki/Net_metering

Net Metering

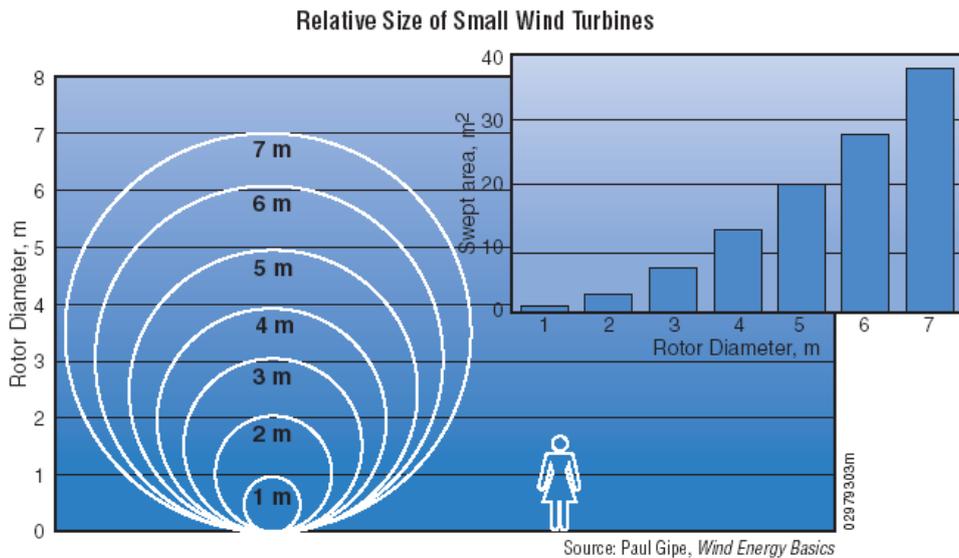


Ron Stimmel, abogado de la energía eólica pequeña del American Wind Energy Association, dijo que aproximadamente 1.500 turbinas eólicas residenciales fueron vendidas en EE.UU. el año pasado, y el mercado creció a una tasa anual del 14% al 25% durante la pasada década. Espera un crecimiento de al menos 50% en 2009 con la industria que prosigue su maduración con el desarrollo de diseños más confiables y atrayendo más inversiones del exterior. La organización con sede en Washington hizo lobby en el Congreso para un crédito fiscal federal de 30% en vez de un tope de 4.000 dólares, pero Stimmel dijo que el nuevo incentivo es un principio. "Si logramos nuestro objetivo, podríamos ver una duplicación de la industria en un corto período de tiempo", dijo. Stimmel dijo que espera un fuerte crecimiento en estados con sus propios incentivos, como Oregon, California, Arizona, New York y New Jersey, con los compradores a menudo pudiendo beneficiarse de ambas categorías de créditos.

El precio siempre fue la barrera primaria de la industria eólica "small", con un costo de aproximadamente 30.000 dólares para una típica casa, según la asociación. Este precio tomando en cuenta su tamaño, su aplicación, y los acuerdos tomados de servicio con el vendedor. Un sistema para uso doméstico de unos 10 kW cuesta aproximadamente 32.000 dólares, lo cual es mucho más barato que la opción de considerar un sistema fotovoltaico, que para la misma capacidad costaría unos 80.000 dólares. Por regla general, la estimación en costo de un sistema eólico es de unos 1.000 a 3.000 dólares por kilowatt.

El costo de un sistema eólico de estas características tiene dos componentes: los costos de instalación inicial y los gastos de operación. Los gastos de instalación incluyen el precio de compra del sistema completo (entre lo que se incluye la torre, el alambrado, la interconexión a la utility o el equipo de batería de almacenaje, la *power conditioning unit*, etc.) más la entrega y los costos de permiso, gastos de instalación, honorarios e impuestos.

Un propietario que usa 60-100 dólares por mes de electricidad puede ahorrar 10-20% de la factura de electricidad con una turbina de 1 kW, considerando recursos de viento fuertes. El mismo propietario podría ahorrar 30-60% de esa factura de electricidad si usa la turbina 3 kW (Los ahorros dependen de la velocidad del viento medio anual, la altura de la torre, el costo eléctrico y el promedio de la factura de electricidad).



"Los pequeños sistemas eólicos son caros porque no producimos muchos (...) No están en fabricación en serie en absoluto". Las turbinas para aplicaciones residenciales pueden estar en el rango de los 400 watts y hasta los 100 kW (para cargas muy grandes), dependiendo de la cantidad de electricidad que se desee generar. Otro obstáculo es una carencia de regulaciones estandarizadas, como los límites de altura y los *offsets* requeridos de la línea de propiedad son dictados según las leyes de división por zonas locales.

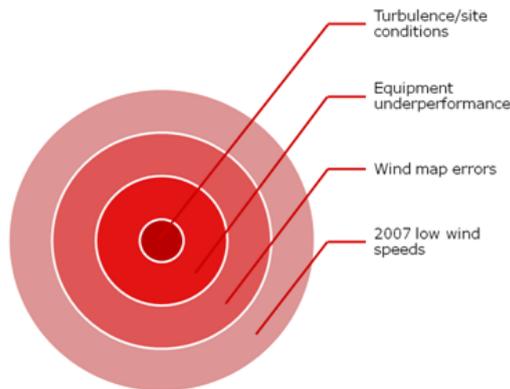
Los residentes que contemplan erigir turbinas eólicas a menudo chocan con una restricción de altura. Algunas jurisdicciones restringen la altura de estructuras en áreas residenciales, aunque frecuentemente es posible que existan excepciones. La mayoría de las leyes limitan esta altura a 35 pies. En relación al nivel de ruido de las turbinas eólicas residenciales modernas está entre los 52 y 55 decibelios. Esto significa que se puede distinguir el ruido de la turbina eólica únicamente si uno se lo propone y se concentra en hacerlo.

Estados Unidos tiene 15 MW de *nameplate* de capacidad para turbinas eólicas pequeñas -más de 2.000 instalaciones- con un excelente antecedentes de seguridad. Contemplando las especificaciones de los fabricantes para la instalación asegurarán que los equilibrios son adecuados para sujetar la estructura. El permiso de construcción también es requerido y la estructura debe responder a la construcción local y los requerimientos de seguridad⁸.

¿Pero las eólicas pequeñas son una buena idea? Cuando las turbinas diminutas fueron situadas en los tejados de la ciudad, las ventajas económicas fueron cuestionables. El año pasado una agencia del estado de Massachusetts responsable del desarrollo de energía renovable suspendió su programa de rebaja para pequeñas instalaciones eólicas en el estado debido a la *inadequate performance*. "La producción media para las 19 turbinas eólicas pequeñas existentes es menos de un tercio de la producción promedio proyectada por los instaladores, con un rango de proporciones que varías de 2% a 59% de producción estimada".

⁸ http://www.awea.org/smallwind/toolbox2/INSTALL/factsheet_safety.pdf

Causes of Poor Performance Predictions



THE
CADMUS
GROUP, INC.

Wind Turbines Span a Vast Size Range

Wind turbines that generate electricity have been growing bigger for several years, like the Vestas model at right. The latest trend is small turbines that can fit on a rooftop, like the AeroVironment turbine at left.

AEROVIRONMENT AVX1000

ROTOR DIAMETER	5.5 ft.
HEIGHT	8.5 ft.
RATED OUTPUT, IN KILOWATTS	1.0 kW
MINIMUM WIND SPEED	5 mph

 **TO SCALE**
WITH 6-FOOT PERSON

This turbine, usually sold in configurations of five to six units, has been installed in places like Logan International Airport and the Brooklyn Navy Yard.

SOUTHWEST WINDPOWER SKYSTREAM 3.7

ROTOR DIAMETER	12 ft.
HEIGHT	46 – 122 ft.
RATED OUTPUT, IN KILOWATTS	1.9 kW
MINIMUM WIND SPEED	8 mph

For backyard use, this turbine was designed to perform well in low winds. Peak performance is at 20 mph.

VESTAS V90

ROTOR DIAMETER	295 ft.
HEIGHT	410 – 492 ft.
RATED OUTPUT, IN KILOWATTS	3,000 kW
MINIMUM WIND SPEED	8.9 mph

451 ft. Only portion of tower shown

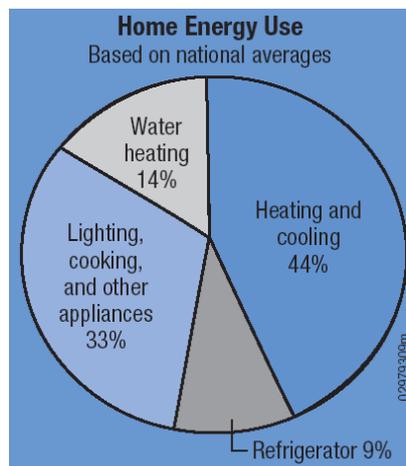
For commercial use on wind farms. With 148 ft. blades made of carbon fiber, more than 700 have been installed around the world.

Source: AeroVironment, Southwest Windpower, Vestas

JOANNE NURSE AND YOKO OHAMA/THE NEW YORK TIMES

En Estados Unidos los hogares promedio son de de un acre o más de superficie (aproximadamente 21 millones de hogares están construidos en una superficie de un acre o mayor), asimismo el 24% de la población de ese país vive en áreas rurales. El énfasis en las zonas rurales tiene que ver con ayudar a evitar los altos costos de extender las redes de suministro a sitios remotos, prevenir interrupciones de energía y además no es contaminante. En 1935, el Rural Electrification Act fue realizado para llevar electricidad a la América rural, y 1.000 cooperativas eléctricas rurales fueron formadas en todo Estados Unidos⁹.

El rango de turbinas pequeñas se encuentra entre los 20 watts y los 100 kilowatts. Las más pequeñas o “micro” (de 20 a 500 watts) se emplean en una gran variedad de aplicaciones. Las turbinas de 1 a 10 kilowatts pueden ser usadas para bombear agua. La energía eólica fue usada por siglos en esa aplicación y para la molienda de granos. Aunque los molinos de viento mecánicos aún son una opción sensiblemente de bajo costo para el bombeo de agua en zonas de poco viento, los granjeros y propietarios de ranchos descubrieron que el bombeo eoloeléctrico es más versátil y pueden bombear el doble del volumen de agua con la misma inversión inicial. Además, los molinos de viento tienen que ser colocados encima del pozo donde se extrae el agua, y por lo tanto no se puede aprovechar las mejores condiciones del viento de otros sitios¹⁰.



⁹ Des Moines Register, “Don't make utilities prop up 'small wind'”, (23/1)

¹⁰ http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/small_wind/small_wind_guide.pdf

Análisis II: Contango o el almacenamiento de crudo a la espera de tiempos de precios mejores



transporte crea distorsiones masivas en los precios alrededor del complejo abanico energético.

La capacidad de almacenaje y de transporte provee al sistema con un paraguas a shocks de la oferta y la demanda permitiendo controlar los excedentes y déficit que alisan las oscilaciones cíclicas normales de los precios. Como la capacidad de almacenaje global falló en seguir al crecimiento de la demanda global durante las últimas tres décadas, este paraguas se encogió en relación con el tamaño del mercado, resultando en un más alta y crónica volatilidad de precios¹¹. Una vez que la infraestructura comienza a obligar a la capacidad del mercado de controlar los desequilibrios, los precios tienen que crear un mayor proceso de ajuste.

Un ejemplo paradigmático de la escasez de almacenaje es la petrolera de moda: Petrobras que está en búsqueda de terminales para almacenar petróleo en Asia y en Europa, pero, con la brutal caída del precio del petróleo en los últimos meses, enfrenta dificultad para encontrar espacio disponible. Empresas de todo el mundo decidieron almacenar el producto y esperar la reacción de los precios. Los jugadores tienen razones diferentes para almacenar crudo, ya sea en tierra o en el mar. Las compañías nacionales de petróleo confían en poder invertir el deslizamiento de los precios reteniendo crudo fuera del mercado. La acumulación se ha producido durante los últimos 100 días, cuando el consumo de crudo cayó junto con las importaciones y la producción interior.

La estatal brasileña quiere adoptar la misma estrategia, para atravesar un periodo de ventas débiles y cotizaciones en caída. Pero, con terminales propias solamente en Brasil y en Estados Unidos, tiene que valerse del alquiler de terceros en otras regiones, que se benefician de una demanda récord por sus servicios¹². “*Todos los que buscamos no tienen espacio para almacenamiento. Varias empresas petroleras están en la misma situación que Petrobras*”, dijo un representante de la estatal en China, Marcelo Castillo. Petrobras realizó en los últimos años pesadas inversiones para ampliar la producción, que alcanzó 2 millones de barriles de petróleo por día en 2008. Con la retracción mundial, la empresa corre el riesgo de tener más petróleo del que es capaz de vender a precios que compensen. Si el mercado continua mal y no aparecen terminales, Petrobras puede ser obligada a reducir su producción, - lo “peor” que puede acontecer, según Castillo. “*Aún no llegamos a ese punto*”, resaltó.

¹¹ *Financial Times*, “Energy volatility reflects lack of investment in oil industry”, (22/1)

¹² Estado de San Pablo, “*Petrobras quer estocar petróleo*”, (25/1)

El principal estímulo para el almacenamiento del petróleo es la diferencia entre los precios para entrega inmediata y el mercado futuro, que da una indicación de que las cotizaciones van a reaccionar. La atípica estructura actual de precios en el mercado del petróleo, conocida como contango, está propiciando lucrativas operaciones de arbitraje entre los traders que operan en el mismo con un nivel de riesgo muy limitado. Normalmente, en el caso de las materias primas, la pendiente de la curva de precios es negativa, toda vez que el aprovisionamiento presente prima por encima de las necesidades futuras. El *spot* es superior al *forward* en sus distintos plazos. El concepto que lo define es *backwardation*, pedazo de palabra. Sin embargo, con el contango ocurre justo lo contrario. Debido a factores de carácter real (exceso de inventarios presentes o expectativas de recortes) o financiero (liquidación de posiciones o coberturas), los precios hoy se sitúan por debajo de lo que los futuros que fijan para los distintos mañanas, lo que permite, bajo determinadas circunstancias, hacer dinero sin mucho movimiento. Y esto es precisamente lo que está ocurriendo. Un producto verdaderamente innovador, para aquellos valientes que se atreven. Aunque sinceramente no sé si llegamos tarde. Ahora verán por qué.

Primero, ¿de qué se trata? De comprar crudo para entrega inmediata y revenderlo de forma automática, por ejemplo, a un año vista. Tomando como referencia un precio de 40 dólares por barril (entre 45 el Brent y 37 el WTI). Dado que el diferencial actual entre spot y forward es superior a los 20 dólares, máximo histórico, la ganancia (cercana al 50%) parece asegurada¹³. Sin embargo, señalábamos antes que la operación debe cumplir una serie de requisitos. No iba a ser todo tan fácil. En primer lugar hay que financiar la compra de petróleo que, generalmente, se paga a 30 días como tope. Esto implica tener la liquidez suficiente como para afrontar el pago, sea a través de recursos propios o ajenos. Supongamos un coste de financiación para una operación como esta del 6,25% o 2,5 dólares por barril. Luego hay que recibir el crudo que se compra y almacenarlo.

En la actualidad la mayoría de los depósitos onshore se encuentran repletos de combustible, por lo que es complicado encontrar acomodo. Una alternativa es la contratación de grandes petroleros que permiten almacenar entre uno y dos millones de barriles offshore. Es la fórmula que masivamente se está utilizando en la actualidad. El costo de almacenamiento sería de alrededor de 0,7 dólares mensuales por barril para un plazo de doce meses, 8,5 más a añadir a la cuenta anual. Por último habría que sumar costos adicionales, entre los que se incluye el seguro, que podrían alcanzar otro dólar por barril. Total a descontar: 12 dólares por unidad. Quedan 8 limpios de polvo y paja para una rentabilidad del 20%, que no está mal para los tiempos que corren, sobre la inversión inicial. Si la transacción se hace de forma apalancada, el retorno se dispara.

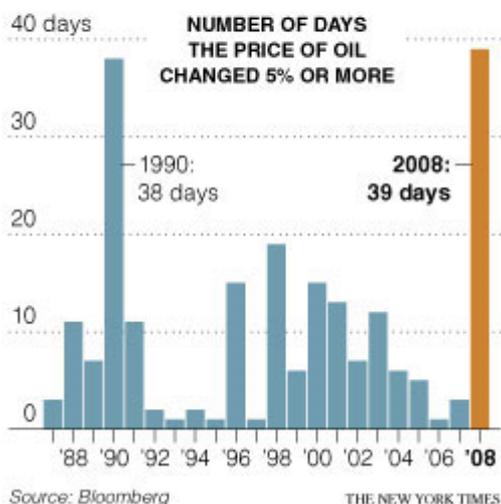
Corporaciones como Vitol y Phibro están almacenando crudo en previsión de una elevación de los precios. Están siguiendo el ejemplo de mercados donde los operadores de hidrocarburos compran y venden contratos para futuros suministros, que están apuntando a precios más altos. Adam Sieminski, director económico de Deutsche Bank, comentó que una empresa puede comprar a un precio de entrega inmediata cercano a 40 dólares el barril, almacenarlo y vender un contrato para entregarlo dentro de un año a 60 dólares. “*Se pagan entre 6 y 10 dólares por barril en concepto de almacenaje y se ganan 10 dólares por barril*”, explicó¹⁴. O un inversor puede comprar un cargamento de crudo a 35 dólares el barril, que venderá en junio al precio fijo anticipado de 50 dólares.

¹³ Money Morning, “*Contango Isn't A Dance In Argentina: It is a Shot at Windfall Profits*”, (22/1)

¹⁴ The New York Times, “*Where Is Oil Going Next?*”, (14/1)

A Volatile Market

In 2008, the price of oil changed 5 percent or more from its previous close on 39 days, making it the most volatile year since 1990.



Castilho afirma que la intención de Petrobras es tener locales permanentes para almacenamiento de petróleo en Asia y en Europa, lo que dará a la empresa más flexibilidad para atender a sus clientes en la región, además del margen de maniobra para enfrentar las fuertes oscilaciones de los precios. Después de un comienzo de año débil, las ventas de la estatal brasileña a China se recuperaron en las últimas fechas y se aproximan a la media del año pasado en términos de volumen. El país asiático fue en 2008 el segundo mayor cliente de Petrobras, detrás de Estados Unidos.

Si no encuentra terminales disponibles, Petrobras aún tiene la opción de almacenar petróleo en navíos, como muchas empresas alrededor del mundo están haciendo. En su más reciente informe mensual sobre el mercado de petróleo, la Agencia Internacional de Energía (AIE) destacó la elevación de la cantidad del producto en alta mar. *“El aumento del stock flotante es resultado de la abundancia del suministro sin compradores y de la reducción en los precios de los fletes”*.

Decenas de superpetroleros cargados de crudo están actualmente anclados como *“almacenes flotantes”* cerca de las costas iraníes, venezolanas, estadounidenses, del oeste de África o en el mar del Norte. *“Como señal de la debilidad de la demanda, tanto de petróleo como del transporte marítimo, el almacenaje de petróleo en el mar ha aumentado hasta alcanzar entre 50 y 80 millones de barriles (mb)”*, señaló la AIE en su informe. Según fuentes Irán está utilizando 15 petroleros con la esperanza de que unos precios altos apuntalen su economía, que es dependiente de las exportaciones.

Actores exteriores a la industria petrolera -corredores, fondos especulativos y bancos- se han sumado, tentados por la perspectiva de lograr ganancias seguras jugando con el diferencial de precios entre los contratos de petróleo con entregas más próximas y aquellos otros con entregas más lejanas. Por eso, el banco de negocios estadounidense Morgan Stanley al parecer trata de reservarse todo un petrolero, según el diario británico *The Times*¹⁵. La embarcación es el *Argenta*, con capacidad de almacenar más de 2 millones de barriles. Al igual que Citigroup, a través de su filial Phibro LLC, está acumulando

¹⁵ The Times, *“Morgan Stanley to secure supertanker to store crude oil”*, (16/1)

barriles en superpetroleros apostados cerca de las Islas Orkney, en el norte de Escocia. Concretamente, Phibro LLC almacena un millón de barriles de crudo del mar del norte¹⁶.

Frontline, dueña de la mayor flota de super tanques del mundo, estima que 80 millones de barriles de petróleo están almacenados en navíos, el mayor nivel en 20 años, según la agencia Bloomberg. *Aproximadamente 25 super petroleros ya fueron alquilados para el almacenaje y hay información para 5 a 10 más*, dijo Jens Martin Jensen, jefe ejecutivo interino de la compañía¹⁷. "Nunca antes vi una demanda por almacenaje en esta escala", dijo Didier Labat, shipbroker de Barry Rogliano Salles con sede en París, que trabaja en el mercado petrolero desde hace 20 años. Treinta y cinco súper petroleros representan aproximadamente 7% de la flota global de *very large crude carriers* (VLCC) -la categoría más grande-, según datos de Drewry Shipping Consultants, con sede en Londres. El almacenaje de petróleo en barcos puede sostener las tarifas de renta que cayeron 78% el año pasado con la disminución del crecimiento económico que derivó en una debilitación de la demanda de energía¹⁸.

Un *supertanker* costaría aproximadamente 90 centavos por barril al mes para el almacenaje dependiendo de la longitud de la renta, según datos del shipbroker Galbraith's Ltd¹⁹. Por si esto no bastase, los precios del transporte marítimo también disminuyeron, reduciendo así el coste de almacenaje. Pese a ser muy rentable, el alquiler de un petrolero sólo lo pueden hacer los grandes operadores, pues al contrario que para otras mercancías, para las que sólo se pide un depósito de garantía, todo el crudo cargado en un petrolero hay que pagarlo en efectivo.

Tampoco es fácil encontrar un lugar donde anclar los petroleros transformados en almacenes flotantes, pues no se pueden dejar en medio del océano, debido al peligro de mal tiempo, ni tampoco hacerlos navegar, ya que ellos cuesta demasiado caro. Además hay que considerar la seguridad de las zonas de anclaje, ante el peligro de piratas o violencia y ello encarece el coste.

Adicionalmente, el sector de petroleros, que es uno de los pocos sectores provechosos en la industria de transporte, fue golpeado por una ola de cancelaciones de los *newbuildings*, otra indicación de la sensibilidad del sector en la actual crisis financiera²⁰. Los analistas de Drewry Shipping dijeron que al menos órdenes de 30 petroleros fueron cancelados a escala mundial desde agosto del año pasado. Su research indica que 29 de las cancelaciones sólo pertenecían a astilleros asiáticos, incluyendo órdenes por cuatro VLCCs y 10 suezmaxes²¹. Más de 80 VLCCs y otros petroleros están en pedido a propietarios de Medio Oriente para entregar en 2012.

¹⁶ Bloomberg, "Citigroup's Phibro Hires Second Tanker to Store Crude Oil", (15/1)

¹⁷ Bloomberg, "Oil Traders Seek Another 10 Tankers, Frontline Says", (7/1)

¹⁸ The Times, "Oil traders demand ships to store crude before prices rebound", (12/1)

¹⁹ Calgary Herald, "Storage at sea limits supply of oil tankers", (15/1)

²⁰ Business 24-7, "Wave of cancellations rock tanker sector", (25/1)

²¹ Suezmax is a naval architecture term for the largest ships capable of transiting the Suez Canal fully loaded, and is almost exclusively used in reference to tankers. Since the canal has no locks, the only serious limiting factors are draft (maximum depth below waterline), and height due to the Suez Canal Bridge. <http://en.wikipedia.org/wiki/Suezmax>

Análisis III: Plan de negocios de Petrobras enfocado en el pre-sal



Después de cuatro aplazamientos, Petrobras anunció a finales de enero su plan de inversiones para el periodo 2009-2013, con una previsión de 174,4 mil millones de dólares. Ese valor representa un crecimiento del 55% con relación al plan del periodo 2008-2012, de 112,2 mil millones de dólares. Aunque la estatal brasileña va a trabajar para desembolsar un valor menor por los proyectos.

Cualquier otra empresa reduciría al máximo las inversiones, por lo menos en los dos primeros años, cuando es seguro que la crisis mantendrá frenada, en diversos grados, la economía internacional. Pero a esos factores, que son externos, se sobrepusieron una serie de factores internos, económicos y políticos. Petrobras tiene un saludable flujo de efectivo anual de más de 100.000 millones de dólares por año, que hasta ahora ha sido usado para financiar la mayor parte de sus inversiones. Otros grandes productores de materias primas están reduciendo gastos en medio de una caída de los precios y de un anémico mercado crediticio.

Del total presupuestado, 104,4 mil millones de dólares estarán destinadas al área de explotación y producción, de los cuales 47,9 mil millones serán para nuevos proyectos, incluyendo el pre-sal. La meta de producción de la compañía en 2013 será de 3,6 millones de barriles de petróleo y de gas por días, de los cuales 3,3 millones serán extraídos en Brasil. En 2020, el volumen de producción total debe subir a 5,7 millones de barriles por día -5,1 millones en Brasil-. El volumen es superior al producido actualmente por Exxon, la mayor petrolera del capital abierto del planeta.

Petrobras prevé que, en 2020, los campos de petróleo del pre-sal estarán produciendo 1,8 millones de barriles por día, equivalente a la producción brasileña actual. El pre-sal es prioridad en el nuevo plan de negocios, que se va a enfocar en inversiones en Brasil, en detrimento de la expansión internacional. En total, las reservas debajo de la capa de sal van a recibir aportes por 28 mil millones de dólares en el periodo 2009-2013²².

En el final de ese periodo, los campos del pre-sal estarán produciendo una media de 219 mil barriles por día. Hasta 2013, Petrobras pretende colocar tres sistemas de producción en el pre-sal: Tupi, Guará e Iara, todos descubiertos en la Cuenca de Santos. El primero comienza a operar en carácter de prueba ya en abril. En 2015, el volumen de producción del pre-sal subirá a 582 mil barriles por día.

Petrobras decidió mantener todas las inversiones ya anunciadas para el área de refinación más allá de la crisis internacional. El segmento va a recibir 43,4 mil millones de dólares en inversiones. Fueron mantenidas las refinerías de Pernambuco, con inicio de operaciones en 2011, el Complejo Petroquímico de Rio de Janeiro (2012) y las dos unidades Premium (2013 y 2014).

²² Estado de San Pablo, "Estatual vai investir R\$ 28 bilhões para explorar poços no pré-sal", (24/1)

El plan trabaja con el precio de 45 dólares por barril en el largo plazo, valor que según el presidente de Petrobras, José Gabrielli, garantiza la “financiación” de todos los proyectos. “Es un plan robusto, que nos coloca entre las mayores compañías de energía del mundo”, afirmó. En el periodo 2009-2013, con ese precio de petróleo, la empresa prevé una generación de caja de 120 mil millones de dólares. La diferencia tendría que se captada en el mercado.

“No consideramos, sin embargo, la diferencia como meta de captación, porque el costo va a caer. Queremos hacer las mismas cosas con menos dólares”, dijo Gabrielli. De la inversión total, 17 mil millones de dólares corresponden a un aumento de costos en relación con el plan anterior.

El ejecutivo confirmó que una de las estrategias de la empresa para vencer la escasez de crédito será priorizar proyectos de rápido retorno. En ese sentido, citó los campos del pre-sal en Espírito Santo, en aguas más rasas y más próximas de La costa –por lo tanto, con menor necesidad de inversión. Gabrielli añadió como ejemplos los proyectos de refinación vinculados con la producción de diesel, producto escaso en e mercado internacional y con mayor margen de ganancia.

Aunque no todos están de acuerdo con la viabilidad del plan. “El plan de Petrobras es un trabajo de ficción, es un ejercicio académico que será revisado en los próximos años”, dijo Adriano Pires, director del Centro Brasileiro de Infraestrutura²³. Los escépticos destacaron que históricamente, Petrobras ha gastado entre el 85 por ciento y el 95 por ciento de su presupuesto planeado de inversión.

“La expectativa de que la compañía presente un plan más en línea con el sector del petróleo y las condiciones financieras, deja la sensación de que fue lanzado junto en forma apresurada, y por eso mismo será difícil de ejecutar sin hacer peligrar la estructura de capital de la compañía”, dijo la analista Monica Araujo en un reporte.

²³ Reuters Brasil, “Petróleo fraco e crédito limitarão planos da Petrobras”, (27/1)

Actualmente la empresa tiene dos plantas de urea y de amonio para producción de fertilizantes en Bahia y en Sergipe.

Anadarko Petroleum, una de las independientes que sobresale en Brasil

El pre-sal brasileño no trajo alegrías sólo a Petrobras y sus socios en el poli de Tupi, en la cuenca de Santos. El ejecutivo James Hackett, presidente ejecutivo y del consejo de administración de Anadarko Petroleum, ve con satisfacción las perspectivas de la compañía en Brasil. Sola o con socios, la empresa tiene siete bloques en el pre-sal de las cuencas de Campos y Espirito Santo, con potencial de abrigar un billón de barriles de petróleo. Nada mal para una compañía que cerró 2007 con reservas confirmadas de 2,4 billones de barriles de petróleo y gas²⁶.

“Estamos muy animados sobre nuestro futuro aquí, tenemos de cinco a seis pozos exploratorios que serán perforados en siete bloques”, dijo. En 2008, Anadarko, una de las grandes compañías “independientes” de petróleo recibió de StatoilHydro 1,4 mil millones de dólares líquidos post-impuestos por su participación del 50% en el campo de Peregrino, en la Cuenca de Campos. La venta afectó los planes de ampliación del cuadro de personal que estaban en curso.

El dinero será invertido en proyectos de aguas profundas en Ghana, en África, y en el golfo de México. Para Brasil, está previstas 100 millones de dólares en 2009, misma suma que la invertida en 2008. Claudio de Araújo, director ejecutivo de Anadarko, resalta que ese valor no incluye los costos de desplazamiento de la sonda de perforación Deepwater Millenium para la costa brasileña. Hackett dice que no se trata de transferencia de dinero sino de una operación normal en la industria.

“Tenemos ciclos, colocamos dinero y quitamos. En el caso de Brasil aunque quisiéramos invertir 1,4 mil millones de dólares aquí no podríamos. No tenemos donde aplicar ese dinero pues no tenemos áreas nuevas. Aún necesitamos explorar las áreas que tenemos, perforar pozos que están en aguas profundas y las sondas para este tipo de actividad son una dificultad. El dinero que va a Ghana y Estados Unidos va a volver a la empresa y vamos a traerlo de vuelta cuando comencemos a desarrollar la producción de nuestras reservas. A medida que surjan oportunidades, el dinero no será problema”, dijo Hackett.

²⁶ Valor, “Anadarko prevê investir mais US\$ 100 milhões”, (26/1)



Participación de Anadarko en la industria petrolera global

Anadarko tiene poco más de 5 mil millones de dólares en caja. Sobre los cambios regulatorios para el pre-sal que el gobierno promete anunciar en marzo, Hackett dice que no se sorprendió con la decisión después de los descubrimientos de Petrobras. *“Todo gobierno tiene derecho de cambiar las reglas. Tomamos decisiones y relocalizamos capital basados en esas reglas. Algunas veces se hacen restrictivas y entonces cambiamos de lugar los recursos. Estamos atentos, pero no creo en cambios de reglas sobre los bloques ya licitados”*, dijo, que no descarta participar de nuevos proyectos.

En 2008, Anadarko anunció un descubrimiento del prospecto Wahoo en BM-C-30, próximo al parque das Baleias, de Petrobras. El descubrimiento aún no fue declarado comercial pero la reserva tiene 60 metros de espesor líquido, un buen indicador. Otras áreas prometedoras son los prospectos Cerpa (en el bloque BM-ES-24), y Coelho (BM-ES-25), ambos en la cuenca de Espírito Santo.

En tiempo de desánimo en el mercado, con la caída acentuada de los precios del petróleo y de la demanda de combustibles, Hackett dice que *“no era bueno para el mundo, ni para las compañías”* el petróleo cotizada a 147 dólares por barril como aconteció en junio de 2008. *“El precio en ese nivel genera un costo muy grande para todos y encarece toda la cadena productiva”*. Y cual es el precio ideal para el petróleo? Hackett dice que el barril a 40 dólares es *“un desafío. En torno a los 50 dólares me parece bien mejor”*.

El presidente de Anadarko dijo que nadie sabe cuanto tiempo los precios del petróleo van a quedar en el actual nivel. Pero observa que los mercados futuros apuntan a precios más elevados en un periodo de 12 a 20 meses. *“Los precios deben mantenerse bajos mientras la economía mundial esté débil, lo que deberá acontecer en gran parte de 2009. Pero la tendencia es que vuelva a subir en cuanto se ajuste la producción”*. Aún así, dice que solamente en dos o tres años será posible saber si los proyectos de largo plazo, como los de Brasil, serán económicos de nuevo. *“Hoy dudo que los actuales precios permitan que los proyectos en aguas profundas (cómo los del pre-sal) funcionen bien. Pero es claro que eso depende del proyecto, del tamaño del campo y de la complejidad”*, afirma. De momento, el ejecutivo dice que aún no fue posible notar la caída de los precios de los equipos y servicios de esa industria para proyectos de

aguas profundas. Ya en los proyectos en tierra y aguas rasas hubo una reducción en torno al 10%, lo que según el ejecutivo, puede ser “*sólo el comienzo*”.

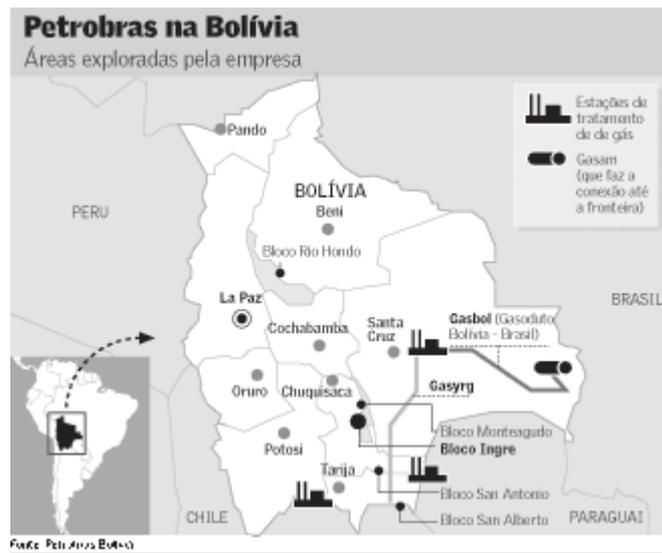
Enfoque: El indescifrable futuro gasífero boliviano



Petrobras encontró en Bolivia, a 5.100 metros de profundidad, una capa de roca porosa bajo la cual técnicos de la empresa creen estar ante una nueva y gran reserva de gas natural. La prospección está localizada en el bloque exploratorio de Ingre, en el Departamento de Chuquisaca, centro-sur del país. La empresa dijo sólo que el proyecto está en fase de perforación. “En este momento, no es posible hacer alguna estimativa sobre la existencia o no de hidrocarburos y, por esta razón, no es posible estimar volúmenes ni plazos de producción”²⁷.

Los trabajos de explotación en el bloque de Ingre comenzaron en el inicio de 2008, con un presupuesto inicial de 36 mil millones de dólares. La perspectiva era que la llamada provincia geológica de Pamir Pampi, donde está el gas boliviano- fuera encontrada a poco más de 4 mil metros. “Petrobras alcanzó la capa a 5.100 metros y ahora está evaluando el tamaño real del yacimiento y de que forma será explorada”, dijo una autoridad del gobierno. “La probabilidad de que haya gas allí es inmensa y también es inmensa la probabilidad de que sea del tamaño de San Antonio y San Alberto”, dijo. Los bloques de San Antonio y San Alberto son los dos mayores productores de gas del país, operados, en parte, por la estatal brasileña.

²⁷ Valor, “Petrobras vê indício de mais gás na Bolívia”, (29/1)



En la evaluación de un operario de Petrobras, si el descubrimiento se confirma, serán necesarios “*como mínimo cuatro años para que ese campo entre en operación*”. Para Bolivia, el impacto inmediato sería un aumento de los niveles de sus reservas. El país tiene una necesidad urgente de ampliar su producción para cumplir los contratos de venta con sus dos principales clientes, Brasil y Argentina. Pero si Ingre realmente tuviera una gran reserva de gas, Petrobras tendrá que evaluar si Bolivia ofrece hoy las condiciones políticas y jurídicas que justifiquen las inversiones necesarias y cuando iniciar la producción. El incierto escenario político en Bolivia no entusiasmó a ninguna empresa. Actualmente, Petrobras es la única en hacer perforaciones en el país.

En los tres años de gobierno del Movimiento Al Socialismo, 2006-2008, las empresas mantuvieron las inversiones mínimas necesarias para producir gas y líquidos, pero fueron insuficientes, por lo que el anunciado fantasma de la importación se torna en realidad no sólo de diesel, sino de gasolina. La semana pasada, el gobierno del presidente Evo Morales estatizó la empresa de producción de gas Chaco, de capital británico y argentino. “*Una nacionalización que pudo haber sido necesaria, pero económica y estratégicamente hablando llegó en un momento inoportuno*”, dijo el diario La Razón en un editorial²⁸. “*El Gobierno debe diferenciar las prioridades económicas de las urgencias de la política doméstica, por el bien de todos*”.

La Empresa Petrolera Chaco operaba 14 campos: Bulo-Bulo, Carrasco, Carrasco FW, Humberto Suárez Roca, Kanata, Kanata FW, Kanata Norte, Los Cusis, Montecristo, Junín, Patujusal Oeste, Patujusal, San Roque, Santa Rosa y Vuelta Grande. La producción de crudo y condensado está en el orden de los 5.900 barriles por día (BPD), 5,18 millones de metros cúbicos por día (MCD) de gas natural y 355 toneladas métricas de gas licuado de petróleo (GLP), según YPFB. Chaco es la principal productora de GLP, suministra el 65% del total²⁹.

²⁸ La Razón, “*La nacionalización de la Chaco*”, (24/1)

²⁹ La Razón, “*Evo nacionaliza Chaco a dos días del referéndum*”, (24/1)



En el país existen por lo menos tres campos gigantes –Itaú, Margarita y Incahuasí– que hasta ahora contribuyen sólo a mejorar las estadísticas de reservas de gas, sin que hayan recibido inversiones relevantes necesarias para la producción. Y las reservas de los campos San Alberto y San Antonio permiten el cumplimiento de todas las obligaciones del contrato de suministro de gas (GSA) firmado entre Brasil y Bolivia y que vence en 2019³⁰.

El domingo, los bolivianos aprobaron en un referendo la nueva constitución de Bolivia, que entre otros puntos amplía la participación del Estado en la economía e impone duras restricciones a los inversores privados, en particular los que exploran recursos naturales. La nueva Constitución condiciona nuevos proyectos a la aprobación de las comunidades indígenas originarias, con poder de veto. Y los campos descubiertos hasta ahora o en producción en Bolivia atraviesan o están cerca de las llamadas Tierras Comunitarias de Origen, donde las poblaciones tienen derecho de veto sobre la explotación de recursos naturales.

Itaú, operado por la francesa Total, fue descubierto hace algunos años, pero aún está en fase de evaluación sin que haya sido hecha una “*declaración de comercialidad*”, lo que, por las reglas del sector, sirve de gatillo para el inicio de pesadas inversiones. Otro campo gigante es el de Margarita, que ya produce 2 millones de metros cúbicos/día de gas. Eso representa sólo un 12,5% de la capacidad de producción proyectada, que es de 16 millones de metros cúbicos/día. Margarita es operado por Repsol (que tiene una participación accionaria del 37,5%) en asociación con la inglesa BG y Pan American.

³⁰ Valor, “*Empresas relutam em investir no país*”, (29/1)

Gazprom pide reglas claras en para ingresar en Bolivia

Ante la nueva Carta, la estatal rusa Gazprom, una de las mayores empresas de gas en el mundo, anunció esta semana que sus planes de inversión en Bolivia están congelados. El sub-gerente de Gazprom para América Latina, Julio Velásquez, declaró que la estatal rusa sólo definirá el volumen de inversiones cuando el gobierno boliviano cree una sociedad anónima mixta (SAM), instancia necesaria para que la estatal rusa comience de hecho a operar en el país. Según Velásquez, la tardanza para la creación de la empresa se debe a la situación política. *“Como empresa, queremos estabilidad jurídica y garantía de inversiones de un país serio”*. Rusia mostró interés en los últimos meses en realizar inversiones en hidrocarburos y energía en Bolivia. De hecho, a fines de 2008 anunció que invertiría 4 millones de dólares en un estudio sobre el desarrollo de la industria del gas en ese país³¹. Sin embargo, el año pasado medios internacionales informaron que la compañía rusa atravesaba por problemas económicos, cuya consecuencia de esto era la paralización de proyectos y de inversiones en algunos países³².

Una fuente del sector energético en Brasil dijo creer que Petrobras no llegó al *“objetivo y a la profundidad finales de perforación en Ingre”*. Y añadió: *“Y, si hallaran gas, no se sabe como queda a la luz de la nueva constitución”*. Aún con el clima de inestabilidad y del aumento del control estatal sobre los hidrocarburos, Petrobras dice mantener sus planes en Bolivia. A finales de 2007, el gobierno brasileño prometió invertir hasta mil millones de dólares en el país hasta 2012.

Entre los técnicos de Petrobras Bolivia circulan rumores de que la empresa no estaría muy interesada en apostar en el desarrollo de Ingre ahora y que una opción sería mantener el bloque como *“back up”* –término usado por los operarios de la empresa-, o sea, un bloque que quedaría en espera hasta que la producción de los grandes bloques de San Antonio y San Alberto comenzaran a caer. Las proyecciones apuntan a que la producción estará más débil en 2019. El argumento técnico, sin embargo, no es todo. Bolivia tendría interés en que ese campo entrara en producción cuánto antes.

Las autoridades brasileñas dicen que Bolivia sigue siendo muy importante como suministradora de gas, ya que la producción de la cuenca de Santos está lejos de comenzar. De los 42 millones de metros cúbicos de gas que Bolivia produce por día, Brasil compró el año pasado casi 30 millones.³³ El volumen cayó en este inicio de año a 24 millones. En palabras de un alto operario de Brasilia la cuestión es: *“Si Brasil deja de comprar a Bolivia, Bolivia va a la suspensión de pagos, entra en colapso en dos semanas. En este momento es eso lo que está en juego. Así, será que vale la pena dejar de comprar gas de Bolivia?”*.

³¹ Empresas News, *“Gazprom congela inversiones en Bolivia por falta de estabilidad jurídica”*, (28/1)

³² El Diario, *“Coyuntura mundial muestra panorama adverso para inversiones petroleras”*, (28/1)

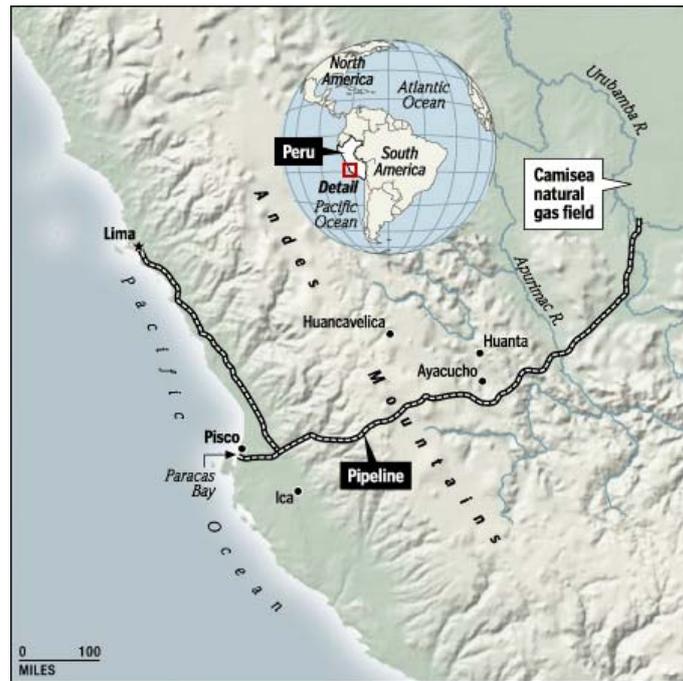
³³ El País, *“El poder indígena avanza en Bolivia (y a veces destruye)”*, (25/1)

Análisis IV: ¿Sin gas de Camisea para la generación eléctrica y la industria peruana?



Desde que empezó la explotación de Camisea en agosto de 2004 hasta septiembre del año pasado, Perú consumió sólo 0,2 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural de los 11,15 TCF de reservas probadas que tienen los lotes 88 y 56 (explotados por el consorcio Camisea). Sin embargo, increíblemente, el consorcio, liderado por la argentina Pluspetrol, decidió no firmar más contratos de abastecimiento de gas con nuevas empresas eléctricas e industriales³⁴. ¿La razón? Según informaron varias compañías que están a la espera de firmar contratos, es que Pluspetrol no logra garantizar que las reservas de Camisea sean suficientes para atenderlas, sin descuidar antiguos compromisos, como el abastecimiento para la exportación de gas natural de Perú LNG. Es importante señalar que 4,2 trillones de pies cúbicos (TFC, por sus siglas en inglés) de los 11,15 TCF de las reservas que existen en los lotes 56 y 88, explotados por el Consorcio Camisea, se destinarán a la exportación. Es decir, la tercera parte de las reservas de gas del lugar. No solo eso, la capacidad de producción de la planta Malvinas sería insuficiente para atender nuevos compromisos a partir del 2010, lo que se suma a las dificultades en infraestructura para transportar el gas de Camisea (Cusco) hasta la costa. La paralización de la instalación del gasoducto Chiquintirca-costa central amenaza el abastecimiento de gas para el sistema de generación termoeléctrica, lo que representa a la fecha aproximadamente el 30% de la generación eléctrica en el país.

³⁴ El Comercio, “No hay gas en Camisea para nuevas plantas eléctricas e industriales”, (28/1)



Un informe de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del Osinergmin (29-2008-GFGN), de cuyo conocimiento tiene el Ministerio de Energía y Minas (MEM), indica que la demanda de gas natural se disparó en forma tan sorprendente en los últimos dos años “*que la capacidad de infraestructura existente (en Malvinas) ha sido rebasada*”. Así, el informe del Osinergmin reconoce en sus conclusiones que el proyecto Camisea “*ya es insuficiente*” en las condiciones actuales de demanda. Según el Osinergmin, un hito importante en la determinación de la demanda es Perú LNG, cuya planta exportará gas natural y requerirá 620 millones de pies cúbicos diarios a partir de 2010. Ello, sumado a la demanda actual de 450 mpcd del país, coparía prácticamente la capacidad de la planta Malvinas en Camisea, que como máximo puede producir 1.160 mpcd.

“*Con Camisea, destinado a desplazar gasolinas y sobre todo al diesel en el transporte, todo indicaba que deberíamos apartarnos del consumo del diesel, quien ya había sido desplazado por el gas en la generación eléctrica. Sin embargo, la obstinación de exportar el gas, violando abiertamente la preferencia otorgada por ley al mercado interno y resucitando el lema “Camisea como sea”, ha llevado a que se niegue gas a varios proyectos de generación eléctrica, que ahora necesitarán diesel*”, dijo al diario La Primera, el analista Carlos Herrera Descalzi.³⁵ El “Henry Hub”, indicador de los precios del gas en Norteamérica ha vuelto a valores del 2002, US\$ 4.50/MMBTU. Su exportación a México está basada en el “Henry Hub”, más descuentos. Restándole el costo asignado por el exportador (“netback”), su valor en Boca de Pozo, podría llegar al orden de US\$ 0.50-MMBTU, que es casi regalarlo.

La congresista Susana Vilca, representante por Puno consideró que se debe renegociar con el consorcio Perú LNG con miras a reducir el volumen contratado para la exportación y suspender las provisiones de gas para uso petroquímico hasta que se efectúen nuevos hallazgos³⁶. La posibilidad de que el Gobierno solicite a Perú LNG reducir su demanda de gas ha sido un rumor que ha circulado en el ambiente energético en las últimas semanas. Bárbara Bruce, gerenta general de Perú LNG, señaló escuetamente que no se ha tocado el tema en ningún momento. El Gobierno habría decidido respetar el compromiso de exportación, aunque esto pudiera significar un sacrificio del abastecimiento local de gas

³⁵ La Primera, “¿Camino a la generación eléctrica con diesel?”, (29/1)

³⁶ CNR, “Invocan al MEM medidas para prevenir desabastecimiento de gas”, (29/1)

natural, tal como ya está ocurriendo con los 12 pedidos de clientes (sobre todo eléctricos) que no pueden ser atendidos por Pluspetrol.

Se sabe que se han acercado a Pluspetrol 12 empresas para solicitar gas natural que suman una demanda de 881 mpcd y que no han sido atendidas. En su mayoría se trata de proyectos de construcción de plantas termoeléctricas, los cuales habrían sido puestos en situación de espera (stand by) por Pluspetrol.

El abastecimiento futuro de gas natural para nuevas plantas industriales y térmicas dependerá de que se encuentren más reservas en Camisea (lote 88) o que los lotes adyacentes sean declarados comerciales, señaló el viceministro de Energía, Daniel Cámac³⁷. Sin embargo, el problema es que ya hay inversiones en camino que no podrían esperar hasta el 2012.

Fuentes del sector incluso mencionaron que a algunas empresas las enviaron a darse una vuelta en el 2014, que es cuando se cree se descubrirán nuevas reservas en los lotes adyacentes a Camisea y Pagoreni; como el lote 58, de propiedad de Petrobras, y el lote 57, de Repsol. Aunque cuando eso ocurra, se cree que serán abastecidas con un gas costaría el doble del precio al que actualmente se vende Camisea.

El hecho de que no se haya asegurado abastecimiento de gas natural ha truncado algunos proyectos. La empresa Termochilca ya adquirió terrenos y está desarrollando los estudios de ingeniería para construir una planta térmica en el distrito de Chilca. Igualmente la generadora Duke Energy ya empezó la remoción de tierras en un terreno en el espera edificar otra termoeléctrica. Luís Bedoya Wallace, presidente de Electro-Perú –una de las empresas más afectadas- indicó que dejaron pendiente un proyecto de generación térmica por un valor de 280 millones de dólares hasta que no aseguren gas natural de Pluspetrol. Igualmente, una fuente de la minera Shougang, que negocia el gas natural para generación eléctrica y producción minera, dijo que están a la espera de asegurar el gas natural para iniciar inversiones por más de 800 millones de dólares.

Adicionalmente, la falta de aseguramiento de gas natural no solo afecta los proyectos termoeléctricos e industriales. Pro Inversión detuvo su proyecto para llevar el gas natural a Chimbote (que pasaría por Ayacucho y Huancayo) debido a que aún Pluspetrol no puede garantizar el abastecimiento de gas natural a la demanda que tendrán las empresas del norte.

Srinivas Bette, presidente de la petrolera india Reliance International, afirmó que su empresa estaría dispuesta a suministrar gas del lote 141 (ubicado en Puno) para el gasoducto andino del sur, siempre y cuando se encuentren las reservas suficientes. Reliance es el principal operador de este lote, al tener una participación de 90%. El resto está en manos de la irlandesa Pan Andean Resources. Ambas firmas empezarían a explorar dentro de algunas semanas. "*Si encontramos el gas, podemos exportarlo o también destinarlo al mercado interno para atender la demanda del gasoducto andino*", manifestó el ejecutivo³⁸. Por su parte, Repsol YPF también estaría dispuesta a usar sus reservas para suministrar gas a este nuevo gasoducto, siempre que el precio se determine mediante libre negociación entre los nuevos clientes y los productores que cubrirán la nueva demanda.

Sin embargo, Repsol indicó que aun es muy pronto para que ellos puedan confirmar si, por sí solos, dispondrán de reservas suficientes para respaldar toda la demanda del gasoducto.

Si la situación actual no varía mucho al 2011 –año de elecciones- salvo algún milagro, se encuentran en un escenario, según Descalzi: (i) no tenemos suficiente gas para generación eléctrica; (ii) nuestra industria paga US\$ 2.50/MMBTU por el gas; (iii) exportamos gas a US\$ 0.50/MMBTU para que México genere electricidad; (iv) sustituimos

³⁷ El Comercio, "Abastecimiento futuro de gas depende de nuevos hallazgos", (29/1)

³⁸ Mercado Energía, "Reliance y Repsol YPF dispuestas a suministrar gas para Gasoducto Andino del Sur", (28/1)

la carencia de gas con diesel 2, importado, pagando por él US\$ 17/MMBTU. En suma: los consumidores eléctricos peruanos subsidiaremos la exportación de gas, para que ésta no pierda su negocio.

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	46.350	0.950	2.09
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	456.500	9.000	2.01
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	123.980	0.890	0.72
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	144.750	1.920	1.34
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	4.563	-0.013	-0.28
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	41.750	0.310	0.75

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	2003.000	-20.000	-0.99
COCOA FUTURE (USD/MT)	2772.000	-29.000	-1.04
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	120.750	-0.750	-0.62
CORN FUTURE (USd/bu.)	379.500	-2.250	-0.59
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	49.920	-0.150	-0.30
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	72.300	1.000	1.40
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	972.750	2.250	0.23
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	308.300	-0.400	-0.13
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	32.410	0.040	0.12
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	12.670	0.080	0.64
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	576.750	-1.250	-0.22
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	605.750	-2.250	-0.37

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
ALUMINUM FUTURE (USd/lb.)	64.000	2.500	4.07

COPPER FUTURE (USd/lb.)	144.200	-1.550	-1.06
-------------------------	---------	--------	-------

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	924.800	19.700	2.18
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	12.505	0.360	2.96

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	90.625	0.000	0.00
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	61.050	-0.200	-0.33
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	84.275	-0.050	-0.06