



ENERGÍA E HIDROCARBUROS

CONTENIDO

1. <i>Los resguardos energéticos que requiere América Latina</i>	1
2. <i>2010, un año generoso en financiamiento para las empresas de América Latina</i>	6
3. <i>A Evo Morales se le acaba el gas de las nacionalizaciones y se piensa dos veces la estatalización eléctrica</i>	8
4. <i>¿Qué hacer con YPFB?</i>	9
5. <i>Empresa uruguaya tendría el visto bueno argentino para transportar el gas boliviano y propone pago por adelantado a YPFB</i>	10
6. <i>Adenda al contrato de exportación de gas natural asegura mercado e inversiones para Bolivia y Argentina</i>	11
7. <i>Inician obras de gasoducto a La Guardia en abril</i>	12
8. <i>Bolivia venderá menos gas de lo que se pensaba</i>	14
9. <i>“Un buen parche a un mal traje”</i>	16

1. Los resguardos energéticos que requiere América Latina



El Niño no es sólo un fenómeno climático ocasional que disfraza su rudeza a través de un nombre que despierta ternura. Con las sequías que produce, es también una dura prueba para las matrices energéticas de los países andinos.

Sin embargo, El Niño no golpea con la misma fuerza a todos los países, pese a que los déficit de agua que produce son similares. Mientras en Ecuador y Venezuela los apagones de hasta ocho horas diarias empezaron a convertirse en cotidianos durante los meses de enero y febrero, en Colombia

el país logró mantener sus luces encendidas, incluso con capacidad de sobra que podría vender a sus países vecinos.

El caso de Venezuela es paradójico, pues se trata de un país prodigiosamente rico en recursos energéticos. No sólo cuenta con las consabidas enormes reservas de hidrocarburos. Además, tiene la segunda hidroeléctrica más grande del mundo después de Itaipú. Se trata de Guri, una represa que tiene una capacidad de 10 millones de kilovatios/hora, equivalente a 300.000 barriles diarios de petróleo, la que sólo es una de tantas represas del río Caroni, todas administradas por Electrificación del Caroni (Edelca).

Lo que representa Edelca no es menor, pues la compañía abastece 70% de la demanda eléctrica, por lo que su incapacidad de generar energía frente a un fenómeno climático no habitual es síntoma de la ausencia de inversiones con las que planificar contingencias como ésta.

Actualmente Venezuela tiene una capacidad instalada de 23.642 mw, según informó el mismo presidente Hugo Chávez, una cifra que plantea oficialmente el ambicioso desafío de generar 10.000 nuevos mw en cinco años, amén de reducir drásticamente la demanda.

“Somos muy derrochadores, los que más gastamos electricidad en América Latina”, ha dicho Chávez. Pero la voluptuosidad del consumo venezolano es sólo una parte pequeña del problema. “En 11 años el gobierno sólo ha logrado incrementar la capacidad en 3.200 mw”, dice Guillermo Ovalles, ex presidente de la empresa transmisora de energía Elecentro y actual presidente de la Comisión de Energía Eléctrica de la Federación de Cámaras y Asociaciones de Comercio y Producción de Venezuela.

“Acá es necesario invertir US\$ 18.000 millones en los próximos cinco años”, dice Nelson Hernández, académico venezolano y especialista en temas de energía. “Entre 2010 y 2012 deberían entrar en operación 21 plantas termoeléctricas y dos centrales hidroeléctricas, para un total de 4.420 megavatios, que sumados a la capacidad actual resolverían la crisis eléctrica”, plantea Hernández. Toda una catedral que construir en muy poco tiempo, y con un contexto en contra.

En Colombia el caso es radicalmente distinto, pese a que la ausencia de nubes es la misma. Después del colapso energético de 1993, las autoridades empezaron a trabajar en un parque de generación eléctrica de bases hídrica y térmica. Gracias a esas inversiones, el país hoy tiene una capacidad instalada de 13.800 mw (53% proveído por plantas térmicas y 47% por hidroeléctricas). Una diversificación de la matriz eléctrica notable, más si se considera que en el reciente 2008 las plantas hidroeléctricas respondían por el 80%.

“Esto nos permitió alejarnos de la posibilidad de un apagón por razones climáticas”, dice Pablo Ardila, director de la firma XM, una filial de la eléctrica semiestatal ISA, que se encarga de operar y administrar el mercado eléctrico colombiano.

Hoy Colombia está iniciando su programa de ampliación del parque energético entre los años 2010 y 2018, mediante el cual desarrollará nueve proyectos, la mayoría de los cuales entrará a operar antes de 2015. Las inversiones sumarán más de US\$ 6.000 millones y adicionarán 3.421 mw al sistema nacional.

En Ecuador impera más el estilo venezolano. “Desde que el gobierno asumió, no había instalado ni un solo kilovatio nuevo de energía y sólo lo hizo en diciembre, producto de la crisis”, dice el ecuatoriano José Pileggi, ex presidente del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de su país. En una jugada de emergencia, en diciembre pasado llegó al país un

equipo térmico de emergencia adquirido directamente a General Electric y una turbina rentada a Alston Power, además de la importación de electricidad desde Perú.

Sin dudas sólo paliativos que hacen recordar el fracaso del plan maestro ecuatoriano de energía 2006-2010, el cual tenía por objetivo instalar entre 400 y 450 mw adicionales de energía térmica, para limitar la dependencia de las plantas hidroeléctricas. Una historia pasada, que se espera pueda ser enmendada por un nuevo plan maestro programado para los años entre 2009 y 2020, el que requerirá una inversión de más de US\$ 10.900 millones. Algo difícil de ejecutar dados los conflictos entre el ejecutivo y las concesionarias que ya se han adjudicado parte de las etapas.

Energía para crecer

Argentina también sabe de apagones. El 29 de enero pasado, el calor fue histórico y el consumo eléctrico con fines de refrigeración disparó los números. Ese día el país requirió un adicional energético que no pudo ser abastecido, lo que colapsó las instalaciones de transformación eléctrica y finalmente produjo black out en varias regiones del país. En 2007 la situación fue peor, la que obligó al gobierno a imponer cortes de suministro a los grandes usuarios de energía e importar de Cuba un millón de lámparas de bajo consumo fabricadas en China, para ser repartidas gratuitamente en el conurbano bonaerense.

El país podrá ser la tercera economía de la región, pero no tiene márgenes para el derroche. Es más, el crecimiento económico de los últimos años exigió al máximo la matriz energética argentina, la que debe enfrentar una fuerte caída de las reservas de petróleo y gas, y dificultades en la producción y distribución de combustibles, lo que suma un sistema eléctrico que apenas alcanza a cubrir la demanda. La flaqueza se evidencia en cada peak de consumo, en invierno, verano y cuando la cosecha de soja exige grandes cantidades de gasoil para la maquinaria agrícola y el transporte carretero.

El fuerte crecimiento de la demanda, de entre el 4% y 5% anual en los últimos años, obligó al Estado a realizar inversiones de urgencia. Se suman a estos desembolsos, la congelación de las tarifas eléctricas y el precio de los combustibles desde 2003, lo que además ha restringido el incremento del consumo por parte de los grandes usuarios de electricidad y gas.

Estas políticas fueron compensadas parcialmente con fuertes subsidios a las empresas generadoras y distribuidoras (las que fueron autorizadas a diferir inversiones), los que suman cerca de US\$ 4.000 millones anuales. De ese monto, US\$ 3.000 millones fueron a parar sólo a dos empresas: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Cammesa) y la petrolera estatal Energía Argentina S.A. (Enarsa), según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP).

En 2010, con menos recursos fiscales para subsidios y ante la necesidad de atender una demanda creciente, el gobierno comenzó a retocar las tarifas. Pero ese cambio de política podría frenarse frente a la presión de un contexto inflacionario que prevé un alza promedio de los precios cercana al 20%.

Según el Plan Energético 2004-2013 del gobierno, en 2010 y 2011 el Estado argentino invertirá para aumentar en 1.630 megavatios adicionales la potencia instalada de energía eléctrica, lo cual se haría con una combinación de proyectos nucleares (Atucha II y Carem), eólicos (Ingentes), termoeléctricos e hidroeléctricos. Sin embargo, “actualmente Argentina se encuentra en una situación de parálisis e incertidumbre frente a una demanda eléctrica

creciente, pues son muy difíciles de estimar las inversiones para el bienio 2010-2011 porque no hay información, las tarifas están totalmente distorsionadas y el sector funciona con subsidios impresionantes”, dice Jorge Lapeña, presidente del Instituto Argentino de Energía (IAE).

Si bien las cifras oficiales señalan una potencia instalada en Argentina a fines de diciembre de 2009 de 27.044 megavatios (de la cual un 57% provenía de centrales térmicas, el 36%, de centrales hidroeléctricas y 7%, de las dos centrales nucleares en operación), se estima que sólo unos 23.000 megavatios se encuentran disponibles en forma constante y constituyen la capacidad efectiva de generación eléctrica.

Hasta ahora el gobierno ha procurado superar la crisis apelando a proyectos de generación eléctrica de mediana magnitud (en su gran mayoría centrales que utilizan gasoil o gas) capaces de ampliar la oferta en el corto plazo, los que –según la red privada del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina– entre enero de 2008 y diciembre de 2009 han incrementado el parque de generación eléctrica en 3.220 megavatios. Una medida paliativa que se complementa con la autogeneración por parte de algunos grandes usuarios de energía.

“Lo que ha pasado es que nuevas inversiones a partir de 2006 han permitido superar los récords de producción y demanda energética, lo que se explica por las inversiones de Enarsa, fideicomisos manejados por el gobierno e inversiones puntuales de inversores privados motivados por el incremento en los precios de la energía para los proyectos nuevos y de cogeneración, que permiten negociar excedentes garantizando el suministro para la empresa”, explica Luis Giussani, economista de la Universidad Argentina de la Empresa (UADE).

Chile -un país que pasó fuertes períodos de restricción energética en el pasado reciente

Tiene varios proyectos que en 2010 van a entrar en operación, de los cuales muchos serán centrales térmicas a carbón y diésel, algo que ha generado rechazo interno por el efecto en la contaminación atmosférica.

“El país necesitaba aumentar la capacidad de generación en un corto plazo, y las centrales térmicas son las más rápidas de poner en operación. Sin embargo, varias de las centrales que han ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), son hidroeléctricas, que son renovables y con un menor costo de generación”, dice el ministro chileno de Energía, Marcelo Tokman.

Para Francisco Aguirre, socio de ElectroConsultores, toda buena matriz energética debe componerse de una mezcla hidro y termoeléctrica equilibrada. “Esto incluye todo tipo de tecnologías que permitan minimizar la suma de costos de inversión y de operación”, dice.

De los 12 proyectos que están en calificación ambiental para todos los sistemas eléctricos chilenos, la mitad contempla la energía hidráulica y renovable, los que producirán 3.884 mw con una inversión de US\$ 4.910 millones, mientras que los otros seis restantes serán a carbón, los que aportarán 4.786 mw, con una inversión de US\$ 8.676 millones.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) –que abastece el norte de Chile, donde se encuentra la gran minería del cobre– todos los proyectos en calificación ambiental son térmicos, lo que se debe a la falta de recursos hídricos en la zona. Todos ellos sumarán una capacidad instalada de 9.050 mw, para lo cual se invertirán US\$ 14.419 millones. Mientras, el Sistema Interconectado Central (SIC, que abastece la zona central del país) comenzará a partir

de 2010 a producir más de 1.643 mw, los que involucraron una inversión cercana a los US\$ 2.500 millones.

Perú tiene un pasar más tranquilo

Los 6.000 mw de capacidad instalada superan –por ahora– la oferta. No obstante, este país es el de mayor crecimiento en América Latina en los últimos años, por lo que debe sumar capacidad energética rápidamente para no quedar corto frente la creciente demanda.

“El primer trimestre de 2008 tuvimos crecimientos de hasta 13% en energía, lo que indica que requerimos inversiones nuevas, tanto en generación como en transmisión, y una matriz de generación balanceada, que permita el uso combinado de energías fósiles y de energías renovables”, dice Axel Leveque, gerente de proyectos y desarrollo de la compañía eléctrica GDF Suez Energy de Perú. Esto coincide con algunas estimaciones que vapuntan a que Perú necesitará producir cerca de 8.000 mw para 2015, “por lo que habría que poner en funcionamiento cerca de 600 mw al año”, según Teófilo Casas, ex presidente de Electroperú y consultor en temas energéticos.

Mucho de esto se hará a través de los proyectos en marcha del gas de Camisea y con los proyectos hidroeléctricos binacionales que están empezando a desarrollarse con Brasil en la cuenca amazónica. “Lo que falta es capacidad de transmisión, pues al haberse concentrado casi toda la nueva generación en las cercanías de Lima, las necesidades de energía en el norte y en el sur del país requieren una considerable ampliación de la capacidad de transmisión”, dice Carlos Herrera Descalzi, ex ministro de Energía y Minas de Perú.

Energía al cuadrado: los grandes

México, por su parte, atraviesa una transición en su modelo energético. En la actualidad la Comisión Federal de Electricidad, la mayor eléctrica del país, pasó del monopolio en la generación de energía eléctrica a un esquema de comprador único, lo que ha permitido la entrada de empresas privadas al negocio, en especial las españolas Iberdrola y Gas Natural, así como la californiana Sempra Energy Solutions.

Además –a raíz del NAFTA– se ha desarrollado el negocio de la generación independiente de electricidad, a partir de tres modelos: el de exportación, en el que empresas eléctricas se instalan para exportar energía a Estados Unidos, como lo hace Sempra Energy, el de cogeneración, mediante el cual algunas empresas –como Pemex– que generan vapor en sus procesos aprovechan de usarlo a través de turbinas, y el de autoabastecimiento, en el que las compañías crean centrales eléctricas para su propio consumo.

“Todo esto es para preparar a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la apertura del mercado”, dice Sarahí Ángeles Cornejo, del Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM, quien explica que esto se hará en etapas. “Lo primero es que CFE se convierta en el comprador único, para después entrar a una etapa de mercado mayorista, y finalmente derivar a un esquema en que el cliente pueda escoger a su proveedor”. Brasil es el país donde se concentran los proyectos energéticos más grandes de toda la región.

Su capacidad instalada de 107.240 mw supera al de todo el resto de América del Sur. 70% de esa energía es generada mediante recursos hídricos y ha tenido suerte en la lotería atmosférica, que no tuvieron Ecuador ni Venezuela.

En los últimos años ha llovido bastante, lo que ha proveído reservas de agua por sobre la media histórica, lo que permite asegurar un 2010 y un 2011 sin grandes presiones ni riesgos de apagones.

Las autoridades señalan que en los próximos años se sumarán unos 37.395 mw. Entre los proyectos brasileños destacan los de Rio Madeira, de 10.000 mw, y el de Belo Monte, de 15.000, los que deberían dar holgura cuando estén en funcionamiento. Sin embargo, también hay dudas sobre la capacidad de ejecución de las obras. “El gobierno dice que sobrá energía hasta 2015, pero se trata de un cálculo errado pues considera centrales térmicas que están con sus obras atrasadas o no serán construidas. Es energía de papel”, sentencia Ricardo Corrêa, analista del sector eléctrico de Ativa Corretora.

Curiosamente, la crisis fue también una buena noticia para la industria energética brasileña, pues puso una pausa al alto ritmo de crecimiento en la demanda. “Con ello, el cruce de la curva de la demanda por sobre la oferta se pospone en el tiempo y facilita la planificación”, dice Osmar Cesar “Si Brasil vuelve a crecer al 4% o 5% en los próximos tres años, vamos a necesitar mucha más inversión”, dice Camilo. Una situación desde luego deseable, pero que –tanto en Brasil como en toda América Latina– implica desde ya estar planificando las inversiones con las que producir aquella energía que –en una metáfora biologicista– se transformará en crecimiento.

Fuente: AméricaEconomía.com

2. 2010, un año generoso en financiamiento para las empresas de América Latina

Pese a la volatilidad, en este periodo habrá un alza en los mercados de bonos, en los mercados de deuda de México a Chile, y se recuperará la ola de IPO en Brasil. Será un año de buenas noticias, con dinero disponible para los proyectos latinoamericanos, y a un costo moderado.

Es cierto. Los US\$391 millones que consiguió Multiplus en su oferta inicial de acciones (IPO), en la Bolsa de São Paulo, fueron decepcionantes. El monto recaudado a inicios de febrero fue 33% menor al que esperaban ejecutivos de la unidad de viajeros frecuentes de la aerolínea Tam.

Unos pocos días antes, la IPO de la firma de retail Aliansce Shopping Center tuvo un resultado parecido. Esperaba captar US\$460 millones, pero sólo obtuvo US\$318 millones.

Las desfavorables condiciones de mercados espantaron a Metalfrio, la mayor fabricante de equipamientos de refrigeración comercial de América Latina y al fabricante de pastas M. Dias Branco. Ambas empresas brasileñas cancelaron sus planes de lanzarse a Bovespa. Lo mismo hizo el frigorífico JBS, que pospuso la oferta pública de acciones de su filial JBS USA, en la que pretendía levantar US\$2.000 millones, hasta nuevo aviso.

No han sido buenas noticias para comenzar 2010. Especialmente cuando, en Brasil, el principal mercado financiero de la región, todos esperaban repetir el histórico año bursátil de 2009. Entonces, y en medio de la crisis mundial, Bovespa subió 80% y cogió a dos de las tres mayores IPO realizadas en todo el mundo (la de Banco Santander y la de Visanet). Las

turbulencias creadas por las crisis en Grecia y en Islandia, así como la incertidumbre que sigue reinando sobre la recuperación en la economía de Estados Unidos y en la Unión Europea, van a seguir haciendo de la volatilidad la característica principal de los indicadores de todo el mundo.

No obstante, 2010 será un año de buenas noticias: sí habrá dinero disponible para los proyectos latinoamericanos, los que podrán acceder a ellos a un costo moderado.

En los últimos meses, los grandes inversionistas del mundo han incrementado su exposición a América Latina (principalmente en Brasil, aunque también algo en Chile, Colombia, Perú y México), y los ahorristas locales muestran cierto interés en regresar a los mercados de renta variable. Las bajas tasas de interés que se mantienen en muchos mercados persistirán por un rato y la liquidez seguirá llegando a las compañías que muestren proyectos interesantes.

“Los mercados latinoamericanos volverán a crecer, quizás no al ritmo del período 2003-2007, pues fue muy alto, pero sí habrá una notoria recuperación”, dice Gabriel Torres, vicepresidente y analista senior del grupo de riesgo soberano de la calificadora de riesgo Moody’s. La visión es compartida por el grupo de Chief Financial Officers o directores de finanzas que están preparando las estrategias de financiamiento de sus empresas para este año, y cuyos testimonios acompañan este reportaje. No son los únicos. “Conozco muchos inversionistas institucionales globales que están mirando a América Latina por primera vez, hay mucha expectativa e interés”, dice Cate Ambrose, presidente de Latin America Venture Capital Association. “El financiamiento privado de empresas [a través de fondos de private equity o de capital de riesgo] va a crecer en 2010, aunque no a los niveles de 2007 y 2008, que fueron años muy buenos”.

Ambrose coincide al señalar que 2010 será un año con emisiones iniciales y secundarias con buenos resultados en Brasil, la cual es una de las estrategias de salida que siguen siendo más atractivas para los inversionistas privados. La prueba de fuego será la emisión de acciones que hará Petrobras este año, con la que esperan recaudar más de US\$40.000 millones. Además de ésta, hay un listado de proyectos en Brasil de emisión secundaria que se realizarán durante el primer semestre para evitar la incertidumbre que generará el ambiente electoral de fin de año.

Para la región, que no es Brasil, posiblemente las aventuras con emisiones de acciones no será el camino preferido. De hecho, en México sólo hubo una IPO durante 2009 y no se esperan muchas más para 2010. No obstante, los mercados de deuda pública para emisiones bien estructuradas aparecen como buenas alternativas.

Muchas empresas además aprovecharon la crisis para hacer fuertes reducciones de costos, las que liberaron su capacidad para generar recursos internamente, lo que no sólo les permitirá contar con financiamiento interno, sino también les permitirá ser más atractivos para los mercados de capitales.

Muchas señales que, pese a la volatilidad, permitirán esperar buenas cosechas en los mercados financieros durante los meses que vienen.

Fuente: AméricaEconomía.com

3. A Evo Morales se le acaba el gas de las nacionalizaciones y se piensa dos veces la estatalización eléctrica

Reviste de prudencia el quinto aniversario de la nacionalización de las segundas reservas de gas del continente. Incluso el nuevo ministro de Energía, Vincenti, aterriza el ‘cumpleaños’ con el mea culpa por el desabastecimiento de gas para consumo interno y el reconocimiento de que su gigante estatal, Yacimientos Petrolíferos y Fiscales de Bolivia (YPFB) necesita una “profunda reforma estructural”. Morales esperaba estrenar la nueva Ley y la mayoría absoluta de su segundo mandato con otra ‘revolución’ para el sector eléctrico sobre las multinacionales españolas y francesas, los accionistas mayoritarios de las empresas de generación, transporte y distribución en Bolivia. El presidente dejaba caer las hojas de un calendario que él mismo estableció con los inversores en 2009: no quería ir más allá del 50% en las empresas generadoras, prometía compensar el ‘zarpazo’ en Corani, Guaracachi y Valle Hermoso y dejar intocado el perímetro de las distribuidoras Electropaz de Iberdrola y la Transportadora de Electricidad (TDE) de Red Eléctrica Española (REE). Ahora, el ENDE, el Ente Nacional de Electricidad recién refundado dispone ya de un plan estratégico y un decreto para poner la ‘bala’ de la intervención en cualquier empresa del sector, pero sólo tiene 16 millones de dólares a mano, un banquillo en el que se le agolpan desde hace un año las negociaciones con las tres generadoras eléctricas y una nueva orden del Palacio Quemado: esta vez el modelo será mixto, nada de repetir los pasos de YPFB con los que forzó la participación estatal al 70% en todas las empresas de hidrocarburos y minería. Sin inversiones de más de 7.000 millones de dólares, Bolivia caerá en el déficit eléctrico y el Estado sólo dispone de 2.000 millones. REE e Iberdrola podrán estar tranquilas al menos un año, La Paz las necesita y busca colocar alguna factura para sus nuevos planes eólicos, no han encontrado padrinos en Alemania.

Bolivia ya ha incorporado a la cooperativa Trinidad, el Estado planea consumir en breve su intervención en la línea Caravana-Trinidad y Punutuma-Tarija y primero aspira a sumar al perímetro del Ente Nacional a la empresa de luz y fuerza de Cochabamba (Elfec) y la Cooperativa Rural de la Electrificación (CRE), nada menos que la enseña eléctrica de Santa Cruz, la región que abandera la rebelión contra Morales. En el Palacio Quemado saltan ya las chispas con ENDE: su nueva directiva pretende hacer de la Empresa Nacional de Electricidad una nueva YPFB, la Pdvs eléctrica de Bolivia -proclaman ya sus técnicos entre pasillos- con la misma escuadra con la que ejecutó la ‘resurrección’ de la petrolera pública: ideas bolivarianas, accionariado de mayoría estatal y dólares y euros de las multinacionales. Tanto que el nuevo Plan Estratégico 2010-2014 con el que ha bautizado su nueva piel pública, quince años después de privatización y su desmembramiento, ha lanzado al cielo de la política nacional la nueva ‘revolución’ energética nacional y prevé la creación de cuatro empresas subsidiarias con un control estatal de al menos el 60% de las acciones en todos los segmentos -incluyendo la transmisión y la distribución- aunque aún no haya concluido el proceso de negociación para la compra por parte del Estado de las generadoras, en las que ya ostenta entre un 47 y un 49%.

ENDE le ha roto a Morales los calendarios que preveían no avanzar hasta que no estuvieran cerrados los acuerdos pendientes desde hace un año con GDF, Panamerican y Rurelec, las que prometían salvar la distancia de la mano pública con las distribuidoras, las españolas incluidas. Pero la nueva bitácora eléctrica del Palacio Quemado por primera vez ya no habla de nacionalización completa.

Fuente: Ana Zarzuela / Capital News

4. ¿Qué hacer con YPFB?

Hugo Del Granado Cosío

Hace pocos días, cuando se conocieron las denuncias de venta de carburantes con cheques sin fondos y coimas cobradas a industriales por la venta de volúmenes adicionales de diesel, las autoridades del sector atribuyeron la raíz del problema a la endeble institucionalidad de YPFB y manifestaron nuevamente su preocupación por la reestructuración de YPFB, aunque ahora se llamaría reingeniería de YPFB para diferenciar de la refundación que finalmente no se supo en qué consistía.

Según el Ministro de Hidrocarburos la reforma estructural es urgente y por eso es imperiosa la reingeniería de la empresa. El vicepresidente García en la misma línea dijo que YPFB necesita una “nueva e inmediata arquitectura institucional” (La Prensa 13/03/10), pese a que dos días antes sostuvo que el país está preparado para iniciar una era de grandes inversiones que le permitan dar un gran salto industrial. Si bien la industrialización con las millonarias inversiones anunciadas, incluiría el hierro y el litio, los hidrocarburos serían su eje central por lo que es difícil comprender cómo podrían darse esos grandes saltos con una empresa que necesita con urgencia nuevas arquitectura y reingeniería.

La realidad de YPFB es un pesado desafío para el gobierno. Primero tendría que comprenderse que es necesario un estudio serio y profesional que pueda formular una estructura coherente y funcional que saque a YPFB de las graves contradicciones que se han creado en los cuatro años de gobierno.

Veamos algunas de estas contradicciones:

La politización de YPFB es un problema sin respuestas pese a que el Gobierno sabe que este es un grave perjuicio para su gestión. Un partido cuya prioridad es hacer política antes que gestión no podría permitir que una empresa tan importante como YPFB deje de ser parte de su aparato partidario. Con los distintos nombramientos de autoridades se han perforado todas las barreras creadas para preservar su institucionalidad. Tal vez la única opción para limitar el problema sea el de permitir la participación accionaria de otras empresas públicas y/o de los ciudadanos para obligar a sus ejecutivos a rendir cuentas de los resultados obtenidos en cada gestión. La multiplicidad de funciones encargadas a YPFB es otra de las contradicciones creadas. YPFB es al mismo tiempo un regulador y un operador. Puede crear sociedades con otras empresas y firmar contratos entre estas empresas y su propia casa matriz, es administrador de contratos y también ejecutor. Por estas razones sería bueno separar sus funciones creando distintos niveles de competencias y de responsabilidades. Incluso los chinos han dividido su otrora única empresa estatal creando a Cnooc, Sinopec y CNPC para separar las actividades offshore (Cnooc) e inshore (Sinopec y CNCP) respectivamente y hacer que estas dos últimas compitan entre sí, en un reconocimiento explícito de que competencia es buena para todos. En nuestro caso, una pequeña dosis de realismo y de imaginación ayudaría a crear también una estructura adecuada para YPFB.

Las contradicciones se manifiestan también en la estructura legal existente. El Código de Comercio no contempla sociedades anónimas estatales, solo sociedades anónimas mixtas y la

Ley Safco debería aplicarse a todas las empresas con participación estatal pese a los decretos de excepción que se aprueban para facilitar las gestiones de YPF. Por eso la idea de que con una nueva Ley de Hidrocarburos o con la Ley de YPF se solucionarían todos sus problemas, es equivocada, sería un parche más entre las abigarradas disposiciones legales existentes. Para salvar las dudas, habría que pedir la opinión de abogados y otros especialistas al respecto y eso lamentablemente, sería algo muy poco usual para el gobierno.

Sabiendo que la dificultosa situación de YPF es ya una lucha contra el tiempo, que no hay inconvenientes presupuestarios y que el gobierno no tendría ninguna dificultad parlamentaria para aprobar las leyes que crea conveniente para resolver los problemas expuestos, vale la pena preguntarse: ¿Por qué no lo hace? La respuesta podría ser patética: No sabe cómo hacerlo porque no ha definido el tipo de empresa que conviene a sus postulados políticos.

El gobierno ha tenido más de cuatro años para enfrentar el problema de YPF y en lugar de hacerlo continúa asignándole funciones, como es el nuevo contrato con Enarsa, sin comprender que la solución no es un problema de dinero solamente sino de constituir equipos ejecutivos calificados y de asesorarse para tener una visión global del rumbo actual de la industria.

Fuente: -www.diarionuevosur.com- Bolivia - ANALISIS Y OPINION .2010-04-05 07:35:32

5. Empresa uruguaya tendría el visto bueno argentino para transportar el gas boliviano y propone pago por adelantado a YPF

En contacto telefónico con HidrocarburosBolivia.com, Miguel Loinaz, máxima autoridad de la empresa uruguaya ENERPLUS, mencionó que las gestiones realizadas por su empresa para que el Gobierno argentino autorice el transporte de gas boliviano a Uruguay utilizando su red de ductos está en una etapa muy avanzada y se espera llegar a un acuerdo definitivo en breve.

“Esto no es reciente, a mediados de 2009 ENERPLUS expresó a YPF formalmente su interés por comprar el gas boliviano para su consumo en el mercado uruguayo, sabíamos que se debía solucionar el problema del transporte por ducto y es por eso que paralelamente nos reunimos con autoridades argentinas que nos expresaron toda la predisposición para que esto suceda” afirmó el empresario desde Uruguay.

Al ser consultado sobre los volúmenes y el precio del gas que se enviaría a Uruguay, Loinaz se limitó a señalar que ENERPLUS propuso pagar por adelantado, mediante un depósito bancario que le permitiría a YPF debitar el monto correspondiente al volumen enviado en base al precio que se acordaría mediante un contrato. “Hemos planteado un pre-pago que le permitirá a YPF contar con los recursos generados por la venta de gas a Uruguay en el momento que el envío sea realizado” destacó.

Con relación a Bolivia, el ejecutivo de ENERPLUS resaltó que YPF sólo debería preocuparse por la entrega del gas boliviano en la frontera con Argentina, a partir de ese punto “ellos debitan de la cuenta el dinero por el volumen entregado y ENERPLUS se encarga de cumplir todos los requisitos para que el gas llegue al mercado uruguayo usando ductos argentinos”.

“Tenemos toda la voluntad y el deseo de llegar a un acuerdo con YPF y con las autoridades argentinas, nos hemos adelantado a los hechos que hoy son noticia y nuestra propuesta es interesante, esperemos que todo salga según lo planeado” concluyó.

Fuente: HidrocarburosBolivia.com - NOTICIAS .2010-04-05 11:18:45

6. Adenda al contrato de exportación de gas natural asegura mercado e inversiones para Bolivia y Argentina

La adenda al contrato de compra venta de gas natural entre YPF y ENARSA asegura la inversión en producción y transporte de este energético, así como los pagos por la compra de gas natural a favor de YPF. Un despacho de la UNIDAD DE COMUNICACIÓN INSTITUCIONAL de YPF señala que los presidentes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) Carlos Villegas y de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), Exequiel Espinosa suscribieron este 26 de marzo la primera adenda al Contrato de Compra Venta de Gas Natural que introduce un sistema de garantías recíprocas para el desarrollo del mercado energético binacional y prioriza la construcción y puesta en marcha del gasoducto de integración Juana Azurduy de Padilla. Esta adenda entrará en vigencia el 1 de mayo de 2010.

En presencia de la Presidenta de la República Argentina, Cristina Fernández de Kirchner y el Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Evo Morales Ayma, YPF y ENARSA emprenden hoy el desarrollo del gasoducto Juana Azurduy de Padilla (GIJA) que permitirá la entrega de hasta 27.7 Millones de Metros Cúbicos por Día (MMmcd) al mercado argentino. En su primera fase, este gasoducto de integración incrementará la capacidad de transporte de 7.7 MMmcd hasta aproximadamente 13 MMmcd.

En Bolivia, el gasoducto Juana Azurduy tendrá una extensión de 15 kilómetros, un diámetro de 32 pulgadas y unirá el punto de interconexión Gasoducto Yabog (Campo Grande) y Madrejones en la frontera con Argentina. YPF Transporte inició el proceso de invitación a proveedores para la provisión de equipos esenciales. La inversión estimada para la construcción de este gasoducto que será inaugurado, en mayo de 2011, es de 43 Millones de dólares.

Por su parte, ENARSA inició la licitación llave en mano de este mismo gasoducto, en el lado argentino, el cual tendrá una extensión de 32 kilómetros que unirá el punto de interconexión con Campo Durán. El ducto tendrá 30 pulgadas de diámetro. La inversión estimada en esta obra es de 55 millones de dólares.

Durante el tiempo de construcción del Gasoducto Noreste Argentino (GNEA), YPF y ENARSA acordaron notificarse mutuamente sobre el estado de avance de las obras de este importante proyecto de integración energética.

Por otro lado, las empresas estatales de ambos países reafirmaron el compromiso de entrega y recepción de mayores volúmenes de gas natural, consolidando el contrato vigente desde el 19 de octubre de 2006.

Para el efecto, ENARSA ratificó su compromiso de priorizar los pagos con un fondo oficial de fideicomiso y extendió una Carta de Crédito Stand By que será renovada cada año durante el próximo quinquenio. Al finalizar este periodo, se evaluará la prosecución de la misma o la introducción de un nuevo mecanismo.

Asimismo, YPF y ENARSA comprometieron el cumplimiento de los volúmenes de compra venta de gas natural, originalmente establecidos en el contrato, además de la ejecución de las inversiones necesarias para el desarrollo de los campos productores de gas natural en Bolivia y el desarrollo del mercado energético en Argentina.

Los volúmenes comprometidos en este Contrato son del orden de 7.7 a 27.7 Millones de Metros Cúbicos por Día (MMmcd), de acuerdo a compromisos de suministro y recepción de gas natural, en firme, es decir como obligación de carácter ineludible.

No obstante, en función del comportamiento del mercado argentino, los compromisos de suministro y recepción se definieron de carácter estacional, es decir, comprenden un periodo de verano (demanda baja) y un periodo de invierno (demanda alta).

En el objetivo de contar con mecanismos que motiven el estricto cumplimiento del contrato, también se incorporaron penalidades: en caso de faltante de suministro, YPF pagará a ENARSA una penalidad en función a la diferencia, entre cantidades requeridas y las cantidades efectivamente entregadas. Recíprocamente, en caso de presentarse una falla de recepción, ENARSA pagará a YPF una penalidad en función a la diferencia entre las cantidades puestas a disposición por YPF y las cantidades efectivamente recibidas.

El cumplimiento de la adenda al Contrato de compra venta de gas natural suscrito entre YPF y ENARSA significará para Bolivia un ingreso estimado, en punto de fiscalización, de entre 18 Mil Millones de Dólares y 23 Mil Millones de dólares en el período 2010 – 2026. De esta suma, en el mismo período, el Estado recaudará entre 9 Mil Millones de dólares y 11 Mil Millones de dólares por concepto de Regalías y Participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos, la diferencia en relación al ingreso bruto permitirá cubrir los costos de producción, transporte y otras facilidades del desarrollo de campos, así como las utilidades de YPF y las empresas titulares de contratos de operación.

Fuente: www.HidrocarburosBolivia.com NOTICIAS .2010-03-26 18:34:50

7. Inician obras de gasoducto a La Guardia en abril

Este mes de abril se dará inicio a la construcción del gasoducto a La Guardia, priorizando el ingreso de redes de gas hacia las provincias cruceñas, con el fin de dar cumplimiento al Plan de Inversiones 2009-2015 de YPF.

La división de Redes de Gas del departamento de Santa Cruz anunció que en este mes de abril se dará inicio a la construcción del gasoducto a La Guardia, priorizando el ingreso de redes hacia las provincias cruceñas, con el fin de dar cumplimiento al Plan de Inversiones 2009-2015 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), que indica que en ese periodo deben realizarse 900 mil nuevas conexiones, manifestó la autoridad del sector Alejandro Rey.

“Ya tenemos gas en varias localidades como por ejemplo Warnes, Montero, además, estamos por entrar a otras poblaciones intermedias como, Saipina, Minero, Portachuelo, Saavedra, donde casi de manera inmediata estaremos ejecutando estas nuevas instalaciones, en un nuevo bloque que será licitado en estas primeras semanas de abril”, recalcó Rey.

De acuerdo con la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos (GNRGD) de YPFB, la proyección para el año 2015 contempla una inversión para la ampliación de infraestructura de red de \$us 748,38 MM aproximadamente.

En Santa Cruz, para esta gestión, además de tener prevista la extensión de la red hacia La Guardia con 14 kilómetros de extensión, hay otros tres tramos más de red primaria que corresponden a los tramos de Guapilo – Cotoca, Cotoca – Pailón y Tarumá - El Torno, infraestructura que requerirá una inversión de 26.6 millones de dólares. “Este dinero será distribuido entre materiales, obras civiles y todos los servicios relacionados con la instalación”, comentó Rey.

Así mismo, indicó que respecto a las redes secundarias, se planea extenderlas hasta 100 kilómetros aproximadamente, con este trabajo, sólo en Santa Cruz se estima que hasta finalizar la gestión, es decir diciembre de este año haya 27.500 nuevas instalaciones.

Dificultades

“Estamos teniendo algunas dificultades con las empresas instaladoras debido a que son empresas muy pequeñas y su capital de operación es a veces insuficiente como para realizar el número de instalaciones que YPFB a veces requiere”, remarcó el Jefe de Redes de Santa Cruz.

Rey dijo que YPFB identificó la falta de capital de las empresas que trabajan con instalaciones internas, como el factor causante de la mayor parte de los problemas y retrasos, por lo tanto, se tomó la decisión de que Yacimientos provea la tubería para las instalaciones

También aclaró que las nuevas conexiones se realizarán de manera programática y que ya se licitaron varias de las obras que YPFB tiene en proceso, “por ejemplo, se licitó en la red primaria, el Municipio de La Guardia, las acometidas para el Casco Viejo, asimismo se licitaron las obras de red secundaria de El Bajío, La Cruz, Los Chacos, Montero y estamos lanzando en el mes de abril el segundo lote de licitaciones, que inmediatamente se adjudiquen las empresas estarán trabajando”, celebró el ejecutivo de Redes.

Según datos del departamento de Redes Santa Cruz de YPFB, actualmente el departamento cruceño, cuenta con 10.965 conexiones fuera de los que están en corte y en suspensión de servicios son aproximadamente.

Explicó que Camiri y Charagua pasaron a la jurisdicción de Santa Cruz y que a partir del mes de marzo el proceso de facturación y control de Camiri está siendo coordinado con el sistema de Control de Santa Cruz.

Indicó que YPFB, como nuevo distribuidor, lo primero que está haciendo es que el gas fluya en Santa Cruz, afirmando que “hasta antes que nos hagamos cargo había gas pero no había capacidad de distribución, por eso es que estamos construyendo algunos gasoductos que van a dar cierta holgura en la capacidad de distribución, por que a la fecha, nosotros tenemos unas 20 estaciones de GNV en Santa Cruz que están sin el suministro de gas debido a que no existe la capacidad para darles el gas”.

Agregó que la primera acción que están realizando es darle capacidad a las instalaciones de Santa Cruz y, así mismo, hacer que estos gasoductos se ramifiquen hacia las provincias de Santa Cruz, por ejemplo, dentro de unos 15 días más ya se va a iniciar la construcción del gasoducto a La Guardia.

Fuente: Israel Salvatierra

8. Bolivia venderá menos gas de lo que se pensaba

La adenda también ha cambiado la redacción de la cláusula 3.8 del Contrato, a una razonable prioridad o proporcionalidad, frente a terceros países, sostiene el ex hombre fuerte del sector hidrocarburífero, Carlos Miranda Pacheco.

La primera adenda al Contrato de Exportación de Gas a la Argentina, que se realizó el pasado fin de semana en la ciudad capital de Sucre, hace suponer que Bolivia venderá menos gas de lo que se pensaba al suscribir el contrato, sostiene el ex superintendente de hidrocarburos y analista energético, Carlos Miranda.

“Con la tabla del Anexo D se habría dejado de vender 33.726 millones de metros cúbicos. Asumiendo un precio promedio de \$us 6/MMBTU, se estima que hubieran representado un ingreso bruto de \$us 7.152 millones, que se estarían dejando de percibir”, afirma. La adenda

AÑO		CANTIDADES CONTRATADAS Y CANTIDADES GARANTIZADAS					
AÑO	PERIODO	CDC		CDG1		CDG2	
		MWscd	%	MMscd	%	MMscd	
2010	INVIERNO	7,7	65	5,0	65	5,0	
	VERANO	7,7	65	5,0	65	5,0	
2011	INVIERNO	11,3	68	7,7	68	7,7	
	VERANO	11,3	68	7,7	50	5,7	
2012	INVIERNO	13,6	85	11,6	85	11,6	
	VERANO	13,6	85	11,6	76	10,4	
2013	INVIERNO	15,9	85	13,5	85	13,5	
	VERANO	15,9	85	13,5	65	10,4	
2014	INVIERNO	19,0	85	16,2	85	16,2	
	VERANO	19,0	85	16,2	63	12,0	
2015	INVIERNO	20,7	85	17,6	85	17,6	
	VERANO	20,7	85	17,6	70	14,5	
2016	INVIERNO	23,4	85	19,9	85	19,9	
	VERANO	23,4	85	19,9	70	16,4	
2017	INVIERNO	23,9	85	20,3	85	20,3	
	VERANO	23,9	85	20,3	70	16,7	
2018	INVIERNO	24,6	85	20,9	85	20,9	
	VERANO	24,6	85	20,9	70	17,2	
2019	INVIERNO	25,1	85	21,3	85	21,3	
	VERANO	25,1	85	21,3	70	17,6	
2020	INVIERNO	25,7	85	21,8	85	21,8	
	VERANO	25,7	85	21,8	70	18,0	
2021	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	
2022	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	
2023	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	
2024	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	
2025	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	
2026	INVIERNO	27,7	85	23,5	85	23,5	
	VERANO	27,7	85	23,5	70	19,4	

considera que las partes, en fecha 19 de octubre de 2006 suscribieron el Contrato de Compra Venta de Gas Natural (contrato) que estipula el suministro por YPFB a ENARSA, de volúmenes de Gas Natural de manera progresiva a partir de siete coma siete millones de pies cúbicos por día (7,7 MMm3/Día), en condiciones base, hasta llegar a los veintisiete coma siete millones de metros cúbicos por Día (27.7MMm3/Día), en el año 2010.

Razonable prioridad

Miranda, por otra parte, asegura que el Contrato sin adenda especificaba claramente que la venta a ENARSA gozaba de 3ª prioridad y precisa que esta estipulaba: “Primero consumo interno, segundo contrato YPFB-PETROBRAS y tercero el contrato con ENARSA. La adenda ha cambiado la redacción de la cláusula 3.8 del contrato, a una razonable prioridad o proporcionalidad, según corresponda, frente a terceros países”.

Sin embargo, sostiene que: “Lo anterior parece necesario porque ya no existen los contratos “back to back” que eran la garantía de producción para las entregas de gas como ha sido con el GSA hasta la fecha”.

¿Un costo excesivo?

En criterio de Miranda, no ha dejado de llamar la atención el costo del tramo boliviano del

gasoducto JAP. Sostiene que el costo estimado es de \$us 2.87 millones/Km y que en un recorrido sin grandes dificultades geográficas o topográficas, parecería “excesivo”

En este marco agrega que “El gasoducto al Brasil, obra vendida, costó menos de \$us 1 millones/Km., en un ducto que tiene dos cruces mayores de río y atraviesa el Pantanal, utilizando tecnología muy depurada y costosa de conservación medio ambiental”.

Sostiene que la suscripción de la adenda y los compromisos de inversión en Margarita y Huacaya no son la solución total para la ejecución del contrato y agrega que “Mostrando gran cautela, las partes señalan el inicio este próximo 1° de mayo y aseguran mantener una entrega mínima de 5 MMm³/d, por un año. La conclusión y puesta en marcha del gasoducto de integración Juana Azurduy de Padilla con mayores volúmenes el 1° de Mayo del 2011, constituye una fecha clave”.

Documento operacional

En criterio de Miranda, la adenda suscrita recientemente “es un documento cuidadosamente elaborado y pretende ser un documento operacional, alejado de la fanfarria política que acompaña la suscripción del contrato original”.

Finalmente, considera que “es destacable que el texto de la adenda esté circulando en Internet a los seis días de haber sido firmado. Es un progreso notorio hacia la transparencia en el manejo del sector. Esta transparencia sería mejorada si se hicieran públicas las cartas de compromiso de inversión que soportaran el aumento de producción necesarios”.

Los datos

A manera de contexto, Miranda recuerda que YPFB y ENARSA firmaron un contrato de venta y compra de gas el 19 de octubre del 2006 con fecha de inicio del 1/01/2007 y una duración de 20 años. Asegura que este contrato fue “incumplido por ambas partes”, hasta que en una revisión conjunta en abril del 2009, se resolvió modificar y complementar el contrato mediante una adenda, documento que precisamente se suscribió 26 de marzo pasado en Sucre.

“Los últimos dos años, la ejecución del contrato había entrado en un estado de total inoperancia. YPFB enviaba pequeñas cantidades, menores a las contratadas, de forma irregular y ENARSA tampoco acometía en forma sostenida la construcción del gasoducto necesario para transportar los volúmenes acordados. En que estado están las cuentas por esa exportación, es algo no públicamente conocido”, dice.

Según Miranda, el problema radicaba en el calendario de entregas del contrato que especificaba el llegar a una exportación de 27. MMm³/d en 3 años. “Ese tiempo era totalmente irreal para ambas partes, se debía lograr producción nueva y también desarrollar un mercado inexistente. Lamentablemente, este suministro de gas tan importante y necesario para el productor y comprador fue manejado políticamente desde su inicio”.

En este marco sostiene que: “La adenda recientemente firmada muestra una clara intención de llevar a cabo el emprendimiento en tiempos razonables para que el vendedor pueda tener la producción en forma oportuna y que el comprador pueda desarrollar el mercado final de destino, el noreste argentino, y proporcionar la seguridad de pago”.

En forma muy cauta

“Por otro lado, en forma muy cauta, mediante la adenda, las partes prescinden de las sacramentales cláusulas de “take or pay” y “delivery or pay” y las sustituye con volúmenes mínimos de entrega y de recepción. En el caso que el vendedor no cumpla con esos mínimos, es multado con el valor del 15% del valor del volumen faltante y para el comprador la multa es del 3% del valor del volumen no tomado”, dice y agrega que “estas medidas son muy tibias en el mercadeo internacional de gas”.

“Indudablemente son fruto del desorbitado optimismo del contrato original. Mas aun, las partes acuerdan volúmenes mínimos diarios estacionales, definiendo invierno como 5 meses y verano como 7 de los doce del año”, dice y agrega que para mayor ilustración, se adjunta el Anexo D de la adenda que muestra la evolución de las cantidades contratadas y las garantizadas.

“En esta tabla se puede apreciar que la cantidad contratada es CDC. La cantidad mínima que el productor debe entregar es CDG1, y la cantidad que el comprador esta obligado a tomar es DCG2. Como se puede apreciar CDG1 y CDG2 son prácticamente iguales y también ambas son una fracción de la cantidad contratada CDC”, precisa Miranda.

En su criterio el pago puntual de ese calendario de entregas está siendo garantizado por cartas de crédito irrevocables ante el Banco de la Nación Argentina a favor de YPFB por los próximos 5 años, periodo que puede ser extendido.

Garantías mutuas

Para Miranda “la figura de garantías mutuas del cauto y paulatino aumento de volúmenes y seguridades de pago, ha sido mejorado, según informes de prensa, con la firma de un acuerdo con YPFB por parte de Repsol, British Gas Bolivia (BG) y Pan American Energy (PAE) de ejecutar inversiones en los campos Margarita y Huacaya, para elevar la producción”.

Por otra parte, asegura que “el problema de transporte ha sido solucionado con la construcción simultánea del Gasoducto de Integración Juana Azurduy de Padilla (JAP). Este ducto tendrá dos tramos, el boliviano de 15 Km., hasta el punto de entrega en la frontera y el argentino desde ese punto hasta la estación de compresión Campo Duran en la Argentina.”

“En Bolivia será el tramo definitivo para todo el contrato. En la Argentina será el primer tramo del gasoducto del noreste. La construcción del JAP debe estar concluida hasta el 1º de mayo de 2011”, precisa Miranda por muchos años el hombre fuerte del sector hidrocarburífero.

9. “Un buen parche a un mal traje”

Franceso Zaratti



¿Cómo evalúa la suscripción de la adenda entre Bolivia y Argentina y del contrato para la construcción del gasoducto Juana Azurduy? La adenda es un buen parche a un mal traje, que se confeccionó a la apurada, más por razones políticas que económicas, por sastres incompetentes que no tomaron bien las medidas ni aseguraron el cumplimiento del trabajo y del pago. No veo problemas en el cumplimiento del contrato reformado durante los próximos cinco años. Luego mucho dependerá de las inversiones, sobre

todo en el GNEA del lado argentino, del precio internacional del LNG (todavía puede ser competencia) y de la confianza recíproca.

La presencia de ejecutivos de las empresas que operan el campo Margarita en la firma del convenio es un aliciente, pero también un sapo que las actuales autoridades de YPF han tenido que tragarse, ya que en varias ocasiones pretendía prescindir de sus conocimientos y experticia en esa clase de negocios.

En relación a los beneficios para el país se puede decir que con un costo mínimo para el país (50 M\$ para el tramo nacional del gasoducto que permitirá exportar hasta 13 MMm3d de GN) e inversiones del orden de 1500 M\$ en campos con reservas probadas suficientes a cargo de las empresas privadas, los beneficios son evidentes y garantizados por la adenda al contrato. Por tanto, se aseguran nuevos ingresos al TGN, Gobernaciones, Municipios y Universidades. Si, además, se logra poner en funcionamiento la planta de separación de licuables en Yacuiba, dimensionada al real volumen de producción, el mercado interno de licuables estará garantizado.

Sobre la pregunta de si con este acuerdo Bolivia puede consolidarse como centro gasífero regional, decir que se trata tan sólo del primer real paso adelante en esa dirección, después de muchos pasos hacia atrás.

Fuente: Energy Press.



Teléfono (5912) 2799673

Fax: (5912) 211 7326

Calle 31 N° 8227, Edificio Lydia, Piso 2, Oficina 201

Calacoto

La Paz – Bolivia

Página web: www.institutoprisma.org

Edición a cargo de Karina Zelaya