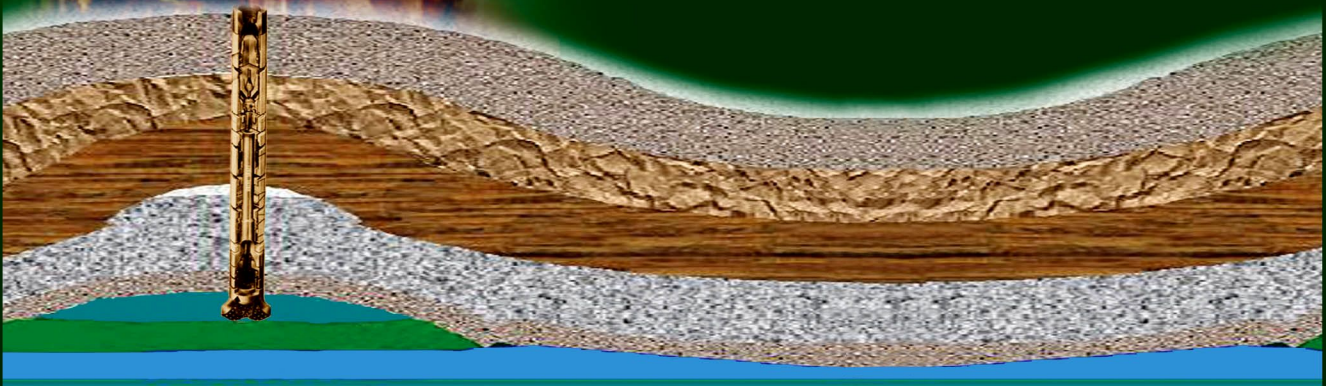


RELACIONES ENERGETICAS BOLIVIA - BRASIL



INTRODUCCION

A principios del 2002 el Postgrado de la Universidad Mayor de San Andrés CIDES-UMSA, el Comité de Defensa del Patrimonio Nacional CODEPANAL y el Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo coordinaron un programa de investigación energética, cuya Fase I fue denominada: Relaciones Gasíferas Bolivia-Brasil.

El trabajo fue iniciado a partir de un grupo de trabajo conformado por Carlos Villegas, reconocido académico y analista económico, Enrique Mariaca; ingeniero petrolero y geólogo, una de las personas con mayor experiencia en el tema en Bolivia, México, Ecuador y Chile, países en todos los cuales ejerció importantes funciones en las empresas petroleras estatales, ex presidente de YPF y ex ministro de Estado, Boris Ballester, economista, con trabajos de investigación en temas de tributación petrolera e Ing. Patricia Molina, especialista en temas ambientales y coordinadora del FOBOMADE.

A partir de los documentos analizados y de la importante información accedida, se logró conformar una importante base de datos y una serie de documentos que fueron presentados en diversos eventos, publicaciones y especialmente recogidos en el Seminario: *El Contrato de Venta de Gas al Brasil*, realizado en la ciudad de Santa Cruz, en junio del 2003, en plena etapa de la renegociación con el vecino país. El Seminario fue realizado en coordinación con la Universidad Gabriel Rene Moreno, a través de las carreras de Ciencias Políticas y Sociología y de Centro de Investigaciones Sociales y Apoyo al Desarrollo, la Confederación de Trabajadores de la Prensa de Bolivia, la Federación Departamental de Trabajadores de la Prensa de Santa Cruz, el CIDES-UMSA, CODEPANAL, CEJIS y el FOBOMADE y pudo llevarse a cabo, venciendo todas las dificultades, gracias al invaluable apoyo del gran artista Lorgio Vaca, cuyo compromiso con la gente de su país, es como siempre un ejemplo.

En la primera parte del libro denominada *Contexto*, Enrique Mariaca resume la historia de la explotación petrolera en Bolivia, los descubrimientos, los contratos de exportación, la capitalización y sus efectos, el proyecto LNG, todo ello como marco para una propuesta de nueva ley, enmarcada en una Política de Recuperación de los Hidrocarburos. Carlos Villegas analiza la privatización de la industria petrolera y sus efectos tributarios. Freddy Morales concluye esta parte demostrando la falta de Políticas y Estrategias de Estado en materia de hidrocarburos, a pesar de los intentos llevados a cabo por diferentes actores y en diferentes espacios. Al mismo tiempo, a partir de su experiencia periodística reflexiona sobre la necesidad de un manejo responsable, oportuno y proactivo de la información gubernamental hacia la opinión pública, para que los ciudadanos puedan participar efectivamente en la elaboración de esas políticas.

En la segunda parte, denominada *El Contrato*, se ha incluido un trabajo realizado posteriormente, en el que Patricia Molina, a partir de un marco contextual más amplio, referido al tema de integración Brasil y Bolivia, desglosa los diferentes aspectos de la expansión de la empresa estatal Petrobras en el país, la renegociación del contrato, como instrumento de aplicación de políticas brasileñas de integración de infraestructura y el comportamiento social, ambiental y político de la empresa petrolera en Bolivia. Carlos Villegas analiza cada uno de los aspectos del contrato, desde los acuerdos previos, volúmenes, tarifas y transporte hasta las negociaciones para la revisión del contrato y los intereses de Petrobras en la cadena de la industria petrolera. A su vez, Enrique Mariaca incide en los aspectos de la estructura de precios, los volúmenes establecidos, las penalizaciones y lo que denomina el conflictivo escenario energético del Brasil.

Además de las presentaciones del equipo de trabajo sobre energía, el seminario contó con los aportes de Artur de Souza Moret, profesor Adjunto de la Universidad Federal de Rondonia, cuyas valiosas contribuciones condujeron a los asistentes hacia una reflexión acerca de los procesos de integración, en muchos casos, más bien procesos de anexión, la importancia de la región amazónica como escenario de grandes negocios y de concentración de recursos financieros, de tierras, de capital y de poder y la necesidad de planificar el desarrollo bajo el enfoque de la sustentabilidad, incorporando parámetros de calidad de vida y uso sustentable de los recursos naturales. Álvaro García Linera finaliza el documento, como lo hizo en el evento, destacando la situación de Bolivia como negociador frente a vecinos con una economía mucho mayor como es el caso de Brasil, asimismo enfatizó en la estructura de poderes económicos transnacionales que modifican las relaciones entre estados como Brasil y Bolivia y la necesidad del fortalecimiento de lo local sin “abandonar la pretensión de lo general” también en el tema energético.

La publicación de este valioso conjunto de investigaciones, análisis y reflexiones generados a partir de cuestionamientos, preocupaciones y encuentros busca aportar nuevos elementos a los movimientos sociales, instituciones y personas, preocupados por el uso y acceso de los recursos naturales y su influencia en el destino del país. Por ello asumimos nuestra responsabilidad en la promoción y divulgación de estos esfuerzos.

Gabriel Herbas Camacho
PRESIDENTE FOBOMADE

HISTORIA DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE GAS Y LOS CONTRATOS DE EXPORTACIÓN COMO MARCO DE LA PROPUESTA DE UNA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS

Enrique Mariaca

La evolución histórica del gas boliviano es poco conocida, al igual que el trabajo realizado durante muchos años por la empresa estatal YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), que culminó con el descubrimiento de las reservas de gas del país.

En los yacimientos bolivianos, el gas se presenta en volúmenes considerables, asociado a un petróleo liviano, en una relación gas-petróleo (RGP) de 10.000 pies cúbicos de gas por barril de petróleo (RGP = 10.000) hasta una relación de 60.000 pies cúbicos de gas por barril de petróleo (RGP = 60.000). El petróleo acompañante es muy liviano por su alto contenido de gasolinas, tiene un peso específico de 0.78 (Grado API 50°) y es de color claro. Yacimientos de estas características son conocidos técnicamente como de “condensado de gas”.

La capacidad y solvencia económica de YPFB logró el desarrollo pleno de la empresa en las diferentes áreas de la actividad petrolera, de por sí compleja y que exige la aplicación de tecnologías en permanente innovación. YPFB optimizó su desarrollo y logró la obtención de excedentes económicos para beneficio de la economía nacional y de la propia empresa, utilidades que al ser reinvertidas daban lugar a la continua expansión de la empresa estatal. Fue así como llegó a ser la más grande e importante empresa nacional, con ingresos brutos de 750 millones de dólares año y un crecimiento a razón del 5% anual.

Gracias a la solvencia técnica en la elaboración de cada proyecto, YPFB obtuvo financiamiento de montos elevados para sus inversiones. YPFB era considerada por bancos

internacionales de crédito como Eximbank, Banco Mundial, BID y otros, como una empresa con solvencia técnica y capacidad de cumplimiento de sus obligaciones, al honrar los créditos otorgados.

Con esos antecedentes y al haber descubierto YPFB importantes reservas de condensado de gas, se contaba con la capacidad de desarrollo de varios proyectos de utilización del gas, entre estos, se tenía programados en la década de los 80', la exportación de gas natural al Brasil, las redes de gas domiciliario a razón de 75.000 usuarios cada cuatro años, el uso masivo del Gas Natural Comprimido en el parque automotriz, la instalación de plantas de amoniaco-urea, PVC y otras plantas petroquímicas.

Hechos destacados del gas boliviano en los escenarios nacional e internacional son los siguientes:

DESCUBRIMIENTO DE LOS YACIMIENTOS DE “CONDENSADO DE GAS”

En la década de los 50, al probar la estructura de Los Monos, en la vecindad de Villamontes, YPFB descubrió la existencia de acumulaciones de “condensado de gas” en la formación profunda Los Monos del Devónico. Esa época no era la adecuada para el desarrollo productivo de estos yacimientos ya que el objetivo principal de YPFB era alcanzar al autoabastecimiento nacional de los derivados líquidos.

En las décadas 60' y 70' se confirmó la existencia del potencial de gas y se verificó que la gran mayoría de reservorios de hidrocarburos descubiertos eran de

petróleo ligero (50 a 55 grados API) con una alta presencia de gas asociado. Estas características dieron lugar a que parte del gas fuera reinyectado al propio yacimiento para mejorar la recuperación de líquidos (Campo de Camiri) y el saldo fuera almacenado, inyectándolo a alta presión en algunas estructuras geológicas apropiadas (Campos de Río Grande, San Roque, etc.).

En 1970, YPFB cuantificó las reservas existentes de gas en 2.7 trillones de pies cúbicos (Tpc) entre probadas y almacenadas, y 1.5 Tpc como probables.

EL CONTRATO DE EXPORTACIÓN DE GAS BOLIVIANO A ARGENTINA

Conocidas las reservas de gas natural, el año 1970, YPFB y Gas del Estado Argentino firmaron un contrato de exportación de gas húmedo por 220 millones de pies cúbicos día (MMpcD), que equivale a 6.3 millones de metros cúbicos día (MMmcD). Para el cumplimiento de ese contrato, YPFB obtuvo un financiamiento de 50 millones de dólares del Banco Mundial (BM) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para la construcción del gasoducto Santa Cruz-Yacuiba de 24 pulgadas de diámetro y 530 km de longitud.

En marzo de 1972 se inició la exportación pactada por 20 años.

ANTECEDENTES DEL CONTRATO DE EXPORTACIÓN DE GAS AL BRASIL

En 1974 se firmó un Convenio Preliminar de exportación de gas entre YPFB y PETROBRAS, por 240 MMpcD, sujeto a que YPFB en el plazo de un año confirme las reservas suficientes. Al año siguiente, YPFB informó que aún no existían las reservas para garantizar el suministro de gas en ese proyecto debido a que las reservas confirmadas estaban comprometidas en el contrato vigente con Argentina, iniciado en 1972.

En 1984, YPFB informó al Presidente Siles Suazo que se disponía de reservas probadas de gas del orden de 4.3 Tpc, las mismas que fueron certificadas por tres firmas extranjeras contratadas al efecto; estas reservas garantizaban la exportación al Brasil. En consecuencia, los presidentes Hernán Siles Suazo y Joao Figueiredo firmaron el 9 de febrero de 1984, en Santa Cruz, un Acuerdo de Cooperación Energética.

Las empresas estatales YPFB y PETROBRAS firmaron en la misma fecha un Contrato Preliminar para la exportación de 400 MMpcD por 20 años.

El precio de ese momento para la venta de gas era el más adecuado, pues el precio de exportación a la Argentina era de 4.28 \$/Mpc, que significaba un ingreso de 625 MM\$/año, de los cuales el 85 % eran para el Estado y YPFB.

Sin embargo, la inquina política doméstica realizó desde el parlamento una campaña en contra del proyecto, liderizada por el MNR, haciendo fracasar el contrato.

LA NUEVA POLÍTICA ECONÓMICA Y LOS EFECTOS SOBRE YPFB

Con el fin de ejecutar un plan monetario para controlar la hiperinflación que se había desatado en el país por efecto de la deuda externa originada en las dictaduras militares de Banzer y García Meza, en agosto de 1985, con el DS 21060, hizo irrupción el sistema neoliberal. Eufemísticamente se denominó Nueva Política Económica o Programa de Ajuste Estructural (según el FMI y BM que lo monitoreaban) al plan con características de shock ideado por el economista de Harvard, Jeffrey Sach. Con este Programa, YPFB tenía la misión de salvar económicamente el proceso, mediante:

- Aumento de los precios de los carburantes en un 85 %;
- Aplicación de un Impuesto Financiamiento Anual del 65% sobre los ingresos brutos de YPFB, incluyendo las utilidades de la empresa (aparte del pago del 12% de Regalías),
- Eliminación de todos los proyectos de inversión de YPFB.

El DS 21060 marcó la eliminación de la planificación de muchos años de YPFB, fue el punto de inflexión hacia un ciclo negativo de retroceso y el inicio del desmantelamiento de la empresa estatal y la posterior enajenación de los hidrocarburos.

ALGUNAS INICIATIVAS DE USO Y EXPORTACIÓN DE GAS

El 2 de agosto de 1988, en la ciudad de La Paz, los presidentes Paz Estenssoro y José Sarney firmaron una Declaración Conjunta que acompañaban unas

Notas Reversales en las cuales se acuerda participar en cuatro proyectos a realizar en Bolivia y el compromiso de Brasil de adquirir los insumos correspondientes:

- Una planta eléctrica de 500 MW en Puerto Suárez;
- Una planta de amoniaco y urea con producción de 200.000 Toneladas año;
- Una planta para producir 100.000 Toneladas año de polietileno de baja, media, lineal o alta densidad; y
- Un gasoducto para exportar 106 millones de pies cúbicos por día de gas natural por Puerto Suárez.

Esta programación no se cumplió y quedó como una declaración de buenas intenciones. Desde el punto de vista boliviano, al no haber claridad sobre los precios de venta de los diferentes insumos, la incertidumbre de los mercados y la magnitud de las inversiones a cargo de Bolivia y su dudosa rentabilidad, se concluyó que eran operaciones de alto riesgo inconvenientes para el país.

Por otra parte, era evidente el poco interés del Brasil (PETROBRAS) en la compra del gas natural boliviano, al proponer un volumen reducido de adquisición que hacía inviable este proyecto específico.

EL CONTRATO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL

En 1990, PETROBRAS volvió a interesarse por el gas boliviano y envió una Comisión a La Paz en febrero de ese año, proponiendo al presidente Jaime Paz Zamora, un proyecto de exportación del gas por 8.5 millones de metros cúbicos día (MMm3D), equivalentes a 300 MMpc/d. Esta propuesta contemplaba el financiamiento del ducto por PETROBRAS.

Infortunadamente, Jaime Paz Zamora no la atendió debidamente y desairó a esa Comisión con el pretexto de su viaje al lejano oriente, ignorando la importancia que implicaba la oferta de financiamiento que demostraba el interés del Brasil por el gas boliviano.

Pese a este incidente, en fecha 26 de noviembre de 1991, en la ciudad de La Paz, fue firmada entre PETROBRAS, YPFB y el Ministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia, una Carta de Intenciones sobre el proceso de Integración Energética entre Bolivia

y Brasil. Mediante ese acuerdo se comprometió la exportación de 8 MMm3D de gas natural con previsión de alcanzar 16 MMm3D.

En fecha 25 de marzo de 1992 se definió la ruta del gasoducto hacia Puerto Suárez-Corumbá.

El 17 de agosto de 1992, en la ciudad de Santa Cruz, se firmó el Contrato Preliminar de compra-venta de gas natural confirmando las condiciones previamente acordadas. Por presiones del FMI y del BM, en ese documento se incorporaron elementos ajenos al contrato que significaba adoptar una modalidad diferente a la que YPFB tenía como propuesta básica.

Estos elementos son:

- i) El FMI y Banco Mundial anunciaron categóricamente al gobierno boliviano que no considerarían el financiamiento a YPFB para el gasoducto y recomendaban que la propiedad del ducto sea de un ente privado externo.

El gobierno de Paz Zamora que ya había aprobado la Ley de Privatización, aceptó esa imposición. De esta manera, en el Contrato Preliminar del gasoducto se incorporó al TRANSPORTADOR como propietario y operador del gasoducto y una participación de PETROBRAS del 15 %.

- ii) YPFB concedió a PETROBRAS, mediante un contrato de Asociación previsto en la Ley de Hidrocarburos N° 1194 de 1° noviembre 1990, los campos de San Alberto - con su pozo descubridor X-9 de la formación Huamampampa-, la estructura de San Antonio, y otras dos estructuras petroleras.
- iii) Se concedió anticipadamente a PETROBRAS la posibilidad de participación en el mercado interno de carburantes, conforme lo prescribe la nueva Ley de Hidrocarburos.

El 17 de febrero 1993, en la ciudad de Cochabamba, YPFB y PETROBRAS suscribieron el Contrato Definitivo de compra-venta de gas natural.

En fecha 17 de agosto de 1994 se suscribió el Addendum N° 1, el mismo que determina 21 años de duración del Contrato y un ajuste de la capacidad de compra anual de PETROBRAS conforme al Anexo A en sustitución del Anexo 1.

El 17 de agosto de 1995 se firmó la Prórroga del Contrato.

El 23 de agosto de 1995 se suscribió el Addendum N° 2 que determina un volumen adicional anual estableciéndose la garantía de suministro de acuerdo a la programación respectiva. El Anexo N° 1 fija las cantidades contratadas y garantizadas en Millón Metros cúbicos día (MMm3D) de la siguiente manera:

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004-2019
QDC – QDG1	8.00	9.10	11.30	20.40	24.60	30.08
GDG2	0.00	5.46	8.65	14.28	18.45	24.06
Diferencia: QDC-QDG2	8.00	3.64	4.65	6.12	6.15	6.02

QDC : Cantidad Diaria Contratada;

QDG1: Cantidad Diaria Garantizada por YPFB

QDG2: Cantidad Diaria Garantizada por PETROBRAS

El 9 de diciembre de 1994, aprovechando la Cumbre de las Américas realizada en Miami, el Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada autorizó y firmó como testigo, el ilegal y cuestionado “Contrato Accidental con Pacto de Accionistas” suscrito por el presidente de YPFB Mauricio Gonzales con el Ejecutivo de la firma ENRON, Edward Lay. Este Contrato fue firmado sujeto a las leyes del Estado de Nueva York y transgrediendo las normas al no haber sido aprobado en el Directorio de YPFB. El objetivo del Contrato era lograr el financiamiento del gasoducto mediante la empresa ENRON, al plazo más breve posible, lo cual no se cumplió.

En la ciudad de Río de Janeiro, YPFB y PETROBRAS suscribieron el Contrato Final el 16 de agosto de 1996, al mismo tiempo se firmaron los Contratos de Financiamiento por 280 millones de dólares, de construcción y entrega llave en mano del gasoducto de 32 pulgadas de diámetro y 570 kilómetros de extensión de Río Grande a Puerto Suárez.

Este financiamiento fue ofrecido por PETROBRAS a YPFB el 13 de julio de 1996 como consecuencia del fracaso de la ENRON que causó retraso en la construcción del gasoducto y el consiguiente incumplimiento de la estatal brasilera en su programa de distribución del gas comprometido con varias organizaciones de su país.

La fiscalización del FMI y del Banco Mundial sobre las negociaciones de exportación del gas natural y sobre la modalidad o forma de financiamiento del gasoducto fue permanente. PETROBRAS tuvo que aceptar la presión

de esos organismos y abandonar su posición monopólica de propiedad del ducto en Brasil y conceder una participación minoritaria al interés privado. Bolivia, aceptó la participación privada en el gasoducto boliviano a través de la figura del TRANSPORTADOR, manteniendo una mínima participación de YPFB. Así, quedó abierta la incógnita de la designación del Transportador, quien asumiría la obligación de obtener la inversión y la construcción del gasoducto.

LOS ÚLTIMOS DESCUBRIMIENTOS DE “CONDENSADO DE GAS” Y LA FALLIDA EXPORTACIÓN DE GAS A CHILE EN 1994

En 1992, empresas chilenas con grandes intereses mineros en la provincia de Atacama, en conocimiento del potencial gasífero boliviano, vieron la posibilidad de aprovechamiento tomando en cuenta la culminación de la exportación a la Argentina. A ese efecto, la firma australiana GHP, con intereses en la explotación del cobre en Atacama, formuló un proyecto de factibilidad de un gasoducto que partiría de Villamontes (Bolivia) y terminaría en Mejillones (Chile), para exportar 250 MMpcd (millones de pies cúbicos/día) de gas natural. Para ello se conformaría una asociación entre YPFB, ENDE y GHP con participaciones del 45% para las dos primeras y 10% la última.

El proyecto fue presentado oficial y públicamente en 1994 a Gonzalo Sánchez de Lozada - que ya lo conocía y había autorizado la participación de YPFB -, pero, las FFAA bolivianas rechazaron el proyecto de inmediato. En esa misma ocasión, las FFAA citaron al presidente Sánchez de Lozada al Gran Cuartel de Miraflores para conocer los alcances que tendría la anunciada “capitalización” de YPFB. Entonces, Sánchez de Lozada manejó el demagógico discurso de que existirían “dos YPFB” y “dos ENDES”, sin enajenación. Sin embargo, el ambiente de incertidumbre, motivó que Sánchez de Lozada evaluara que las condiciones para la aprobación de la exportación del gas a Chile no estaban dadas, lo que canceló el proyecto.

EN 1999 AFLORÓ EL GAS EN LOS BLOQUES EXPLORATORIOS DE LA EX - YPFB

En el transcurso de las prolongadas negociaciones con el Brasil, la labor exploratoria de YPFB fue confirmando la presencia de importantes reservas de condensado

de gas en las formaciones profundas de más de 4.500 metros del período Devónico (Huamampampa, Icla y Santa Rosa) mediante:

- El pozo Bermejo X-44, en 1978, con reserva probada 0.8 Tpc.;
- El pozo San Alberto X-9, en abril de 1990, con reserva probada de 1.3 Tpc y reserva probable de 4.5 Tpc,
- El pozo San Antonio (actualmente Sábalo) con reserva potencial 1.5 Tpc, en la misma línea estructural
- El pozo Bulobulo X-3, en noviembre 1993, con reserva probada de 0.7 Tpc y probable 1.5 Tpc.

En base a la información de los pozos profundos antes citados, YPFB reinterpretó toda la información geológica-geofísica de la sierra subandina, el pediplano y llanura chaqueña-beniense y determinó la presencia de diez líneas estructurales profundas en la Serranía Subandina y Llanura Chaqueña, en las cuales se definieron más de ochenta altos estructurales con posibilidades de acumulación de gas natural.

En agosto de 1995, en el Foro Debate realizado en el auditorio de la Sociedad de Ingenieros de Bolivia SIB-Santa Cruz, la Gerencia de Exploración de YPFB presentó el siguiente cuadro de reservas con datos al 01 de enero de 1995.

	Gas Natural MMMMpc.	Petróleo. Condensado MMB
Reservas Existentes	7,21	264
Potencial Exploratorio	25.30	3,040

YPFB informó que al contar con toda la infraestructura, tenía planificado el desarrollo de las reservas de gas citadas en un lapso máximo de 7 a 10 años.

En esas condiciones favorables:

- **YPFB (Bolivia) contaba con las reservas suficientes para garantizar el plan de exportación de gas natural al Brasil por más de 20 años,**
- **Existía el mercado brasilero abierto y comprometido,**
- **Se contaba con el financiamiento, para la construcción y entrega “llave en mano” del gasoducto por parte de PETROBRAS.**

Por tanto, no tenía ningún sentido que Gonzalo Sánchez de Lozada persista en su tesis del TRIÁNGULO ENERGÉTICO y cometa el crimen económico-político de la capitalización de YPFB.

IRRUPCIÓN DEL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN - PRIVATIZACIÓN DE YPFB

En el período 1993 - 2001 se aplicó la “capitalización y privatización” de YPFB. Con este proceso se mató la “gallina de los huevos de oro” y entró en crisis la economía nacional.

El considerable excedente económico de 410 millones de dólares al año generado por la empresa estatal, fue transferido a las transnacionales petroleras. El crecimiento anual hasta la fecha de capitalización era del 5% y con la incorporación de varios proyectos de exportación del gas y su industrialización petroquímica, esa tasa sería considerablemente mayor.

Actualmente, el gasto público apenas se sostiene y lo hace sólo en base a incrementos de los precios de los carburantes, que castigan la economía nacional y la del pueblo.

Así, al ser el insumo energético un costo sustancial en el proceso productivo, las industrias y empresas privadas nacionales son seriamente afectadas en sus precios finales y reducen su capacidad competitiva en el mercado regional, contradiciéndose los principios del sistema neoliberal imperante.

LA LEY DE HIDROCARBUROS N° 1689 PUNTO DE INFLEXIÓN A UNA POLÍTICA PETROLERA RETRÓGRADA.

La Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 de abril de 1996, marca el retroceso de la política petrolera de soberanía instituida en 1936-1937 con la recuperación de la riqueza petrolera nacional a partir de dos hechos trascendentales:

- La creación de YPFB.
- La expropiación de la concesión monopólica que detentaba la Standard Oil de New Jersey.

La Ley 1689, resultado de 16 revisiones en los centros del poder petrolero de Houston y Oklahoma de los EEUU, interpreta el interés transnacional en desmedro

del nacional. La ley muestra una actitud derrotista sobre la capacidad científico-tecnológica de manejo de nuestros recursos, llegando a menospreciar las capacidades nacionales e ignorando la exitosa tarea de YPFB en el desarrollo de la industria petrolera boliviana.

La caracterización colonial de esta ley está dada por los siguientes aspectos negativos:

- a) Se reconoce a los concesionarios **el derecho a la libre comercialización interna y externa** de los hidrocarburos producidos por ellos, sin limitación alguna, (Arts. 5° y 24° de la Ley de Hidrocarburos), derecho que es confirmado con el DS. 24806 del 4 de agosto de 1996 que **reconoce la propiedad del concesionario sobre los hidrocarburos extraídos en boca de pozo.**

Estas determinaciones están en contravención de la Carta Magna, al contrario de la legislación anterior que reconocía y reiteraba el dominio del Estado sobre los hidrocarburos en forma directa, inalienable e imprescriptible. La legislación anterior establecía en favor del concesionario, una “retribución” física en hidrocarburos, entregada en boca de pozo, por sus inversiones, costos y gastos, además de una utilidad justa y adecuada.

- b) Establece una **tributación mínima** al determinar una baja tasa impositiva (18%) a favor del Estado, que no está relacionada con la potencialidad de los recursos hidrocarburíferos nacionales puestos en evidencia en los últimos sesenta años de actividad de la industria. Por ello, la justificación que señala “razones de competitividad” no tiene sentido alguno.

En la actual legislación petrolera internacional, no existe una tasa impositiva tan baja o similar a la establecida en la Ley 1689, que las empresas entregan al Estado boliviano, por ello, la explotación actual de hidrocarburos por parte de empresas transnacionales no es más que un saqueo al país.

- c) En base al libre e irrestricto mercado de los hidrocarburos, la Ley 1689 **ignoró** la primera prioridad en un país productor de este recurso, la **atención del mercado interno**, aspecto básico

para garantizar el funcionamiento de la economía y el transporte. **Establece adicionalmente que las productoras petroleras tienen el “derecho” de exportar toda su producción en función de su máximo beneficio.**

- d) Se incorporó un elemento demagógico, no propio de una ley, al **clasificar** a los hidrocarburos en dos tipos: **existentes y nuevos**. Esta clasificación, sin fundamento técnico, es irracional y permite una falsa imagen de una tasa impositiva del 50% a los yacimientos “existentes” (Art. 72° - Disposiciones Transitorias dedicadas a los campos de YPFB). La tasa del 50% fue modificada 10 días antes de la licitación, con la Ley 1731, la cual transforma el 65% de los campos de YPFB en yacimientos “nuevos” para que tributen solamente 18%.

Este juego de intereses **representó la pérdida de 3.150 millones de dólares** para la Nación, según cifras de 1988 del Ministerio de Economía.

Es evidente que se actuó para favorecer a los nuevos dueños de las reservas de petróleo y gas boliviano, disimulando la realidad con la incorporación de una figura nueva de tributación, el Surtax, que establece una tasa de 25% aplicable a los campos gigantes y a las ganancias excesivas. Hasta la fecha, no se ha podido cobrar esta carga impositiva a ninguna de las empresas.

- e) La Ley de Hidrocarburos **no establece medidas** consistentes y serias de **control y fiscalización** de las operaciones de campo, del comportamiento y la ingeniería de los reservorios y de los estados contables. Solamente ciertas atribuciones administrativas y de control superfluo fueron asignadas al Ministerio de Hidrocarburos, la Superintendencia del área y YPFB residual.

Como consecuencia, los Contratos de Riesgo Compartido suscritos cuentan con un control y fiscalización deficiente a nulo, lo cual se ve reflejado en los **magros resultados económicos y bajísima rentabilidad**, existiendo serias dudas acerca del cumplimiento de las inversiones comprometidas, en especial de las empresas petroleras, que eran las que tenían las mejores posibilidades de éxito, ampliándose el criterio a todas las empresas capitalizadas.

Teóricamente, un gran segmento de la población boliviana es “dueña” (sic) de las acciones Serie “A” del patrimonio de las empresas capitalizadas; en ese sentido, se tendría una representación en los Directorios de CHACO, ANDINA Y TRANSREDES que permitiría tener acceso a cierta información, documentación y participación en las decisiones administrativas-gerenciales. Sin embargo, las AFP’s son depositarias de esas acciones y deciden por los accionistas, nombran arbitrariamente representantes que desconocen el tema y toda la información se mantiene en secreto absoluto. Esta política del silencio fue reforzada por un Decreto del 4 de agosto de 1997 que prohíbe a las instancias gubernamentales y las Superintendencias, proporcionar información de cualquier carácter.

- f) Al ser excluida la fiscalización técnico-contable en los Contratos de Riesgo Compartido, las empresas no pagan el impuesto del 25% a las utilidades, por tal motivo, inexplicablemente, las petroleras han declarado pérdidas durante varios años.

Los tres Cuadernos publicados por el Delegado de la Presidencia para la Capitalización, pese a la información fragmentaria disponible, proporcionan datos y resultados que son concluyentes en señalar el manejo contable arbitrario, que no se atiene a normas elementales usuales en la contabilidad en general y que, tratándose de la industria petrolera debe ser administrada con mayor claridad y detalle.

En relación al impuesto Surtax del 25% a ser aplicado a los “yacimientos gigantes”, no existe una definición técnica del significado de un “yacimiento gigante” y simplemente se describen criterios que relacionan la magnitud de rendimientos económicos con inversiones que justificarían el Surtax. Por tanto, el Surtax resulta una ficción por no contar con una base sólida de sustentación.

- g) En el circuito de refinación, distribución y comercialización, la Ley de Hidrocarburos confirma la tributación existente de la Ley 834 que establece el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Impuesto a las Transacciones (IT), añadiendo el Impuesto Específico a los Hidrocarburos (IEHC) y el Impuesto a la remisión de utilidades al exterior (12%).

El más importante de estos impuestos indirectos es el IEHC que, dependiendo del producto, varía entre 20 a 28 % del precio final. Esta es una pesada carga que absorbe el consumidor final del producto. Por presión popular, los precios de la gasolina, el diesel y el gas licuado, mantienen sus precios congelados, pero el FMI exige el cese de esa disposición pues se está creando una deuda fiscal millonaria creciente, sin embargo, el descongelamiento de estos precios podría ser el detonante de una convulsión social.

EFFECTOS DE LA CAPITALIZACIÓN DE YPFB

Antes del 5 de diciembre de 1996, fecha de la capitalización de YPFB, esta empresa descubrió más reservas de hidrocarburos que las privadas extranjeras que operaban en el país. YPFB además suministraba a las refinerías con el petróleo suficiente para abastecer el mercado interno de carburantes. El proceso fue interrumpido por el traspaso de todos los campos petroleros de YPFB al suscribirse los Contratos de Riesgo Compartido con los Consorcios AMOCO (Chaco) y Perez Compac, Pluspetrol y YPF (Andina).

Los aspectos de mayor efecto negativo de la “capitalización” de YPFB son:

1. Se traspasaron las reservas “vivas” de YPFB: **165 MM barriles de petróleo y 5.96 Trillones de pies cúbicos de gas** a los Consorcios Amoco (CHACO) y Argentino (ANDINA) sin costo alguno para las empresas extranjeras (**Precio CERO**), Nunca antes se había dado una operación de este tipo en las negociaciones petroleras.

En esa fecha, la producción de petróleo era de **27.369 BPD** y la de gas **410.5 MMpcd**.

Los Contratos de Suscripción de Acciones con estos consorcios, en la cláusula Séptima, Compromiso de Inversión, el numeral 7.1,3 expresan: “A través de la inversión del Monto de Suscripción, la Sociedad deberá efectuar los esfuerzos razonables para alcanzar anualmente, al menos, un nivel de reservas probadas de hidrocarburos no inferior al del año anterior”

Ambos Consorcios, año tras año, **no cumplieron** con esta condición fundamental del Contrato, según consta en los informes oficiales proporcionados por YPFB.

Es así, que el Boletín de Enero-Febrero 2003 de la empresa estatal informó al 01 de enero del 2003:

Reservas Probadas y Probables de Petróleo de Chaco y Andina:	96.80 MM.barriles
Reservas Probadas y Probables de Gas Natural de Chaco y Andina	4.911 Tpc
Producción de petróleo	17.300 BPD
Producción de Gas Natural	194.42 MMpcd

La disminución de las reservas y de la producción es preocupante por lo que surgen las siguientes interrogantes:

¿Se aplicaron las inversiones comprometidas?
¿Cuáles son las avanzadas tecnologías ofrecidas por las empresas?

¿Qué sucedió con la alta capacidad gerencial-administrativa que las empresas debían enseñar en Bolivia?

2. El BONOSOL era la figura emblemática de la capitalización y del éxito visible de este proceso, porque debía ser el resultado de los rendimientos y utilidades que producirían todas las empresas capitalizadas que en la subasta dio la cifra de 1.672 millones de dólares. Calcularon por lo menos un 7% de rentabilidad, 134 millones de dólares al año, significando un BONOSOL de 420 dólares por ciudadano de la tercera edad.

Contrariamente a lo previsto, el resultado para el año 1997 fue decepcionante pues apenas alcanzó 45 millones de dólares al año, que significa un rendimiento de 2.5% anual, contrastando con el rendimiento de los últimos cinco años de YPFB del orden de 25% anual.

3. Los “Contratos de Riesgo Compartido” no establecieron formas y figuras de fiscalización de la ejecución de las inversiones comprometidas, de los costos y gastos, ejecución de auditorías y menos aún del control de las propias operaciones de campo. El resultado es que metódicamente las empresas declaran pérdidas o utilidades mínimas; hechos incompatibles con la realidad anterior de YPFB que obtenía utilidades anuales promedio de 220 millones de dólares al año y registraba una rentabilidad media de 23%.

4. Después de la capitalización de YPFB, se entregaron bloques de la ex YPFB a las empresas, bajo la forma de “concesión”, establecida en la ley de hidrocarburos.

Estas Concesiones contaban con valiosa información e interpretación geológica de YPFB que fue proporcionada a las empresas sin ningún costo (precio CERO). En estos bloques se “descubrieron” las extraordinarias reservas de gas (ya anteriormente declaradas por YPFB).

5. El año 1999 se inició la exportación de gas natural al Brasil, desempeñando YPFB la función de “agregador”, asumiendo la responsabilidad, frente a PETROBRAS, de cumplir el programa de suministro creciente de gas natural anual acordado en el Contrato hasta alcanzar el total de 30.08 MMm3D el año 2005.

Es importante destacar que el **82 por ciento de los volúmenes de gas natural** que se están exportando **proceden de los ex campos de YPFB**; son las reservas de YPFB transferidas a la Chaco, Andina y PETROBRAS y anteriormente a Perez Compac y Pluspetrol, las que están sosteniendo esa exportación (Boletines mensuales publicados por YPFB). Estas son pruebas demostrativas del error o cálculo político-económico en contra del interés nacional cometido con la “capitalización” de YPFB.

El accionar pasado de YPFB mostró la capacidad del boliviano para resolver problemas de desarrollo tecnológico-económico-social. Así es como, en el espacio de 60 años de vida empresarial YPFB logró acumular un patrimonio de 3.700 millones de dólares a valor efectivo –no de libros que no responden a valor real-. A la fecha de la mal llamada “capitalización” de YPFB, este patrimonio estaba representado por más de sesenta campos petroleros con pozos hasta de 4.600 metros, los más profundos, instalaciones y plantas de producción y procesamiento de todo tipo, parque de equipos de perforación y de reacondicionamiento de pozos con 85 unidades, diez equipos de transporte pesado, grúas y tractores, sistema de oleoductos, poliductos y gasoductos con más de 6.500 kilómetros de extensión más una terminal marítima en el puerto de Arica, refinerías con capacidad total de 55.000 barriles día, plantas de almacenamiento de productos con 900.000 barriles de capacidad, plantas de engarrafado de gas licuado con capacidad de 80.000 garrafas por día, siete grandes talleres con equipamiento moderno, flota de aeronaves de varias capacidades y uso de helicópteros para exploración, ocho comisiones completas de exploración geológica con equipamiento de geofísica avanzada, infraestructura de apoyo técnico,

administrativo y de servicios como almacenes, transporte, hospitales, pulperías, escuelas, viviendas, campos deportivos, pistas de aterrizaje, construcción de caminos a los pozos exploratorios y a los campos petroleros, etc.

Por otra parte, el patrimonio intangible de Bolivia con la empresa estatal YPFB estaba constituido por las **reservas de hidrocarburos**, cuantificadas al 31 de diciembre de 1995 por la División de Ingeniería de Reservorios como sigue:

Reservas	Petróleo (millones de barriles MMB)	Gas (Tpc)
Posibles y Potenciales	3.094	23.30
Probadas	264	7.14

Para efectos de la Licitación de YPFB, las reservas probadas debieron ser valorizadas a precios de mercado internacional, a los cuales se les debería restar los costos de extracción, con lo que se hubiera obtenido el monto de 16.200 millones de dólares. Estas reservas y su valor real fueron ignorados por políticos obedientes a consignas externas que impusieron un sistema económico de despojo y de enajenación de los recursos naturales, entre ellos, el petróleo y el gas. El desmantelamiento de YPFB fue una consecuencia de ese proceso, con resultados negativos para el país.

EL PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS A ESTADOS UNIDOS Y MEXICO

El año 2001, surgió el proyecto de exportación de gas a Estados Unidos y México vía el puerto chileno de Mejillones, después cambiado por puerto Patillos. Este proyecto fue presentado a fines del 2001 por el Consorcio Pacific LNG al Gobierno, y mantenido en alta reserva. Consiste en la exportación de 24 a 30 millones de metros cúbicos día (MMm3D) de gas procedente del campo Margarita, Dpto. Tarija. Para llevar adelante el proyecto, PACIFIC LNG firmó un compromiso provisional de suministro de gas natural con la empresa SEMPRA de California, la cual participa tanto en el abastecimiento de gas natural como en la generación de energía eléctrica en ese Estado de Estados Unidos.

El proyecto de PACIFIC LNG, presenta varios aspectos que requieren análisis detallados por parte de Bolivia:

- *En relación al precio:* Confirmando que existen

elementos especulativos que dominan el mercado en California, SEMPRA ha manifestado enfáticamente que en ese Estado el precio es de "riesgo", de alta volatilidad, por tanto, en el contrato no garantizaría determinada estabilidad. Precisamente, a principios del 2001 y durante seis meses, se produjo en California una grave crisis especulativa de energía eléctrica debido a que el precio de gas se elevó a 10.4 dólares por millón de pies cúbicos, reflejándose en elevados precios de la electricidad. Posteriormente se descubrió que lo sucedido se debió a maniobras especulativas del más alto nivel político administrativo con fuertes vinculaciones con las empresas SEMPRA, EL PASO y ENRON.

- *Montos de Inversión:* Por conductos indirectos se conocieron montos de inversión del proyecto PACIFIC LNG en sus diferentes etapas que parecen exagerados pues señalan cifras entre 6.500 a 7.00 millones de dólares.

Montos estimados de inversión reales son:

Detalle	Inversión (millones de \$)
Gasoducto de 42" y oleoducto de 18"	900.00
Planta de Licuefacción	1.200.00
Barcos Metaneros	1.450.00
Planta de regasificación	650.00
Gasoductos de distribución	100.00
TOTAL INVERSION LNG	4.300.00
COSTO UNITARIO	3.04 \$/Mpc

Elaborado por el CODEPANAL

Producto de relacionar el gas a exportar con los precios de petróleo WTI Costa del Golfo de México y mezcla de petróleos mexicanos para la exportación, vigentes a fines de abril del 2002, se estimó que el precio de venta del gas natural sería de 3.74 dólares por millón de pies cúbicos. En esas condiciones, el precio en boca pozo del campo Margarita, (que requiere una inversión para su desarrollo estimada en 700.00 millones de dólares) resulta de 0.70 dólares por millón de pies cúbicos; precio que es la mitad del pagado por la exportación al Brasil e inconveniente para la economía nacional.

Asimismo, un informe del Banco Mundial del proyecto, muestra un panorama sombrío sobre el mercado del

Estado de California y pronostica precios bajos a corto y mediano plazo. La firma Henry Hubs pronostica que el precio de 2.90 \$/Mpc (a principios del 2002) se elevará a 3.1 \$/Mpc en el 2008 y 3.3 \$/Mpc en 2020. Por su parte, el BM estima que el total de la inversión estará en el orden de 6.060 millones de dólares (incluyendo el desarrollo de Margarita) y calcula que de acuerdo a los costos de la cadena del proyecto LNG, el precio de venta será de 2.45 \$/Mpc. Con estas cifras, el precio en boca pozo alcanzará a 0.45 \$/Mpc, valor muy bajo que convierte el proyecto en no favorable para Bolivia.

Se explican los bajos precios del gas en EUA, porque, al contrario de lo que acontece con las reservas de petróleo, ese país dispone de una reserva probada y probable de gas natural de 1779 Trillones de pies cúbicos (Tpc) (incluyendo las reservas de Alaska), que le garantiza más de 50 años de abastecimiento propio; sin embargo, el mercado norteamericano está sujeto en las últimas temporadas a especulación y corrupción que afectan los precios, tal como lo muestra el precio alcanzado en California el 12 de septiembre, de 5.45 \$/Mpc, pero, que nadie garantiza su permanencia y menos aún la empresa SEMPRA, hábil especuladora.

Para Bolivia, el proyecto no es conveniente por tres motivos:

Por el “precio de riesgo” en California; Por el actual régimen tributario colonial, y Por razones de alta Geopolítica y Seguridad Nacional al pretenderse la salida por Chile.

Por otra parte, el Consorcio dio un ultimátum al gobierno al señalar: ***Si el gas no sale por Chile, no hay proyecto***, lo que hace evidente que en connivencia con SEMPRA, el proyecto PACIFIC LNG fue un señuelo para cubrir discretamente su objetivo real que es el mercado chileno donde opera una filial de SEMPRA en conexión con una red de transnacionales españolas, empresas que planificaron en ese país la utilización masiva del gas y sus líquidos para generación de electricidad, (sustituyendo al gas argentino que está en vías de agotamiento), redes domiciliarias, fertilizantes, plásticos y otros desarrollos petroquímicos.

Todos los detalles de este proyecto fueron previstos desde la construcción del gasoducto de Margarita, que fue sobredimensionado a 42 pulgadas, cuando lo

indicado era de 32 pulgadas. De llevarse a cabo el proyecto LNG, se culminaría un proceso de real ***Integración de Intereses Transnacionales*** generando gran riqueza para extraños, la cual estaría muy lejos de llegar a los pueblos boliviano y chileno.

LA PROPUESTA DE UNA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS

La presentación ante el Congreso Nacional de un Anteproyecto de ley denominado “Nueva Ley de Hidrocarburos” significa la proposición al país de una alternativa en materia de hidrocarburos diseñada a partir de una Política Petrolera de Recuperación, con filosofía y doctrina nacionales, a fin con los mandatos de la Constitución Política del Estado.

Esta “Propuesta de Ley” formulada por el Comité de Defensa del Patrimonio Nacional – CODEPANAL, cuestiona la Ley N° 1689 de Hidrocarburos, en actual vigencia, promulgada el 30 de abril de 1996, por tratarse de una ley de esencia neo-colonial presentada al pueblo boliviano en forma demagógica y engañosa, que significa un robo al país especialmente mediante argucias en la tributación.

Producto de la Ley N° 1689, mediante la suscripción de contratos de riesgo compartido, se transfirió a las empresas Chaco y Andina los campos petroleros existentes con las condiciones de tributación establecidas en la Ley N° 1731 de Ajustes y Modificaciones a la Ley N° 843 y la Ley N° 1689 (promulgada 10 días antes de la licitación), que significó la reducción de los tributos de las empresas del 50% al 18%. De acuerdo a la cuantificación realizada por el gobierno de Bánzer como crítica al gobierno de Sánchez de Lozada, esta reducción en los tributos ocasionó una pérdida para el Estado boliviano de 3.200 millones de dólares.

Son muchos los sectores sociales, incluidos algunos de gobierno, que han criticado la Ley N° 1689 por adolecer de graves fallas o errores de concepción reñidas tanto con la Constitución Política del Estado, como también con la propia historia nacional. Uno de los preceptos constitucionales señala: “... los hidrocarburos son recursos de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos...”, y otro expresa que el Estado debe “...defender y aprovechar los

recursos naturales (entre estos, los hidrocarburos) en resguardo de la seguridad del Estado y en procura del bienestar del pueblo boliviano.”

La Ley 1689 vulnera gravemente esos preceptos, razón por la que el Comité de Defensa del Patrimonio Nacional y seis organizaciones civiles plantearon en junio de 1996, una demanda de “inconstitucionalidad” ante la Corte Suprema de Justicia, demanda que está aún pendiente de resolución.

Con la Ley N° 1689 se permite que los hidrocarburos sean controlados y pasen a propiedad de las Empresas Transnacionales - Artículo 24 y DS. 24806 -, a las que se les otorga el derecho de disponer libremente del petróleo y gas que producen, de exportarlos en su totalidad sin garantizar el abastecimiento a las refinerías del país. De esta forma el Estado perdió soberanía sobre un recurso importante y estratégico para el desarrollo de los países, de las industrias, transporte y servicios.

A seis años del proceso de capitalización de las seis empresas estatales en general y de YPFB en particular, los resultados negativos son evidentes, nos encontramos en una crisis total económica y social. Los efectos más sensibles son:

- a) la enajenación del petróleo y gas;
- b) la transferencia del excedente económico que percibía el Estado a favor de las transnacionales;
- c) la desindustrialización con su secuela de pérdida de avances tecnológicos.

Por todo ello, la capitalización resultó la expresión extrema del modelo neoliberal implantado en el país en agosto de 1985. Ahora se tiene un Estado subalterno, dependiente y descapitalizado; un país ocupado con apariencia de colonia, sin esperanza de salir de la pobreza, la marginación y el sub-desarrollo.

La capitalización implicó el fiel cumplimiento del “consenso de Washington” que preconiza: el desmantelamiento del Estado Nación con sus atributos de soberanía sobre sus recursos naturales; la eliminación de la autodeterminación en la conducción de la economía nacional impulsando la participación directa en sectores estratégicos mediante las empresas estatales y el abandono de la protección del trabajo y de la seguridad social.

En este escenario nacional reaparece la **potencialidad de los recursos hidrocarburíferos** pero con signo transnacional, pese a que su descubrimiento pertenece a YPFB. En términos monetarios, sin valor agregado, representa alrededor de 160.000 millones de dólares (el 2001 el potencial de gas alcanza a 83 trillones de pies cúbicos y de petróleo a 1.830 millones de barriles), suficiente para dar el salto de la miseria a la vida digna que merece el pueblo boliviano.

¿Qué hacer? ¿Cómo recuperarlo?

Los mandatos constitucionales son terminantes en sus artículos 132° al 145° por lo que se impone la recuperación de los hidrocarburos por la vía de la formulación de una Nueva Política Petrolera, la cual se refleja en el texto jurídico, legal, técnico, tributario y administrativo, inscritos en una alternativa de Ley de Hidrocarburos. Los parámetros fundamentales de esta Ley son los siguientes:

- a) Devolver al Estado boliviano aquellos atributos constitucionales concordantes con “...tomar la dirección superior de la economía...” (Art. 141°), en este caso, de la economía de los hidrocarburos.
- b) Restablecer la presencia de YPFB como entidad autárquica e integrada (Art. 139).
- c) Lograr el aprovechamiento máximo racional del excedente económico en beneficio de la Nación y del pueblo boliviano, mediante una tributación equilibrada y la aplicación de una política de precios razonablemente bajos para coadyuvar al desarrollo productivo de la economía nacional y favorecer a la canasta familiar.
- d) Regular la participación privada extranjera a través de contratos suscritos con YPFB, en representación del Estado, bajo las modalidades de Contratos de Operación y la constitución de Empresas de Economía Mixta, primando el principio de que la producción obtenida es de la Nación y debe ser entregada por el contratista en boca de pozo a la empresa estatal, la cual retribuirá al contratista con un porcentaje de la producción pactada en el contrato. La participación para la Nación boliviana estará entre el 60 al 75 por ciento.
- e) Fiscalizar las operaciones del Contratista en todas

las instancias, debiéndose aplicar obligatoriamente el Régimen Contable Petrolero para controlar las inversiones y determinar costos y utilidades con el objeto de garantizar el pago del 25% del impuesto a las utilidades. Este documento posibilitará también, el cálculo del costo unitario de producción del petróleo y del gas.

- f) Obligar a YPF B a formular planes anuales y estratégicos para todo el sector de los hidrocarburos con énfasis en la petroquímica y en el desarrollo de procesos de conversión del gas en petróleo sintético, abriendo mercados externos para los derivados y fracciones líquidas a obtenerse por este proceso.
- g) Concordante con la planificación del sector de hidrocarburos, YPF B debe realizar con ENDE los Balances Energéticos Nacionales con el objetivo de puntualizar el desarrollo de proyectos energéticos anuales y quinquenales que apoyen a la Planificación Económica del país y su desarrollo.
- h) En el capítulo de Disposiciones Transitorias del proyecto de ley, se diseña una estrategia para restablecer a YPF B como ente productivo mediante el mecanismo de gobierno consistente en la “devolución de su patrimonio empresarial por la recuperación de sus acciones serie “A” en los contratos de capitalización de las concesiones CHACO, ANDINA y TRANSREDES”. En consecuencia, se firmarían entre YPF B y las contratistas correspondientes, contratos de Economía Mixta anulando los actuales contratos de riesgo compartido.

El proyecto de Ley de Hidrocarburos consta de 123 artículos agrupados en ocho Títulos que son los siguientes:

- *Régimen jurídico de la propiedad de los hidrocarburos. Necesidad nacional.*
- *Ejecución de la política de hidrocarburos*
- *Contratos de Operación*
- *Contratos de Sociedad de Economía Mixta.*
- *Tributación. Regalías Departamentales 11%, Regalía complementaria 1% e Impuesto Nacional 32 %. Impuesto a las utilidades 25 %, Impuesto a remisión utilidades 12.5%*
- *Tributación a los derivados: IEHC 28 % (variable); IVA y Transacciones 16 %.*

- *Fiscalización.*
- *Industrialización del Gas. Petroquímica.*

La recuperación de YPF B como ente productivo en toda la cadena hidrocarburífera es un aspecto esencial del proyecto de ley. Su estructura empresarial se debe basar en dos premisas básicas:

- Autarquía, contar con una empresa con independencia técnica, administrativa, económica y política; esto es, al margen de los gobiernos de turno y de los partidos políticos.
- Formación permanente de recursos humanos de alta capacidad, que mantengan la empresa al día en la innovación tecnológica y su aplicación productiva.

Mediante este Proyecto de Ley se pretende restablecer la autoridad del Estado con YPF B como instrumento de ejecución en las condiciones que funcionaba antes de la Ley de 1996; además, se permitirá el accionar de Compañías Petroleras internacionales en el país mediante Contratos de Operación en los cuales YPF B tenga participación y Contratos de Asociación, compartiendo riesgos y utilidades.

Antes de la capitalización, YPF B dominaba del 80 al 85% del esfuerzo productivo en hidrocarburos, y el excedente económico del proceso que alcanzaba del 75% al 80% se invertía en el país; al contrario que en la situación actual en la que apenas el 18% queda en Bolivia, y el restante 82% sale al exterior.

Mediante el restablecimiento de YPF B se podrá contar con fiscalización idónea y eficaz a las empresas extranjeras, exigiendo el cumplimiento de la legislación y los contratos, especialmente en aspectos relacionados con la tributación. El Estado boliviano se beneficiará al contar en YPF B con capacidad negociadora, conocimiento tecnológico y todos los elementos que permitan llevar a cabo el desarrollo de importantes proyectos energéticos en el ámbito nacional y también latinoamericano.

El Proyecto de Ley de Hidrocarburos presentado al Congreso, (Art. Transitorio) tiene diseñado un esquema de negociación para recuperar los recursos hidrocarburíferos, devolviendo a YPF B el 50% de las acciones que se encuentran en custodia de las Asociaciones de Fondos de Pensiones (AFP's). Recuperadas las acciones en custodia de las AFP's,

YPFB estaría en capacidad de suscribir “Contratos de economía mixta” y participar en la administración-gerencial de las nuevas empresas. En ese panorama se realizarían tareas de auditorías técnicas y económicas para verificar el grado de cumplimiento de las inversiones comprometidas y de los contratos de riesgo compartido. Esas auditorías explicarían los motivos por los cuales actualmente las empresas presentan rendimientos económicos bajos, altísimos costos de los pozos y la razón por la cual las reservas de hidrocarburos recibidas en abril de 1997 en vez de aumentar van disminuyendo. Habría los argumentos para rescindir los contratos por su incumplimiento y daño a la economía nacional.

Este proceso de transferencia de los recursos del Estado a las empresas transnacionales es producto de la aplicación, en el gobierno de Sánchez de Lozada, de la teoría económica del neoliberalismo que parte del denominado “Consenso de Washington o Equilateral”, estrategia mundial de las transnacionales y el gobierno de Estados Unidos a través del Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM) para apropiarse de recursos estratégicos de los países, anular los avances en el desarrollo e industrialización de los recursos y servicios que funcionaban mediante la constitución de empresas estatales como YPFB, ENDE, ENTEL y ENFE, ejes fundamentales de la economía boliviana. Antes de la capitalización, estas empresas aportaban al Estado 580 millones de dólares y con la explotación de nuevos campos en las condiciones que se daban antes de 1996, esta cifra iría elevándose hasta alcanzar 1.200 millones de dólares en la actualidad.

Con la Nueva Ley de Hidrocarburos se pretende revertir la capitalización, apartarnos de la dependencia económica impuesta por el BM y el FMI que pretenden desaparecer los Estados nacionales y los avances de los países del tercer mundo resultado de la 2da. Guerra Mundial que determinó la importancia del Estado en la dirección de la economía de las naciones, marcada por el cambio en el contexto mundial por la descolonización en África y Asia y surgimiento de los países árabes, grandes productores de petróleo unidos en la OPEP, donde participan además Venezuela y Colombia.

La OPEP quitó el control de la producción petrolera a las empresas transnacionales determinando un precio justo a nivel mundial de 13 dólares el barril de petróleo,

eliminando el precio ficticio de 1.20 dólares el barril establecido por las grandes compañías. Este avance se propagó en otras partes del mundo alcanzando a otras materias primas, lo que motivó a las transnacionales a diseñar estrategias para recuperar el poder perdido, entre estas:

Eliminar a los Estados nacionales que habían alcanzado una estructura de poder sobre sus recursos. Aplicar el libre comercio a través del ALCA y de la OMC, mecanismos al servicio de las transnacionales para acabar con las empresas nacionales que no pueden actuar en condiciones iguales. Privatizar las empresas estatales, transfiriendo su patrimonio a Consorcios transnacionales.

Estas estrategias que se están aplicando en Bolivia benefician a las transnacionales y no así a los bolivianos. Para lograr beneficio de los bolivianos basados en recursos que son nuestros, pretendemos mediante una “Nueva Ley de Hidrocarburos” que haga valer los principios de la Constitución, que el Estado nuevamente dirija la economía del país y que los hidrocarburos vuelvan a dominio inalienable, directo e imprescriptible del Estado a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos con los atributos de su creación. De esta manera se podrá fiscalizar el accionar de las empresas y exigir el cumplimiento de la ley evitando la evasión del pago de tributos que se presenta actualmente.

Por otra parte, resolver la salida de gas boliviano por Chile, sin soberanía, es traspasar todo un polo de desarrollo nacional en beneficio del país enclaustrador. El gas natural boliviano que salga estará acompañado de un impresionante volumen de hidrocarburos líquidos de más de 50.000 barriles por día de un gran valor económico; contendrá petróleo ligero limpio para las refinerías chilenas, gas licuable LPG para uso domiciliario, gas etano y otros para un emporio petroquímico; gas seco para una planta transformadora del gas en petróleo sintético por el proceso GAS TO LIQUIDS (GTL) con producción de gasolinas y diesel de alto valor ecológico. Como subproducto generará agua dulce y además se instalarán generadoras de electricidad para impulsar la industria minera de la región.

Pero, los gobernantes neoliberales han perdido las nociones de soberanía y patria y se han convertido en simples operadores del sistema que se rige, según

ellos, por las fuerzas del mercado que, obviamente, no resolverán los problemas del país. Por ello, son incapaces de plantear a Chile propuestas sólidas de alto contenido integracionista, de solidaridad latinoamericana y de ideología humanista que enfrente al tremendo complejo de poder militar-industrial que pretende apoderarse del mundo.

Resolver la salida del gas boliviano por Chile, aparte de ser un acto de lesa patria, entrañaría el abandono total del retorno al mar con el agravante de que esta

vez, se habría hecho, con plena libertad, pleno uso de razón, libre voluntad, libre consentimiento, y absoluto conocimiento y ejercicio de los derechos fundamentales que nos asisten. Se habría convalidado o confirmado el despojo. Pero, el pueblo boliviano dirá su última palabra y para ello tiene la fuerza y la capacidad para frenar ese acto de traición a la nación. La oposición no sólo será en el Parlamento donde están presentes representantes auténticos del pueblo sino, con la presencia vigorosa y fuerte del pueblo en las calles y el campo y que está decidido a actuar.

PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN BOLIVIA, TRAYECTORIA Y EFECTOS TRIBUTARIOS

Carlos Villegas

Para conocer el proceso de privatización y los efectos tributarios, necesariamente tenemos que remontarnos al marco jurídico vigente en Bolivia antes de 1996 y posterior a este año.

Hasta 1996, en el país se encontraba vigente la Ley 1194 de Hidrocarburos, promulgada el 6 de noviembre de 1990. Esta Ley, en concordancia con la Constitución Política del Estado (CPE) señala “el Estado boliviano es propietario de los hidrocarburos cuando se encuentran en el subsuelo y cuando salen a la superficie”. Por otra parte, el Estado boliviano a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) controlaba monopólicamente toda la cadena hidrocarburífera constituida por las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización interna y exportación.

Todas las leyes y disposiciones jurídicas del país estaban dirigidas a consolidar la cadena hidrocarburífera, así también, no excluían la presencia y participación de empresas transnacionales en las diferentes actividades relacionadas con los hidrocarburos. Las empresas extranjeras participaban en Bolivia a través de la suscripción de “Contratos de Operación Conjunta con YPFB”; en estos contratos se establecían aspectos importantes como:

- Cualquier descubrimiento de nuevas reservas, implicaba que estas debían ser entregadas a YPFB y dependiendo de las cláusulas del contrato, YPFB debía dar la alícuota parte que le correspondía a la empresa extranjera.

- La empresa extranjera que realizara cualquier descubrimiento de nuevas reservas no tenía libertad de transportar, refinar, comercializar o exportar si no era a través de YPFB.
- YPFB y las empresas extranjeras pagaban regalías a los departamentos productores, al Tesoro General de la Nación (TGN) y además pagaban un conjunto de impuestos que eran parte importante de los ingresos que necesitaba el TGN.

Después del 29 de agosto de 1985, con la promulgación del Decreto Supremo 21060 se establece la obligatoriedad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos de transferir el 65% de los ingresos de la empresa a favor del TGN, esta disposición benefició el proceso de estabilización económica que Bolivia vive desde 1985 hasta la fecha. Sin embargo, esta determinación significó un importante daño a YPFB pues se anuló la capacidad de inversión, la capacidad de innovación tecnológica, de exploración de nuevos yacimientos y de ampliación de actividades que integran la cadena hidrocarburífera.

A partir de 1985, en el país se crea un nuevo marco jurídico; con el Gobierno de Jaime Paz Zamora se promulga la Ley de Inversión y la Ley de Privatización, y posteriormente la Ley de Capitalización en el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada.

El análisis de la evolución del Sector Hidrocarburos se debe realizar considerando la Ley N° 1544 de Capitalización, la Ley N° 1689 de Hidrocarburos del 30

de abril de 1996 y la Ley N° 843 de Reforma Tributaria, que son modificadas en noviembre de 1996 con la promulgación de la Ley N° 1731. Aspectos importantes de estas leyes en relación al sector hidrocarburos son:

- **La propiedad de los hidrocarburos:** La Ley N° 1689 de Hidrocarburos señala en contraposición a la Constitución Política del Estado, que cuando los recursos hidrocarburíferos están en el subsuelo, son de propiedad del Estado, en estas condiciones los recursos son materia inerte, no activada; cuando los recursos salen a la superficie son propiedad de las empresas transnacionales que suscribieron un Contrato de Riesgo Compartido con YPF, lo cual es ratificado en los contratos. Además la Ley señala que las empresas extranjeras que suscribieron Contratos de Riesgo Compartido tienen toda la libertad para transportar, hacer comercialización interna, exportar y refinar.

Como consecuencia, con la promulgación de Ley N° 1189, en actual vigencia, se quiebra el espíritu y la filosofía de la Ley N° 1194 y se viola la CPE.

- **Clasificación de las reservas:** La Ley 1194 de 1990 señalaba que todos los campos petroleros pagaban regalías por el 50% y permitía una diferenciación entre “recursos existentes” y “recursos nuevos”. Reservorios en producción con reservas probadas y reservas probables se consideraban como “yacimientos existentes”.

La Ley N° 1689 cambia el criterio determinando que las “reservas probables” son “reservas nuevas” y

en esta categoría se encuentran algunos yacimientos, como San Alberto, que están operando actualmente y que alimentan el Gasoducto Bolivia–Brasil.

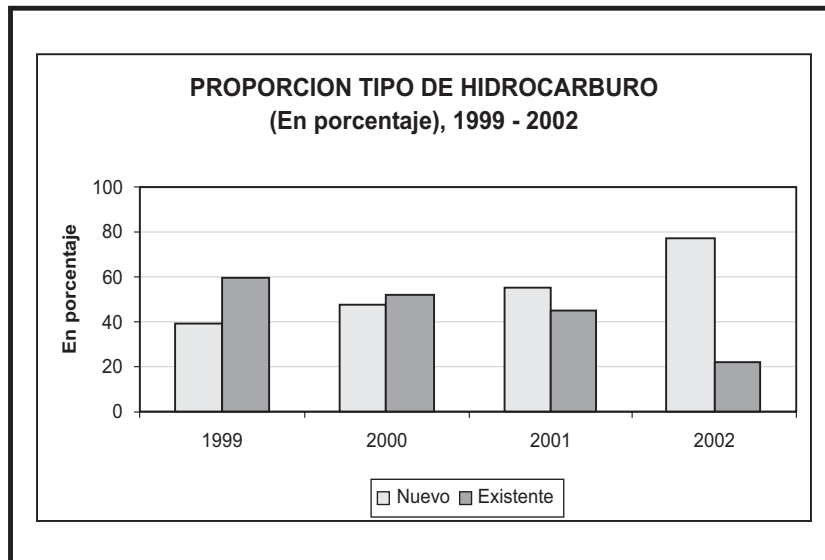
- **Régimen Fiscal:** Esta nueva forma de clasificación entre “reservas existentes” y “reservas nuevas” y la modificación de la Ley N° 843 de Reforma Tributaria determinan los recursos que actualmente debe recibir el Estado boliviano.

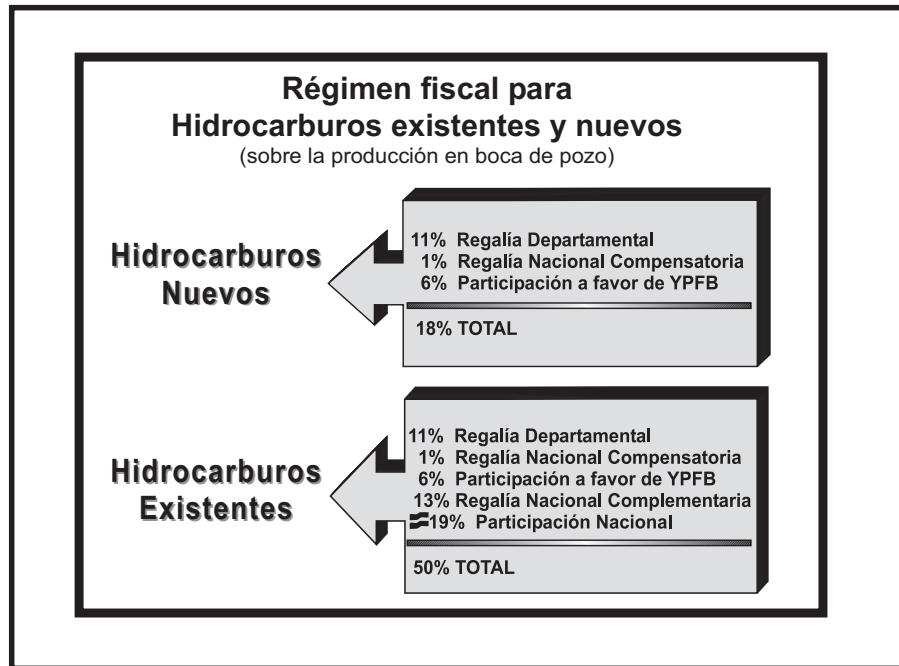
La Ley N° 1689 y la Ley N° 843 señalan que los “yacimientos existentes o antiguos” que constituyen los reservorios en producción hasta la fecha de promulgación de la Ley de Hidrocarburos pagarán regalías del 50%; y los “yacimientos nuevos” que inicien su producción después del 30 de Abril de 1996, fecha de promulgación de la Ley N° 1689, pagarán regalías del 18%.

El 50% de regalías de los “yacimientos antiguos” se encuentran distribuidos en 11% para los departamentos productores, 1% para Beni y Pando, 32% para el TGN y 6% que compartía YPF con el TGN.

El 18% de regalías de los “yacimientos nuevos” se distribuyen en 11% para los departamentos productores, 1% compensación a Beni y Pando y 6% para YPF compartido con el TGN.

Con estas disposiciones hay una reducción del 32% en los recursos que recibe el Estado boliviano por la explotación de hidrocarburos.





Para compensar la pérdida del 32% producto de la reducción del 50% al 18%, en el diseño de la Ley se introduce un impuesto llamado SURTAX, que teóricamente se aplica en la fase de exploración y exportación para los campos grandes de producción elevada, por lo que hay quienes consideran al SURTAX como impuesto a las ganancias elevadas.

SURTAX tendrían que pagar los campos que contienen las mayores reservas de gas natural: San Alberto, San Antonio, Margarita, Itaú, Madrejones cuando lleguen a producir a su máxima capacidad, pero, desconocemos cuál es su máxima capacidad. Para el caso del gasoducto al Brasil, la máxima capacidad tendría que ser el llenado total del gasoducto que tiene una capacidad de transporte de 30 millones de m³/día de gas natural, y que actualmente transporta un volumen inferior.

Bolivia, es el único país que ha realizado la peculiar clasificación de los yacimientos: en nuevos y existentes. Los principales campos existentes se encuentran en Chuquisaca, Cochabamba y Santa Cruz, son campos que están en declinación, en 4 o 5 años desaparecerán; mientras que los campos nuevos asentados en su totalidad en Tarija están incrementando su importancia, las regalías que recibirá el departamento por ellos es del 18%.

El proceso de capitalización y la Ley de Hidrocarburos

han permitido un aumento importante de las reservas de gas natural. Información no actualizada (certificación al 1° de Enero/2002) establece que las reservas existentes de gas natural en el país ascienden a 56 trillones de pies cúbicos.

En la cadena hidrocarburífera, la normativa tributaria puede ser dividida en dos sectores importantes, el primero:

1. Exploración y exportación, que son las etapas en las que se pagan regalías y participación.
2. Comercialización, refinación y transporte, los impuestos que se pagan son al Valor Agregado, a las Transacciones, Especial a Hidrocarburos e Impuestos Indirectos a las Utilidades y a la Remisión de Utilidades al Extranjero.

Con la capitalización se entrega la fase de transporte a Transredes, empresa integrada por la ENRON, SHELL y Administradora de Fondos de Pensiones y la fase de exploración se transfiere a Chaco y Andina, las tres empresas tienen la obligación de entregar dividendos para el pago del Bonosol.

Esta normatividad jurídica cambia las bases con las que funcionaba el sector hidrocarburos. A partir de 1996 con el proceso de capitalización se presenta el siguiente panorama a nivel departamental y nacional:

LA ACTIVIDAD PETROLERA Y SUS TRIBUTOS	
INGRESOS TGN	
COMPARACION DE SISTEMAS	
SISTEMA ANTIGUO	SISTEMA NUEVO
65% Ventas productos mercado Interno 30% ventas gas mercado interno 50% ventas brutas gas mercado externo IVA e IT sobre la comisión de los distribuidores (gasolineras) IVA e IT sobre la comisión de los distribuidores de gas natural	UPSTREAM 6% Partición A favor de YPFB (transf. TGN) 13% Regalía nacional complementaria 19% Participación nacional DOWNSTREAM IVA e IT productos y gas mercado interno IEHD sobre la totalidad de las ventas
INGRESOS DEPARTEAMENTALES	
COMPARACION DE SISTEMAS	
SISTEMA ANTIGUO	SISTEMA NUEVO
11% Regalía Departamental 1% Regalía Nacional compensatoria (Beni y Pando)	11% Regalía Departamental 1% Regalía Nacional compensatoria (Beni y Pando)

Después de la capitalización se produjo un aumento significativo en las regalías, de la siguiente manera:

- En el 12% para los departamentos productores además de Beni y Pando se pasa de 21 millones de dólares a 71 millones de dólares.
- En las regalías y participaciones a favor del TGN se pasa de 56 millones de dólares a 116 millones de dólares.

Este aumento en las regalías se explica por dos componentes:

- El precio en boca de pozo
- La cantidad o volumen de producción

El precio en boca de pozo se encuentra fuertemente influido por el precio determinado en el Contrato de Compra y Venta de Gas Natural al Brasil y ese precio es explicado por el comportamiento de algunos fuel oils en el mercado internacional. En el último período se produjo un incremento del precio del petróleo en el mercado internacional resultado de la regulación de la oferta del petróleo a nivel internacional con la importancia que tomó la OPEP, la crisis de Estados Unidos, los problemas políticos de Venezuela y la guerra de Irak. Con la elevación del precio del petróleo las regalías que recibieron el TGN y los departamentos productores se elevaron, sin embargo esta situación no es permanente.

En los últimos meses se está presentando una disminución de los precios del petróleo en el mercado internacional, en consecuencia disminuirán el precio en boca de pozo y las regalías, esta variación seguramente ya se está expresando los años 2002 y el 2003.

El 11% de regalías que van directamente a los departamentos productores, son resultado de una política regional impulsada por Santa Cruz para obtener recursos a favor del departamento por la explotación de recursos naturales no renovables.

Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija son los departamentos productores de hidrocarburos, observando el cuadro de regalías y participaciones en el conjunto de los departamentos, Santa Cruz mantiene cierta importancia, pero en los próximos 4 o 5 años cuando desaparezcan los hidrocarburos existentes si no se diseñan políticas de exploración y descubrimiento de nuevas reservas, perderá importancia del mismo modo que Cochabamba y Chuquisaca; Tarija recibirá el total de las regalías.

En el caso del gas natural los hidrocarburos existentes alcanzan al 3.6% y pagan 50% de regalías; y los hidrocarburos nuevos llegan al 96.4% y pagan el 18% de regalías. En similar situación se encuentra el petróleo.

HIDROCARBUROS NUEVOS Y EXISTENTES

GAS NATURAL (TCF)

Departamento	Hidrocarburos Existente	% del total	Hidrocarburos Nuevo	% del total	Reserva Total de Gas	% del total
Cochabamba	0,0176	1,0%	1,0484	2,3%	1,0660	2,3%
Chuquisaca	0,4333	25,8%	0,2538	0,6%	0,6871	1,5%
Sanata Cruz	1,1394	67,8%	3,7040	8,2%	4,8435	10,3%
Tarija	0,0902	5,4%	40,1426	88,9%	40,2328	85,9%
TOTAL (P1+P2)	1,6806	100,0%	45,1487	100,0%	46,8293	100,0%
PORCENTAJE	3,60%		96,40%			

TCF=Trillones de Pies Cúbicos Americanos (1012 Pies Cúbicos)

PETROLEO Y CONDENSADO (MMBII)

Departamento	Hidrocarburos Existente	% del total	Hidrocarburos Nuevo	% del total	Reserva Total de Gas	% del total
Cochabamba	4,5759	14,8%	73,8687	8,6%	78,4446	8,8%
Chuquisaca	4,4577	14,4%	3,6217	0,4%	8,0794	0,9%
Sanata Cruz	1,1394	64,0%	81,2252	9,4%	100,9458	11,3%
Tarija	19,7506	6,7%	702,3841	81,6%	704,4611	79,0%
TOTAL (P1+P2)	30,8613	100,0%	861,0996	100,0%	891,9609	100,0%
PORCENTAJE	3,5%		96,5%			

MMBbl=Millones de Barriles

El aporte de las empresas petroleras a los ingresos del Tesoro General de la Nación (TGN) se produce por:

- Impuestos directos: Especial a Hidrocarburos, Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las transacciones (IT).
- Impuestos indirectos: a las Utilidades de las Empresas, a la Remisión al Extranjero de las Utilidades de las Empresas.
- Regalías: 6% a favor de YPFB, 13% Regalía Nacional Complementaria y 19% de Participación Nacional haciendo un total de 32% a favor del TGN, este porcentaje desaparecerá cuando desaparezcan los hidrocarburos existentes y constituirá la pérdida neta del TGN. Teóricamente esta pérdida debe ser compensada por el SURTAX o Impuesto a las Utilidades Extraordinarias.

A partir del Decreto Supremo 21061 hasta antes de la capitalización de 1996, el aporte de YPFB al TGN englobaba todos estos impuestos y regalías producto de la transferencia automática del 65% de sus ingresos. El año 1991 con 417 millones de dólares fue el año de mayor aporte y de 1990 a 1996 YPFB aportó en promedio 355 millones de dólares al año, constituyendo un importante soporte financiero del TGN.

Después de la capitalización, el mayor aporte de las empresas que capitalizaron y privatizaron la cadena hidrocarburífera fue de 488 millones de dólares en el año 1998. En promedio entre 1997 al 2001 las empresas extranjeras aportaron 363 millones de dólares al año.

Considerando el gran esfuerzo que realizó el Estado boliviano para realizar la capitalización, la comparación del aporte de las empresas extranjeras que trabajan en el país con el aporte de YPFB no tiene relación con las actividades que se encuentran realizando estas empresas.

El aporte del sector hidrocarburos al presupuesto del TGN está explicado por impuestos directos que son impuestos al consumo, por lo tanto los pagamos todos los bolivianos al comprar gasolina, diésel, kerosene, usar transporte terrestre, aéreo, urbano, interdepartamental, provincial. Por otra parte tenemos el 32% que percibe el TGN de regalías y participaciones, que tiene un peso del 23%, y el 6% a favor de YPFB.

Con los impuestos indirectos las empresas se constituyen en agentes de retención, no generan verdaderos impuestos porque se grava ganancias o utilidades. No existe comparación entre el aporte de los impuestos directos y el aporte de los impuestos indirectos, pues estos últimos constituyen sólo el 4% de los impuestos directos.

DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS E IMPUESTOS
(En millones dólares)
(1999 - 2002)

Año	Regalía				Impuesto a las Utilidades	Impuesto a las remisión Utilidades	Total TGN
	Departamentales 12%	YPFB 6%	TGN 32%	Total Regalía			
1999	1,43	0,72	2,39	4,54	-0,09	-0,01	2,29
2000	12,24	6,12	18,05	36,42	6,11	0,46	24,62
2001	22,32	11,16	28,61	62,09	13,11	0,98	42,70
2002	22,86	11,43	23,53	57,82	14,86	1,11	39,50

Fuente: Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos. Informe Mensual.

Las Asociaciones de Fondos de Pensiones (AFP's) señalan: "Las empresas hidrocarburíferas que capitalizaron tienen una tasa de ganancia que no supera el 3%". Esta tasa de ganancia significa una rentabilidad muy baja, que no justifica que una empresa trabaje en esas condiciones.

¿Por qué las ganancias de las empresas son de esa magnitud y cómo se explica que sigan trabajando con ganancias tan bajas? Las empresas transnacionales funcionan en red, tienen una casa matriz que se encuentra articulada con las subsidiarias de todo el mundo; a la empresa no le interesa la ganancia de las subsidiarias, lo que le interesa es la ganancia de la empresa transnacional para lo cual inclusive se establecen subsidios de una subsidiaria a otra.

Una hipótesis que debemos comprobar que explicaría los motivos por los cuales las ganancias de las empresas son tan bajas es:

"Las ganancias bajas que obtienen las empresas extranjeras en Bolivia se deben a que existe una sobrefacturación en las importaciones que realiza la empresa de sus subsidiarias o de sus propias empresas".

Un ejemplo en este sentido se tiene con la construcción de un gasoducto: para realizar este trabajo, se debe importar materias primas, bienes de capital y tecnología de empresas subsidiarias; esta importación se realiza a precios que se encuentran por encima de los precios

del mercado (sobrefacturación), así también, las empresas tienen una alta demanda de consultorías. Todos estos servicios y bienes se contratan directamente a precios más altos que los del mercado, sin realizar un proceso de licitación, pues al ser empresas privadas no se encuentran obligadas a seguir este proceso. Como resultado de este accionar, la empresa transnacional gana y la empresa subsidiaria en Bolivia tiene un margen de utilidades mínimo.

Una razón adicional que explica los motivos por los cuales los tributos que están pagando las empresas transnacionales son muy reducidos, se encuentra en que el Estado boliviano no cuenta con capacidad institucional para realizar "Fiscalización y Seguimiento". Los motivos de esta incapacidad son:

- En la historia del país, es la primera vez que se encuentran trabajando en Bolivia empresas transnacionales de la magnitud o importancia mundial con mucha trayectoria, experiencia y especialmente conocimiento del relacionamiento con los Estados.
- El Estado boliviano no tiene instituciones sólidas, no cuenta con una masa crítica de profesionales al mismo nivel que los profesionales de las empresas transnacionales de modo que la interlocución sea horizontal.
- La capacidad tecnológica del país es muy reducida.

En consecuencia no hay capacidad de fiscalización y no hay capacidad de seguimiento.

El actual gobierno señala que para lograr mejor fiscalización a las empresas transnacionales en materia tributaria, en un corto tiempo Impuestos Internos contará con una Gerencia de Hidrocarburos, esta no es solución, lo importante es que exista voluntad política para realizar un real seguimiento y verdadera fiscalización. Esta voluntad política debe manifestarse en cambios en las reglas nada claras con las cuales están trabajando las empresas transnacionales, las cuales les permiten total libertad en su accionar con las consecuencias y resultados conocidos por todos.

Por lo tanto, los temas fundamentales que el Estado Boliviano debe resolver son:

- La propiedad de los hidrocarburos.
- Regalías y participaciones en términos de porcentajes y ponderaciones, junto con la tributación en general.

- La capacidad de seguimiento y fiscalización de los contratos.

Si el país no aborda temas de tanta trascendencia, complicados en el relacionamiento con las empresas extranjeras, será muy difícil que obtenga beneficios de un excedente económico que puede estar siendo ofrecido por la naturaleza por última vez.

Las reservas de hidrocarburos que tiene Bolivia son de una magnitud importante en comparación con las reservas de otros países en Sud América y son de consideración comparando con las reservas mundiales. Bolivia debe adoptar una actitud diferente, estableciendo un marco jurídico, una política y una estrategia energética; si el país no debate, diseña y aprueba una política y estrategia energética de acuerdo a sus necesidades e intereses seguirá deambulando y adoptando decisiones sin horizonte como las que hasta ahora los diferentes gobiernos vienen tomando.

COMENTARIO SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL PAIS

Freddy Morales

Una publicación de julio del 2002 del gobierno de Jorge Quiroga señala que como resultado de la firma en Cochabamba del Acta de Entendimiento entre líderes religiosos, empresarios y líderes políticos se creó una Comisión con representantes de la sociedad civil y de entidades estatales y legislativas interesadas en el tema, que se reunió en más de 20 oportunidades.

El Lic. Carlos Villegas manifiesta que en Bolivia no existe política ni estrategia en materia de hidrocarburos pero la publicación oficial del gobierno denominado "Política de Estado sobre la utilización del gas natural" (Anexo 3) supuestamente es una estrategia nacional en materia de hidrocarburos, donde se destacan algunos aspectos:

- La distribución de las reservas probadas y probables de gas se encuentra en manos de 18 empresas, todas ellas extranjeras.
- En Tarija se encuentra el 87.5% del total de las reservas probadas y probables de gas, por lo tanto coincide con la conclusión del Lic. Villegas en sentido que dentro de muy poco tiempo, sólo Tarija recibirá regalías.
- Actualmente existen cuatro grandes mercados para el gas boliviano:
 1. El contrato de venta de gas al Brasil.
 2. El contrato de las empresas privadas ENRON, SHELL, y Andina con el Brasil para trasladar gas a Cuiabá.

3. El gran mercado Argentino.

4. La exportación de gas a California, en amplio debate actual.

- Los contratos de exploración y explotación firmados hasta la fecha son 40. Estos contratos abarcan el 14% del territorio nacional potencialmente habilitado para contener hidrocarburos, por lo tanto, el país aún cuenta con un gran potencial que no ha sido entregado a las empresas.
- De acuerdo al promedio anual de exportaciones de hidrocarburos, entre los años 2004 al 2009, estas alcanzarían a 1.678 millones de dólares, cifra que es seis veces superior a las exportaciones que se realizaron hasta este año; se alcanzaría esta cifra por el incremento en el volumen de exportaciones, pero la participación para el Estado de acuerdo a lo establecido en la legislación será solo dos veces mayor que la participación hasta el año 2003.

Rescatando la propuesta que nos hace el Ing. Mariaca y las advertencias que nos hace el Lic. Villegas veremos que todavía hay muchísimo que defender porque solo el 14% de la riqueza hidrocarburífera del país esta concesionada.

El mismo documento destaca aspectos interesantes y contradictorios, por una parte advierte que Bolivia tiene competidores importantes como Venezuela y Nigeria que se encontrarían dispuestos a vender gas al Brasil a precios aún más bajos que los establecidos en el contrato con Bolivia, y por otra parte detalla las posibilidades y el

marco estratégico de Bolivia y Brasil para desarrollar económicamente ambos estados mediante iniciativas de industrialización petroquímica en base al gas natural, desarrollando proyectos binacionales para la extracción de etano, producción de etileno y la creación de un polo de desarrollo en Puerto Suárez y Corumbá. Para la construcción de la planta petroquímica con capacidad de producción de 600.000 toneladas se prevé una inversión de 1400 millones de dólares.

Estos proyectos de desarrollo de la industria petroquímica binacional deberían ser conocidos y discutidos ampliamente, ya que la información que recibimos sobre industrialización del gas natural para exportar productos con mayor valor agregado, sólo se refiere al Proyecto de Exportación a California.

El Lic. Villegas se refería a la dificultad de acceso a información actualizada, sin embargo, los partidos de gobierno manejan la información de acuerdo a sus intereses, es así que en el acto de inauguración del Congreso del MIR, realizado en Julio del 2003 se distribuyó como folleto el documento "Las capitalizadas en cifras, estados financieros hasta el año 2003", de la Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización.

En este documento se destaca que no existe información sobre el estado de resultados en relación de impuestos a la renta, utilidad o pérdida consolidada para las empresas Andina y Chaco, sólo en el caso de Transredes existe un dato para el año 1997.

En una entrevista al Sr. Samuel Doria Medina sobre su propuesta en relación al gas: "Bolivia, socia minoritaria", advertía que la Universidad Católica Boliviana y la Coca Cola pagan más impuestos que todas las petroleras

que se encuentran trabajando en el país. Según las petroleras, desde la capitalización han invertido 3.000 millones de dólares, la Coca Cola y la Universidad Católica Boliviana no informan el monto de sus inversiones, estas empresas trabajan con recursos renovables, mientras que las petroleras trabajan con recursos que se agotan definitivamente, por lo tanto, no es comprensible que los impuestos que pagan sean mucho más bajos pues significaría que empresas como la Coca Cola y la Universidad Católica Boliviana reciben mayores utilidades que las empresas petroleras que trabajan en el país.

Existen preocupaciones que compartimos:

- La "Propuesta de Nueva Ley de Hidrocarburos" se encuentra cuatro meses en el Parlamento, este documento es planteado y defendido por el MAS sin que hasta la fecha sea considerado en esas instancias como un tema urgente y se lo someta a un amplio debate público.
- La Iglesia Católica solicita que el sector de la prensa plantee problemas que deban ser resueltos por el Presidente de la República, lo importante es tener acceso oportuno a la información, que las propuestas que planteamos sean discutidas seriamente y que podamos definir como país la estrategia a seguir para reducir los problemas que se han acentuado con la capitalización.

Debemos revertir lo que en algún momento señalaba Peter Travesí de Tra la la Show: "Este país es un fraude, nos ofrecen sandwich de pavita y nos dan sandwich de pollo, nos ofrecen sandwich de chola y nos dan de chancho".

BOLIVIA-BRASIL:

RELACIONES ENERGETICAS, INTEGRACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

"La política energética también debería reflejar la estrategia de desarrollo que aspira el país, en consecuencia definir con claridad los usos que se darán a los recursos provenientes de las diferentes actividades y proyectos que se podrían emprender. Una política energética debería estar destinada a satisfacer las necesidades energéticas del país en el marco del desarrollo sustentable, el uso de energías limpias y garantizar el acceso de energía a las poblaciones futuras, lo que implica atender los impactos ambientales. La política energética debería ser producto del consenso social, con una visión integral".

Carlos Villegas

Patricia Molina Carpio

1. Renegociación del Contrato de venta de gas Bolivia-Brasil

En enero del 2003 Petrobras oficializó a YPFB la solicitud de revisión del contrato de compra venta de gas entre ambas empresas, la misma que incluía la revisión del volumen de compras, del precio y la anulación del Take or Pay. Para algunos especialistas, en ese momento Brasil tenía un gran poder de presión porque se trataba del único gran mercado consumidor para el gas boliviano, aunque Bolivia era también el único abastecedor capaz de atender toda la demanda brasileña, lo cual se confirmó un año más tarde luego de la crisis energética argentina, que arrastró a varios países, entre ellos a Chile.

El tiempo y los sucesos de octubre se encargaron de encausar las negociaciones o más bien de darlas por terminadas. Después de la salida del ex presidente Gonzalo Sánchez de Lozada, como muestra de apoyo al nuevo gobierno boliviano, el gobierno brasilero no volvió a pedir la renegociación y más bien los volúmenes de importación de gas fueron incrementados hasta alcanzar cerca del volumen acordado en el contrato, lo que de todos modos coincide con el incremento de la demanda interna de Brasil.

Las cláusulas Take or Pay y Delivery or Pay establecen penalizaciones diferentes tanto para el comprador como para el vendedor en caso de que no se cumplan con los volúmenes acordados, aunque de todos modos el comprador recibirá el gas cuando lo demande, por lo que se trata de un pago por adelantado¹. Los contratos fueron firmados entre Petrobras y YPFB. Por las acciones que posee en los principales pozos con reservas certificadas, Petrobras tiene un doble rol, como vendedor y como comprador. La participación de Petrobras en el total exportado al Brasil es de 52.9% y tiene la mayor participación en el total de ventas durante el periodo 1999-2002 con el 40%, seguida del resto de las petroleras que agregan gas (20%), las transportadoras Frontera y Río Grande (17%), el Tesoro General de la Nación (13.5%), los departamentos (4.9%) y YPFB (2.5%)².

Los argumentos para intentar la renegociación del precio y del volumen se basaban en que, el precio del gas boliviano no era competitivo, razón por la que el mercado brasileño no podía expandirse tal como

¹ Por el contrato, Petrobras paga por el 70% del gas que no ha consumido dentro del límite contratado y por el 95% de los costos de transporte en el gasoducto. Por este motivo la no utilización plena del gasoducto no acarrea perjuicios para GTB, la principal beneficiaria del Take or Pay.

² Carlos Villegas. 2003. Contrato de compra y venta de gas natural YPFB-Petrobras. CIDES-UMSA.

estaba previsto en el contrato. El planteamiento era reducir el precio para estimular el consumo en el mercado de Brasil. Luego de la crisis energética que vivió Brasil en mayo del 2001, entre otros aspectos, a consecuencia de la baja del nivel de las represas hidroeléctricas, el gobierno estableció medidas para reducir la demanda energética o impulsar el ahorro de energía, las cuales alcanzaron éxitos inesperados. Por ejemplo, en Sao Paulo, se registró una baja del 22.2% en el consumo de electricidad³. Al año siguiente, cuando llovió por encima de la media y las represas volvieron a llenarse, se produjo un sobreabastecimiento que hizo bajar los precios de la energía hidroeléctrica por debajo de sus costos, (de R\$ 700/R\$/Kw 4R\$/Kw) poniendo fuera de competencia no solo al gas boliviano en Sao Paulo, sino también al gas brasileño o argentino. Así, luego de dos años de obligar a los brasileros a reducir el consumo, el gobierno pasó a incentivar exactamente lo opuesto, debido a que el excedente a comienzos del 2003 era mucho mayor de lo que los técnicos del sector admitían inicialmente (7500 MW).

Para algunos analistas, si el Brasil hubiese invertido recursos públicos en medidas agresivas para promover la conservación y eficiencia de energía y alternativas energéticas disponibles, habría diferido la urgencia de la crisis energética, ganando tiempo para planear mejor un futuro energético sustentable. En lugar de ello, la crisis energética fue aprovechada por organismos como el BID y la CAF, para estimular inversiones en megaproyectos de energía en Brasil y actualmente también de infraestructura en Bolivia, como los cuestionados proyectos de las represas del Madera.

Los gobernantes brasileros negociaron hábilmente el precio del gas boliviano puesto en Sao Paulo, donde los costos de transporte duplican el precio de Corumbá, siendo que el gas boliviano era y es altamente competitivo en las regiones cercanas a la frontera y aledañas⁴.

A inicios de mayo del 2003 las negociaciones no

habían avanzado significativamente. Durante el primer semestre de ese año, la factura por el Take or Pay ascendió a 130 millones de dólares pero Petrobras se negó a pagar aduciendo que la infraestructura boliviana para el transporte del insumo no había sido completada, por lo que aún si la compañía hubiera demandado el gas comprometido, no se podría haber concretado⁵. Después de Octubre, se acordó que Brasil pague una media entre lo calculado por YPFB (110 millones de dólares) y la de Petrobras (88 millones de dólares) por el año 2002, monto que ya debería estar cancelado. Con respecto a la penalización por el año 2003 no se conocen acuerdos⁶.

2. Gas e integración regional

El presidente brasileño Luiz Inacio Lula da Silva enfatiza su interés por la integración regional, uno de los objetivos de su campaña electoral. Para llevar adelante esta política cuenta con el apoyo del Banco Nacional de Desarrollo-BNDES y la Corporación Andina de Fomento CAF. El primero cuenta con un financiamiento superior a la CAF en un 35 a 40%, con un patrimonio de alrededor de 100000 millones de dólares. La CAF tiene cerca de 200 "proyectos de integración" en cartera, incluyendo el megaproyecto de construcción de represas en el río Madera y en el río Beni, para hacerlos navegables y abrir una ruta de exportación, para la expansión de la soya en la Amazonía.

Para la ministra brasileña Dilma Rousseff la integración energética con Bolivia es estratégica y tiene el objetivo de formar un inmenso mercado consumidor que comparta infraestructura entre Argentina, Brasil y Chile. Para la ministra, Bolivia es un jugador desequilibrante en energía para el Mercosur, tomando en cuenta su potencial energético, no solo por las reservas de gas que están sin mercado, sino por el potencial que tiene la generación de electricidad en base al gas natural. A lo que se sumaría una posición geopolítica envidiable, debido a que la tendencia del flujo entre los puertos del Pacífico y del Atlántico es la del tránsito por Bolivia⁷.

3 Switkes, G. 2001. Danzando en la Oscuridad: La estrategia del BID para el sector energético y su responsabilidad por el "apagón" en: Las estrategias de los bancos multilaterales para el Brasil 2000-2003. Rede Brasil sobre Instituciones Financieras Multilaterales.

4 El costo del transporte es menor en Bolivia: 0.35 por millón de BTU mientras que en Brasiles de 0.70 a 0.80, es decir entre el 40 y 50% del costo total en Sao Paulo. Además se está utilizando la tarifa en Brasil para absorber el costo extra para transportar el tramo entre San Pablo y Porto Alegre. "Lo que tenemos que recuperar es una inversión de \$US. 2200 millones. (Entrevista a Edward Miller, presidente de GTB en Energy Press 18 al 24 agosto 2003).

5 Se trata de un argumento fuera de lugar, no solo porque Petrobras es socia de GTB, la Transportadora del Gasoducto en el lado boliviano, sino porque en el lado brasileño, donde Petrobras tiene el 51% de TBG, las obras para permitir el incremento de la capacidad de transporte de 17 (capacidad inicial) a 30 MMmcd, estaban previstas de ser concluidas en mayo del 2003, es decir en fecha posterior a la conclusión de las 3 plantas de compresión en el lado boliviano.

6 Energy Press 17 al 23 de noviembre 2003.

7 Energy Press: Petrobras afirma que Bolivia aceptó su propuesta; YPFB lo niega (21/07/03).

En este marco, es importante recordar que el gasoducto Bolivia-Brasil fue concebido más que como una obra de integración energética entre dos países, como parte de un plan para conectar reservas en ese momento, no interesantes (en Bolivia y Perú: Camisea) y hacerlas disponibles para el mercado brasileño⁸. Por este motivo, se incluyeron las cláusulas de penalización: el Take or Pay y el Delivery or Pay. En el primer caso en realidad se trata de un pago por adelantado del gas no consumido, pero en el segundo es una verdadera penalización económica para el caso de que Bolivia no pudiera cumplir con el volumen comprometido. Las reservas probadas actuales demuestran los cálculos errados de los brasileños y las agencias financieras multilaterales, por lo que la renegociación de los precios del gas que se estaba llevando a cabo en el gobierno de Sánchez de Lozada no era pertinente.

Lo que es aún más preocupante es que la estrategia brasileña para renegociar el contrato introdujo la oferta de “proyectos de integración física”, que en realidad son de interés del país vecino, como se verá más adelante. Entre estos proyectos se destaca el “Complejo del Río Madera”, respecto al cuál, el Secretario General del Ministerio de Minas y Energía, Mauricio Tomalsquin dijo: Madera podría ser una útil herramienta de negociación con el gobierno de Bolivia, mientras que el presidente de BNDES, Carlos Lessa sostuvo: “Brasil promueve su propia versión de la conquista del oeste en una zona selvática vecina a Perú y Bolivia, con un megaproyecto que ilustra los sueños de integración de América del Sur, en cuyas fronteras todo está por hacer...”

El proyecto “Complejo del Río Madera” se basa en el Inventario Hidroeléctrico del río Madera realizado por FURNAS, Odebrecht y PCE el 2003, con el objetivo principal de lograr una “mayor integración de la Cuenca Amazónica en el Mercado Consumidor de Energía

Eléctrica, así como para la integración de la navegación entre Brasil, Bolivia y Perú, consolidando este corredor de exportación para América del Norte, Europa y África, así como para la propia América del Sur”⁹. Incluye un conjunto de obras, entre las cuales se encuentran dos hidroeléctricas en el tramo Abuná y Porto Velho, en el Estado de Rondonia en Brasil; esclusas¹⁰, la detonación de la Cachuela Teotonio y otras obras aún no definidas en el trecho binacional Abuná-Guajaramirim, para el cuál se ha propuesto también una represa con esclusas, en un tramo con una presencia importante de cachuelas, que tendrán que ser eliminadas para la navegación. Comprende también la construcción de una represa en Cachuela Esperanza, en el río Beni en Bolivia, cerca de su confluencia con el río Mamoré, para proveer energía al Brasil y el establecimiento de puertos necesarios para la implantación de la Hidrovía de los ríos Madera-Guaporé-Mamoré-Beni-Madre de Dios y Orthom¹¹.

El proyecto está siendo propagandizado en Brasil y Bolivia para la “*generación de energía en cantidades significativas y de bajo costo y para la consolidación del Polo de Desarrollo Industrial del Agrobusiness en la región oeste del Brasil y la Amazonía boliviana*” y se justifica tanto en la generación de energía, como en la reducción de los costos de transporte de granos y otros commodities. Prevee generar 7480 megavatios de electricidad en el lado brasileño y otros 3000 megavatios en Bolivia, lo que significa tres veces la demanda energética de este país. Ello en una de las regiones menos pobladas, donde las necesidades de la población alcanzarían como máximo 20 megavatios. Nuevamente Brasil o las empresas brasileñas se constituirían en el único comprador de toda la energía producida, imponiendo condiciones de compra, contratos y precios, con el agravante de que producirían bastante energía que tendría primero que ser utilizada en el vecino país.

Lessa reconoce que el proyecto tendrá un enorme impacto ambiental. El abaratamiento de los costos de

⁸ Un estudio encargado por el BID establece que las reservas de gas boliviano se agotarían en 15 años a un ritmo de 30 millones de m³ por día. Según Cerqueira Leite, perito en temas energéticos de Brasil, el BID y el Banco Mundial concordaban en que las inversiones en el gasoducto eran parte de un plan tácito que incorporaba extender el gasoducto para la región de Camisea, en Perú, donde Shell tenía una concesión. De esta manera convertirían dos reservas de gas no interesantes, en económicamente disponibles para los mercados brasileiros. Por otro lado, el proyecto Cuiaba, (gasoducto San Miguel-Cuiaba y planta termoelectrica de Cuiaba) que antes funcionaba a diesel, estableció que Bolivia aportaría con el 50% de la demanda que alcanza a 2.5 millones de metros cúbicos de gas natural por día, siempre y cuando sus precios sean competitivos y el resto provenga de YPF Argentina, empresa con la que Enron, una de las propietarias de ambos gasoductos, firmó un acuerdo para ese aprovisionamiento. Molina. 1999 en Miradas Voces y Sonidos. Conflictos Ambientales en Bolivia).

⁹ Glenn Switkes. Internacional Rivers Network. Considerações sobre a precipitada corrida do Ibama para avaliar o licenciamento ambiental do Complexo Hidrelétrico-Hidroviário do rio Madera.

¹⁰ Esclusa es una obra o recinto con puertas de entrada y salida que se construye en un canal de navegación, para que los barcos puedan pasar de un tramo a otro de diferente altura, llenando de agua o vaciando el espacio comprendido entre las puertas.

¹¹ Inventario del Río Madera FURNAS Centrais Elétricas S.A. Presentación en PW en el Foro de las Américas. La Paz. Dic 2003.

transporte impulsará la producción de soya, de acuerdo a los cálculos de Odebrecht y Furnas, lo que significa la deforestación de uno de los ecosistemas más apartados de América del Sur, la región mejor conservada de la Amazonía, que, en el caso boliviano es una zona de producción extrativista (castaña amazónica), actividad de uso sustentable del bosque, que constituye la principal actividad económica de la región y el tercer producto no tradicional de exportación a nivel nacional.

Por su parte, Brasil tendría acceso más expedito a los mercados asiáticos, el verdadero objetivo de estos proyectos. Actualmente el grupo Tedesco Maggi ha invertido cien millones de dólares en la vía navegable del río Madera donde posee la flota más importante de barcazas y remolcadores, con una capacidad de transporte total de 210000 toneladas por mes¹². El grupo Maggi es el mayor exportador de soya de Brasil, por lo tanto el mayor interesado en el Polo de Agronegocios a instalar. Su intención es la expansión de la frontera soyera hacia los estados de Rondonia y de paso a la amazonía boliviana.

Se trata de un proyecto con impactos transfronterizos, aún cuando solo se construyan las obras en territorio brasileño: las represas de Santo Antonio y Jirau tienen un área de inundación que alcanza al territorio boliviano. Por este motivo, el gobierno brasileño requiere negociar acuerdos bilaterales. Pero ha encontrado una forma de ofertar los proyectos del Madera a nombre de la “integración regional”, como si fueran de particular interés boliviano por el problema de la mediterraneidad. Las obras proyectadas en Bolivia acabarían con la principal región de ecoturismo de Bolivia, a lo largo de los ríos Beni y Quiquibey, donde se sitúan las principales áreas protegidas de la Cuenca Alta del Amazonas: el Parque Madidi y la Reserva y Territorio Indígena Pilón Lajas, así como los proyectos de ecoturismo indígena Mapajo, el Alberque Chalalán y una gran variedad de paquetes y proyectos turísticos indígenas, campesinos, municipales y privados.

Por otro lado, la región del Madera es una zona endémica de malaria, con la presencia de algunos de los tipos más agresivos de esta enfermedad. Inundar esta región significaría trasladar la endemia hacia las principales zonas de ecoturismo del país (la cuenca alta del río Beni).

12 Opere Infrastrutturale e Minacce per la Foresta Amazzonica Il caso di “Avanca Brasil. Sergio Baffoni. Mayo 2001. Il raporte di Greenpeace Italia

Entre los defensores del complejo del río Madera, se manejaba el argumento de que la aceptación de Bolivia del proyecto, representaría un gran triunfo en la disputa con el gobierno boliviano por la reducción del precio del gas natural importado de Bolivia¹³.

El Complejo Madera corresponde a una propuesta para el desarrollo basada en la visión de los organismos proponentes, CAF (Corporación Andina de Fomento), BID (Banco Interamericano de Desarrollo) y FONPLATA (Fondo Financiero para el desarrollo de la Cuenca del Plata), la misma que representa un viejo modelo de desarrollo basado en grandes volúmenes financieros y sobre tres pilares: energía, transporte y telecomunicaciones. Esta visión no considera el desarrollo como resultado de interacciones que no son solo económicas; no comprende el desarrollo como un proceso de modificación de la calidad de vida: educación, salud, cultura, etc. Niega el desarrollo de las poblaciones de los bosques, ribereños, pescadores, extrativistas, indígenas, pues niega su misma existencia. Esta propuesta de desarrollo es por tanto una negación del desarrollo, que, de forma más general puede ser comprendido como el resultado de políticas públicas que son producto de interacciones entre muchas variables, la articulación de actores y la actuación sobre la calidad de vida¹⁴.

3. Petrobras en Bolivia

Petrobras es una empresa de sociedad mixta operada por el Estado de Brasil que figura entre las tres empresas con mayores utilidades de Sudamérica¹⁵, una compañía que actúa en exploración, producción, refinación, comercialización y transporte de petróleo y sus derivados en el Brasil y en el exterior. Se las ha arreglado para controlar todos los aspectos del negocio del gas natural en Bolivia, desde su extracción hasta su transporte y comercialización.

Petrobras Bolivia fue creada el 25 de noviembre de 1995 “*estratégicamente ligada a la exploración y producción de reservas de gas para garantizar el abastecimiento del gasoducto Bolivia-Brasil, concluido en diciembre de 1998 y también para liderizar otras iniciativas en el sector energético boliviano, ligadas al proceso de integración*”

13 Usina de Belo Monte perde força. Ricardo Rego Monteiro. JB ONLINE. 4 de abril.

14 Artur de Souza Moret. IIRSA Modelo de Intervención!, negación al desarrollo?. Forum de Debates sobre Energía de Rondonia. GT Energía.

15 SERVICIO CUDITAL ESTADÍSTICAS. Centro de Información y Documentación de la Universidad de los Trabajadores de América Latina.

*binacional que significó la construcción del gasoducto, la mayor obra de este tipo en Sudamérica*¹⁶.

En Bolivia posee el 9% de las acciones de la Transportadora del Gasoducto GTB, el 44.5% del gasoducto Gasyrig (Yacuiba-Río Grande), el 100% de los gasoductos de la Transportadora San Marcos, empresa creada para el transporte de hidrocarburos en y desde Bolivia a Brasil (Puerto Suárez-Corumbá).

Junto con TotalFinaElf es dueña del 30% de las acciones de la Planta de Compresión de Gas de Río Grande y de 20.6 TCF (45%) del total de reservas probadas en los Campos San Alberto y San Antonio, los mayores de Bolivia. Tiene concesiones en los departamentos de Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, Beni y La Paz. Los últimos bloques recibidos en concesión son los de Río Hondo, en los departamentos de La Paz, Beni y Cochabamba y el Bloque Ingre, en Chuquisaca.

Tiene además participación en 5 bloques, tres de los cuales se encuentran en fase de producción. Ejerce el papel de operador en 4 bloques.

En la actividad de refinamiento, Petrobras, a través de la Empresa Boliviana de Refinación EBR es propietaria de las refinerías Gualberto Villarroel (Santa Cruz) y Guillermo Elder (Cochabamba), de donde provee carburantes a todo el territorio nacional y vende lubricantes básicos a los mercados peruano y chileno e intercambia aceites crudos y acabados con la empresa argentina EG3. La EBR se encuentra entre las 500 mayores empresas de Latinoamérica de la gestión 2002, según el ranking de América Economía, registrando ese año ventas por 360 millones de dólares¹⁷. El 2004 inició la exportación de gasolina a Paraguay.

Petrobras controla totalmente la recientemente creada Empresa Boliviana de Distribución EBD, una de las empresas mayoristas. De las 76 estaciones existentes al final del 2002 con relaciones contractuales, 3 tenían bandera Petrobras. La EBD facturó el 2002 116 millones de dólares con la venta de 2000 barriles diarios de gasolina y 2600 barriles diarios de diesel. La EBD es también propietaria de una fábrica de lubricantes en Cochabamba. Además de la marca YPF, actúa con la marca LUBRAX importada de Brasil.

Petrobras y EBD comercializan también asfalto, y parafinas producidos en la Refinería de Cochabamba.

A partir del 1 de junio del 2004 la Empresa Boliviana de Distribución EBD, cambió su razón social a Petrobras Bolivia Distribución S.A.¹⁸.

4. Negocios "hábiles"

Las ventas de gas a través de ramales del Gasbol han sido cuestionadas por diferentes motivos, entre estos la falta de fiscalización, la situación ilegal de las empresas involucradas, la escasa o nula participación de YPFB y la fijación de precios. Estos son los casos del gasoducto a Cuiabá y del ducto para proveer gas a la planta Termoeléctrica Termo Pantanal, en Corumbá, Brasil.

A inicios del año 2004, los gobiernos municipales de Puerto Quijarro y Puerto Suárez enviaron una nota al ministro de Hidrocarburos denunciando que Petrobras, a través de su subsidiaria la Transportadora San Marcos, pretendía transportar gas desde la Estación El Mutún para alimentar una planta termoeléctrica en Corumbá, con lo cuál evitaría el uso de gas de Gasbol al precio en frontera y podría aprovechar la subvención en Bolivia para la comercialización interna de gas a través de la "tarifa estampilla" (precio único). Para ello, la Transportadora San Marcos, pretendía utilizar una licencia otorgada el 2002 a Petrobras para construir las plantas de San Marcos en Puerto Suárez-Bolivia y la TermoCorumbá, en Corumbá-Brasil y para los ductos que transportarían gas a las mismas, proyectos que fueron abandonados. El ex viceministro de Hidrocarburos Mauricio Galleguillos elevó una queja formal a su homólogo del Brasil, Dilma Rouseff protestando "por una decisión inconsulta que tomó Petrobras".

Las mencionadas plantas formaban parte de los acuerdos de integración energética entre Bolivia y Brasil que tenían como objetivo producir electricidad para el mercado brasileño. Los socios accionistas de la Termoeléctrica San Marcos eran Duke Energy (46%), Petrobras (25%), Corani S. A.(22%) (Empresa capitalizada por Duke Energy y conformada también por las AFP's Futuro de Bolivia y Previsión) y la Cooperativa Rural de Electricidad (CRE 7%). El proyecto fue paralizado cuando las obras se encontraban en un 2% de avance (adjudicación de

¹⁶ www2.petrobras.com.br
¹⁷ américaeconomia.com

¹⁸ La Prensa, 1 de junio, 2004.

terrenos en ZOFRAMAQ). La potencia proyectada del proyecto era de 88 MW. Los socios de la planta TermoCorumbá eran Duke Energy y Petrobras. El 2003 la CRE salió de la sociedad e inauguró su propia termoeléctrica el 6 de marzo del 2004 con una potencia de 12 MW con proyecciones de alcanzar 80 MW y exportar a Brasil el 2005.

En lo que se refiere a la termoeléctrica de Corumbá, esta fue reemplazada por la Termo Pantanal, siendo responsable de la implantación del proyecto MPXÉTermoCeará LTDA. El empresario Eike Fuhsken Batista, dueño del MPX, posee el 20% de las acciones de la Empresa Minera Mineração Corumbaense Reunida, una de las promotoras del polo-siderúrgico en la región. El empresario declaró a la prensa brasilera que invertirá U\$ 125 millones de dólares en la construcción de la planta de Corumbá, que tendrá una potencia de 245.25 MW.

El precio al que pretendía comprar gas la Termo Pantanal es de 1.4 dólares por millón de BTU, que es el precio en el mercado interno en Bolivia. Este precio ponía en riesgo el proyecto de la termoeléctrica emprendida por la Cooperativa Rural de Electricidad (CRE) en julio del 2003. La denuncia dio lugar a que el gobierno emita el Decreto Supremo 27428 del 31 de marzo del 2004 que suspende la otorgación de permisos de exportación de gas natural por parte de la Superintendencia de Hidrocarburos, a través de Ductos Menores y Líneas Laterales o Ramales, hasta la promulgación de una Ley destinada a regular su utilización y operación. El decreto establece que es necesario fijar jurídicamente la utilización y operación de las líneas laterales o ramales, tomando en cuenta el objeto que deben cumplir, a través del establecimiento de normas que prohíban su utilización directa para la exportación y que su operación en todo caso debe estar destinada a beneficiar el desarrollo de la infraestructura de transporte en el mercado interno de Hidrocarburos.

A pesar de ello, en reunión llevada a cabo el 7 de abril en el despacho de la ministra Dilma Rouseff, en Brasilia, los representantes de los gobiernos de Bolivia y Brasil acordaron la venta de gas al precio pretendido por la Termo Pantanal, lo que para los brasileños no podría haber sido mejor, puesto que comprarían el gas boliviano manteniendo la tarifa diferenciada de 1.4 por millón de BTU. Participaron en la reunión por Bolivia, el cuestionado ministro Antonio Aranibar (quien renunció cuatro días después) y el actual Delegado Presidencial para la

Revisión de la Capitalización Francesco Zaratti, entonces asesor del Ministro Aranibar.

Por qué se ratificó un precio tan bajo, que además es un precio subsidiado para el consumo nacional? A nombre de la integración? El precio en frontera del gas que compra Brasil por el gasoducto se encuentra entre 1.93 y 2.33 dólares por millón de BTU, un precio altamente competitivo para la región, que no tiene ni pozos gasíferos ni hidroeléctricas cercanas. Pero ¿puede entenderse como integración la provisión de gas subsidiado boliviano a empresarios brasileños, para el establecimiento de un polo siderúrgico y gas químico en el Brasil? Cuál es el sentido de poseer un recurso como el gas si este no puede ser utilizado en mejores condiciones para inversiones nacionales, cuya magnitud y orientación apuntan hacia un desarrollo local más sostenible que el de los grandes emprendimientos brasileños?

Probablemente la segunda fase de esta “integración” sea la entrega de los yacimientos del Mutún a los mismos empresarios brasileños, lo que tendrá el agravante de que los impactos de las fases preliminares de la siderurgia, que son los peores del proceso siderúrgico, afecten el Pantanal boliviano. Es necesario recordar que el ex ministro Aranibar había asegurado antes de reunirse con la ministra Rouseff (07/04/04), que el tema tarifario que acordaron MSGas (la empresa conformada por MPX) y Petrobras (1.4 por millón de BTU) no sería un tema a tratar¹⁹.

La nota del matutino La Prensa (14 de abril de 2004) indica que “*negociaron la reactivación de un plan para construir un polo petroquímico y dos plantas termoeléctricas en la frontera binacional*”. Al respecto la planta termoeléctrica de San Marcos jamás fue construida y fue la Empresa Gravetal, procesadora de granos quien construyó una termoeléctrica para sustituir el carbón que utilizaba hasta hace un año atrás. Hasta hace muy poco tiempo, las ciudades de Puerto Suárez y Puerto Quijarro adquirirían energía eléctrica de la Compañía de Energía Eléctrica de Matto Grosso do Sul (ENERSUL), a precios tan altos que hacían imposible iniciar y mantener cualquier actividad económica en la región. Como Gravetal producía energía sobrante empezó a venderla, lo que motivó

¹⁹ Energy Press 29 de marzo al 04 de abril de 2004.

a la CRE emprender la construcción de la Termoeléctrica Germán Busch, con proyecciones de ampliación y exportación.

Solo con el anuncio del proyecto de la CRE, se logró una disminución de las tarifas eléctricas de Enersul en aproximadamente un 30%. Entre el nacimiento de la iniciativa en septiembre del 2002 y * operación de la planta de la CRE en Marzo del 2004, los costos de energía eléctrica de la zona se habían reducido en aproximadamente un 42 a 45%²⁰.

De acuerdo al ex Ministro y analista Alvaro Ríos, la termoeléctrica de la CRE tiene un efecto multiplicador muy importante debido a que consumirá más de \$US. 400000 anuales en gas a futuro, lo que implica pago de regalías, impuestos en boca de pozo, costos de transporte e impuestos a las utilidades de la planta. Sin olvidar que se trata de energía de mejor calidad, con tarifas mucho más bajas y por tanto energía mucho más competitiva, que evita la fuga de divisas del país por la importación de electricidad del Brasil en un orden de 1.5 a 1.6 millones de dólares al año. Además la Planta Germán Busch está diseñada para generar excedentes de exportaciones al país vecino²¹.

Con el precio que se habría negociado para la Termo Pantanal, que es el mismo que paga la CRE para la planta Germán Busch, se inviabilizan las posibilidades de exportación de energía eléctrica desde esta planta, porque se igualan los precios del gas en territorio boliviano y brasileño, con lo que la Termo Pantanal podrá generar energía por lo menos al mismo precio que la CRE, abasteciendo la demanda energética de la región. Por esto, los gobiernos municipales de Puerto Suárez y Puerto Guizarro han solicitado que el gas que pasa por esos pueblos beneficie primero a las inversiones nacionales.

En declaraciones recientes, el presidente Carlos Mesa negó que se venderá gas a la Termo Pantanal antes de que se realice el referendun. Para el ex Ministro de Minería e Hidrocarburos Alvaro Ríos el proyecto de TermoPantanal en Corumbá es nuevo y no puede entrar dentro del acuerdo que firmaron los presidentes Hugo Banzer Suárez, de Bolivia, y Enrique Cardoso, de Brasil, para construir dos plantas termoeléctricas

a ambos lados de la frontera. Por su parte los ejecutivos de MPX, la dueña de Termo Pantanal han propuesto a la CRE ser socia de la Termo Pantanal con el objetivo de destrabar las negociaciones por el combustible a tiempo de presentar la Termo Pantanal como un proyecto de integración binacional que estará acompañado por una termoeléctrica similar en Puerto Suárez, aunque no quiere adelantar detalles de esta última.

El dueño de MPX es Eike Batista, un empresario minero que invitó a Petrobras a ser socia del emprendimiento. La Termo Pantanal está diseñada para abastecer energía al polo petroquímico que se pretende desarrollar en Brasil.

En el caso de las ventas a Cuiabá, actualmente bajo investigación de la Superintendencia General y la Superintendencia de Hidrocarburos, se acaba de poner en evidencia que, al no ser YPFB agregador de los volúmenes exportados, no existe ningún tipo de fiscalización de estas ventas y ni siquiera existe información clara sobre las empresas que son parte del negocio. Por lo tanto, el volumen de regalías, así como el momento en que las pagan, si lo hacen, está bajo la completa discrecionalidad de estas empresas, que básicamente son diferentes formas jurídicas de Enron y Shell: Gas Oriente Boliviano (Enron 50%, Shell 50%) entrega a Gas Trans Boliviano GTB²² y esta entrega a Southern Cone Gas-SGS (Enron y Shell), la cuál a su vez lo revende a Transborder Gas Services-TBS (Enron y Shell), quien finalmente lo entrega a la Planta de Cuiabá.

5. Petrobras y medio ambiente

Gasoducto Bolivia Brasil

La construcción del gasoducto Bolivia Brasil es utilizada como ejemplo de manejo y responsabilidad ambiental²³ pero los problemas, infracciones y denuncias durante

22 Estructura corporativa GTB:

- Transredes	(51%)
• Enron	(12.75%)
• Shell	(12.75%)
• AFP'S	(25.5%)
- Shell	(17%)
- Enron	(17%)
- Gaspetro (Petrobras)	(9%)
- BBPP Holdings	(6%)
• British Gas/BG Group	(2%)
• El Paso	(2%)
• Total Final Elf	(2%)

20 Alvaro Ríos Roca. CRE: Generación eléctrica en la frontera con Brasil. Energy Press 11 al 17 de agosto 2003.

21 Id anterior.

23 Banco Mundial emplea al Gasbol como modelo para construir ductos (Energy Press 7/07/03).

la fase de construcción y posteriormente, fueron diversas en aspectos tan básicos como los efectos en tierras comunales indígenas y áreas protegidas de la delicada cuenca amazónica de Bolivia, la falta de información y accesibilidad a documentos como el estudio de evaluación de impacto ambiental y planes conexos, la falta o inoportuna consulta a los pueblos a lo largo del gasoducto y una serie de transgresiones en la etapa de construcción, sumados a la debilidad en la capacidad institucional del gobierno de Bolivia para la fiscalización y el monitoreo de los impactos, no solo durante la construcción sino como consecuencia de los efectos de las nuevas prospecciones petrolíferas y gasíferas que acarrearía la obra.

Cuando se inició la ejecución del proyecto, resultó evidente que Petrobras no tenía ni la voluntad política ni la capacidad para cumplir los planes de manejo ambiental, comunicación social y compensación en Bolivia. Es así que organizaciones de la sociedad civil documentaron y presentaron a los patrocinadores varias infracciones y graves efectos sociales y ambientales, entre ellos la gran proximidad del gasoducto a la localidad, el vertido de basura, la compra de madera para construcción obtenida ilegalmente, nuevos caminos de acceso, control insuficiente de la erosión, daños a caminos locales, mala conducta de los trabajadores, instalación de campamentos dentro de pequeñas poblaciones, con la consecuente utilización de agua e infraestructura de servicios y la disminución de alimentos y medicamentos disponibles para la población local. En septiembre de 1998, debido a las presiones crecientes de grupos locales e internacionales y de los bancos, así como al fracaso evidente del sistema de seguimiento ambiental, los patrocinadores del proyecto finalmente nombraron una oidora (ombudsman) para que se mantuviera en comunicación regular con las ONGs y organizaciones locales, y facilitara su participación en el seguimiento in situ. Reconociendo el papel fundamental del comité de seguimiento local para presentar información exacta y bien fundamentada sobre determinados efectos e infracciones, los bancos tuvieron que apoyar y desempeñaron un papel decisivo en la formalización del papel de las ONG en el seguimiento in situ, estableciéndose nuevos mecanismos de comunicación y logrando el reconocimiento de Petrobras y los demás patrocinadores del proyecto

al seguimiento realizado por los órganos coordinadores de la sociedad civil²⁴.

Sin embargo la actuación de la Oidora y el Comité fue concluida antes de que se concluyan las obras de mitigación previstas en el estudio de impacto ambiental. Debido a ello, uno de los aspectos críticos resultó la falta de restauración, reforestación y restablecimiento oportunos de la vegetación a lo largo del gasoducto. Las consecuencias previsibles de los impactos a largo plazo se están evidenciando en la actualidad, particularmente en la región del Pantanal, donde los equilibrios de ecosistemas dependen de los delicados flujos hídricos superficiales y subsuperficiales interrumpidos por el gasoducto, que actúa como una especie de dique de redistribución, secando lagunas y curiches, con el consiguiente impacto a las pequeñas poblaciones cuya vida estaba estrechamente relacionada con estos cuerpos de agua²⁵.

Asimismo, la relación del gasoducto con nuevos proyectos y actividades también empieza a ser observada. Por de pronto, la delicada región del Pantanal de Bolivia se ha convertido en el centro de planificación de proyectos altamente contaminantes como pueden ser la petroquímica, la explotación de hierro y actividades de siderurgia, la instalación de un puerto en medio de bosques de palmares y áreas inundadas en el Parque Nacional Otuquis. Todo ello a partir de la instalación de gasoducto.

Gasyrg

La construcción del gasoducto Gasyrg por parte de Petrobras, entre Yacuiba y Río Grande, cuando existía ya el ducto de Transredes (Yabog), paralelo al trazo del Gasyrg, fue ampliamente cuestionada, no solo porque permitió a Petrobras completar la reconstrucción de toda la cadena hidrocarburífera, antes en manos de la desmantelada YPFB, sino por lo innecesario de causar impactos a territorios indígenas, áreas protegidas y ecosistemas poco intervenidos, existiendo suficiente capacidad instalada y proyectada de transporte en el gasoducto Yabog.

El gasoducto Yabog se extiende desde la frontera de Bolivia (Yacuiba) y Argentina hasta la estación de compresión de Río Grande, localizada aproximadamente

²⁴ Kari Hamerschlag. 1999. El gasoducto entre Bolivia y Brasil: ¿un proyecto de desarrollo "estrella"? BIC.

²⁵ Nota enviada por el Comité Intercomunal de Recursos Naturales del Pantanal a Edward Miller, presidente GTB. Enero 2004.

a 40 Km al Sudoeste de Santa Cruz, Bolivia, punto de inicio del Gasbol. La extensión del ducto es de 430 Km de sur a norte, con una capacidad de 24" de diámetro y 8.2 MMmcd. El gasoducto Yabog fue construido hace 30 años para transportar gas desde Bolivia a la Argentina. Debido a los nuevos descubrimientos de reservas en el sur del país y los cambios en la demanda de gas natural, Transredes S.A., la principal transportadora de hidrocarburos en Bolivia, decidió incrementar la capacidad del ducto con el objetivo de transportar gas desde el Sur de Bolivia y la Argentina, hasta la Estación de Comprensión de Río Grande, para continuar su transporte hacia el Brasil.

El incremento de la capacidad del Yabog implica la instalación de una tubería de 36" y la instalación de unidades de compresión en las estaciones de Caigua, Taquiperenda y Saipirú, requeridas para impulsar el flujo de los volúmenes proyectados.

La instalación de la nueva tubería fue prevista en el mismo derecho de vía o corredor del ducto existente utilizando las mismas estaciones de compresión, regulación de presión e instalaciones de mantenimiento y operación del gasoducto Yabog. Por ello los costos ambientales son reducidos en relación a la construcción de un ducto nuevo, como el Gasyrg. El principal impacto ambiental directo se relaciona con la ampliación del derecho de vía (de 20m a 30m, además de una zona de amortiguación de 10 m a ambos lados del derecho de vía) y con los impactos asociados a la construcción, tales como instalación de campamentos²⁶.

Transredes S. A. fue formada en mayo de 1997, durante el proceso de capitalización para hacerse cargo de los ductos que estaban a cargo de YPFB. Enron y Shell son las empresas transnacionales que tienen el 50% de participación en Transredes.

²⁶ Golder Associates. Transredes S. A. Julio 2001. Proyecto Gasoducto Yacuiba-Río Grande. Evaluación de Impacto Ambiental.

²⁷ Fueron consultados los siguientes documentos:

- Boletín Foro No 23. Noviembre 2000. Fobomade.
- Resolución de la Magna Asamblea de Instituciones de la 2da Sección de la Provincia Gran Chaco. 12 Septiembre 2000.
- Ordenanza Municipal No 25/2000. Honorable Concejo Municipal de Caraparí.
- Superintendencia de Hidrocarburos. Resolución Administrativa SSDH No 0401/2000 Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación. Declaratoria de Impacto Ambiental 28 de enero del 2000.
- Presencia, 27 noviembre 2000. "Super aceptó construcción de gasoducto sin permiso".
- Presencia, 23 noviembre 2000. "Petrobras tiene prisa".
- Presencia, 15 de noviembre 2000. "Yacuiba en emergencia por daño ambiental"
- Presencia, 17 de noviembre 2000. "Comisión revisará el gasoducto de Petrobras"
- Presencia, 26 de noviembre 2000. "Rechazan construcción de gasoducto de Petrobras".

Gasoducto San Alberto-Yacuiba²⁷

El 12 de septiembre la Asamblea de las Instituciones de la 2da Sección de la Provincia Gran Chaco resolvió ratificar los planteamientos efectuados a PETROBRAS surgidos de las preocupaciones generadas por los impactos ambientales de las actividades de explotación hidrocarburífera y el tendido de los ductos. Las demandas de las instituciones de la región exigían el respeto de las ordenanzas municipales sobre las actividades económicas que se realizaban en la región, la reparación de los daños causados por la empresa en la población de Caraparí, como en el Parque Nacional Aguargue y la provisión de energía a través de la instalación de una planta termoeléctrica. El 21 de septiembre Rafael Doria, Director de Explotación y Exploración respondió a las instituciones de Yacuiba rechazando cada uno de los puntos señalados, insinuando intereses personales y la puesta en riesgo de las inversiones en la zona y en el país, amenazando con el replanteamiento de sus "actividades sociales voluntarias" y la petición al gobierno de garantías para su trabajo, lo que Petrobras efectuó de manera inmediata mediante notas a los Ministros de Desarrollo Económico y de Comercio Exterior e Inversión. En las notas mencionadas, señalaban que las exigencias de la región eran desproporcionadas y al margen de la legislación vigente, además de ser suscritas por entidades públicas. Remarcaron que habían cumplido con la legislación vigente, lo cual no era cierto, como lo demostraron los Gobiernos Municipales de Caraparí y Yacuiba en el documento de oposición a la otorgación de la concesión presentado a la Superintendencia de Hidrocarburos.

El fecha 18 de agosto de 2000 la Superintendencia de Hidrocarburos publicó el extracto de la solicitud presentada por Petrobras Bolivia S.A. para obtener la concesión administrativa para la construcción y operación de un oleoducto y gasoducto entre la planta de procesamiento del Campo San Alberto y el Punto de Empalme con el Oleoducto Camiri Yacuiba (OCY) con el punto de empalme con el Ducto Yabog. El derecho para construir y operar ductos, estaciones y plantas para el transporte de hidrocarburos solo se obtiene por concesión administrativa otorgada por el Superintendente de Hidrocarburos.

Dentro del plazo previsto por ley, los Gobiernos Municipales de Caraparí y Yacuiba presentaron su oposición a la otorgación de la concesión administrativa,

en tanto Petrobras no repare los daños causados ni otorgue la compensación correspondiente a las partes afectadas, producto de actividades realizadas por esta empresa sin contar con la respectiva concesión administrativa ni la autorización para ingresar al Parque Nacional de la Serranía Aguarague.

Sin embargo, Petrobras continuó con sus actividades, ignorando a la Superintendencia y la normativa jurídica del país, alegando que contaba con la licencia ambiental. Este permiso en ningún caso otorga el derecho para iniciar obras de construcción de ductos, solo contempla medidas preventivas, mitigadoras y correctivas que deben ser empleadas durante la realización de un proyecto, obra o actividad. Los ductos mencionados atraviesan el Parque Nacional Aguarague, parte del Sistema Nacional de Areas Protegidas, ubicado en el Chaco Boliviano y protegido por Ley No 2083 de abril del 2000, debido a que constituye un ecosistema de transición entre Selvas de Montaña y Chaco Serrano, por su importancia como regulador del régimen hídrico, cabecera de cuenca y origen de todas las fuentes de agua de las poblaciones del Chaco Tarijeño. Para la construcción del ducto se desboscó el Parque, desvió cursos de ríos y quebradas, contaminándolos y acelerando la erosión al dejar suelos desnudos en una zona de altas pendientes.

La Licencia Ambiental fue obtenida en base a un estudio de evaluación ambiental para planes y programas (EIA estratégico, de escasa profundidad y detalle técnico), pero además, entre otras irregularidades Petrobras presentó en febrero, abril y octubre planes de aplicación y seguimiento ambiental, varios meses después de haber obtenido su licencia ambiental y no como establece la ley, es decir como una condición previa al otorgamiento de la licencia, ya que estos debieron ser evaluados y aprobados junto con el estudio de evaluación de impacto ambiental. Por tanto, existían irregularidades en la otorgación de la licencia ambiental por parte de la Autoridad Ambiental Competente, más aún cuando los mencionados planes no fueron aprobados por la Autoridad de Areas Protegidas.

Petrobras, haciendo un mal uso del concepto de utilidad pública e interés nacional, logró el aval del gobierno boliviano a su ilegal accionar, afirmando que sus obras no podían ser paralizadas porque también perjudicarían al Estado boliviano en la exportación de gas. Peor aún, amenazaron con no cumplir los proyectos previamente

aprobados para mitigar el impacto social causado a la población local, aseverando, además que la región no percibiría las regalías previstas por ley.

Para los bolivianos y en particular para los pobladores afectados por la contaminación y destrucción de las únicas fuentes de agua de la región ubicadas en la Serranía del Aguarague, la conservación de los recursos naturales es de vital importancia y por ello las empresas transnacionales minimamente deben respetar la legislación boliviana, garantizando que sus actividades conserven los recursos naturales y sobre todo no causen daños a la salud de las personas, derechos garantizados por la Constitución Política del Estado, que arbitrariamente fueron desconocidos por Petrobras.

La Superintendencia de Hidrocarburos tiene como principal misión hacer cumplir la normativa vigente, por lo que debía pronunciarse sobre la ilegalidad de las acciones de esta empresa, demostrada por los Gobiernos Municipales de Yacuiba y Caraparí. A pesar de ello y de haber sido desconocido por Petrobras, el Superintendente Carlos Miranda rechazó el recurso de oposición, otorgando la concesión, que de todas maneras Petrobras no parecía necesitar. Para los habitantes del Chaco esta actitud de la Superintendencia de Hidrocarburos, les demostró que por no tener los mismos recursos, no tenían los mismos derechos y que ninguna autoridad en el país estaba decidida a hacer cumplir la norma tal cuál está establecida. Por ese motivo, los pobladores de la región procedieron a tomar medidas de presión suspendiendo la construcción del ducto. Solo entonces se conformó una comisión del Viceministerio de Hidrocarburos que finalmente tuvo que negociar la atención de las demandas de los pobladores del Chaco.

Como este caso existen muchas denuncias en el Chaco boliviano de comunidades que se ven afectadas por la apertura de sendas y pozos exploratorios en sus territorios sin haber sido consultadas. Recientemente, fue reportado el caso de Tucainti, en el Campo Sábalo. Lo más común es que Petrobras finalmente consiga firmar acuerdos con los representantes de las comunidades o parte de ellos, con lo que no necesitan arreglar con los afectados directos para compensar cualquier tipo de impacto ambiental o social. Los arreglos a los que llega Petrobras con las comunidades sirven para la provisión de uniformes deportivos, reparaciones en las escuelas,

participación en algunas de las obras de los planes operativos anuales de municipios, como parte de su Programa de Apoyo Municipal, con lo cuál, además consiguen el apoyo de algunas autoridades municipales. Con esto, además se logra la asistencia exclusiva de funcionarios municipales en las visitas de inspección. Por ejemplo en las obras del túnel del Aguarague, para empalmar el Pozo Sábalo en el Campo San Antonio, con el ducto Gasyrg, las inspecciones fueron conformadas por el equipo de la empresa con funcionarios municipales, impidiendo que alguien más pueda asistir²⁸.

Las consecuencias de esos Programas Sociales de Petrobras se han empezado a sentir, particularmente en las divisiones generadas en las comunidades y organizaciones indígenas. La disconformidad y rechazo se expresan en manifestaciones de protesta, como es el caso de la marcha de pobladores de San Alberto del Gran Chaco que partió de esa población en dirección a la ciudad de La Paz, sede de gobierno, el 1 de junio del 2004, habiendo recorrido más de 1080 Km hasta el 29 de junio, mientras otra parte de la población se quedó a encender fogatas y bloquear los caminos de acceso al Campo San Alberto, impidiendo las acciones de la empresa. Los marchistas demandaban el ajuste del uso de la servidumbre sobre las tierras que usa la empresa, la remediación de impactos y de aguas contaminadas. Tras 29 días de caminata los comunarios exigen además la expulsión del país de la empresa petrolera Petrobras y la anulación del contrato con esta empresa²⁹.

Los pobladores se sienten engañados con los convenios firmados con Petrobras. Esos convenios que no son exclusivos de esta empresa, reflejan cómo las transnacionales que operan en Bolivia, sin excepciones,

trafican con la desinformación y sobre todo con la pobreza de los habitantes locales, los que no pueden contar ni siquiera con el apoyo de las instituciones que tienen como rol el cumplimiento de las leyes en Bolivia, demostrando el verdadero papel para el que fueron creadas: proteger las inversiones extranjeras.

Río Hondo³⁰

La Ley de Hidrocarburos señala en su artículo 7: “*Las disposiciones de la Ley del Medio Ambiente y sus Reglamentos serán aplicados al sector de hidrocarburos*”. Entre las disposiciones de la Ley del Medio Ambiente se encuentran el Reglamento de Areas Protegidas y los decretos y leyes de creación de las mismas. El Art. 5 del Decreto Supremo 23110 de la Reserva de la Biosfera y Territorio Indígena Pilon Lajas, del 9 de abril de 1992 establece: “*Se prohíbe la otorgación de nuevas áreas de colonización agraria, forestal, minera y petrolera, garantizándose sin embargo los asentamientos de colonos, campesinos y propiedades agrarias, así como también las concesiones forestales, mineras y petroleras establecidas legalmente con anterioridad al presente decreto supremo, las mismas que estarán sujetas a reglamentación especial*”.

El Bloque Río Hondo fue adjudicado en la licitación de Enero del 2001, habiéndose firmado el contrato el 30 de octubre del 2001, nueve años después de la creación de la Reserva de la Biosfera y Territorio Indígena Pilon Lajas, por lo que dicha concesión es contraria a lo establecido en el decreto de creación. Se trata de un millón de hectáreas adjudicadas a Petrobras Bolivia y Total Exploration Production Bolivia³¹. Tiene las siguientes áreas de superposición con áreas protegidas:

Área Protegida	Sobreposición con el Bloque Río Hondo (has)	%
Reserva de la Biosfera y TCO Pilon Lajas	146 206,1261	35.5
Parque Nacional y TCO Madidi	360 232,4191	14.6
Parque Nacional Isiboro Secure	121 882,7271	13
Total		63.4

³⁰ Documentos consultados:
Petrobras. 2003. Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental. Sísmica 2D “Río Hondo Norte”.
Petrobras. 2003. Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental. Sísmica 2D “Río Hondo Sur”
Petrobras, Econat. Ficha Ambiental. Sísmica 2D Río hondo Norte.

³¹ YPFB. Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos. Informe Mensual Septiembre-Octubre 2003

²⁸ Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo-Regional Villamontes.

²⁹ San Alberto Una historia entre lo legal y lo justo. 29/06/04. La Razón.

A principios del 2002, Petrobras inició el trámite de obtención de la licencia ambiental para el Proyecto Sísmica 2D Río Hondo Sur, presentando el estudio de evaluación de impacto ambiental el 18 de septiembre del mismo año. Dicho estudio fue observado por la sobreposición con las áreas protegidas mencionadas y por estar ubicado en áreas de protección estricta y de amortiguación. Petrobras acusó al Servicio Nacional de Áreas Protegidas de modificar los límites de la Reserva Pílon Lajas y cuestionó la zonificación de la Reserva, inmiscuyéndose en asuntos internos del país. Al mismo tiempo demandó a los Ministerios e Hidrocarburos y Minería, de Desarrollo Sostenible y YPFB definir la aquiescencia o denegación de actividades petroleras en Río Hondo Sur, pretendiendo de esta manera pasar por encima de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental, sin responder a las observaciones efectuadas al EEIA. Con estas presiones en fecha 14 de enero del 2004 logró la aprobación de la licencia ambiental.

Al mismo tiempo, Petrobras presentó el estudio de evaluación de impacto ambiental para acceder a la licencia ambiental del proyecto Sísmica 2D en Río Hondo Norte, el mismo que atraviesa áreas que, de acuerdo a la normativa vigente, no permiten este tipo de actividades, como son la Zona de Protección Estricta y la Zona de amortiguación Interna.

El Proyecto Río Hondo Norte prevee la apertura de una senda de 70 Km de largo que atraviesa en sentido NE la Reserva Pílon Lajas adentrándose 40 Km dentro de la misma y fuera del bloque de concesión en aproximadamente dos terceras partes. Producirá un desmonte de 10.5 Ha en diferentes unidades de bosque. Se perforarán 2520 pozos de 15 metros de profundidad, se utilizarán 16 Kg de explosivos por pozo, en total 40.32 Toneladas. Se habilitarán 21 helipuertos con una superficie de 900m² cada uno, 280 zonas de descarga, 21 campamentos volantes, un campamento base de 4 Has cerca de la comunidad El Palmar, de donde se proveerá de agua. 150 personas trabajarán en el proyecto de las cuales únicamente 35 a 45 serán locales. Para el abandono simplemente ha previsto la limpieza del área esperando que por revegetación natural se cubran las áreas desboscadas para la senda, helipuertos, zonas de descarga y campamentos.

De acuerdo a las organizaciones locales, ninguno de

los dos proyectos fue consultado con las comunidades y ni siquiera el trabajo de campo fue realizado en el área. No reporta información que permita establecer una línea base del área protegida y del área de influencia del proyecto. El proyecto Río Hondo Norte se ubica en un área de alta sensibilidad ambiental, por lo tanto absolutamente incompatible con actividades hidrocarburíferas bajo ningún tipo de consideración. Se trata de la región ecológica más diversa del planeta, la cuenca alta de los Andes tropicales, donde se encuentra el 40% de la herpetofauna neotropical y más de 100 especies de mamíferos. Además se estima un 10% de endemismo de aves y roedores y 10% de endemismo en plantas dentro de esta región. Se trata de una de las regiones de mayor prioridad para la conservación de aves del geotrópico. El mismo "Diagnóstico del Estado Inicial del Ambiente" realizado por la Petrobras señala que "la mayor parte del área se encuentra en un nivel prístino sin intervención humana, como la Serranía Beu y Muchanes. Se trata de un área de mucha pendiente y frecuentes derrumbes, donde estos producen un hábitat variable, con constante cambio de niveles sucesionales de flora y de bosque Montano y Subtropical, en un estado estable de constante cambio y variación de vegetación que permite la alta riqueza en especies biológicas en el área. Pílon es la más diversa y viable área del bosque Tropical en Bolivia.

Es precisamente en este lugar, en el corazón de la Amazonía boliviana, en la Reserva de la Biosfera y Territorio Indígena Pílon Lajas, en los departamentos del Beni y La Paz, que se encuentra el centro de ecoturismo indígena denominado Mapajo. El proyecto Mapajo pertenece y es operado por las comunidades del Río Quiquibey, las que han creado la Empresa Ecoturismo Indígena Mapajo, para generar ingresos a través del turismo sostenible y de esta manera proteger los bosques, animales y formas de vida. Junto a este proyecto actualmente operan en la zona el Albergue Chalachán, el proyecto San Miguel, el proyecto comunitario agroecológico TES Yucumo Rurrenabaque y también están por operar los proyectos de la TCO Mosevenes en Santa Ana y El Cebú- Rurrenabaque.

6. Del gobierno a Petrobras

Mucho se ha discutido sobre el paso de ex autoridades de hidrocarburos a empresas petroleras e inclusive el

Anteproyecto de Ley presentado por el Ejecutivo a la cabeza del presidente Carlos Mesa, intenta reglamentar estos poco éticos traspasos. Resulta casi anecdótico revisar que quien firmó el contrato de venta de gas con Petrobras, por parte de YPF es ahora el principal representante de esa compañía en Bolivia, Arturo Castaños. Lo mismo ocurre con el ex Vicepresidente de Negociaciones y contratos, ex presidente de YPF y actual negociador de Petrobras Bolivia, Hugo Peredo. En niveles jerárquicos más bajos, el Coordinador de la Oficina de Control y Seguimiento Ambiental OSCA, creada con un crédito de 5 millones de dólares del Banco Mundial para controlar los impactos que provocan las actividades petroleras, dejó esa función para convertirse inmediatamente en el Responsable de Calidad, Salud y Medio Ambiente de Petrobras Bolivia S.A. (Gustavo Calderón). Mientras ocupó ese cargo, jamás fue emitida una sola observación, amonestación o llamada de atención no solo a Petrobras sino a ninguna empresa petrolera a pesar de las demandas, denuncias, protestas de los pobladores e inclusive de las amonestaciones del Ministerio de Desarrollo Sostenible.

El último escándalo suscitado en el país ha develado que Petrobras y Total (entre otras) realizan aportes financieros a YPF para gastos de capacitación, viáticos y consultores que son utilizados inclusive para el pago de honorarios de autoridades de muy alto nivel y que, de acuerdo a reglamentación de los contratos, deben ser rendidos al Titular (empresa petrolera) y deben ser de beneficio de ésta última³².

Aunque, por el momento, la ley poco diga o establezca al respecto, resulta por demás poco ético que una empresa que se autodefine "con enorme responsabilidad social y profundamente preocupada con la preservación del medio ambiente"³³, realice este tipo de prácticas que sugieren rápidas conclusiones.

CONCLUSIONES

- Los datos señalados muestran el espectro de intereses de Petrobras en Bolivia, cuyas connotaciones seguramente se reflejarán en el plano político, en las decisiones a ser asumidas por el

país e inclusive, probablemente en las decisiones asumidas por grupos de interés y regionales. Por tanto, es necesario destacar la importancia de todas las negociaciones que se realizan con el vecino país, tanto en términos del contrato de venta de gas con Brasil, así como otros contratos y negociaciones, menos conocidos, menos fiscalizados y menos transparentes.

- Si bien, a la fecha Petrobras y el gobierno brasileño no se encuentran renegociando el contrato de compra venta de gas con Bolivia, están alcanzando sus objetivos de obtener gas a precio mucho más barato. Ese es el verdadero motivo por el que la termoeléctrica de Corumbá, que se encontraba en el congelador, tomó vigencia en la TermoPantanal: la sustancial rebaja del precio del gas boliviano para la puesta en funcionamiento de la planta. Todas las termoeléctricas del Plan Prioritario de Termoelectricidad de Brasil reciben gas natural boliviano a un precio de \$US. 2.72 por millón de BTU, mientras que el precio para la Termo Pantanal será de \$US. 1.4.
- A pesar de ser una empresa que responde a una política de Estado, Petrobras demuestra un comportamiento en Bolivia similar al de cualquier transnacional petrolera, en especial en lo que se refiere a responsabilidad ambiental y social, utilizando estrategias comunes a las demás empresas que operan en el país, tanto en la minimización de sus responsabilidades frente a los impactos generados, como en las estrategias para salvar obstáculos de orden social y también procedimental.
- Resulta evidente que el gas natural es un elemento esencial de la geopolítica boliviana, pero tanto transnacionales como instituciones financieras multilaterales se encargan de reducir la capacidad de negociación del Estado no solamente a través de las reformas del Estado sino de mecanismos de contratación a funcionarios de alto nivel o estratégicos para las actividades de las empresas.
- Resulta evidente la falta de una Política Nacional de Integración que establezca, en primer lugar, lo que los habitantes del país conciben como integración y defina objetivos para construir, consolidar y profundizar relaciones y proyectos bilaterales, regionales o continentales. La construcción de esas

32 Virreira denuncia que Zaratti recibió dinero de petroleras. La Prensa jueves 1 de julio, 2004-07-06

Zaratti: varios exministros recibieron dineros de YPF. Hoybolivia.com. 2 julio 2004.
33 www.petrobras.com.br

políticas nacionales, requiere una visión integral y un enfoque desde la sustentabilidad, para definir los usos y prioridades que se darán a los recursos naturales y para reflejar la estrategia de desarrollo del país que queremos lograr.

- Existe una creciente conciencia de la necesidad de que el país asuma un nuevo rol a partir de su posición estratégica desde el punto de vista geopolítico tanto

en términos de ubicación geográfica, como de recursos, no solo energéticos. ¿Cómo se aprovecha esta situación y se posesionan los intereses del país frente a los intereses de nuestros vecinos y de las empresas transnacionales que operan en ellos? Se trata de una tarea que requerirá una profunda reflexión interna y la creación de una plataforma de voluntades, capacidades y sobre todo conciencia y dignidad.

EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL AL MERCADO BRASILEIRO

Carlos Villegas Quiroga

Actualmente está en curso la exportación de gas natural de Bolivia a Brasil y Argentina (Cuadros 3 y 4). El objetivo de este capítulo es analizar, especialmente, las condiciones de exportación de gas a Brasil como resultado del Contrato de Compra-Venta firmado por los dos países. Se evalúan, además, los efectos que provoca el incumplimiento de este contrato.

1. El mercado brasileiro

1.1 El contrato de compra-venta de Gas Natural

Las negociaciones que entablaron los diversos gobiernos de Bolivia y Brasil en procura de establecer un contrato de compra y venta de gas natural, estuvieron -durante largos años- preñadas de diversas circunstancias internas en cada país así como de factores externos que, en conjunto, dilataron en el tiempo la suscripción del referido contrato. Este largo proceso mantuvo, sin embargo, una de las principales características también largamente negociada, es decir, sellar el llamado "Derecho Preferente" en favor de Brasil que consiste en que nuestro país otorga la prioridad de abastecimiento de gas boliviano al mercado del vecino país.

Algunos hitos de la trayectoria histórica que finalmente culminó con la suscripción del contrato de venta de gas al Brasil se detallan a continuación:

- 1958: "Acuerdos de Roboré", en los que, por primera vez, se incorpora el tema de la integración energética entre Bolivia y Brasil.
- 1974: Los presidentes de Bolivia y Brasil firman un acuerdo que preveía la construcción de un gasoducto para exportar gas boliviano al país vecino.
- 1984: Los gobiernos de ambos países deciden retomar el proyecto.
- 1988: Se firma un acuerdo bilateral de compra de energía e industrialización del gas natural.
- 1991: Petróleos del Brasil (Petrobras) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firman una Carta de Intenciones en la que se establece el primer compromiso de compra y venta de gas.
- Agosto de 1992: YPFB y Petrobras acuerdan la construcción de un gasoducto y se ratifica el interés de que Petrobras, en asociación con YPFB, participe en la exploración, desarrollo, producción, transporte y comercialización de gas en Bolivia.
- Febrero de 1993: Se firma el primer acuerdo de Compra-Venta de gas. Bolivia se compromete a buscar nuevas reservas con la finalidad de cumplir el contrato, Petrobras tendría prioridad en la compra de gas natural que eventualmente se descubriera.
- 16 de agosto de 1996: Se firma el Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre Petrobras e YPFB; lo suscriben Joel Mendes Renno, Presidente de la empresa brasileña, y Arturo Castaños Ichazo, Presidente Ejecutivo de la empresa estatal boliviana.
- 4 de septiembre de 1996: Se firma el contrato de construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y ese

mismo día se inician los trabajos, con la licitación internacional para la compra de las tuberías. De acuerdo al contrato, la ejecución de la obra queda a cargo de Petrobras. Este trabajo concluyó en diciembre de 1998.

- 17 de diciembre de 1998: Se firma el Addendum N° 1 al Contrato de Compra-Venta de Gas suscrito por Joel Mendes Renno, Presidente de Petrobras, y Carlos Salinas Estenssoro, Presidente Ejecutivo de YPFB.
- 16 de marzo de 2000: Se firma el Addendum N° 2 al contrato pactado; lo suscriben Henri Philippe Reichstul, Presidente de Petrobras, y Carlos Salinas Estenssoro, Presidente Ejecutivo de YPFB.
- 2003: Negociaciones entre el gobierno de Bolivia y Brasil para revisar cláusulas del contrato y el Addendum N° 2 sobre precios y volúmenes de exportación.

Como se observa, fueron necesarias varias décadas para la suscripción y concreción final del compromiso para la exportación de gas natural a Brasil. El contrato suscrito tiene una duración de 20 años, de 1999 a 2019. Es oportuno indicar que, durante la larga negociación y antes de la Capitalización de YPFB, se presentaron condiciones favorables para la exportación de gas y la construcción del gasoducto. Existieron compromisos formales y bilaterales entre Bolivia y Brasil para tal cometido. Petrobras expresó, en varias oportunidades, su interés por construir el gasoducto a través de una ingeniería financiera que consistía en otorgar un crédito a YPFB para que cubra el costo de construcción del tramo que le correspondía. La cancelación de ese crédito se haría efectiva a través del gas exportado. Pero ésta es sólo parte de la historia, veamos cuáles fueron los compromisos asumidos por las dos empresas estatales en el momento de la firma del contrato:

Petrobras se comprometió a:

- Adoptar las medidas necesarias para el cumplimiento del contrato en el mercado brasileiro.
- Asegurar que el gasoducto abastezca a los mercados industriales, generación termoeléctrica, transporte, comercial y residencial, y otros en las regiones sur y sudeste, así como los estados de Mato Grosso do Sul.

YPFB se comprometió a:

- Adoptar por sí mismo o por terceros las medidas necesarias para el desarrollo del sistema de producción del gas en Bolivia (es así que se capitalizó y privatizó el sector hidrocarburos en el país).

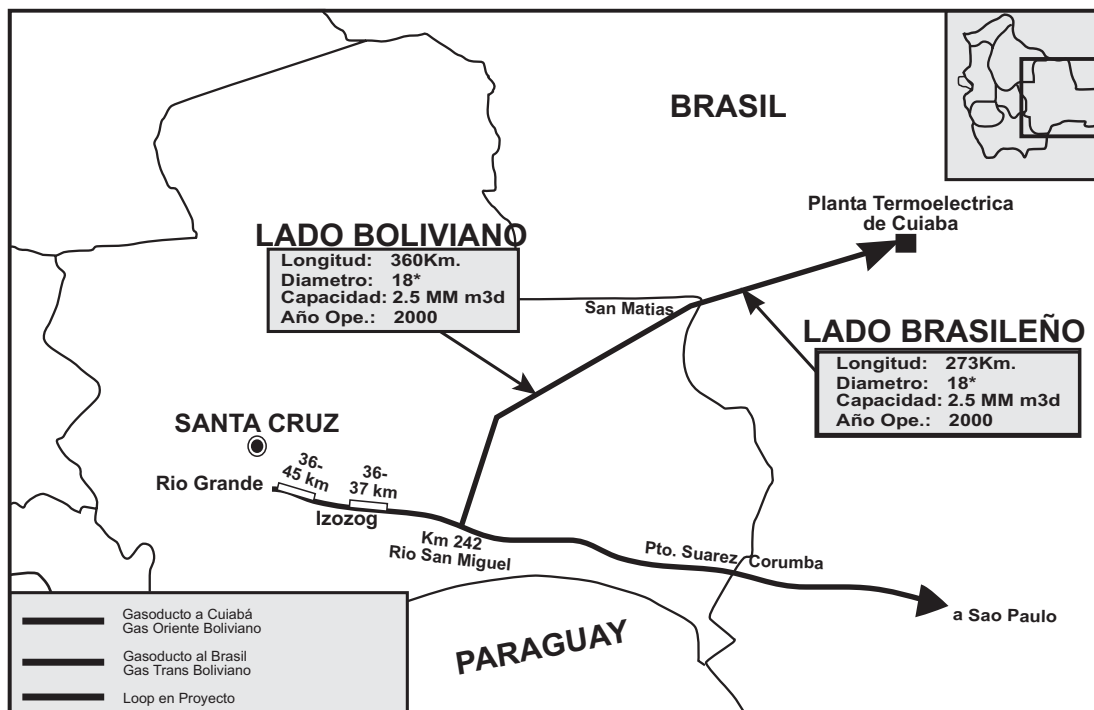
YPFB y Petrobras se comprometieron a:

- Garantizar que los mercados vinculados al contrato sean desarrollados en forma integrada con el objetivo estratégico de optimizar la capacidad del gasoducto, las reservas y precios del gas natural (esto no ocurrió en la práctica, especialmente por parte del gobierno brasileiro y su empresa Petrobras).

Para el efectivo cumplimiento del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural suscrito por Bolivia y Brasil, ambos países, sus gobiernos y empresas petroleras, tomaron algunas medidas que se deben mencionar. En el caso boliviano, para asegurar la suficiente cantidad de reservas para el abastecimiento del mercado brasileiro se promulgaron -durante el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada- las leyes de Capitalización e Hidrocarburos. Brasil, por su parte, y a través de Petrobras, la más importante de sus empresas estatales, suscribió un Contrato de Riesgo Compartido con la boliviana YPFB que le ha permitido ser propietaria de dos importantes campos petroleros, San Alberto y San Antonio. Actualmente, el primero de los dos campos mencionados alimenta el gasoducto al Brasil.

Se debe señalar también, una vez más, que Petrobras no participó en el proceso de Capitalización por al menos dos razones: porque su relación con YPFB - anterior a la Capitalización- le permitió establecer compromisos bilaterales de mucho tiempo atrás, y porque debido a esa relación hay suficientes indicios que permiten afirmar que la empresa brasileira conocía con profundidad la información técnica acerca de la presencia de importantes reservas de gas, especialmente en el campo San Alberto. Un par de razones suficientes como para que a Petrobras no le convenga ser parte de la Capitalización puesto que como resultado de ese proceso se hubiera visto obligada a compartir el 50% de sus ganancias con los bolivianos. La petrolera brasileña no sólo que ahora disfruta con exclusividad de las ganancias obtenidas, sino que ha adquirido la concesión preferencial de los campos San Alberto y San Antonio.

Gráfico N°1
Gasoducto Bolivia-Brasil



1.2 El Gasoducto Bolivia-Brasil

La verdadera base para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y la exportación de gas natural a ese país se remontan a las relaciones comerciales que existieron entre YPFB y Petrobras -mucho antes de la Capitalización-y que hicieron posible la presencia de la empresa brasileña en los campos de San Alberto y San Antonio.

El gasoducto Bolivia-Brasil en actual operación (Cuadro N° 1 y Gráfico N°1) tiene una extensión total de 3.150 Km. En el lado boliviano tiene una longitud de 557 Km. La capacidad plena del gasoducto es de 30 Millones de metros cúbicos por día (30 MMm³ / d).

El gasoducto construido une Río Grande (Bolivia) y San Paulo (Brasil), contempla una extensión a Porto Alegre (Brasil), atraviesa los estados Mato Grosso do Sul, San Pablo, Paraná y Santa Catarina, termina en Río Grande do Sul y abastece de gas natural a lo largo del trayecto al vasto mercado de Sao Paulo y a otros mercados importantes del vecino país³⁴.

Cuadro N° 1
El gasoducto Bolivia-Brasil en cifras

[Lado boliviano: Río Grande-Puerto Suárez]	
Diámetro del ducto:	32 pulgadas y 30 para líneas auxiliares.
Capacidad del ducto:	30 millones de metros cúbicos diarios.
Longitud (diseño básico):	570 Kilómetros.
Principales puntos de la ruta:	Río Grande, Izozog, Chiquitos, Roboré, Yacuses. Estación de compresión
Planificadas:	Puerto Suárez, Yacuses, Izozog, Chiquitos y Roboré.
Cruces mayores en sección:	Río Grande, Río Parapetí, Río San Miguel, Río Otuquis.
Inversión requerida:	435 millones de dólares.
Operadores:	GTB - Transredes (Gastransbol)
[Lado brasileño: Corumbá-Sao Paulo]	
Extensión:	1.970 Kilómetros.
Extensión total:	3.150 Kilómetros.
Diámetro de los tubos:	32 a 24 pulgadas.
Municipios atravesados a lo largo del trayecto brasileño:	135
Propiedades brasileñas atravesadas:	4.141
Municipios brasileños atravesados en el tramo inaugurado:	63
Capacidad de transporte:	30 millones de metros cúbicos/día

34 Fuente: Why Invest in the Hydrocarbon Industry in Bolivia?. YPFB

LADO BOLIVIANO
Empresa Gas Trans Boliviano S.S. GTB.
Estructura corporativa GTB

- Transredes		(51%)
Enron	(12.75%)	
Schell	(12.75%)	
AFP's	(25.5%)	
- Shell		(17%)
- Enron		(17%)
- Gaspetro		(9%)
- BBPP Holdings		(6%)
British Gas/BG Group	(2%)	
El Paso	(2%)	
Total Final Elf	(2%)	

LADO BRASILEIRO
Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia Brasil S.A.
TBG

- Gaspetro		(51%)
- BBPP Holdings		(29%)
British Gas/BG Group	(9.66%)	
El Paso	(9.66%)	
TotalFinaElf	(9.66%)	
- Transredes		(12%)
Enron	(3%)	
Shell	(3%)	
AFP's	(6%)	
- Shell		(4%)
- Enron		(4%)

El gasoducto Bolivia-Brasil es hasta ahora el mayor proyecto de transporte de gas natural construido en América Latina. La inversión total ascendió a 2.015 millones de dólares (Cuadro N° 2), de los cuales 435 millones corresponden a la inversión ejecutada por la empresa brasilera Gas Trans Boliviano S.A. en territorio boliviano.

La construcción del gasoducto implicó, en el lado brasilero y boliviano, el diseño de una ingeniería técnica y financiera que asoció a diferentes empresas transnacionales. La participación de esas empresas es la siguiente:

Cuadro N° 2
Financiamiento del Gasoducto Bolivia-Brasil
(en millones de dólares americanos)

COSTOS E INVERSIÓN	
Tramo brasileño	
BID, BM y otros bancos brasileños	940
Pago anticipado de Petrobras	300
Aporte de socios	340
Sub Total	1.580
SOCIOS en el tramo brasileño: BTB, Transredes, Enron, Shell, Empresas brasileñas	
Tramo boliviano	
Pago por adelantado de Petrobras:	280
TCO (Transport Capacity Option)	81
Aporte de socios	74
Sub Total	435
SOCIOS en el tramo boliviano: btb y Petrobras, Transredes (Enron, Shell, AFP)	
TOTAL	2.015

Fuente: Energy Press, N° 29, junio 2002.

Una rápida mirada a los montos invertidos en la construcción del gasoducto arroja un dato curioso: la empresa capitalizadora Transredes, en el tramo boliviano, invirtió un pequeño monto (74 millones de dólares) en comparación con el costo total (435 millones de dólares); fue Petrobras, a través de un crédito³⁵ de 280 millones de dólares, quien verdaderamente hizo posible el tendido del gasoducto. El crédito concedido por la empresa brasilera tiene dos alternativas para su cancelación: la disminución del costo del transporte de gas o el pago en efectivo. El pequeño aporte de Transredes es doblemente curioso si se toma en cuenta su compromiso inicial de desembolsar un mayor nivel de recursos para la construcción del gasoducto y la envergadura de sus dos principales socios: Enron y Shell.

El mencionado compromiso de inversión de Transredes nunca se hizo efectivo, hecho que puede señalarse como una clara violación a los acuerdos del proceso de Capitalización. Sin embargo, ninguna instancia del Estado boliviano, ni el Ejecutivo ni la propia Superintendencia de Hidrocarburos, se pronunció al respecto. Esta clase de hechos reafirman aquellos criterios que sostienen que YPFB por sus relaciones anteriores con Petrobras y por las condiciones financieras -que hicieron posible la construcción del gasoducto, precisamente con un

³⁵ Banco Mundial: Republic of Bolivia. Natural Gas Market Development Study (NGMDS). Draft Concept Paper. February 27, 2002

decisivo crédito de la empresa brasileña- hubiese podido llevar adelante el compromiso de la construcción del gasoducto en el tramo boliviano. Aquí reaparece, otra vez, el carácter político de las decisiones adoptadas en el proceso de Capitalización cuyos resultados, como se observa, no siempre son compatibles con los intereses nacionales.

1.3 Volúmenes de exportación

El contrato original de compra-venta de gas natural que suscribieron YPF y Petrobras establecía la compra -por parte de Brasil- de 16 Millones de m^3 / día de gas natural. Dos addendums posteriores establecieron significativas variaciones en los volúmenes de exportación inicialmente pactados.

El Addendum N° 1 incrementó el volumen a 18 Millones de m^3 / día, y el Addendum N° 2 estableció la cifra definitiva hoy en vigencia: 30 Millones de m^3 / día. Los requerimientos técnicos para la exportación de ese volumen de gas exigieron la construcción de un gasoducto de 32 pulgadas de diámetro.

Las señaladas modificaciones del contrato original, a través de dos addendums, se hicieron a pedido del gobierno de Brasil, a través de Petrobras, y se justificaron por una supuesta y considerable elevación de la demanda de gas natural en el mercado brasileño. Los planes del vecino país, en el momento de la firma del contrato, se basaron en la decisión de consumir combustible más limpio en sus industrias y vehículos, en la generación de electricidad y en la ampliación de la distribución domiciliar del gas natural. Bajo esas perspectivas, el gobierno brasileño diseñó un plan específico para la construcción de centrales termoeléctricas, muchas de las cuales utilizarían el gas natural proveniente de Bolivia, garantizando de esa manera, el consumo de 30 millones de m^3 de gas natural por día.

En el caso de este último proyecto, el de las centrales termoeléctricas -en el que la empresa estatal brasileña participa como socio minoritario-, el gobierno del país vecino se propuso alimentar las citadas plantas con dos fuentes de gas natural: la proveniente de Bolivia y la producida por el propio Brasil cuyo costo de transporte es más bajo. Así, a partir de esta última variante, el precio de producción de energía eléctrica en base a gas natural se hacía mucho más rentable para los consumidores brasileños.

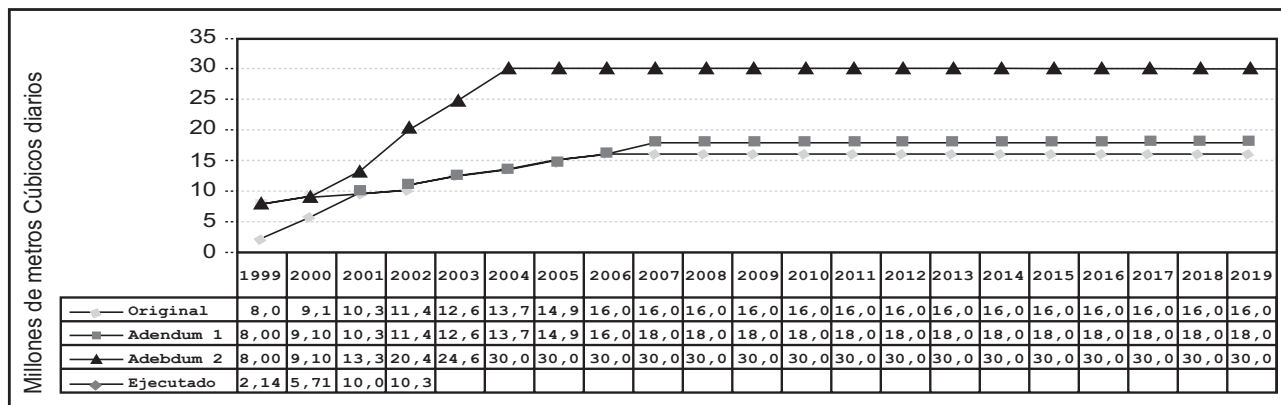
Cuatro años después de que el gasoducto Bolivia-Brasil inició operaciones, los volúmenes de exportación de gas natural planificados no son los esperados, el país vecino no cumplió sus compromisos. Según las proyecciones realizadas para 20 años y en base al Addendum N° 2 (Gráfica 2), en el año 2003 Brasil debería comprar 24,6 millones de m^3 / día, sin embargo, el volumen exportado en ese año apenas llega a 11 millones de m^3 / día, menos de la mitad comprometida. El Addendum N° 2 también señala que partir del año 2004 Brasil debe comprar 30 millones de m^3 / día, un volumen que tanto las autoridades bolivianas como brasileñas consideran muy difícil de cumplir.

El 1 de enero de 2003, Luis Inácio Lula da Silva asumió la Presidencia en Brasil reemplazando a Fernando Henrique Cardoso. El nuevo gobierno brasileño, al menos durante el primer año de gestión, le imprimió un cambio drástico a la política energética del país vecino al priorizar la energía hidroeléctrica como la principal fuente generadora de energía eléctrica. Esto explica, en gran medida, el incumplimiento en el que incurrió Brasil respecto del contrato firmado en 1996 y la reciente solicitud del gobierno de Lula de revisar sustantivamente varias cláusulas del contrato, en especial las referidas a volúmenes y precios de exportación.

Hay que señalar, al respecto, que el contrato de exportación firmado por WEB y Petrobras está regido por el sistema denominado "take or pay", lo que implica la obligación del gobierno de Brasil de pagar el volumen de gas natural comprometido en el contrato aún cuando no haya sido adquirido o utilizado efectivamente en el mercado³⁶. Como se ha señalado, el volumen de gas que se debería estar exportando durante el año 2003 llega a 24,6 MMm³ / día, pero el volumen efectivo de venta en esa gestión apenas llega a 10,1 MMm³ / día. Si se aplica estrictamente el contrato y, por tanto, el sistema "take or pay", se establece que se ha generado una deuda de 120 millones de dólares en favor de las empresas extranjeras que operan en Bolivia. Es importante señalar también que si el incumplimiento del contrato se producía en dirección contraria, es decir que YPF no hubiera logrado contar con las reservas suficientes para la exportación, igualmente debía aplicarse la cláusula del "take or pay".

³⁶ Información a mayo de 2002. Energy Press No. 93, junio 2002.

Grafico N° 2
Cantidades de Gas Natural Contratadas por Brasil 1999-2019
(en Millones de metros cúbicos)



Cuadro N°3
Exportación de Gas Natural por Contratos
(en millones de Metros Cúbicos por día/Mm³/d)

	1999	2000	2001	2002
Exportación a la Argentina:				
Contrato compra y venta YPFB-YPF	2.57			
Exportación directa PLUSPETROL				
Bermejo	0.05	0.05	0.08	0.04
Madrejones			0.26	1.57
Exportación al Brasil:				
Contrato YPFB-Petrobras	2.18	5.74	9.88	10.34
Contrato BG- Comgas			0.99	1.51
Contrato Andina Cuiaba			0.29	1.27
TOTAL	4.79	5.79	11.5	14.73

Fuente: Informe mensual, diciembre 2001 y 2002.YPFB.

Cuadro N°4
Exportación de Gas Natural por Contratos y Participación en Exportaciones
(en millones de dólares americanos)

	1999	2000	2001	2002
Exportación a la Argentina:				
Contrato compra y venta YPFB-YPF	17.96			
Exportación directa PLUSPETROL				
Bermejo	0.6	0.7	1.0	ND
Madrejones			0.6	ND
Exportación al Brasil:				
Contrato YPFB-Petrobras	15.12	119.95	220.75	205.98
Contrato BG - Comgas			ND	ND
Contrato Andina Cuiaba			ND	ND
TOTAL	33.08	119.95	220.75	205.98
Exportaciones totales	1,138.90	1,327.80	1,248.8	1,310.1
% exportación gas/totales	2.96	9.09	17.7	15.7

Fuente: Informe mensual, diciembre 2001 y 2002. YPFB.

1.4 Precios y tarifas de transporte

1.4.1 Los precios

En la cláusula Undécima del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural a Brasil se establece la fórmula que permite la fijación y variación del precio del gas en Río Grande (Bolivia). Ese precio se expresa en dólares por millón de BTU (British Thermal Unit, por sus siglas en inglés). Dicha cláusula señala lo siguiente:

“El precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (US\$ / MMBtu), en la entrada del gasoducto, será calculado para cada trimestre, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P(i) (0,5 FO1/FO1o + 0,25 FO2/FO2o + 0,25 FO3/FO3o)$$

PG = Precio del gas, dólar por millón de BTU(US\$ / MMBtu)

P(i) = Precio base, dólar por millón de BTU (US\$ / MMBTU)

FO1, FO2, FO3 son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PC, siendo:

FO1 = Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy.

FO2 = Fuel Oil N° 6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne.

FO3 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargo es FOB NWE.

F01o, F02o y F03o son promedios aritméticos, para los mismos Fuel Oil definidos anteriormente, determina-

dos en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1999 hasta el 30 de junio de 1992 excluyendo el periodo comprendido entre el 1 de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991.

Estos precios referenciales de Fuel Oil serán publicados en el Platts Oilgram Price Report, en la tabla "Spot Price Assessments" (Contrato de Compra-Venta de Gas Natural, YPFB-PETROBRAS, 1996, 28).

Para comprender mejor esta compleja fórmula que define el Precio del Gas (PG), debemos señalar que uno de sus dos principales componentes, el Precio Base -denominado P(i)-, se define y establece en el contrato de compra-venta y que, en este caso, oscila entre 0,95 US\$MM/ Btu para el primer año de vigencia del contrato y 1,06 US\$MM/Btu para el último año del mismo (Cuadro N° 5).

Cuadro N° 5
Precio Base del Gas Natural en Río Grande
(en Dólares por Unidades Térmicas Británicas / US\$/Btu)

(i)	P(i)
1	0.95
2	0.95
3	0.95
4	0.96
5	0.96
6	0.97
7	0.98
8	0.98
9	0.99
10	1
11	1
12	1.01
13	1.02
14	1.02
15	1.03
16	1.03
17	1.04
18	1.05
19	1.05
20	1.06

Fuente: Contrato de compra-venta de gas natural, YPFB-PETROBRAS, 1996, Sub cláusula 11.1, p. 28.

El segundo componente del precio del gas en el mercado es el precio de los tres Fuel Oil que aparecen en la fórmula (FO1, FO2 y FO3). Al conjunto de estos tres Fuel Oil también se lo conoce como "canasta" de Fuel Oil. El precio de cada uno de estos Fuel Oil está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y, por tanto, constituyen un factor de ponderación en la definición del precio del gas. En consecuencia, el precio de venta del gas natural en Río Grande (Santa Cruz) contempla: a) un precio base y b) un factor de ponderación.

Como vemos, entre los dos componentes del Precio del Gas (PG) que aparecen en la fórmula, el Precio Base denominado P(i) y el precio de los Fuel Oil, este último es determinante porque está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y más específicamente al precio internacional del petróleo, relacionado también con los precios de los Fuel Oil. Esto quiere decir que si se produce una significativa variación de los precios de los Fuel Oil, se incrementará también el precio del gas natural que se exporta a Brasil porque, como se ha señalado, este precio está sujeto a las variaciones de los precios de los Fuel Oil.

En los últimos cinco años se ha producido un incremento notorio del precio internacional del petróleo que ha tenido un creciente impacto en el precio del gas natural, motivo por el cual el actual gobierno de Brasil ha pedido una modificación del contrato de compra-venta que ha firmado con Bolivia. Los brasileros quieren sustituir la fórmula que define el precio del gas por un sistema de banda de precios que defina el precio base (límite inferior) y el precio máximo (límite más alto).

Para hacer aún más entendible esta explicación, vale la pena remitirse a los números. En el Cuadro N° 6, en la columna referida al precio del gas en Río Grande, se observa una tendencia creciente de dicho precio entre 1999 y 2003 (de 1,10US\$MMBtu a 1,79US\$MMBtu); esta tendencia ascendente se explica por lo ya señalado, la elevación del precio internacional del petróleo.

En el mismo cuadro se puede observar también el impacto de la elevación del precio internacional del petróleo en el precio de gas en la frontera y, por supuesto, en su destino final, la metrópoli de San Pablo. Es igualmente importante destacar la importancia de la tarifa de transporte y su impacto en el precio del gas (como se observa en el Cuadro 6, hay tres tarifas de

transporte: la que se aplica al transporte del gas de boca de pozo a Río Grande; la aplicada de Río Grande hasta la frontera con Brasil a través del gasoducto; y la de la frontera hasta San Pablo, también a través del gasoducto, en el tramo brasilero). El impacto más notorio del aumento de la tarifa de transporte produce el año 2002 (Cuadro N° 6).

hidrocarburífera, donde operan las distribuidoras brasileñas y donde se establece el precio final para el gas boliviano. Las distribuidoras de Brasil sostienen que la producción de gas natural de Bolivia no es competitiva y que está perdiendo claramente la batalla en manos de otros combustibles. Este es otro de los

Cuadro N° 6
Precios y Tarifas en la cadena de venta de Gas a Brasil
(en Dólares por Unidades Térmicas Británicas / US\$/Btu)

Año	Precio Boca de Pozo	Tarifa Frontera	Precio Río Grande	Tarifa Transporte	Precio Frontera	Tarifa Transporte Brasil	Precio Destino San Pablo
1999	0.8865	0.2200	1.1065	0.3244	1.4309	1.0061	2.4370
2000	1.4732	0.2200	1.6932	0.3260	2.0192	1.0049	3.0241
2001	1.3036	0.2200	1.5236	0.3276	1.8512	1.2660	3.1172
2002	1.3993	0,2481*	1.6474	0.3817	2.0291	1.5072	3.5363
2003	1.5420	0.2481	1.7908	0.3817	2.1719	1.5072	3.6791

Fuente: Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Informe Mensual, diciembre 2002, YPFB, La Paz, Bolivia, p. 69. Precios a diciembre de cada año.

*Modificadas a partir del 10 de abril del año 2002.

Por todas estas consideraciones, se hace evidente que la actual estructura de definición de precios del gas, establecida en el contrato de compra-venta, está afectando adversamente los intereses de Brasil pero, al mismo tiempo, favorece claramente a las empresas transnacionales exportadoras de gas natural.

Sobre la dinámica que tomó en los últimos años el mercado internacional del petróleo se debe señalar, por una parte, la recuperación de la importancia de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) creada en la década los años 70 del pasado siglo, porque esta organización ha logrado controlar nuevamente la oferta de petróleo y así elevar su precio con iguales efectos para los precios del Fuel Oil. Por otro lado, la postura del gobierno de George W. Bush en Estados Unidos respecto de algunos países productores de petróleo también tuvo implicaciones en la subida de precios. Estos dos factores contribuyeron a la elevación del precio en Río Grande y en frontera, afectando desfavorablemente los intereses brasileños.

A partir de estos hechos, se hace evidente que uno de los grandes temas de discusión entre Bolivia y Brasil tiene que ver con los precios del gas natural en los denominados "city gates" (puntos de distribución), el último punto de la larga cadena

motivos por el que el gobierno brasilero planteó oficialmente la revisión de los precios en toda la cadena del fluido, así como los volúmenes comprometidos para la exportación.

1.4.2 Las tarifas de transporte

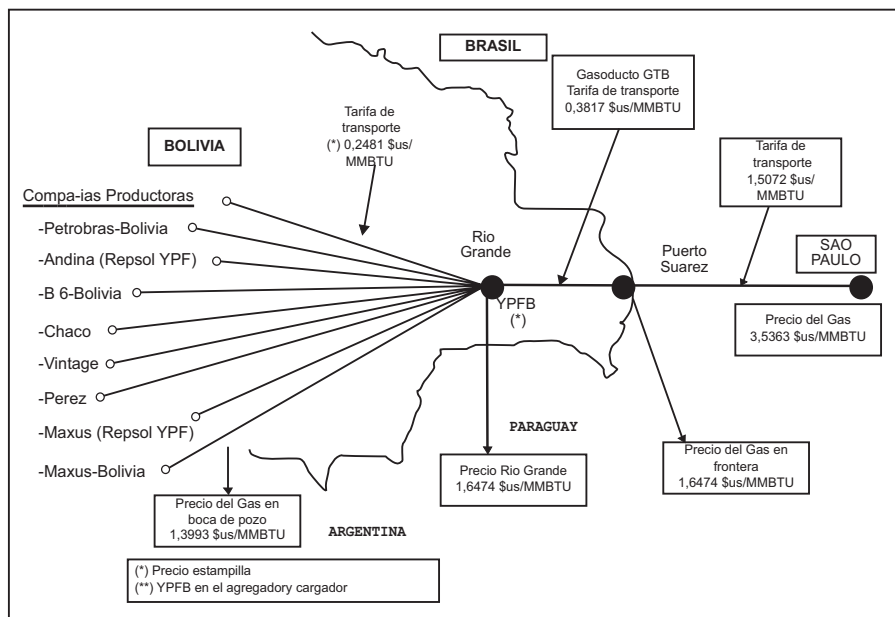
La cadena de exportación de gas natural de Bolivia a Brasil (Gráfica N° 3) incluye tres principales tramos desde el punto de vista del transporte del energético: el de los campos de producción hacia Río Grande (Santa Cruz); el de Río Grande a la frontera con Brasil; y, finalmente, el transporte en Brasil hacia los puntos de consumo.

En el primero de esos tramos -desde los campos de producción hasta Río Grande- opera la empresa Transredes. La tarifa de transporte que se aplica en este primer tramo, denominada "estampilla", es la misma para el campo de San Alberto, ubicado en el departamento de Tarija, que para un campo ubicado en el Chapare, en el departamento de Cochabamba. Esto quiere decir que para la aplicación de esta tarifa no importa la distancia, por eso la denominación "estampilla", porque se trata de un costo fijo³⁷.

Además, el costo o tarifa de transporte, aprobado por la Superintendencia de Hidrocarburos, es el mismo

³⁷ Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos.

Gráfico N° 3
Cadena de la Exportación
de Gas Natural a Brasil



tanto para el transporte de gas en el mercado interno como para el destinado a la exportación: Transredes cobra la misma tarifa (0,22 centavos de dólar por millar de BTU hasta el año 2001 y 0,2481 desde el año 2003) en ambos casos (Cuadro N° 6).

A partir de Río Grande hasta la frontera con el Brasil -el segundo tramo de transporte-, es la empresa Gas TransBoliviano (GTB) quien tiene a su cargo el transporte de los hidrocarburos. En territorio brasilero, la empresa Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia-Brasil (TBG) transporta el gas hasta los 35 puntos de entrega ("city gates"). En los puntos de entrega, son las empresas distribuidoras de gas natural las que se hacen cargo de la distribución de los hidrocarburos a los consumidores finales.

Hasta aquí, hemos explorado los mecanismos que determinan el precio del gas natural hasta que llega a los consumidores finales en Brasil. Corresponde ahora conocer cómo es que se determina el precio del gas natural en boca de pozo por la importancia que este precio tiene para el país, dado que a partir de este precio se calculan las regalías y participaciones que favorecen a los departamentos productores de gas y al Tesoro General de la Nación (TGN).

El precio del gas en boca de pozo es el resultado de una resta: el precio del gas en Río Grande menos la tarifa de transporte. Dicho en forma más precisa:

$$\text{Precio en boca de pozo} = \text{Precio Unitario Río Grande} - \text{Tarifa transporte Mercado Externo ("estampilla").}$$

Hay que señalar también, que el cálculo del precio del gas natural en boca de pozo es el mismo para todos los campos productores situados en Bolivia. Entre los años 1999 y 2003, el precio del gas en boca de pozo fluctuó de 0,88 US\$MMBtu a 1,54 US\$MMBtu (Cuadro N° 6). Esta tendencia ascendente se debe, como se ha explicado, a las permanentes variaciones del precio del petróleo en el mercado internacional. Queda claro, por tanto, que la elevación del precio del gas en Río Grande (Santa Cruz) provoca la automática elevación del precio en boca de pozo, lo que beneficia a los departamentos productores y al TGN.

A propósito de los beneficios que reporta la exportación de gas a Brasil vale la pena realizar un breve repaso de los crecientes volúmenes de gas natural exportado, los ingresos generados por esa venta y la significación de estos ingresos en las exportaciones totales del país.

En el primer año de exportación, en 1999, se exportaron 2,18MMm³/día (Cuadro N°3) que reportaron 15,2 millones de dólares para el país los que, a su vez, representaron el 2,96% de las exportaciones totales de Bolivia (Cuadro N°5). Dos años después, el año 2001, se exportaron

11,6MIMm³/ día (Cuadro N° 3) que ingresaron 220,75 millones de dólares, el 17,7% del total exportado por el país (Cuadro N°5).

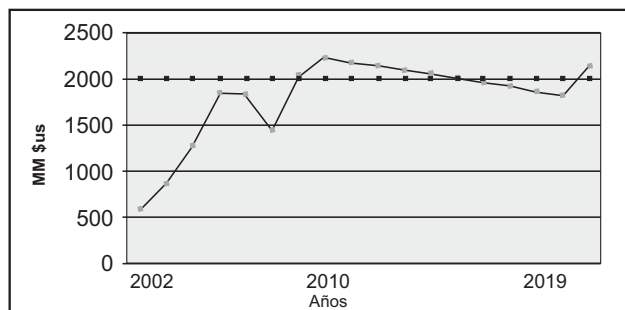
Como se observa, los niveles de exportación de gas, en sólo dos años, se quintuplicaron con similares efectos en los ingresos que percibe el país por esa exportación y en participación de la venta del gas en las exportaciones totales del país. Las proyecciones realizadas para los próximos años (Gráfico N° 4) indican que la producción y exportación de gas natural aumentará aún más a partir del año 2003. Esas proyecciones indican, por ejemplo, que el año 2009 los ingresos por la exportación de gas llegarán a 2.228 millones de dólares y en el 2019, después de 20 años de venta de gas a Brasil, tal como establece el contrato, ese monto llegará a 2.143 millones de dólares.

Por supuesto que estas proyecciones dependerán de los alcances y resultados que arrojarán las negociaciones entre los gobiernos de Bolivia y Brasil. Si se acepta la reducción de precios y volúmenes, tal como lo ha solicitado el país vecino, las proyecciones serán diferentes. Una primera señal preocupante al respecto, emitida por el segundo gobierno de Sánchez de Lozada, antes de su caída, es la propuesta de una ampliación de la duración del contrato por diez años más, es decir, hasta el año 2029. Analizaremos más adelante la significación de esta propuesta.

En ese mismo sentido, es pertinente señalar que la notable elevación de las exportaciones (cinco veces más en sólo dos años, entre 1999 y 2002, tal como lo apuntamos) y las todavía mayores expectativas establecidas en las proyecciones también mencionadas (más de dos mil millones de ingresos por la venta del gas natural el año 2019), no redundará en mayores beneficios a la sociedad boliviana si es que se mantienen los actuales aportes de las empresas transnacionales a los departamentos productores de gas natural y al TGN. Bajo el actual esquema jurídico y tributario que rige el mercado de los hidrocarburos, heredado del primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, no es arriesgado estimar que gran parte de los ingresos por la exportación del gas termine engordando las cuentas de las empresas petroleras transnacionales a través de la remisión de utilidades.

Gráfico N° 4

Proyección de Exportación de Gas Natural a Brasil



Fuente: Elaboración Propia con base en información del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos y del Ministerio de Hacienda.

1.5 Negociaciones para la revisión del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural

Como se ha mencionado en este capítulo, ante la imposibilidad de cumplir el compromiso de compra por parte de Brasil de 30 MMm³ / día de gas natural, el gobierno brasileño y su empresa estatal Petrobras plantearon oficialmente a YPF y al gobierno boliviano la revisión del actual precio del gas en la cadena de valor, la revisión de los actuales volúmenes de exportación y de la cláusula denominada "take or pay". Esta solicitud, por supuesto, entraña serios riesgos para el país si es que como resultado de las negociaciones se afecta el precio del gas en boca de pozo, es decir, el monto sobre el que se calculan regalías y participaciones para los departamentos productores de gas natural y para el TGN.

La negociaciones entre el gobierno de Bolivia y de Brasil se iniciaron en febrero de 2003 y continuaron en la misma tónica hasta poco antes de octubre del mismo año, mes en que se produjo la caída de Gonzalo Sánchez de Lozada y la asunción en el mando del país de Carlos D. Mesa Gisbert. Poco después de que Mesa asumiera la Presidencia, por iniciativa del gobierno del presidente Lula da Silva, las negociaciones sobre la revisión del contrato de compra-venta de gas natural a Brasil quedaron "congeladas". El alcance del presente trabajo, por tanto, referirá el curso de las negociaciones hasta antes del mes de octubre de 2003 y, sin duda, estos antecedentes serán de utilidad para evaluar el nuevo rumbo que podrían tener las negociaciones bajo el mando de los presidentes Mesa Gisbert y Lula da Silva.

En mayo de 2003 se reunieron en Brasilia los presidentes de Bolivia y Brasil abriendo así, oficialmente, la ronda de negociaciones. En ese momento, las expectativas de la demanda de gas natural por parte de Brasil se contrajeron significativamente en especial por la decisión del gobierno de Lula da Silva de cancelar la construcción de 32 plantas termoeléctricas. Las mencionadas expectativas se sustentaban, básicamente, en la construcción de 49 plantas termoeléctricas cuya alimentación, en gran medida, provenía del gas que Bolivia exporta a Brasil.

Por el carácter reservado de las negociaciones se ha conocido muy poca información sobre las propuestas concretas del gobierno brasileiro en torno a las modificaciones del contrato de compra-venta. Sin embargo, el seguimiento de la prensa, especialmente escrita, sobre el tema, entrega algunas pistas y todas ellas indican que lo que se busca, principalmente, es la reducción de los precios para garantizar el aumento de la demanda de gas natural por parte de Brasil. Otra propuesta, en la misma dirección, es la sustitución de los precios de los Fuel Oil por los del gas natural en la fórmula de cálculo del precio final del gas natural (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 12).

Otra fuente indicativa de las pretensiones brasileñas para la modificación del contrato son las declaraciones que registra la prensa escrita sobre el tema. Adriano Pires, director del Centro Brasileiro de Infraestructura (CBIF), dijo, por ejemplo: "Si el precio del gas fuese más competitivo, la industria que utiliza el diesel como combustible podría sustituirlo por gas natural, que es menos contaminante".

Otra significativa declaración registrada por la prensa escrita es la de José María Moreno, titular de la española Repsol YPF, empresa que tiene intereses en la exportación de gas al Brasil: "La competitividad del gas boliviano en el mercado brasileiro debe estar sujeta a un análisis pormenorizado de toda la cadena de producción para establecer si el precio está condicionado al costo en boca de pozo o al transporte y la incidencia de la distancia en el mismo"³⁸.

Como se observa, a partir del inicio de las negociaciones entre los gobiernos de Bolivia y Brasil, la exportación de gas a ese país, en los componentes relacionados

a precios y volúmenes, está rodeada de incertidumbres. A este preocupante cuadro debe añadirse, además, el entrecruzamiento de intereses y la fuerza de los mismos en la hora de las definiciones. Nos referimos a la presencia de una misma empresa, Petrobras, en los papeles de productor, exportador y distribuidor del gas natural que se produce en Bolivia. De este último aspecto, nos ocuparemos en un acápite especial.

Volviendo a las declaraciones que registra la prensa sobre las negociaciones del contrato de compra-venta de gas a Brasil son particularmente destacables las realizadas por el entonces presidente Sánchez de Lozada, en mayo de 2003, a su retorno de Brasilia: "El presidente boliviano volvió al país con el perdón de 51 millones de dólares de deuda pública con el Brasil, con un aval de 600 millones de dólares del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) para obras de infraestructura y aparentemente con la misión de buscar precio mas competitivo para el gas" (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 13).

Sobre este punto, el ex Presidente Sánchez de Lozada declaró enfáticamente que sólo se aceptaría la disminución de precios "siempre y cuando se eleven los volúmenes de compra a lo largo del tiempo" (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 12). Esta declaración merece un apunte especial puesto que expresa, claramente, la "clásica" posición que siempre mantuvo la clase dominante primaria exportadora del país ante eventuales disminuciones de los precios de las materias primas en el mercado internacional. La típica reacción de la clase dominante es la de elevar la producción de las materias primas y, por ende, los volúmenes exportados, para así evitar la caída de los ingresos. Esta conducta refleja la mentalidad con la que siempre actuaron los grupos que dirigieron el país. Hoy, cuando Bolivia dispone de una apreciable reserva gasífera que puede definir su futuro, esa mentalidad debiera encausarse hacia el planteamiento de una nueva relación de largo aliento con Brasil que incluya una visión enriquecida con diversos enfoques de verdadera integración bilateral.

Volvamos a la evidenciada pretensión brasileira de disminución de precios del gas natural fijados en el contrato de compra-venta firmado en 1996. Brasil en este ámbito, tiene, en términos de negociación, la ventaja de ser, hasta ahora, el único comprador de

³⁸ Energy Press Nº 93, junio 2002.

gas natural boliviano en volúmenes significativos. Pero, al mismo tiempo, debe considerarse la doble función de su empresa Petrobras en el negocio: como comprador del gas, Brasil se beneficiaría de una probable reducción de precios, pero como vendedor -la segunda función que apuntamos- el alza de precios desfavorecería al vecino país. Este hecho, el doble papel de Petrobras en el negocio, relativiza la inicial y citada ventaja de Brasil en las negociaciones y podría ser bien aprovechado por el gobierno de Bolivia, más aún si se toma en cuenta que nuestro país el único proveedor de gas natural al vecino país.

Es necesario también señalar que los empresarios brasileiros no sólo buscan un precio menor del gas natural, sino que presionan para que los precios del energético en el mercado interno, los de la tarifa de transporte y los de compra del gas boliviano por parte de Brasil, se contabilicen en la moneda del vecino país (reales) y no en dólares americanos. Esta pretensión es sencillamente inaceptable.

Pero además, si se trata de considerar una probable reducción de precios del gas natural, no sólo deberían contemplarse aquellos factores que determinan el nivel y las fluctuaciones de ese precio, es decir, el Precio Base en Río Grande y el precio de los tres Fuel Oil que evolucionan en función del comportamiento del mercado internacional del petróleo. Una eventual disminución del precio del gas tendría que considerar, en primer lugar, las tarifas de transporte del energético, tanto en territorio brasileño como en el boliviano, porque estas tarifas, al tratarse de un costo fijo ("estampilla"), afectan sustancialmente el precio del gas en los centros de distribución ("city gates").

En este mismo plano, y tal como se ha señalado anteriormente, en las negociaciones llevadas a cabo por el gobierno de Sánchez de Lozada entre febrero y octubre de 2003, se ha planteado la reducción de precios del gas a cambio de ampliar el plazo de vigencia del contrato por diez años más, es decir, hasta el año 2029. Dicha reducción, además, supondría el establecimiento de una banda de precios con topes máximos y mínimos: "La banda de la cual se está hablando en el sector petrolero boliviano es de 1,20 dólares el millar de BTU como tope mínimo, y 1,70 dólares como máximo" (Energy Press, 26 de mayo al 1 de junio de 2003, p. 4).

Las mencionadas negociaciones, además, han abordado los nuevos volúmenes de exportación. Así lo ha señalado Raúl Lema Patiño, presidente de YPF hasta octubre de 2003: "Petrobras está haciendo una propuesta que -en cálculos todavía iniciales- implicaría volver a los 18 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd) de exportación que se establecían en el primer contrato. Con este volumen, durante los 20 años de exportación se consumirían sólo 4 TCF en vez de los 7 que se tenían previstos" (Energy Press, 10 al 16 de marzo de 2003, p. 12).

El gobierno brasileiro también ha propuesto anular la cláusula del contrato denominada "take or pay" porque la considera inflexible para un mercado como el brasileiro "que recién se está desarrollando" (Energy Press, 17 al 23 de marzo, p.15). Es muy probable que una eventual reducción de los volúmenes de exportación contribuya a reafirmar la propuesta brasileira, lo que, a juicio nuestro, y siempre que Bolivia acepte la petición del país vecino, sería un gravísimo error porque sólo beneficia a Brasil y a la expansión de su mercado.

Desde el punto de vista de los intereses de Bolivia, las negociaciones así planteadas ponen en riesgo las regalías y participaciones de los departamentos productores de gas y del TGN por una sencilla razón: así como la contracción de la demanda de gas natural supone la obvia reducción de los niveles de producción, de igual manera una reducción de los precios de venta implica la automática baja de los precios del energético en boca de pozo y, por tanto, la disminución de regalías y participaciones. Respecto de las regalías, el gobierno brasileiro ha señalado que no pretende afectarlas, pero no ha dicho cómo es posible que eso no suceda. Si el razonamiento de Brasil es que el monto actual de regalías no es el que Bolivia esperaba obtener y que, por tanto, éste debiera ser el nivel de referencia para las regalías futuras, la reacción más lógica y correcta del gobierno de Bolivia-cualquiera que fuera- debiera ser la exigencia de fijar como punto de referencia el precio y volúmenes originales fijados en el contrato de compra-venta firmado en 1996.

Una línea de conducta gubernamental como la que se plantea tiene sólidas bases si se entiende que la actual coyuntura podría ser favorable para Bolivia siempre que se presente una posición clara frente a Brasil y Petrobras respecto del incumplimiento del contrato original sólo atribuible al país vecino y a su empresa estatal. Pero

además, si se trata de revisar el contrato, Bolivia puede plantear la inclusión de cambios significativos en la actual relación contractual. Uno de esos cambios debiera ser, por ejemplo, la revisión de la actual alícuota de regalías y participaciones que se aplican a los campos hidrocarburíferos “Nuevos”, actualmente fijados en 18%, para pasar a 50%.

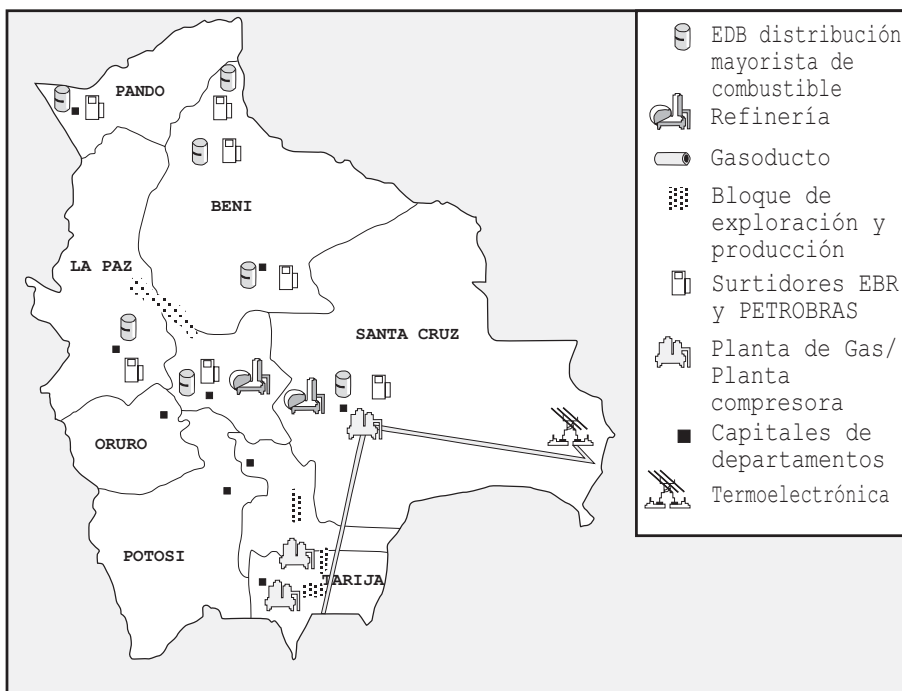
En esa misma dirección, debiera plantearse también la instalación, en territorio boliviano, de plantas de industrialización de gas natural para la exportación y el consumo interno. Asimismo, y dada la alta calidad energética del gas que se exporta actualmente a Brasil, es posible instalar una planta de Gas Licuado de Petróleo (GLP), también en territorio boliviano, para la exportación y la cobertura de las necesidades internas.

Una actitud gubernamental distinta a la que se plantea en este trabajo, significaría la dócil aceptación de la propuesta brasileña y la pérdida de una coyuntura favorable que le permitiría al país mejorar sustancialmente los actuales beneficios de la exportación de gas que sólo se expresan en regalías, participaciones y tributos.

1.6 Petrobras integra la cadena de la industria petrolera

Desde 1996 ocurrieron en Bolivia dos fenómenos simultáneos: la privatización del sector hidrocarburífero nacional que tuvo como resultado concreto la desarticulación integral de la estatal boliviana YPFB y el inicio de un proceso que le permitió a la empresa brasilera Petrobras integrar y copar la cadena de la industria petrolera en base a sus intereses. Hoy, siete años después de iniciado el proceso de privatización, Petrobras ha consolidado su presencia y proyección en Bolivia porque participa en todas las áreas del Sector Hidrocarburos. La empresa estatal brasilera ha logrado posicionarse plenamente en el mercado nacional y ha reafirmado, por sus nexos con el mercado internacional, su carácter de empresa transnacional. Petrobras, gracias al proceso de privatización iniciado en Bolivia hace siete años participa activamente en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera nacional: Exploración y Producción, Refinación, Transporte y Comercialización, Distribución de gas natural y Producción de Energía (Gráfico N° 5).

Gráfico N° 5
Mapa de Actividades de Petrobras en Bolivia



1.6.1 Explotación y Producción

En el área de Exploración y Producción, Petrobras Bolivia S.A. y sus socios Andina S.A. y TotalFinaElf son propietarios de los campos de San Alberto y San Antonio ubicados en el Departamento de Tarija. De estos campos se extrae el gas natural para cumplir el compromiso de exportación establecido en el contrato de compra-venta con Brasil.

Petrobras Bolivia S.A., en los tres últimos años, ha concentrado su actividad en dos principales áreas: el desarrollo de la producción de los campos de San Alberto y San Antonio y la construcción del nuevo gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG), una obra iniciada en enero de 2002 por Transierra S.A., empresa constituida por la empresa brasilera en sociedad con Andina y TotalFinaElf.

Petrobras, además, mantiene actividades de Exploración de gas y petróleo en cinco de los nueve departamentos de Bolivia: Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, Beni y La Paz. Recientemente, la empresa brasilera ha obtenido dos nuevas áreas de exploración y explotación de hidrocarburos a través de un proceso de licitación pública internacional realizado por la Vicepresidencia de Negocios Internacionales y Contratos de YPFB.

Esas dos nuevas áreas adjudicadas son: Bloque Río Hondo, ubicado entre los departamentos de La Paz, Beni y Cochabamba, en el que operan Petrobras Bolivia (50%) y TotalFinaElf (50%); Bloque Ingre, situado en el Departamento de Chuquisaca y adjudicado exclusivamente a Petrobras (100%) (Informe mensual diciembre 2002, YPEB).

En el Bloque Río Hondo se están iniciando los preparativos para hacer sísmica 2D, mientras que el Bloque Ingre se está preparando la perforación del primer pozo exploratorio. Petrobras, además, participa con 20% en el campo Monteagudo, operado por la compañía Maxus, subsidiaria de la española Repsol YPF.

San Alberto

El campo San Alberto, ubicado en el Departamento de Tarija, es considerado como uno de los mayores reservorios de gas hasta ahora descubiertos en Bolivia y representa, por la inmensa cantidad de reservas que contiene, el inicio de una nueva era en la industria energética nacional. Desde 1996 la sociedad integrada

por Petrobras Bolivia, Andina y TotalFinaElf realiza operaciones de exploración y producción en este campo. La planta de gas de San Alberto, ubicada al pie de la Serranía de San Alberto, está constituida por dos módulos, cada uno con capacidad para procesar 6,6 millones de metros cúbicos de gas natural por día. En el proceso se extraen las impurezas, se realiza la separación y estabilización del condensado, y finalmente la compresión para exportarlo.

San Antonio

En 2001 Petrobras y sus socios invirtieron 53,8 millones de dólares en exploración y desarrollo del campo San Antonio. Este campo cuenta con seis pozos con una capacidad de producción inicial de 3 MMm³/ día con posibilidad de alcanzar un total de 14 MMm³/día.

1.6.2 Refinación, Transporte y Comercialización Empresa Boliviana de Refinación

La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) nace el 29 de noviembre de 1999 y está constituida por dos empresas: Petrobras Bolivia y Perez Compac Internacional. En el marco de la privatización efectuada por el gobierno de Hugo Banzer Suárez, EBR se adjudicó las refinerías Gualberto Villarroel, ubicada en la ciudad de Cochabamba, y Guillermo Elder Bell, en Santa Cruz.

Ambas refinerías tienen una capacidad total de refinación de 60 mil barriles por día de crudo. Su producción de combustibles, lubricantes y asfaltos está destinada al abastecimiento del mercado interno y a exportaciones.

Empresa Boliviana de Distribución

La Empresa Boliviana de Refinación, además de operar las refinerías está comprometida con el suministro de carburantes en todo el territorio nacional. Por ello, ante la decisión del gobierno de Bolivia de licitar los servicios de distribución mayorista de carburantes, Petrobras Bolivia y Perez Compac formaron la Empresa Boliviana de Distribución (EBD), en enero del 2001. EBD se adjudicó en una licitación internacional dos bloques mayoristas en el eje troncal y el bloque secundario norte, que representa cerca del 22% del mercado boliviano de gasolina y diesel oil. EBD es, por tanto, una subsidiaria de la Empresa Boliviana de Refinación (EBR) que fue constituida en el 2001 para

operar la distribución de productos derivados del petróleo. EBD, además de la distribución de gasolina especial, premium y diesel oil nacional, comercializa diesel oil importado y lubricantes y grasas automotrices e industriales de la marca YPFB, producida por EBR. EBD cuenta con 80 surtidores vinculados a la empresa a través de Petrobras y EBR.

Transportadora San Marcos

La Transportadora San Marcos S.A. es otra iniciativa de Petrobras en territorio boliviano. La empresa inicia sus actividades en febrero de 2001 y fue constituida para transportar hidrocarburos a través de ductos y otros sistemas en todo el país.

El trabajo de TransMarcos arrancó el primer año con una inversión de 2,74 millones de dólares destinados a la construcción de dos gasoductos. El primero de ellos, con una extensión de 17 kilómetros, unirá la estación del Mutún en el Departamento de Santa Cruz con el lugar en el que se construirá la termoeléctrica de Puerto Suárez, en la frontera con Brasil.

Gasoducto Yacuiba Río Grande (GASYRG)

El gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG) es una obra de ingeniería que atraviesa el territorio de 49 comunidades rurales y cruzará los Ríos Pilcomayo, Parapetí y Grande en los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz. Su tendido tendrá una longitud de 431 kilómetros de tubería y se estima que su construcción demandará una inversión de 400 millones de dólares, con una capacidad inicial de transporte de 11 millones de metros cúbicos de gas por día, desde los campos de San Alberto y San Antonio hasta la planta de Río Grande en el Departamento de Santa Cruz.

Para construir y operar el GASYRG en los próximos 40 años, Petrobras, Andina y TotalFinaElf han conformado la empresa Transierra S.A. El tendido del gasoducto Yacuiba-Río Grande tiene una longitud de 431 kilómetros de tubería y su construcción demandará una inversión total de 400 millones de dólares en un tiempo de construcción de aproximadamente un año. GASYRG tendrá una capacidad inicial de transporte de 11 millones de metros cúbicos de gas por día desde los campos de San Alberto y San Antonio.

Gasoducto Bolivia-Brasil

Petrobras participó en la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil en el tramo boliviano con una inversión directa de 430 millones de dólares.

1.6.3 Producción de energía

Petrobras Bolivia S.A. tenía planificado participar de la construcción dos plantas termoeléctricas, una en Puerto Suárez y otra en Corumbá. La planta termoeléctrica San Marcos en Puerto Suárez tenía como socios a Duke Energy (46%), Petrobras (25%), Corani S.A. (22%) (empresa capitalizada por Duke Energy y conformada también por las AFPs Futuro de Bolivia y previsión) y la CRE (Cooperativa Rural de Electricidad) (7%). El proyecto fue paralizado cuando las obras se encontraban en un 2% de avance. La potencia proyectada del proyecto era de 88 MW. La CRE salió de la sociedad e inauguró su propia termoeléctrica el 6 de marzo del 2004 con una potencia de 10 MW con proyecciones de alcanzar 80 MW y exportar a Brasil el 2005.

La otra termoeléctrica proyectada por Petrobras en Corumbá tampoco fue construida. En su lugar actualmente se negocia la construcción de la Termo Pantanal de propiedad de EBX Capital. Ya se está construyendo el ducto de la Estación Mutún a la Termo Pantanal para abastecer a esta futura planta, pero aún no ha sido definido el precio, que EBX y el gobierno brasileño pretenden sea de \$US 1.4/MM BTU. El precio del gas boliviano utilizado en Brasil es de \$US 3.36.

El 28 de diciembre de 2001, Petrobras Bolivia y TotalFinaElf adquirieron de la empresa Chaco S.A. el 30% de sus acciones en la planta de compresión de gas situada en Río Grande (Santa Cruz), el punto de partida del gasoducto de exportación Bolivia-Brasil. La planta tiene una capacidad actual de compresión de 23 mil metros cúbicos de gas por día (Mmc/d) y puede ampliarse hasta 36 Mmcd.

Todo este conjunto de actividades desarrolladas por Petrobras en Bolivia en los últimos años demuestran la abrumadora presencia de la empresa brasileña en el país hasta el punto que ha logrado integrar la cadena hidrocarburífera nacional, desde la exploración hasta la producción de energía. Este hecho, por supuesto, no sólo tiene relevantes connotaciones en el plano

económico nacional sino, fundamentalmente, en el plano político. La enorme importancia adquirida por Petrobras en la economía nacional tendrá, sin duda, directas implicancias en las decisiones políticas que se asuman en Bolivia no sólo en sector hidrocarburífero sino en un plano más general.

1.7 Otras exportaciones al Brasil

British Gas (BG)

La empresa British Gas (BG) suscribió un contrato de exportación de gas natural con la empresa COMGAS de Brasil una de las principales distribuidoras en del combustible en dicho mercado. La principal característica de este contrato es que fue suscrito al margen de YFPB, hecho que revela la verdadera dimensión la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689 que establece que las empresas extranjeras tienen total libertad para el transporte y la exportación de gas y petróleo.

Andina-Cuiaba

La empresa capitalizada Andina, actualmente en manos de Repsol YPF, exporta gas natural a Cuiaba a través de la empresa brasilera Gas TransBoliviano S.A. (TBS). Al igual que el contrato de British Gas con COMGAS, YFPB no tuvo participación en la suscripción de este contrato, lo que impide obtener información sobre las condiciones de la exportación, es decir, precios, volúmenes y ganancias. Sin embargo, es pertinente señalar que los volúmenes exportados a través de los dos contratos mencionados, tienden a aumentar sustantivamente (Cuadro N° 7).

Cuadro N° 7
Otras Exportaciones a Brasil
(m³/ año)

AÑO	BG	TBS
2001	121,240,731	61,964,106
2002	549,839,702	463,216,184

Fuente: Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos. Informe Mensual 2002, YFPB, La Paz, p. 70.

1.8 Conclusiones

La suscripción del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural a Brasil fue la culminación de un largo proceso

que se inició en la década de los años 50. A lo largo de los 38 años de negociación siempre estuvo presente la exigencia de Brasil de ser considerado como un país con "Derecho Preferente" para el consumo del gas boliviano. Esta exigencia se plasmó, finalmente, en el contrato firmado en 1996. Es igualmente necesario destacar que en base a esta exigencia y durante el largo proceso de negociación -especialmente en las décadas de los años 80 y 90 del pasado siglo-, Brasil siempre mostró su disposición para que la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil sea un proyecto conjunto que implique a las empresas estatales de ambos países, YFPB y Petrobras.

La disposición de Brasil, sin embargo, fue echada por la borda desde el momento en que el primer gobierno de Sánchez de Lozada (1993-1997) decidió capitalizar y privatizar el sector hidrocarburífero nacional. A partir de esta decisión, Petrobras optó por mantener su presencia en Bolivia a través de contratos de Riesgo Compartido (aquellos que estableció la actual Ley de Hidrocarburos) y al margen del proceso de Capitalización. La privatización del sector hidrocarburífero nacional le permitió a la empresa estatal brasilera obtener la propiedad de los megacampos de gas San Antonio y San Alberto en condiciones notablemente favorables, tanto así, que no se puede descartar que Petrobras -por su permanente relación con YFPB, antes de la privatización- conocía la información técnica que señalaba la existencia de cuantiosas reservas de gas en los campos señalados, especialmente en San Alberto.

El actual marco jurídico imperante en el país, desde la privatización del sector hidrocarburífero, le ha permitido a Petrobras implementar una agresiva política de participación en todas las fases de la actividad petrolera, tanto así que hoy, la empresa brasilera ha logrado integrar y controlar gran parte de la cadena hidrocarburífera nacional. En el caso de la exportación de gas al vecino país, Petrobras desarrolla una doble función: vende gas en Bolivia y lo compra y distribuye en Brasil.

Esta doble función le otorga a Petrobras un fuerte peso en la renegociación del contrato de compra-venta que ha solicitado el actual gobierno brasilero y que supone probables cambios en los precios y volúmenes de gas natural pactados en 1996 e incumplidos por Brasil. Por decisión del gobierno de Lula da Silva el proceso de renegociación ha sido "congelado"

temporalmente, pero es indudable que una eventual reducción de precios y volúmenes beneficiará a Petrobras, en su papel de comprador, y afectará los ingresos de los departamentos productores de gas y del Tesoro General de la Nación.

La posibilidad de que, una vez reiniciadas las negociaciones, Bolivia logre resultados satisfactorios para sus intereses, depende del diseño de una clara política energética que en este momento el Estado boliviano no tiene. Sólo así, será posible negociar en condiciones diferentes e introducir otros componentes en la relación contractual con Brasil como la industrialización del gas natural a través de la instalación de plantas en territorio nacional con miras a satisfacer la demanda externa e interna. Es urgente, por tanto, diseñar, aprobar e implementar una política energética que responda a los intereses del país y establezca una relación

transparente con las empresas transnacionales. En el marco de la renegociación del contrato de compra-venta y de los dos addendums firmados, deben resolverse los siguientes cuestionamientos:

- ¿Por qué el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (2002-2003) solicitó la prórroga del contrato por diez años más sin antes solucionar los problemas del precio, de los volúmenes de exportación y del precio en boca de pozo?
- Si se acuerda prolongar el tiempo del contrato por diez años más, ¿será posible aplicar el impuesto a las utilidades extraordinarias (SURTAX) en megacampo como el de San Alberto?
- ¿Cómo es posible evitar que una eventual modificación de precios y volúmenes de exportación del gas natural no afecten las regalías y TGN?

ANÁLISIS DE LA SOLICITUD DE REVISION DEL CONTRATO DE EXPORTACION DE GAS A BRASIL: NEGOCIACIONES Y CONTEXTO

Enrique Mariaca

Mediante carta de febrero del 2003, Petrobras solicitó a YPFB la revisión del Contrato de Exportación de Gas a Brasil. Atendiendo esta solicitud, se tendrían que discutir aspectos del Contrato firmado el 16 de agosto de 1996, entre las empresas estatales brasilera y boliviana, documento que culminó un largo proceso de negociaciones.

Al suscribir el Contrato, ambas empresas eran conscientes de las responsabilidades y obligaciones asumidas para cumplir con los objetivos del mismo, asimismo quedó claramente establecido que en los procesos de negociación y posteriormente, los gobiernos respectivos, a los que se encuentran vinculadas las empresas, solo podrían participar accesoriamente y no directamente en las discusiones del contrato.

De acuerdo a Contrato, YPFB garantizaba el suministro del gas seco con determinadas características de calidad, en las cantidades mutuamente acordadas y en los tiempos precisos. Petrobras, se comprometía a recibir el gas natural a objeto de satisfacer las necesidades energéticas en las diferentes áreas de consumo, para lo cual, tenía conocimiento de las necesidades y estableció un programa de aplicación en base a los siguientes aspectos:

- El año 2000, Brasil sufrió una crisis de suministro de electricidad que ocasionó grandes pérdidas a su economía, por lo que decidieron adoptar a corto plazo un gran plan de instalación de termoeléctricas a base de gas.

- Al existir problemas severos de contaminación ambiental por el uso de fuel oils y crudos pesados brasileiros en el parque industrial, se programó la sustitución de esos combustibles sucios por el gas boliviano, limpio, no contaminante. Asimismo, se debía encarar un plan de sustitución creciente de las gasolinas y diesel en el uso automotor, por el Gas Natural Comprimido (GNC) con el beneficio para el usuario del menor precio y reducción de la contaminación ambiental.

En función de esos programas Petrobras fijó el volumen final de gas natural en 30 MMm3D, a suministrarse en cantidades crecientes durante los primeros cinco años de iniciada la exportación, de la siguiente manera:

El año 2002, Petrobras empezó a incumplir el Contrato, pues en promedio recibió 10.30 MMm3D, por lo tanto, 3.08 MMm3D por debajo de lo pactado, lo que debía ocasionar la aplicación de la penalización. La situación se agravó aún más el año 2003, pues hasta mayo en promedio recibió sólo 12.51 MMm3D, haciendo una diferencia de 5.94 MMm3D por debajo del Contrato.

Petrobras justifica la solicitud de revisión del Contrato con la aplicación de la cláusula 15° del mismo, que dispone la discusión de aspectos técnicos, económicos y comerciales **“al presentarse alteraciones sobrevivientes, incluyendo las motivadas por la evolución de los precios del mercado energético...”**.

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Volumen de Gas Natural a suministrarse (MMm3D)	Un mínimo de 5.46	8.65	14.28	18.45	24.05 con un máximo de 30.08

El Contrato establece que de no haber acuerdo entre las partes dentro de 45 días de negociaciones, se fija otro plazo de 60 días para someter el caso ante un Tribunal Internacional de Arbitraje que, según la cláusula 17°, sería el AMERICAN ARBITRATION ASSOCIATION de Nueva York. El fallo será único, obligatorio e inapelable.

Con la revisión de Contrato, Petrobras solicita considerar tres aspectos:

- Rebaja del precio del gas natural de exportación. El procedimiento de cálculo del precio se halla establecido en el contrato.
- Disminución de volúmenes de exportación programados en el Addendum N°2 del Contrato.
- Revisión del cargo por "take or pay" o penalización a Petrobras por no recibir los volúmenes mínimos comprometidos

Las partes que firmaron el Contrato, son las que debían discutir el tema hasta resolverlo, sin intervención de los gobiernos, así se trate de empresas estatales, ya que la participación directa de autoridades gubernamentales desvirtúa la esencia del mismo. Sin embargo, el gobierno boliviano mediante el Ministro de Energía y el Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada, en ocasión de la visita que realizó a su homólogo en Brasilia, en el mes de mayo/2003, rompió la lógica del contrato, interviniendo en el tema de la exportación de gas natural, debilitando la posición negociadora de YPF. En esa ocasión, el gobierno boliviano, en base a principios de integración binacional, solicitó una serie de ayudas, incluyendo la condonación de una deuda millonaria. El Presidente Inácio Lula da Silva, entre varias concesiones, acordó proporcionar un préstamo para un programa de Corredores Viales por un monto de 600 millones de dólares a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico Social BNDES. En ese contexto de pedido de cooperación, se incorporó el tema del gas de exportación, lo que permitió a la Ministra de Energía

Dilma Rousseff reforzar hábilmente la solicitud de revisión de Contrato hecha por Petrobras; mientras que el Ministro boliviano Jorge Berindoague, solicitó anticipadamente una ampliación de 10 años al Contrato con el argumento de la necesidad de mantener los ingresos del Estado, lo que significa que indirectamente se aceptaba una rebaja del precio compensado por aumentos de volúmenes de exportación del gas.

La solicitud de Petrobras en cada uno de los aspectos señalados, requiere un análisis sobre las condiciones de negociación del Contrato y las actuales:

a) REBAJA DEL PRECIO DEL GAS NATURAL DE EXPORTACIÓN

Por imposición del Fondo Monetario Internacional al gobierno boliviano, se despojó a YPF de la propiedad del gasoducto de exportación en el tramo que va desde el campo petrolero de Río Grande, (de YPF) hasta la frontera en Puerto Suárez, fijándose Río Grande como lugar de medida de los volúmenes del gas y cálculo del precio y no así, en el punto de entrega del gas natural de YPF a Petrobras, en la frontera de los países o sea en Puerto Suárez.

El cálculo del precio se realiza mediante una **fórmula que fue adoptada por las partes de común acuerdo**. La fórmula está descrita en la cláusula 11° y consta de un Precio Base Anual que para el primer año tenía un valor de 0.95 \$/MMBtu, el cual es afectado por una relación de precios trimestrales de tres Fuel Oils del mercado internacional (numerador), en relación a los precios congelados (constantes) de los mismos tres Fuel Oils en un período dado (denominador), como muestra la fórmula siguiente:

$$\text{Precio Trimestre} = \text{Precio Base} \times \left(\frac{0.50 \times \text{FO1}}{66.05773} + \frac{0.25 \times \text{FO2}}{13.674355} + \frac{0.25 \times \text{FO3}}{89.849315} \right)$$

Donde:

- FO1 precio del fuel oil **FOB Med Basis de Italia 3.5% Az;**
 FO2 precio del fuel oil **US. Gulf Coast, 1 % Az.**
 FO3 precio del fuel oil **Cargoes FOB NWE, 1%Az.**

Estos precios se obtienen de los Boletines Platts's Oil Gram que se publican diariamente. Se registra el precio promedio por trimestres, que es amortiguado en su valor al promediarlo con el precio del trimestre anterior.

El cálculo del precio mediante esta fórmula devalúa el valor del gas boliviano, por lo siguiente:

Criterios Ecológicos: El precio del gas natural, resultado de la aplicación de esta fórmula, está referido a fuel oils con alto contenido de azufre que en el mercado internacional tienen menor valor por ser contaminantes. Al contrario, el gas boliviano es limpio, no contaminante por lo que debía tener un precio superior entre un 5% al 10%, reconociendo su calidad.

Capacidad Calórica: La fórmula da cálculo del precio del gas natural fijó un Precio Base inicial de 0.95 \$/MMBtu, valor devaluado de acuerdo a la capacidad calórica del gas, tal como lo muestra la siguiente relación:

Precio FO2 de la Costa del Golfo EU (1997)
13.674355 \$/barril
Capacidad calórica del FO2
5.96 MMBtu/barril.
Capacidad calórica del gas
1.035 MMBtu/Mpc

Por lo tanto:

1 barril de FO2 equivale a 5.75845 Mpc de gas

Lo que muestra que el precio del gas boliviano debía ser **2.3747 \$/Mpc** ó **2.2944 \$/MMBtu**

En cuanto a la solicitud de reducción del precio, son varios los aspectos a considerar:

1. Incentivo de acceso del gas al mercado

A objeto de incentivar el acceso del gas al mercado y sustituir, por ejemplo al fuel oil, se aplica un factor de descuento, **llamado de equilibrio (K)** que puede ser del orden de **K = 0.85**.

En consecuencia, el mínimo valor que debería tener el gas boliviano resulta de la aplicación de este factor al precio del gas en Río Grande:

Precio del gas en Río Grande	2.2944 \$/MMBtu
Factor de equilibrio K	0.85
Valor mínimo del gas en Río Grande (2.2944 \$/MMBtu * 0.85)	1.95 \$/MMBtu

Este precio, es superior al Precio Base de 0.95 \$/MMBtu de la fórmula, por lo que se evidencia que inicialmente el precio del gas se encontraba devaluado y que una reducción del mismo no es más que un absurdo económico-social pues un país pobre estaría subsidiando a un país rico.

2. Comparación con precios de gas brasileiro

El año 2002 se tiene el siguiente detalle de precios promedio del gas boliviano que se exporta a Brasil:

En Río Grande	1.4797 \$/MMBtu
Tarifa por transporte de Río Grande a Puerto Suárez	0.3817 \$/MMBtu
En frontera (Puerto Suárez)	1.8614 \$/MMBtu

Para fines de comparación, el precio del gas brasileiro es:

En Sao Paulo	2.13 a 2.17 \$/MMBtu.
--------------	-----------------------

El precio del gas natural boliviano en frontera es competitivo con su similar brasileiro puesto en Sao Paulo y consiguientemente, por su competitividad puede cubrir extensas áreas fronterizas dentro de los Estados de Rondônia, Matto Grosso, Matto Grosso do Sul, razón por la cual se debe rechazar la solicitud de rebaja del precio del gas natural boliviano.

3. Evolución de las necesidades energéticas brasileiras y las relaciones contractuales

Petrobras señala que el precio del gas natural boliviano en Sao Paulo, fluctúa entre 3.00 a 3.20 \$/MMBtu, valor que considera alto para la generación de electricidad por plantas termoeléctricas y por lo tanto no es competitivo con el precio del gas natural brasileiro en Sao Paulo. De acuerdo a estos precios, el costo de la energía eléctrica llega a ser:

Precio del gas brasileiro en Sao Paulo: 2.13 a 2.17 \$/MMBtu	Precio regulado de energía eléctrica al distribuidor de: 37.5 \$us/MW-h
Precio del gas boliviano en Sao Paulo: 3.00 a 3.20 \$/MMBtu	Precio de la energía eléctrica: 46.6 \$/MW-h.

Estos precios contrastan con el precio de energía de las plantas hidroeléctricas, **que es de 3.42 \$/MW-h** para el distribuidor mayorista, situación que genera un problema serio para el gobierno brasilero y su Ministerio de Energía, por lo que pretenden resolver esta disparidad energética afectando a Bolivia con la reducción del precio del gas.

Entre los años 1998 al 2001, la diferencia entre los precios de energía termoeléctrica versus hidroeléctrica no fue notoria en Brasil debido al fuerte déficit de suministro de energía hidroeléctrica resultado del bajo nivel de agua en las presas. Este déficit causó enormes pérdidas en la economía brasilera, pues durante la crisis los precios de especulación llegaron hasta **570 \$/MW-h.** en horas pico, (seis veces más que la tarifa normal de 95.0 \$/MW-h) y originaron que muchas industrias intensivas en uso eléctrico paralizaran la producción.

Los problemas de precios surgieron el año 2002 cuando se llenaron los embalses y se presentó exceso de energía hidroeléctrica. A partir de ese año, la generación de energía a partir de plantas termoeléctricas, aún siendo servidas con gas brasilero, no soportó la competencia y empezó a salir del mercado.

En coincidencia con el déficit energético de los años 1998 al 2001, en 1999 Brasil desarrolló un proceso eufórico de uso de gas en usinas termoeléctricas, destacando los avances tecnológicos de las **Unidades Combinadas de Alto Rendimiento.** El gobierno de Henrique Cardozo impulsó el llamado Programa Prioritario Energético (PPE) en base al uso del gas. Petrobras fue la empresa líder del proyecto incursionando en un campo que no era de su competencia y encabezando un plan de instalación de 27 termoeléctricas inmerso en el plan nacional de 49 plantas. Doce unidades se materializaron con participación privada en un mercado libre llamado "Marchant" con gran contenido especulativo de alto riesgo, con precios SPOT a corto plazo. Empresas norteamericanas como ENRON, EL PASO y AES ingresaron al Programa con grandes plantas. Al pasar la crisis energética, la situación cambió, hubo un exceso de 7.500 MW causantes de la paralización de tres grandes plantas termoeléctricas. Petrobras fue afectada seriamente al derrumbarse el Programa Prioritario Energético, ocasionando una pérdida de 510 millones de dólares en las termoeléctricas de la empresa.

Estos son los argumentos que PETROBRAS y el gobierno brasilero señalan para la solicitud de reducción del precio del gas boliviano; en este sentido, en un Seminario realizado en Río de Janeiro el 10 de agosto del 2003, la Ministro de Energía Dilma Rousseff informó que las negociaciones con Bolivia continúan, pero que no hay forma de estimular la instalación de termoeléctricas a base del gas boliviano a menos que el precio actual en Sao Paulo de **3.2 \$/MMBtu se rebaje a 2.5 \$/MMBtu.** Con esta reducción de precio se **alcanzaría** una tarifa eléctrica de **41.1 \$/MW-h.** Sin embargo, comparando con el precio de la energía hidroeléctrica, se evidencia que esa no sería la solución definitiva para resolver el crítico problema que existe en relación con las tarifas de las plantas hidroeléctricas.

Para Bolivia, esa propuesta es inaceptable porque la rebaja de precio solicitada no tiene relación alguna con el artículo 15° del Contrato, que establece la posibilidad de discusión de aspectos técnicos, económicos y comerciales cuando se presenten "...alteraciones motivadas por la evolución de los precios del mercado internacional...". En este sentido, en la década de los 90', los precios del petróleo internacional fluctuaron entre 22 a 28 \$/barril gracias a una política de estabilidad dirigida por la OPEP; esta relativa estabilidad se refleja en variaciones razonables de los precios de los Fuel Oils que conforman la fórmula que calcula el precio del gas boliviano. Por tanto, no ha existido una alteración que justifique revisar la fórmula de precios

Adicionalmente, se advierte que el gobierno de Inácio Lula da Silva pretende revisar los contratos de las termoeléctricas con el fin de que esas plantas sean complementarias a las Hidroeléctricas y no prioritarias como en el pasado. Se proyecta conformar un gran pool estatal de compra de energía para vender a las distribuidoras, sistema que permitirá mezclar precios de diferentes fuentes y vender a los distribuidores a un precio medio más bajo, preferentemente a aquellas industrias intensivas en uso eléctrico que se comprometían a aumentar la producción.

La ministra Rousseff expresa ante ese escenario una visión coincidente al señalar que es necesario resolver dos problemas: el financiero de las termoeléctricas y el exceso de energía, destacando que el precio especulativo de energía debe ser

superior al de la Hidroeléctrica de Itaipú, es decir, **9.5 \$/MW-h** más un aumento sustancial. Entonces, estudian la posibilidad de ofrecer energía a **20 \$/MW-h** a un sector industrial.

En resumen, es evidente que el gobierno de Inácio Lula da Silva pretende establecer lineamientos para resolver el complicado conflicto de precios del sector eléctrico, pero, **no debe ser el gas boliviano el que pague la factura por las acciones realizadas en ese país**, al contrario, vemos que existe un amplio campo para el uso eficiente y rentable del gas boliviano en Brasil, ya sea para la industria que está utilizando Fuel Oils contaminantes y diesel; para uso automotriz, sustituyendo a las gasolinas y diesel con ventajas de menor precio y calidad óptima. Adicionalmente, la proyección de la economía brasilera apunta a un desarrollo importante a mediano plazo a condición que resuelva adecuadamente el suministro energético, en el cual la presencia del gas boliviano será necesaria y conveniente.

b) REDUCCIÓN DE VOLÚMENES DE EXPORTACIÓN DE GAS PROGRAMADOS

Los volúmenes de gas natural comprometidos en el contrato entre PETROBRAS y YPFB fueron resultado de varios años de estudio donde la voz cantabile la llevaba Petrobras. Esta empresa vislumbraba un ascenso productivo alentado por sus impresionantes descubrimientos de yacimientos petrolíferos costa afuera en las bahías de Campos, Río de Janeiro Norte y Enchova, con miras de alcanzar el auto abastecimiento del mercado interno también en crecimiento.

En este panorama, la producción de petróleo entre los años 1976 y 1986 tuvo en gran ascenso:

Año	Producción
1976	176.000 BPD
1986	593.00 BPD*

()El 66.7 % de la producción en el año 1986 provenía de campos marinos.*

En 1986, el consumo interno era de 1.264.000 BPD (incluyendo la producción de alcohol combustible de 184.000 BPD), de manera que para satisfacer la demanda, se debía importar 477 000 BPD (44 %); petróleo que era procesado en las refinerías de Petrobras y otras empresas.

La producción de petróleo en el año 1986 estaba acompañada de producción de gas asociado, con una relación de 1.440 pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo. De esta manera, la producción de gas era de 854 MMpcD (24.2 MMm3D), de los cuales 650 MMpcD eran reinyectados a los campos y 204 MMpcD se utilizaban en petroquímica y como combustibles en proporciones del 50%.

En ese año la matriz energética del Brasil estaba compuesta como sigue:

Diesel	377.000 BPD	37%
Fuel Oil	178.000 BPD	18 %
Gasolina	134.000 BPD	14 %
Gas licuado	109.000 BPD	11 %

En los siguientes años PETROBRAS continuó elevando su producción de petróleo a un ritmo más lento de tal forma que el año 2002 se tiene la situación siguiente:

Necesidades del país	1.850.000 BPD
Producción de petróleo	1.550.000 BPD
Volumen de Importación	300.000 BPD

El volumen de importación de 300.000 BPD, a un precio medio de 25 \$/B. supera los 2.800 millones de dólares al año.

Con la compra de 30 MMm3D de gas boliviano se reemplazan 205.900 BPD a un precio de 3,2 \$/Mpc en Sao Paulo. De esta manera se sustituyen varios combustibles contaminantes de la matriz energética y se genera un ahorro para la economía de Petrobras de 654 millones de dólares por año, resultado de:

Gas boliviano (30 MMm3D) representa	205.900 BPD
Precio del gas boliviano en Sao Paulo	3,2 \$/Mpc
Precio equivalente	16,3 \$/B
Ahorro por barril (25 \$/B – 16,3 \$/B)	8,7 \$/B
Ahorro para la economía de Petrobras	654 millones \$/año

En 1990 Petrobras decidió cubrir parte del déficit nacional

energético del Brasil con el gas boliviano. En el Contrato Preliminar firmado con YPFB en febrero de 1993, Petrobras solicitó inicialmente 8 millones de metros cúbicos por día (MMm3D), posteriormente requirió elevar a 16 MMm3D. Cuando se firmó el Contrato Definitivo en agosto de 1996, a pedido de Petrobras, se elevó la cantidad a 30.08 MMm3D de acuerdo a una clasificación especificada en el Addendum N° 2 que establece un programa de suministro creciente por años, separando las cantidades en dos tipos, conforme a la siguiente tabla:

PROGRAMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL
(MMm3D)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2019
QDCB	8.00	9.10	10.30	11.40	12.60	13.70	14.90	16.00
QDCA	0.00	0.00	3.00	9.00	12.00	16.38	15.18	14.08
QDC	8.00	9.10	13,30	20.40	24.60	30.08	30.08	30.08

QDCB es la Cantidad Diaria Comprometida Base al Precio Base de 0,95 \$/MMBtu (inicial)

QDCA es la Cantidad Diaria Comprometida Ampliada al precio de 1.2 \$/MMBtu.

QDC es la Cantidad Diaria Contractual resultado de la suma de las dos anteriores.

También, de común acuerdo, se establecieron volúmenes obligatorios de entrega por YPFB y de recepción por Petrobras, determinándose que si una de las partes no cumple con los volúmenes mínimos, es pasible de una penalización monetaria denominada "take or pay".

El **take or pay** aplicado a Petrobras durante el año 2002 hasta mayo del año 2003 por incumplimiento en la recepción de volúmenes obligatorios alcanza a una cifra de 110 millones de dólares que esa empresa debe pagar a YPFB. El cargador deberá devolver la parte monetaria respectiva a cada empresa productora, a excepción del porcentaje correspondiente a regalías (12%) y participación (6%). El gas no entregado deberá ser retenido en origen o inyectado en el campo de Río Grande que sirve como depósito, o en caso extremo, quemado.

El pedido de Petrobras de reducción de los volúmenes de gas pactados en el Contrato, significa el reconocimiento de un importante error de previsión que perjudica los intereses bolivianos, invalidando los argumentos de supuesto precio alto del gas o que el mercado brasilero no pueda absorber los volúmenes comprometidos en el Contrato. Son más bien evidentes las serias deficiencias de Brasil en la planificación del uso del gas en las termoeléctricas, la escasa o indebida promoción en la industria sobre el uso directo del gas.

Estos son errores de programación energética de exclusiva competencia de Petrobras, del Ministerio de

Energía y Minas y de otras instancias del Brasil, motivo por el cual no corresponde resolverlas modificando las bases del Contrato suscrito entre Petrobras y YPFB; además, debe considerarse que YPFB y las empresas productoras, (entre estas Petrobras), han efectuado inversiones para cumplir las exigencias del contrato en relación a los volúmenes programados.

Con el fin de contribuir con una alternativa de solución considerando la situación actual del mercado

energético del Brasil, se propone un *ajuste* de entregas anuales a partir del año 2004 hasta el año 2019, respetando el volumen total comprometido en la programación original; pero, estableciendo como condición sine qua nom la no modificación del precio. La programación sería la siguiente:

PROPUESTA DE AJUSTE DE ENTREGAS ANUALES
(MMm3D)

Año	2004	2005	2006	2007	2008 al 2019
Entrega Anual	15.00	20.00	25.00	30.00	32.5

Se podría aceptar una recepción anual inferior en un 20% al volumen comprometido (en la tabla), pero con la condición que ese volumen se añada al año siguiente. De no cumplirse estos ajustes de Contrato se aplicaría la penalización "take or pay"

c) REVISIÓN DE LA CLÁUSULA "TAKE OR PAY" O PENALIZACIÓN

En el Addendum N° 2 del Contrato, se realizó un ajuste referente a las Garantías de Suministro y Recepción correspondientes a la Cláusula Tercera del mismo, estableciendo que "durante el primer año 1999, no se tomará en cuenta la garantía de recepción y se acuerda que la Cantidad Diaria Garantizada (QDG) para los años siguientes serán los porcentajes de la Cantidad Diaria Contractual (QDC)" que se muestra en el siguiente cuadro:

	1999	2000	2001	2003	2002	2004-2019
QDG1	8.00	9.10	13.30	24.60	20.40	30.08
QDG2	0.00	5.46	8.65	18.45	14,28	24.00
% de QDC	0 %	60 %	65 %	75 %	70 %	80 %

Los años 1999, 2000 y 2001, YPFB y Petrobras cumplieron este programa de entrega y recepción. El año 2002 Petrobras se hizo pasible a la penalidad “take or pay” pues en promedio recibió 10.3 MMm3D, siendo su compromiso la recepción de 14.28 MMm3D, lo que hace una diferencia promedio de 3.98 MMm3D. El año 2003 PETROBRAS continúa incumpliendo con una diferencia aún mayor (5.94 MMm3D) dando lugar a un deuda creciente de más de 110 millones de dólares.

En relación a la deuda millonaria de Petrobras por incumplimiento de recepción, la posición de YPFB debe ser de cumplimiento de las cláusulas del Contrato, por lo que no podría revisarse esta penalidad retroactivamente.

En los ajustes a la programación de volúmenes de recepción anual (capítulo anterior), se ha sugerido modificar los volúmenes proporcionando una tolerancia de recepción hasta un 20 % del volumen acordado, sujeto a incorporar esta diferencia en la programación del año siguiente. De incumplirse, se aplicaría la penalización “take or pay”

CONFLICTIVO ESCENARIO ENERGÉTICO DEL BRASIL.

El año 1999, el gobierno del Brasil resolvió cambiar su matriz energética hacia el uso del gas natural, principalmente en el sector industrial, caracterizado por el consumo mayoritario de combustibles contaminantes como los fuel oil y crudos. Motivaron esta política:

- La elevada contaminación ambiental de la ciudad de Sao Paulo, polo de desarrollo con la más alta contaminación ambiental del mundo.
- Questionamientos al desarrollo hidroeléctrico por los impactos ambientales y sociales que genera.
- La importante reducción de la generación hidroeléctrica en los años 2000-2001 que ocasionó programas de regulación eléctrica, el surgimiento de ofertas a corto plazo Spot con precios altamente especulativos en horas pico que afectaron seriamente a la economía del país.

El gobierno de Brasil delineó un Plan Maestro a iniciarse de inmediato, que comprendía la instalación de 49 usinas termoeléctricas a base del gas natural, con una inversión de 9.000 millones de dólares. Petrobras liderizó el plan asumiendo la instalación de 29 usinas termoeléctricas a base del gas boliviano.

El año 2002 terminó la crisis energética y se presentó un exceso de energía de 7.500 MW, trastornando el Plan Termoeléctrico del gobierno. Dos de las más grandes usinas, MXP de Montana y Electrobolt ENRON, ambas norteamericanas, paralizaron sus operaciones y otra, El PASO con capacidad de 860 MW (Inversión de 600 \$MM) funciona intermitentemente. Petrobras sufre grandes pérdidas por el cierre de las usinas termoeléctricas y concreta con EL PASO un contrato de compra de electricidad a un precio de 38.0 \$/MW-h, destinando parte del fluido a su propio consumo y el saldo es vendido a pérdida a precios de mercado entre 3.42 y 1.80 \$/MW-h. En Brasil existe un gran potencial de mercado para el gas boliviano tal como lo expresó un alto ejecutivo de COMGAS señalando que se requerirán 7 MMm3D en los próximos tres años en el polo industrial de Sao Paulo y otros 4 MMm3D en los Estados atravesados por el gasoducto, Mato Grosso Sur, Río Grande del Sur, Santa Catalina y Paraná, demanda que puede subir hasta 24 MMm3D siempre que el gas boliviano sea competitivo para captar ese mercado.

Desde el punto de vista del cuidado ambiental, actualmente prioritario en el desarrollo industrial, el gas boliviano es altamente competitivo frente a los combustibles fósiles muy contaminantes utilizados en la industria brasilera, que además, por políticas comerciales equívocas mantienen precios subvencionados.

En efecto, observamos que el precio de un Fuel Oil brasilero de 3.5% azufre (similar al F-Oil Cargoes Mediterráneo de la fórmula del contrato) estaba en **21.36 \$/B** para el mercado interno. Relacionando este combustible, de acuerdo al equivalente calórico, con el gas boliviano y aplicando un descuento de

equilibrio $K= 0.85$ para incentivar su uso, se tendría un precio de **3.20 \$/Mpc** de gas natural, con la ventaja de contar con un combustible limpio, no contaminante.

Por otra parte, el presidente brasilero Inácio Lula Da Silva en la reciente Cumbre de MERCOSUR en Paraguay (2003), fue enfático al señalar que los países del área deben evitar relaciones comerciales “asimétricas” entre ellos por que dañan la integración. Por tanto, Petrobras y la Ministra de Hidrocarburos y Minas, al proponer precios al gas boliviano, que no se rijan a una valoración justa y equitativa en función de parámetros técnicos y de calidad establecidos en el comercio de hidrocarburos, estarían contraviniendo criterios de alta política económica de su propio gobierno.

Es también irrefutable el punto de vista boliviano que señala “el precio del gas es el establecido en la frontera, lugar donde se hace la entrega física de YFPB a Petrobras”, precio que ha estado variando entre 1.431 \$/MMBtu (OCT.99) a 2.137 \$/MMBtu (ABR.01) que equivale a 1.502 \$/Mpc a 2.243 \$/Mpc, respectivamente. Estos precios son ampliamente competitivos en una amplia zona brasilera fronteriza de influencia, en relación al precio entre 2.24 \$/Mpc a 2.28 \$/Mpc del gas brasilero puesto en Sao Paolo.

Lo anteriormente señalado lo demuestra la termoeléctrica de Corumbá en instalación por la Duke Energy, con capacidad de 220 MW, planta que con los precios del gas boliviano antes citados, podría proporcionar energía eléctrica a 36.0 \$/MW-h, precio satisfactorio para las demandas de la zona.

De acuerdo a últimas informaciones, se conoce que la futura Política Energética brasilera se basará en los siguientes principios:

El marco general de la política económica será mantenida.

Brasil, para crecer necesita una inversión de 20.000 MM\$.

Se mantendrá la inflación por debajo del 12%. El (superavit) nacional ya llega a los 9.000 MM\$.

Será mantenido el **Consejo de Política Energética** y se dará énfasis a los sectores industrial, agropecuario y de protección ambiental.

Se creará una **“carga de energía”** para prever crisis y con ese fin se firmarán contratos (**usinas termo**) que garanticen la compra de energía a un precio fijo.

El desarrollo de **usinas termoeléctricas será complementario a las hidroeléctricas** a fin de no cometer los errores del pasado reciente, que no consideraron la profunda brecha de precios ex fábrica de estos sistemas.

A objeto de racionalizar el uso de la energía eléctrica y sus precios, está en estudio un plan para **crear un pool del Estado que compre la energía y regule los precios** de venta a los usuarios y a los diferentes sectores económicos.

Se negociará con Bolivia el “take or pay” y precio del gas.

Se impulsarán proyectos hidroeléctricos menores como el del río Jordán ELEJOR con capacidad de 240 MW y Santa Clara de 120 MW. El macro **Proyecto del río Madeira** fue también anunciado en el encuentro presidencial boliviano - brasilero de mayo del 2003. Se informó que este proyecto reemplazaría al de Belo Monte, que por su magnitud lo llamaban el “Itaipú amazónica”. La capacidad inicial prevista para el Proyecto del río Madeira de 7.000MW y al tener carácter bi-nacional alcanzaría a 13.000 MW, permitiendo la navegabilidad del río y proporcionando ventajas para el Perú. Hacen notar que este proyecto sería **estratégico para incidir en el precio del gas boliviano**. Por tanto, es de gran urgencia para Bolivia, contar con una Política Energética que permita participar en escenarios de negociación y discusión con amplio conocimiento de las capacidades y recursos del país. Esta Política debe considerar las necesidades energéticas internas, los efectos económicos, ambientales y sociales de macro proyectos de generación hidroeléctrica como el del Río Madera, Plantas termoeléctricas y desarrollo de la industria petroquímica, antes de asumir desafíos que comprometan al país con grandes empresas transnacionales de otros países.

SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL BRASIL: PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS SUSTENTABLES PARA EL ESTADO DE RONDONIA Y LA AMAZONIA

Artur de Souza Moret

Introducción

La situación en que se encuentra el Contrato de compra – venta de gas natural entre Bolivia y Brasil, con el incumplimiento de una de las partes genera una relación delicada entre ambos países que tiene su origen, en la inexistencia en Bolivia de una política de gobierno en materia de hidrocarburos que pone en evidencia la situación del Estado boliviano frente a las transnacionales, las cuales cuentan con una política de hidrocarburos claramente definida para los países del continente.

Es importante comprender que el panorama que actualmente presenta el sector energético en Bolivia es el mismo que se da en casi todos los países de América Latina. El año 1996 se produce una modificación de la Ley de Hidrocarburos en Bolivia, el mismo año, en Brasil también se modifica la Ley de Hidrocarburos para propiciar un proceso de privatización que alcanza inclusive a Petrobras, empresa estatal petrolera.

La modificación de la Ley de Hidrocarburos en Brasil establece que todos los proyectos energéticos, inclusive energía hidroeléctrica, no deben ser dirigidos y manejados por empresas públicas, esto significa que cualquier nueva inversión para desarrollo energético debe ser realizada por la empresa privada. Como consecuencia de la crisis a la que en Brasil llegaron las empresas transnacionales, el Estado brasileiro tuvo la crisis de energía eléctrica que incrementó las deudas del país con el objetivo de resolver el problema de las

empresas transnacionales y de Petrobrás, empresa brasilera que era orgullo de comportamiento en Brasil que contaba con un aporte financiero muy grande, pero con prácticas empresariales similares a las prácticas de las transnacionales SHELL, ENRON o REPSOL.

Entonces, entre los problemas relacionados al tema energético se encuentran los procesos que actualmente están ocurriendo y los caminos que nos encontramos recorriendo relacionados con precios y costos, y la forma como nos afectarán en los próximos años, que no sólo involucran a Bolivia y Brasil, sino también a Bolivia, Brasil, Estados Unidos, Inglaterra, Europa y otros países.

La llamada “integración de los países”, es en realidad un “proceso de anexación”, que comprende la apropiación de recursos naturales y sobre todo una reproducción del modelo concentrador, del modelo neoliberal. Con esta estrategia la Amazonía, Brasil, Bolivia y otros estados son reunidos a través de la aplicación del modelo que anula el concepto de Estado, pretende acabar con las fronteras para cumplir su objetivo de anexación.

Lo que sucede sólo podremos entenderlo si lo analizamos desde el punto de vista integral, si observamos sólo desde la perspectiva de la energía eléctrica o del transporte de recursos energéticos no alcanzaremos a comprender el real alcance de la anexación. Es importante entender el motivo por el cuál los mercados de Brasil y otros de América Latina

aún siendo pequeños son tan importantes dentro de la economía mundial. Muchas regiones de América Latina forman parte del mapa de pobreza mundial, tenemos necesidades de agua, necesidades de electricidad, gas y combustible para generación de energía eléctrica y un índice de pobreza elevado, y a su vez contamos con la mayor concentración de recursos naturales.

En este texto se pretende reflexionar sobre la construcción de gasoductos y su relación con el concepto de Desarrollo Sustentable, por comprender que la energía es un factor estructurante de la sociedad, que los conflictos socioambientales provocados por estos proyectos son significativos e irreversibles y que las alternativas de iniciativas más adecuadas para el Estado de Rondonia y Estados de la Amazonía, con menos impactos sociales y ambientales, deben planificarse con la utilización de generación descentralizada, de eficiencia energética, metodologías apropiadas y eficientes y uso de energías alternativas y sustentables.

En primera instancia se discute sobre la inserción del proyecto de gasoducto Urucú – Porto Velho en el estado de Rondonia y en la Amazonía, y posteriormente se reflexiona sobre los conflictos socio ambientales resultado del proyecto; finalizando, con una propuesta distinta que se expresa a través de varias iniciativas energéticas sustentables en contraposición a la actual planificación energética vigente en el Estado de Rondonia y en la Amazonía, basada en la centralización y uso intensivo de combustibles fósiles.

BASES DEL ANALISIS

Las relaciones entre la energía y toda su cadena – combustibles líquidos y gaseosos, proceso de vapor, las fuentes de energía (la propiedad, los estudios de prospección y las relaciones de dominio y de poder), el transporte, las conversiones energéticas, sus usos y las relaciones de mercado- son comprendidas como factores estructurantes de la sociedad, influenciando los aspectos sociales, económicos, políticos y ambientales. Todas las actividades de la sociedad son resultado y resultantes de esas relaciones (de mercado, económicas, sociales y ambientales) y no pueden estar vinculadas únicamente a sus beneficios porque el volumen de recursos generados por un consumo casi siempre garantizado y creciente y las funciones

cruciales de los motores, máquinas, de la iluminación y los demás conversores de combustibles y de electricidad, hacen de estos sectores, uno de los campos preferenciales de la interferencia política, desde los niveles locales hasta los internacionales (MORET, 2000).

La teoría de la dependencia es fundamental en esta discusión. La energía y toda su cadena de productos vinculados al mercado internacional, está relacionada con una importante concentración e influencia económica que se evidencia en la ejecución de proyectos de gran envergadura y de pequeño número de empresas propietarias de las fuentes de energía, de la transformación, de los estudios y de las metodologías de prospección y de comercialización. Por lo tanto, su uso está condicionado a las reglas del mercado, traduciéndose en un serio estrangulamiento, pues quien no está inserto, no tiene acceso, mientras sea dependiente de este bien social por cuenta de los conversores energéticos.

La visión de referencia del texto anterior es que “la energía es un bien social que debe estar al servicio de un desarrollo más justo para todos”; por lo tanto, lo que necesitamos es energía a favor del individuo y la sociedad, esta es la verdadera necesidad de energía.

Ese desarrollo es llamado Sustentable y es comprendido como (el privilegio de) la atención de las necesidades ambientales y de desarrollo de las generaciones presentes y futuras, ... (eliminando) los sistemas de producción y consumo no sustentables; (promoviendo) políticas demográficas apropiadas ..., (erradicando) la pobreza como requisito imprescindible del desarrollo sustentable, de modo de reducir las disparidades entre los niveles de vida, y atender las necesidades de la mayoría de las población mundial ...” (BARBIERI, 1997).

Las concepciones básicas de análisis a seguir, basada en el concepto de Desarrollo Sustentable se encuentran sistematizadas en:

1. Las iniciativas que dirigen el desarrollo deben estar sujetas a acciones de largo plazo y sustentables, en el uso de los recursos naturales de manera sustentable promoviendo la equidad y el respeto a las diferencias sociales.
2. La reparación de daños sociales y ambientales no

pueden ser realizadas con medidas paliativas sino con políticas públicas.

3. Las actividades económicas de la sociedad, inclusive las tradicionales e indígenas deben ser respetadas y preservadas.
4. Emprendimientos como el gasoducto Urucu – Porto Velho, deben ser entendidos como mecanismos para el proceso de electrificación regional de los estados involucrados influenciando actividades energéticas, económicas, ambientales y políticas.

La Amazonía y las perspectivas centralizadas de generación de energía

Las iniciativas de desarrollo introducidas en el contexto amazónico repercuten y repercutirán en el contexto general de la economía de concentración económica, de la renta, del capital, de tierras y de poder; aquí se encuadra la cuestión energética, pues la generación centralizada de energía concentra ganancias (FURTADO e GOUVELLO, 1989).

Las iniciativas energéticas llevadas a cabo en la región reflejan esas características, pues no consideran las expectativas de las sociedades locales y de las poblaciones tradicionales. Ejemplo de esta situación se tiene con los siguientes proyectos:

- i) Construidos: UHE (usina hidroeléctrica) Tucuruí, UHE Samuel, UHE Balbina, UTE (usina termoeléctrica) – Productor Independiente de Electricidad (PIE) en Manaus y Porto Velho y el gasoducto Urucú – Coari;
- ii) Planificados: UHE Ji-Paraná, UHE Belo Monte (llamada anteriormente como Kararao), dos en el Río Madeira y los gasoductos Coarí – Manaus y Urucú- Porto Velho.

Las modificaciones que ocurrieron en el modelo del sector energético están introduciendo alteraciones significativas en la matriz energética intensificando los usos de los combustibles fósiles y la concentración de la generación. En el caso de Rondonia, la generación térmica pasó de 41.6% en 1999 a 67.2% del total en un futuro próximo. Esta trayectoria mono – tecnológica es entendida como que la opción de Diesel – electricidad y termoeléctricas fósiles dependientes son las únicas opciones adecuadas para la generación de electricidad en el Estado de Rondonia.

Esa opción no considera que el uso de ese combustible no disminuye las disparidades regionales, sino más bien las agrava, porque es un mecanismo de extracción de recursos de la localidad. La concentración de electricidad tiene valores que varían de 72.7% a 84.8% del total de generación en el estado (cuadro 1):

Cuadro N. 1
PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN CENTRALIZADA, DESCENTRALIZADA Y TÉRMICA EN EL ESTADO DE RONDONIA

	Térmico (%)	Descentralizado (%)	Centralizado (%)
1999	41.6	27.1	72.7
2002	48.2	24.1	75.7
Futuro	67.2	15.2	84.8

Fuente: Ceron, 2002

Esa concentración está relacionada directamente con el uso del gas natural como combustible, como afirma el siguiente texto: “El gasoducto Urucú-Porto Velho ayudará al incremento en la utilización de gas natural en parte de la Región Amazónica, en sustitución de los aceites combustibles ahora utilizados, permitiendo atender la escasez de energía eléctrica en algunas ciudades del Estado de Amazonas próximas al Río Madeira, en Porto Velho y en otras ciudades de Rondonia. Se prevé que la capacidad de transporte del gasoducto principal sirva para abastecer las necesidades de las regiones citadas por un período de por lo menos 20 años” (Petrobras, 2001).

La región amazónica fue y será escenario de grandes negocios para la expansión del capital a través de la concentración de recursos financieros, de tierras, de capital y de poder. Estos proyectos están siendo justificados con argumentos que señalan “es necesario desarrollar”, mientras que los resultados que se obtienen a través de indicadores sociales no son positivos. Dos ejemplos en el Estado de Rondonia explican esta situación:

- i) La atención de las necesidades de electricidad: en el Estado 48%, en Porto Velho 69%, en Guajará Mirim 62%, en Ji-Paraná 60%, en Monte Negro 24%, en Machadinho 23%, y en Pimenteiras 19%, que son índices bajos considerando la importancia social de la disponibilidad de electricidad.
- ii) La atención de necesidades de agua tiene cifras aún

más complicadas: 31% del Estado, que representa 961.740 habitantes no cuentan con abastecimiento de agua por tubería y tratada, hay 48 de 52 municipios con menos de 50% de atención de este servicio (cuadro 2). Por otro lado, 37.9 mil viviendas, el 11% de las unidades habitacionales del Estado y 151 mil personas no tienen baño (IBGE, 2002).

si fueran gaseos la cuenca más próxima es la de Solimoes en el Estado de Amazonas.

El modelo que probablemente se aplique en Rondonia será el híbrido:

- Una parte hidroeléctrica, con potencia instalada

Cuadro N. 2
RELACIÓN PORCENTUAL Y EN CANTIDAD DE CIUDADES ATENDIDAS POR UN
SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA EN EL ESTADO DE RONDONIA

	0-10 %	11-20 %	21-30 %	31-40 %	41-50 %	51-60 %	Mayor a 61%
Número de ciudades	22	9	7	7	3	2	2

Fuente: IBGE, 2002

De esta forma, la disponibilidad de los recursos no es suficiente para llegar a un desarrollo sustentable. Los aliados de las industrias intensivas en energía, madereras y mineras justifican la implantación de infraestructuras (carreteras, gasoductos, hidroeléctricas y líneas de transmisión) para viabilizar las empresas por un lado y la exploración de los recursos por el otro (VERISSIMO et alli, 199 e SEVA FILHO, 1988). Esas acciones, al ser analizadas bajo la óptica del desarrollo tradicional, tienen como resultado el fracaso, pero los resultados son aún más graves si su interpretación es realizada teniendo como referencia el Desarrollo Sustentable, especificando la generación de empleo y renta (MORET, 2002), el mejoramiento de la calidad de vida y el uso de recursos naturales de forma sustentable.

Los proyectos energéticos en Rondonia: planteados y conductos importantes.

En relación al estado de Rondonia, se pueden detallar varios proyectos planificados: algunas UHE (usinas Hidroeléctricas) en áreas próximas al Estado⁶: Ji-Paraná-512 MW, Teotonio-3.500 MW, Salto Girau-3.500 MW (ELETRONORTE, 1996).

A su vez, existe también una tendencia significativa de cambio de la matriz energética, en la generación de una base hidráulica hacia termoeléctrica. Para lograr esta opción será necesario llevar adelante inversiones en infraestructura, en formación técnica y en la transformación de combustible líquido y gaseoso; en lo que se refiere a los combustibles, las transformaciones serán significativas, ya que si fueran líquidos, la refinería más próxima está localizada en la ciudad de Manaus,

de 216 MW de UHE Samuel (potencia firme de 70 MW, que es el valor cuantificado como efectivamente utilizado en esa hidroeléctrica),

- pocas PCH's (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) y
- 404 MW térmicos de PIE (Productor Independiente de Electricidad) Termonorte de Brasil; que cuenta con 64 MW instalados operando con Diesel en la fase de implementación, más 340 MW con Turbinas a gas, inicialmente operando con Diesel y posteriormente con gas natural. Electronorte puede operar más de 100 MW de potencia instalada con turbina a gas, también utilizando Diesel como combustible.

El gasoducto Urucú – Porto Velho

La planta gasífera de Solimoes tiene potencial de 60 billones de m³ (más 35 billones de m³ de plantas próximas). El proyecto energético gasoducto Urucu-Porto Velho de 552 km de extensión, que corta el bosque amazónico, tiene como objetivo el transporte de combustible gaseoso desde la planta gasífera de Urucu hasta la ciudad de Porto Velho, pasando por los municipios de Coari, Tapauá y Canutama en Amazonas y Porto Velho en Rondonia. Esos proyectos deben atender el sistema eléctrico Acre-Rondonia; el primero recibirá energía eléctrica a través de una línea de transmisión (LT) de 230 KVA con extensión de 550 km.

Durante la construcción, el gasoducto puede causar un impacto social significativo en las ciudades próximas, generando expectativas de empleo y mejor vida; sin embargo, a la conclusión de los trabajos, la población

retornará a las anteriores actividades económicas pero con incremento de la población, como consecuencia se presentará aumento de la prostitución y aumento de enfermedades. Por otra parte, entre los impactos ambientales producto de la deforestación, se producirá disminución de la cantidad de peces para la producción de harina por contaminación de aguas (GAWORA, 2003).

Después de construido el gasoducto, el derecho de servicio podrá ser utilizado para el ingreso de exploradores de recursos naturales y para interconexión entre la ruta BR.319 y la Transamazónica,

- iii) La interconexión energética con el centro y sur a través de los recursos energéticos, de los combustibles y de los recursos hídricos.
- iv) Incremento del área de producción de soya a través de creciente deforestación.

Con esa visión, Rondonia es estratégico, pues la infraestructura necesariamente debe pasar por el Estado, necesitando así la formación de un ambiente propicio.

En lo concerniente a la integración energética –combustible, energía, electricidad- de Rondonia al centro sur a través de varios emprendimientos,

Cuadro No. 3
PROYECTOS ENERGÉTICOS Y EMPRESAS PROPONENTES

Proyecto	Descripción	Empresa Proponente
0	Gasoducto Urucu-Porto Velho	Petrobrás
1	Dos UHE en el Río Madeira totalizando 7000 MW	Furnas
2	UHE JU-Paraná con 512 MW	Eletronorte
3	Línea de transmisión (LT) PVH-AC con 550 km.	Eletronorte
4	Gasoducto Camisêa en Perú hacia Brasil	British Petroleum
5	Gasoducto Urucú-Porto Velho-Cáceres	Petrobrás
6	LT Vilhena-Mato Grosso con integración al SIN*	Eletronorte
7	Generación de energía eléctrica en Río Branco	Otro PIE

Fuente: Moret, 2003-elaborado para este texto
* Sistema Interconectado Nacional

constituyendo una interconexión directa entre Porto Velho y Lábrea. Resulta importante destacar que la construcción del gasoducto Urucú-Coari introdujo modificaciones trascendentales en la dinámica social de la ciudad sin significar mejoras en la calidad de vida de las poblaciones locales; aún más visibles fueron las modificaciones ocurridas entre Vila Lira y la ciudad de Coari (GAWORA, 2001).

La situación geopolítica: implicaciones y reflexiones iniciales sobre los posibles proyectos energéticos en la región

Las acciones en el estado de Rondonia están relacionadas a la visión geopolítica de estructuración regional en varias áreas, algunas de ellas son las siguientes:

- i) Interconexión e interrelación de los mercados de la Amazonía con aquellos del centro y sur.
- ii) Exportación de la producción a través de la Amazonía a los mercados internacionales.

analizados a continuación (Cuadro 3), se debe comprender que esos eventos son intervenciones redefinidas regionales de los nudos de electrificación (MORET, 2000) que se aplican y se reproducen.

Consecuencias y análisis: primeras reflexiones sobre proyectos de electrificación redefinidores regionales

El análisis de los proyectos que se pretende realizar en la Amazonía nos permite señalar:

- El proyecto 0 constituye un definidor regional, pues si se concreta, se realizarán otras intervenciones.
- El proyecto 3 está casi en etapa de operación y debe proporcionar el traslado de las máquinas generadoras de Río Branco/AC para Porto Velho que se va convirtiendo en un centro de generación.
- Faltan apenas unas centenas de km (entre Pimenta Bueno/RO y Cáceres/MT) para efectivizar el proyecto

6. La consecuencia principal será el aumento del costo de electricidad para el consumidor final porque se debe aplicar el Costo de Compensación de Combustible (CCC) que subsidia la generación de Diesel de los sistemas aislados.
- Será necesario que se ejecutó el proyecto 1 porque estará relacionado con el abastecimiento de electricidad para el centro-sur.
 - Deberá ejecutarse el proyecto 2 para que el SIN opere en condiciones óptimas, lo que hace necesario contar con una base de generación intermediaria, como Porto Velho y también abastecerá el Acre.
 - Los proyectos 4 y 5 tienen efectos sobre el precio del gas boliviano; el proyecto 5 será la interconexión entre Urucú-Porto Velho con el gasoducto boliviano y el proyecto 4 pasará por Río Branco/AC y en Porto Velho podrá seguir dos caminos, uno en dirección al sur hacia Cáceres, y el otro al norte hacia Manaus (la capacidad de esa planta es mayor que la de Solimoes y es de aproximadamente 400 billones de m³.)
 - Como el Acre será el punto final de la línea del SIN, será necesario implementar en Río Branco generación de energía con el gas de Camisea (proyecto 7) para equilibrar el sistema, entretanto, con la interconexión con PVH (3) será necesario trasladar máquinas de Eletronorte de esa ciudad, por lo tanto, resulta siendo necesario que se realice más de un proyecto importante que la implementación de un Productor Independiente de Electricidad (PIE) privado.

Conflictos socioeconómicos y ambientales: nuevos elementos para la reflexión y el debate

¿Entonces, energía para qué y para quién? ¿En el estado de Rondonia tenemos una demanda de 500 megawatts, entonces para qué queremos grandes proyectos con la construcción de plantas de generación de electricidad, que van desde 512 MW a 7.000 megawatts?

Los impactos ambientales, sociales y económicos de la construcción del gasoducto Urucú – Porto Velho convierten el conflicto en un tema importante de reflexión científica. Los problemas se agudizan por la percepción de diversos actores sobre la forma de desarrollo implantado por el Estado, que reproduce el

modelo basado en el uso intensivo de los hidrocarburos (combustibles fósiles), y la percepción de que el desarrollo se debe dar a través de la energía como factor de calidad de vida intensificando el mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que es una base importante para llegar al Desarrollo Sustentable (MORET, 2001).

Nascimento (2001) destaca que es necesario referirnos a algunos aspectos denominados “elementos definidores del conflicto”, para la comprensión y solución del problema; estos son: los actores, la posición de los actores, los campos de conflicto, los objetos de disputa, la historia en la dinámica del conflicto, las fases, las formas de comunicación, los principales aspectos a ser tratados, las estrategias de negociación y los planos de negociación.

Alternativas de abastecimiento energético para el Estado de Rondonia: conciliación de intereses para el Desarrollo Sustentable

Las alternativas de abastecimiento energético para el Estado de Rondonia, en contraposición al uso de gas natural a partir del proyecto gasoducto Urucú-Porto Velho, tienen la premisa principal de basarse en el uso de fuentes de energía más limpias y de eficiencia energética, pues, producen impactos positivos en la calidad de vida de la población del estado, disminuyen el uso de combustibles fósiles y la consecuente emisión de contaminantes, aumentan la confiabilidad del sistema eléctrico estatal, aumentan la oferta de energía descentralizada y alteran positivamente la calidad de vida por el uso de fuentes energéticas locales (MORET e SEVÁ FILHO, 2002, a e b). Las oportunidades de utilización de combustibles y de energía para la generación de electricidad para el Estado de Rondonia pasan por el aprovechamiento de residuos agrícolas de la industria maderera, el aprovechamiento del potencial hídrico para las PCH's (Pequeña Central Hidroeléctrica) y MCH's (Micro Central Hidroeléctrica), de conservación de electricidad, de generación de energía y de transporte de gas natural de otras plantas gasíferas y no solamente la de Solimoes.

Una sistematización de las alternativas energéticas potenciales para el Estado de Rondonia, a partir de fuentes locales e implementación de tecnologías innovadoras y disponibles es:

- i) Agregar 50 MW a los 100 MW instalados por Eletronorte en la Capital Porto Velho a través del aprovechamiento termodinámico del gas de salida

de la turbina (TG), que es una tecnología denominada de Ciclo Combinado (CC), proporcionando incremento de potencia en el orden de 50% a la capacidad instalada en TG;

- ii) Agregar 25 MW a los 50 MW de la turbina del parque generador de Río Branco a través del ciclo combinado;
- iii) Agregar 25 MW a través del uso de 78.7 mil toneladas de cáscara de arroz (1996) que podrían generar entre 46 GWh/año y 92 GWh/año, con eficiencia que varía entre 15 a 30% (COELHO et al, 2000);
- iv) Agregar 161 MW a través del uso de 555,3 mil toneladas de maíz (1996), con eficiencia que varía entre 15 y 30%, que podrían generar entre 290,5 GWh/año y 581,1 GWh/año (COELHO et al, 2000)
- v) Agregar 190 MW con residuos del proceso de industrias madereras, considerando: ciclo de vapor (parámetros medios de 20 kgf/cm² y 350 °C), eficiencia de 18%, poder calorífico inferior (PCI) de 14.000 kJ/kg y densidad 4000 kg/m³ (MORET, 2000)¹¹;
- vi) Agregar 184,6 MW de potencial de PCH's (ELETRONORTE, 1996 y SINDUR, 1999);
- vii) Agregar 25 MW a partir de la sustitución de lámparas incandescentes por compactas fluorescentes en el sector residencial (MORET, 1996).

Las iniciativas destacadas proporcionan impactos significativos en el sistema eléctrico del Estado de Rondonia, en los siguientes puntos:

- originando la dispersión espacial de la generación de energía, proporcionando la descentralización por utilización de fuentes locales;
- cambio de la matriz energética por la disminución y sustitución del uso de combustibles fósiles;
- El valor potencial de oferta de 660 MW, sería mayor que los 517 MW de potencial instalado en el estado de Rondonia.

CONSIDERACIONES FINALES

Las propuestas oficiales para la atención energética del Estado de Rondonia demuestran falta de planificación energética adecuada a la realidad del

Estado y de una visión de desarrollo más equilibrado y con menos impactos ambientales.

De la utilización de gas para generación de energía surge una importante pregunta: Cuál es el uso estratégico para ese combustible? Se sabe que la generación de energía es apenas una oportunidad de negocio originado en los atractivos valores de venta de energía resultante de los elevados subsidios públicos para ese tipo de generación.

Además, las empresas que trabajan en los grandes proyectos tienen el objetivo de la transmisión de energía y el control de los precios de mercado, para alcanzar este objetivo, generan proyectos de ida y vuelta de energía que les permite, cuando en alguna zona tienen conflictos de precios, solucionar la demanda con energía proveniente de otra fuente o región; es esto lo que sucede actualmente con el precio del gas boliviano, que se ve afectado por la propuesta de otras empresas que pretenden bajar el precio establecido en contrato.

Por otra parte, se comprende que el gasoducto Urucú-Porto Velho es una intervención redefinidora de electrificación regional y que está relacionado con la geopolítica y otros acciones de desarrollo (ELETRONORTE, 1998).

Las acciones del poder público deben ser en el sentido del Desarrollo Sustentable, donde prime la descentralización de las decisiones y de las acciones, generación de empleo y renta, uso de los recursos naturales de forma sustentable y disminución del consumo de combustibles fósiles, a partir de la adopción de políticas públicas y también de búsqueda de eficiencia energética de los sistemas, de las tecnologías, de las metodologías y del uso de energías alternativas.

El análisis realizado del proyecto de transporte de combustible gas natural de la planta gasífera de Solimoes/Urucú hasta la ciudad de Porto Velho, con el objetivo de generar electricidad, no se constituye en una alternativa sustentable para la generación de energía para el Estado de Rondonia, por varios factores negativos: generación centralizada de energía, generación de energía con combustibles fósiles e impactos socio-ambientales. Por lo tanto, puede ser sustituido por aquellas alternativas mencionadas que proporcionan menos riesgos para un mejor uso de los

recursos energéticos en la región Amazónica sin incrementar los impactos ambientales y sociales sobre el bosque amazónico.

La perspectiva que tenemos para manejar nuestros recursos ante este panorama, es hacer frente a las

multinacionales siendo críticos a su accionar y utilizando alternativas locales empleando los recursos naturales para el desarrollo humano del país. En Brasil hay 50 millones de personas en estado de extrema pobreza, situación que no se debería dar si utilizamos de forma adecuada las potencialidades y riquezas del país.

Notas

- 1 Ese concepto de dependencia se agudiza cuando existe mayor distancia entre los centros productores y los consumidores, como por ejemplo las localidades distantes, poco pobladas y de baja producción.
- 2 Motor, equipamientos eléctricos, hornos, televisión, moto sierra, motobombas.
- 3 borracha, piedras preciosas, extracción mineral, recursos naturales y energía.
- 4 Los proyectos más recientes, y no menos impactantes, tienen como referencia el Plan Avanza Brasil del Gobierno Federal, en el cual se planifican grandes obras, algunas de las cuales se encuentran operando. Un estudio reciente de INPA (Instituto de Pesquisas de Amazonia) mostró que esos proyectos se concretarán en daños ambientales y sociales significativos en la Amazonia, terminando en la destrucción resultante de la apertura de caminos, aumento del área destinada a la producción de soja y pecuario, y otros.
- 5 Usinas hidroeléctricas de Tucuruí, de Samuel, de Balbina, inundan grandes áreas y desplazan al contingente poblacional tradicional e indígena, el Proyecto Jari, produce daños ecológicos, culturales y económicos sin precedentes. Lo más grave, es que estos proyectos son justificados con el argumento: se beneficiarán muchos en detrimento de pocos. Grandes estructuras fueron construidas para "integrar pero no para entregar" ocasionando daños significativos y duraderos al medio ambiente y a quienes vivían allí. Por otro lado, una parte de los desplazados de esas poblaciones, fueron abandonados a su propia suerte. Son también graves las amenazas que los empresarios realizan para justificar un determinado proyecto, pues si el propuesto no se realizara, otro peor podría ser construido; en el caso del Estado de Rondonia, cualquier proyecto energético que es cuestionado, como los PIE operando con óleo-Diesel, los empresarios los justifican señalando que si no se realiza, el proyecto UHE Ji-Paraná podría ser reavanzado.
- 6 Se entiende que los proyectos pueden causar daños sociales, ambientales y culturales significativos, aumentando el nivel de migrantes para las ciudades contribuyendo a los cordones de pobreza, aumentando los sin tierra, o los sin techo, o los excluidos sociales.
- 7 Las modificaciones significativas en la generación de energía eléctrica de acuerdo al modelo en vigencia, el Estado (las empresas estatales federales y nacionales) no pueden incrementar la oferta de electricidad, habiéndose creado así la figura de PIE- Productor Independiente de Electricidad, que normalmente son grandes empresas de capital internacional que desean aumentar su participación en un mercado creciente y atractivo, pues los contratos son completamente beneficiosos para ellos. Esa transformación ha traído grandes problemas ambientales, las empresas no cumplen completamente la legislación ambiental. En Rondonia, la instalación de un PIE en el año 2000 no obedeció la legislación ambiental, no obtuvo las licencias dentro de los plazos establecidos y en pocas semanas de operación derramó una cantidad significativa de aceites en una zona próxima a la planta. (MORET, 2001).
- 8 La opción de termoelectricidad basada en gas natura es una opción estratégica de gobierno para la región amazónica, que se fundamenta en un acuerdo entre Eletronorte (Empresa Federal responsable de la generación y transmisión en la Amazonia) y Petrobrás, el cual fijó, para viabilizar el mercado de ese combustible, que en la Amazonia no se construiría ninguna hidroeléctrica mediana o grande.
- 9 El área del proyecto es de una gran riqueza natural y es habitada por poblaciones tradicionales e Indios. De esta forma, una vez más (como aconteció en el pasado con proyectos de infraestructura), puede representar una reproducción del modelo ya experimentado anteriormente en la región, con años significativos para el medio ambiente y la sociedad a través de la comercialización de recursos naturales para la explotación del capital.
- 10 Esa figura de lenguaje representa la generación de las iniciativas de electricidad.
- 11 Uso de residuos de madera (1997), que según las estimaciones de Coelho et al (2000), la energía generaría de 126,4 a 252,8 GWh/año, dependiendo de la eficiencia (15 a 30%) y la tecnología.

BIBLIOGRAFÍA USADA Y COMENTADA

- BARBIERI, J. C. *Desenvolvimento e Meio Ambiente: as estratégias de mudança da Agenda 21*. Editora Vozes. 3ª ed., RJ, 1997.
- COELHO, S. T. *Medidas Mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termoelétrica*. Ed. Dupligráfica. Brasília, 2000.
- CERON. Página institucional en Internet www.Ceron.Com.br, 2002.
- ELETRONORTE. *Alternativas Energéticas para o Estado de Rondonia*. Brasília, 1996. *Cenário Sócioenergéticos para a Amazonia: 1998-2020*. Brasília, 1998. *Estado de Rondonia – Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica – 1998-2007*. Brasília, junho de 1998.
- FURTADO, A.T. e GOUVELLO, C. *A concepção do espaço no planejamento energético-primeira parte: Análise e crítica da concepção vigente*. In: I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas, maio, 1989.
- GAWORA, D. *Análise do EIA/RIMA do Gasoduto Uruçu – Porto Velho*. Kassel, Alemanha, 2001. *Uruçu – impactos sociais, ecológicos e economicos do prejeito de Petróleo e Gás (Uruçu) no Estado do Amazonas*. Ed. Loyola, 2003.
- IBGE. Censo. www.IBGE.gov.br, 2002.
- MORET, A de S. *Biomassa Florestal, petróleo e processo de eletrificação em Rondonia: análise das possibilidades de geração descentralizada de eletricidade*. Campinas, SP. Faculdade de Engenharia Mecânica: Unicamp. 2000. Tese de Doutorado. *Análise Econômica da Troca de Lâmpadas Incandescentes por Compacta Fluorescentes para o setor residencial do Estado de Rondonia*. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA – II SEMINÁRIO LATINO AMERICANO DE ENERGIA, 1996, Rio de Janeiro. VII Congresso Brasileiro de Energia – II Seminário Latino Americano de Energia. 1996. v.IV. p.2118-2124. *Conflitos em torno da Geração de Eletricidade no Estado de Rondonia*. In: **A Dificil Sustentabilidade: Política Energética e Conflitos Ambientais**. BURSZTYN, Marcel (org.). Ed. Garamond, RJ, 2001.
- MORET, A de S e SEVÁ FILHO, A.O. *Geração descentralizada: suas limitações, suas oportunidades e suas adversidades nos pólos madeireiros de Rondonia*. IX Congresso Brasileiro de Energia, IV Seminário Latino Americano de Energia. Maio, 2002, Rio de Janeiro, a. *Uma visão qualitativa das possibilidades de geração descentralizada de energia no Estado de Rodônia: resíduos do Setor Madeireiro, Resíduos agrícolas e pequenos aproveitamentos hidrelétricos*. IX Congresso Brasileiro de Energia, IV Seminário Latino Americano de Energia, Maio, 2002, Rio de Janeiro, a.
- Os conflitos na sociedade moderna: uma introdução conceitual.*
- Obras na volta grande do Xingu – Uma trauma histórico provável?*
- As hidrelétricas do Xingu e os povos Indígenas.*
- Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental*
- Proposta de Modelo Energético – Amazonia/Rondonia-Energia e Desenvolvimento.*
- Diagnóstico do uso da terra na Amazonia: Exploração madeireira, agricultura e pecuária.*

COMENTARIO SOBRE EL CONTRATO DE VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL, LA SITUACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS Y LAS ALTERNATIVAS DE BOLIVIA

Álvaro García Linera

Articulando las exposiciones referidas a:

- Las Características del Contrato de Venta de Gas al Brasil,
- La forma cómo esta temática tiene que ser vista desde un contexto mucho más amplio: la anexión por parte de las empresas transnacionales de recursos energéticos en la amazonía, y
- Una propuesta concreta para afrontar la temática.

Resulta claro que el contrato de venta de gas al Brasil no se está cumpliendo, Bolivia en la actualidad tendría que estar exportando aproximadamente 24 millones de pies cúbicos, y en realidad solo está vendiendo 11 millones de pies cúbicos, menos de la mitad del volumen contratado. Este volumen de venta inferior al establecido en el contrato influye notablemente en los impuestos, en las regalías y en los ingresos para el Estado y, por tanto, en la capacidad de gestión financiera que este tiene para afrontar el conjunto de demandas sociales.

De acuerdo al contrato, se suponía que hasta el año 2004, Bolivia tendría que vender 30 millones de pies cúbicos – día de gas natural; para este objetivo se construyó el gasoducto al Brasil con la capacidad necesaria para transportar ese volumen de gas a la frontera, sin embargo, actualmente se está empleando el gasoducto a una capacidad mínima, lo cual significa que gran parte de la inversión no se está utilizando.

Entonces, nos preguntamos: ¿Por qué Bolivia, como Estado que depende de los recursos monetarios provenientes de

los ingresos de la venta de gas natural no puede obligar a Brasil a cumplir el contrato?

La respuesta a esta interrogante la da el siguiente análisis:

- Por administración estatal: en términos de Estado, Bolivia es muy pequeña frente a Brasil, el Producto Interno Bruto brasilero es treinta a cuarenta veces superior al Producto Interno Bruto boliviano; la población también es superior, Brasil tiene 180 millones de personas y en Bolivia somos 8 millones, por lo tanto constituimos una economía muy pequeña frente al poderío económico e industrial de Brasil en el continente. Esta situación nos ubica en una pelea entre David y Goliat, nos encontramos frente a una estructura estatal gigantesca con poderío económico, y un Estado boliviano tremendamente dependiente, sumamente débil, con incapacidad de presión política y económica frente a Brasil.
- Pero también, los recursos gasíferos bolivianos no los controla el Estado boliviano, los controlan empresas extranjeras, privadas como estatales, en particular Petrobras que es una empresa estatal brasileña: la extracción, transporte y procesamiento del petróleo están en poder de empresas extranjeras y en particular de Petrobras. Bolivia no se encuentra en una situación que le permita contar con capacidad de negociación pues los recursos naturales, que se supone son del país, no los controla el Estado boliviano, y probablemente tampoco controla la cantidad de gas que vende.

- En estas condiciones, actualmente Bolivia no cuenta con capacidad técnica, económica y política que le permita obligar a una modificación o cumplimiento del contrato con Petrobras.
- No existe voluntad estatal: es claro, que el actual gobierno de Sánchez de Lozada, que fue el que diseñó los procesos de capitalización, de transnacionalización de la economía boliviana, no tiene ningún interés de transformar la forma de vinculación con las empresas extranjeras que controlan la extracción, procesamiento y transporte de recursos energéticos bolivianos, una de ellas Petrobras.

Probablemente, la actual atención del gobierno boliviano a esta temática no sea porque está preocupado por la soberanía y la gestión del excedente económico, sino porque necesita dinero para pagar a sus militantes ya que los ingresos del TGN son los que permiten pagar salarios y beneficios a ministros, viceministros, compadres y la cantidad de funcionarios eventuales que han sido contratados durante esta gestión de gobierno; la preocupación del gobierno es básicamente instrumental y privada, no se encuentra en función de la soberanía del Estado o de su fortalecimiento frente a otras estructuras de poder transnacionalizadas.

Ahora, la forma como se relacionan Bolivia y Brasil debe ser vista en un contexto más amplio que los vínculos entre estados. Preocupados por los ingresos monetarios producto de la venta del gas suponemos que nos encontramos en disputa frente a Petrobras y frente al gobierno brasilero, creemos que el gobierno brasilero es el interlocutor con el que debemos debatir en condiciones desiguales; sin embargo, la realidad es más compleja, pues existe una estructura general de poderes económicos, de poderes transnacionalizados que se encuentran modificando las posibilidades de negociación, incluso entre los propios estados involucrados. Tanto Bolivia como Brasil y otros países nos hallamos en medio de un entramado de intereses y estrategias transnacionales de anexión geopolítica, de mercantilización y privatización de los recursos energéticos.

Artur Moret señalaba que la amazonía es uno de los mayores reservorios de recursos energéticos que han atraído, en Brasil, a empresas extranjeras que

pretenden realizar una gran cantidad de proyectos y emprendimientos para privatizar y convertir en mercancía estos recursos, en especial los recursos hídricos, mediante la generación de electricidad con la construcción de grandes plantas hidroeléctricas.

En promedio, Bolivia genera electricidad en el orden de 1.000 mega watts, y una empresa transnacional que pretende instalarse en Brasil, en la región ubicada al norte de Bolivia, generará 7.000 mega watts; otra empresa pretende generar 512 mega watts. Estas empresas privadas de generación de electricidad son las que estarían limitando la posibilidad de cumplimiento, por parte del gobierno brasilero y de Petrobras, de los acuerdos con Bolivia.

La dinámica de observar por una parte lo local, luego lo continental y el entramado de poderes mundial, nos muestra no solo un conflicto del gobierno boliviano y la empresa estatal brasilera, Petrobras, sino más bien un conflicto del pueblo boliviano, que será el que en el futuro sufra los efectos de no contar con estos recursos calculados por el gobierno boliviano, con una empresa y un gobierno extranjero, como también con empresas privadas transnacionales que son las que se encuentran limitando las modificaciones de la base energética del sudoeste del Brasil, zona que debía ser abastecida por el gas boliviano.

En 1990, cuando se negoció el contrato de venta de gas, se estableció que Brasil debía gradualmente modificar su base energética para cambiar la generación de electricidad mediante hidroeléctricas por plantas termoeléctricas basadas en el empleo de gas boliviano, lo que no ha sucedido debido a la poderosa presencia de empresas multinacionales que se encuentran consolidando y ampliando la base energética hidroeléctrica brasilera. El gobierno brasilero, en algunos casos se encuentra vinculado a estas empresas, y en otros casos se encuentra obligado por estas empresas a reducir los volúmenes de compra de gas natural a Bolivia, a no modificar la base energética y a no volver útil el gas boliviano, pues estas acciones limitarían las inversiones y ganancias de las empresas extranjeras multinacionales.

Por tanto, los intereses en juego son mucho más complicados; no sólo se trata de Bolivia y Brasil, se encuentran involucrados Bolivia, Brasil, Petrobras, transnacionales norteamericanas y francesas que

pretenden la mercantilización de recursos energéticos en toda la zona de la amazonía.

Ante este avasallamiento de intereses transnacionalizados que se están adueñando de los recursos energéticos, como lo explicaba Artur de Souza Moret para Brasil, se debe fortalecer lo local, la generación de energía a partir de los recursos locales que llevaría a que se generalizara la sustitución de la importancia económica y por lo tanto del poderío de las grandes empresas transnacionales que quieren alcanzar el control de la generación y transmisión de energía no solamente en Bolivia, Brasil, sino del continente y el mundo.

Con esta propuesta nuevamente se pretende debatir un tema que concierne al mundo entero: Qué se debe hacer frente a la globalización, entendida como el predominio de las fuerzas transnacionales en el ámbito económico, que mercantilizan, usan y ocupan recursos públicos y estatales, y recursos públicos de orden social?.

Una alternativa que se discute desde Chiapas al Altiplano, desde el Altiplano hasta Vietnam, es el potenciamiento de las fuerzas locales, con el empleo de las riquezas y recursos locales alternativos; frente a los grandes flujos transnacionales y mercantilizadores de la riqueza, es posible encontrar bolsones de economía paralela que se mueven bajo una lógica del servicio y la satisfacción de necesidades humanas, distinta a la lógica de la ganancia y el lucro empresarial.

Para el caso de Bolivia, en relación a los recursos energéticos, por su complejidad, esta propuesta debe ser ampliamente analizada y discutida; para Latinoamérica es una buena propuesta que tendría que complementarse con un elemento central en el éxito a largo plazo de cualquier iniciativa local: “nunca abandonar la pretensión de lo general”. Si nos replegamos a “lo local”, dejamos el monopolio de “lo global”, “lo general” en poder de las grandes transnacionales que en cualquier momento encontrarán la forma de erosionar y debilitar “lo local”, ya que siempre “lo general” se impone a “lo local”.

Es verdad que es posible generar otras formas de “lo general”, la articulación de varias iniciativas locales pueden dar lugar a una generalidad, pero nunca debemos abandonar la visión de “lo general”. En relación a los recursos naturales, con la Guerra del Agua, los cochabambinos eligieron lo más paradigmático

de lo que es vincular “lo local” con “lo general”. Esta acción fundamentada en la defensa por la preservación de recursos locales, realizada con fuerza y decisión de expulsar una empresa extranjera, surgió a partir de la defensa de “lo local” que se prolongó y amplió con una propuesta general permitiendo la modificación de la Ley, el repliegue de una empresa extranjera y, que por lo menos en Cochabamba, se respeten ciertos usos y costumbres, cierta participación y cierto sentido de lo público, no basado únicamente en la ganancia sino en la satisfacción de necesidades. Entonces, esta combinación de “lo local” con “lo general”, de reforzar recursos propios, de articular los recursos propios con otros, de no dejar de dar batalla al avasallamiento de las transnacionales y enfrentarlas en su propia dimensión macro, es una de las líneas de resistencia a los procesos de globalización de la economía contemporánea, mediante la construcción de formas alternas de “lo global”, lo “general”, lo “mundial”.

Conociendo el panorama en el que Bolivia se encuentra, los enemigos a los que la satisfacción de necesidades básicas se enfrenta y las fuerzas contrarias que están al frente, se debe establecer el cumplimiento del contrato de venta de gas natural, no sólo porque el contrato lo establezca, sino también para dirigir el cumplimiento del contrato en una estrategia nacional de recuperación de cierto control estatal y nacional de los recursos. Cuando no se cumplen las cláusulas del contrato, se debe rescindir el mismo, no sólo en el caso de Petrobras, sino también de todas las empresas petroleras que operan en el país y que no cumplen las obligaciones establecidas. El incumplimiento de obligaciones es un argumento jurídico-legal que permitiría al país retornar a manos del Estado concesiones petroleras entregadas a empresas extranjeras.

Por lo tanto, la decisión de hacer cumplir los contratos debe ser proyectada en una estrategia de reforzamiento del Estado y de la nación en el control de al menos una gran parte de los recursos energéticos, si no es posible de todos.

El gran peligro en que se encuentra Bolivia es que de manera casi imperceptible, por encima del Estado boliviano, de su burocracia, de sus funciones y su administración, se encuentra surgiendo un “superestado” de empresas petroleras, incluyendo Petrobras, que gestionan y controlan la mayor cantidad de riquezas

de este país; si las condiciones presentes se mantienen, serán estas empresas petroleras las que en un futuro próximo definan los gobiernos y las leyes, definan los salarios y los impuestos, y “loteen” absolutamente el resto de los pocos recursos públicos (estatales y no estatales) que aún quedan.

Por tanto, la discusión del contrato de venta de gas al Brasil y su cumplimiento debe ser dirigida en base a una estrategia a largo plazo de potenciamiento del Estado y de la eliminación del riesgo de creación de un superestado controlado por las grandes petroleras que definan el destino del país.

Simultáneamente, las acciones legales políticas y económicas deben estar vinculadas a dos aspectos:

- Un fuerte movimiento social que parta de una conciencia cívica de la ciudadanía sobre los riesgos en que nos encontramos, de lo que estamos perdiendo y lo que está en juego.
- Una capacidad de vincularnos y articularnos con movimientos sociales, con intelectuales, con instituciones, con gobiernos del planeta y del continente que permitan rediseñar lentamente formas alternativas locales y generales de una gestión de la riqueza mucho más satisfactoria para los bolivianos.

De manera sintética, los elementos claves de una estrategia de Bolivia son:

1. Acuerdos sobre control de la renta petrolera: lograr consenso o acuerdo futuro en condiciones aceptables para alcanzar el control sobre la renta petrolera, ya que es sobre la renta petrolera que se planifica la posibilidad de un desarrollo más o menos sustentable de la economía boliviana en los próximos 50 o 100 años.
2. Modificar la Ley de Hidrocarburos: para modificar los impuestos y permitir la presencia de una empresa estatal en el sector de exploración, explotación, procesamiento y transporte de hidrocarburos, que la Ley actual impide. Igualmente, esta modificación de la ley debiera igualar la tributación de impuestos de las empresas petroleras hacia al estado, al nivel de los márgenes internacionales que se mueven alrededor del 50% de regalías.

3. Revisar contratos con todas las empresas capitalizadas y no capitalizadas, empresas de transporte, exploración y de procesamiento con el objetivo de anular o cancelar los contratos que hayan sido violados en su legalidad, a fin de que basados en la legalidad se pueda realizar la reversión de concesiones y de riquezas al Estado. Actuar en el marco de la legalidad que en parte quitó recursos a los bolivianos, pero que también puede ser un mecanismo que internacionalmente nos dé legitimidad para la recuperación de al menos una buena parte de los hidrocarburos; sabemos que hay 500 concesiones petroleras en el país que no se encuentran respetando los contratos firmados.

4. Se debe reactivar una empresa estatal petrolera. La manera en que los estados contemporáneos y las sociedades contemporáneas, en el régimen capitalista, controlan los recursos públicos, es vía el Estado y vía autogestión. En el caso boliviano se debe hacer una síntesis de ambos, reactivar una empresa estatal bajo formas más o menos integradas y formas más o menos compartidas de control social a fin de que tengamos a corto plazo Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, pero que no sea la repetición de la empresa que existía antes de la capitalización, donde también se dieron procesos de malversación o de uso no lícito de la riqueza que generaba. Se trata de construir un tipo de empresa estatal con control social.

5. En concesiones petroleras donde se cumple el contrato, debe mantenerse la figura de Joint Venture o de Riesgo Compartido a fin de mantener la inversión extranjera en áreas donde el Estado no puede invertir o en lugares donde las empresas extranjeras han realizado exploración y explotación sin violar los contratos, sin evadir impuestos y se encuentran pagando el 50% de impuestos y regalías al Estado. De manera inmediata, no se debe expulsar a estas empresas porque saldríamos de la legalidad y podría originar procesos de bloqueos de financiación de créditos.

Este proceso de control de la renta de hidrocarburos requiere del trabajo con la ley y el trabajo con la fuerza de movimientos sociales, requiere grupos de profesionales que revisen minuciosamente cada contrato a fin de encontrar las fallas e incumplimientos. Se podría a su vez generar un

banco de datos y de información que permita un amplio conocimiento de los contratos para lograr como país y como sociedad rescindir contratos con las empresas que no cumplen, revirtiendo al Estado las concesiones entregadas u obligando a las empresas extranjeras que violan la Ley a modificar su accionar en beneficio del país.

Este es un trabajo sobre todo académico, de especialistas, economistas, juristas en derecho internacional y nacional, pero ante todo, requiere fuerza de masa, pues sin la existencia de la fuerza de masa la ley no es más que un papel.

En realidad, la Ley no es más que una síntesis de correlación de fuerzas, que en Bolivia la vivimos cotidianamente; sin fuerza de masas cualquier propuesta en el Parlamento, cualquier redacción exquisita de una Nueva Ley de Hidrocarburos no será cumplida ni acatada. En Bolivia prima la coerción y la fuerza por encima de la legalidad.

La posibilidad de implementar este plan u otro que se diseñe debe pasar por la fuerza de masas que impone leyes, deroga leyes y modifica leyes.

En Cochabamba, 100.000 personas modificaron leyes, entonces, si queremos una Nueva Ley de Hidrocarburos, 500.000 o un millón de personas movilizadas pudieran modificar esa Ley. Esto significa la formación de un sólido movimiento social, un proceso de articulación e inclinación del ciudadano que reclama lo justo, es una estructura de acción colectiva en función a un objetivo.

La dificultad es alcanzar una gran capacidad de movilización ciudadana de personas (estudiantes, gremialistas, campesinos, profesionales, indígenas) que en todo el país se articulen en torno a un solo objetivo frente al Estado y al Parlamento. Y todo ello pasa por la construcción de un referente organizativo, un referente intelectual y un referente moral que en torno a la recuperación del control social de los recursos energéticos, unifique todas las fuerzas sociales dispersas, le brinde un principio de certidumbre y un horizonte de acción movilizable que son la clave para modificar decisiones estatales de envergadura.

ANEXO 1

RÉGIMEN CONTABLE PARA LA INDUSTRIA PETROLERA. INSTRUMENTO DE FISCALIZACIÓN. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE PRODUCCIÓN.

**CODEPANAL*

El desarrollo de la cadena hidrocarburífera en las etapas de exploración, perforación y producción de petróleo y gas debe responder a una Planificación concordante con las obligaciones y responsabilidades comprometidas en el contrato suscrito por la Empresa Privada y de conformidad con la ley de Hidrocarburos vigente. En cada una de estas etapas debe establecerse un sistema de control de las operaciones, tendientes en primer lugar al descubrimiento de reservas de hidrocarburos y la subsiguiente tarea de perforación exploratoria; si los resultados son positivos en el descubrimiento de reservas, se continuará con las operaciones de producción.

Paralelamente al seguimiento de las operaciones de campo, debe realizarse el Control Contable de las inversiones, que significa el seguimiento a los costos y gastos en que se incurren al efectuar todas las operaciones y en las actividades de administración general y técnica en el país. Una Junta de Control establecida por Ley, constituida por funcionarios idóneos del Estado y YPFB además de expertos de la empresa, será la encargada de establecer un Sistema de Información y Control del Plan de Inversiones y el Programa Operativo Anual de la empresa petrolera, de manera simultánea al seguimiento de las operaciones de exploración, perforación de pozos y producción de campos.

Por lo tanto, para realizar todas esas actividades de Información y Control se requiere de un Reglamento o Régimen Contable, aprobado por el Gobierno, en el cual se establezcan las normas, pautas o instrucciones que sean de aplicación obligatoria por la Empresa; varias de esas regulaciones serán establecidas sobre la base de la producción física de gas o petróleo. Asimismo, las empresas deberán aplicar el Régimen Contable Petrolero Oficial a objeto de obtener los costos de producción de petróleo y gas, contar con un adecuado estado de los Balances, estado de Resultados, Pérdidas y Ganancias, indicadores contables, etc., lo cual permitirá la aplicación correcta del Impuesto a las Utilidades y otras cargas impositivas de Ley.

La nueva Ley de Hidrocarburos establece, en la etapa de producción de petróleo y gas, un régimen de tributación para las compañías sujetas a contrato consistente en pagos de regalías e impuestos a favor de la Nación sobre la base de la producción física obtenida, ya sea de petróleo o de gas. Igualmente, se establece:

- ⇒ Un sistema de información y control de su Plan de inversiones y de su Programa operativo anual.
- ⇒ El seguimiento a la exploración, a la perforación de pozos y a la producción de campos mediante la Junta de control establecida en la misma Ley de Hidrocarburos.

⇒ La aplicación por parte de las empresas, del Régimen contable petrolero, a objeto de determinar los costos de producción del petróleo y del gas; la presentación de los balances y el estado de resultados, así como el de pérdidas y ganancias, para aplicar el impuesto a las utilidades a favor del Estado

La Ley de hidrocarburos establece la participación privada en la prospección y producción de Hidrocarburos a través de dos formas de contratación:

- 1) El contrato de operación y
- 2) la sociedad de economía mixta.

En el primer caso, **contrato de operación:**

- ⇒ La compañía suscribe el contrato respectivo con YPFB -quien actúa en representación del Estado boliviano-.
- ⇒ La compañía asume el costo y riesgo de las labores prospectivas así como todas las inversiones subsiguientes de perforación y producción, al haber declarado el descubrimiento comercialmente explotable.
- ⇒ Se fija una participación en la producción a favor de la compañía, de la cual deberá deducirse la proporción correspondiente a la tributación. La parte complementaria de la producción queda en beneficio de YPFB sujeta al pago de la tributación respectiva.
- ⇒ La compañía se obliga a entregar toda la producción en boca de pozo a YPFB quien, a su vez, entregará a la compañía la participación en la producción pactada en el contrato.

En la **sociedad de economía mixta**, YPFB y la compañía establecerán en el contrato las participaciones accionarias acordadas mutuamente, así como las responsabilidades y beneficios que correspondan. También definirán el estilo y forma de la administración de la sociedad. El pago de la tributación de la compañía asociada podrá ser en especie o en dinero, según lo determine el Estado.

La **tributación petrolera** contempla los siguientes pagos:

- a) Regalía a los departamentos productores equivalente al once por ciento (11 %) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que se calculará para el pago de regalías al departamento productor.
- b) Regalía departamental compensatoria del uno por ciento (1 %) de la producción bruta de los hidrocarburos medidos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, en la proporción de 2/3 para Beni y 1/3 para Pando.
- c) Impuesto nacional del treinta y ocho por ciento (38 %) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo para el Tesoro General de la Nación.
- d) Impuesto a las utilidades del veinticinco por ciento (25 %) sobre la utilidad bruta, el importe de dicho impuesto se entregará al Tesoro General de la Nación; imponible a la utilidad bruta registrada en cada gestión anual, calculada aplicando las normas contables usadas en la industria petrolera y las contenidas en el presente Régimen Contable.
- e) La remisión de utilidades al exterior, por parte de los contratistas o de los socios en las empresas de economía mixta, se gravará con un impuesto del 12,5 %.

De acuerdo al Código de Comercio existe la obligación de llevar una contabilidad adecuada a la naturaleza, importancia y organización de la empresa y, en el caso particular de la industria petrolera en el rubro de exploración, perforación de pozos, producción de hidrocarburos y su transporte, se requiere establecer una normativa especial dada la complejidad de las operaciones y, con mayor razón, el interés económico de la nación.

Consiguientemente, se ha visto la conveniencia de formular un Régimen Contable de uso petrolero, el cual

debe ser de aplicación obligatoria por parte de todas las empresas privadas que operan en el país en exploración, perforación, producción y transporte por ductos, así como también por la propia empresa estatal YPFB.

A continuación se presenta el:

RÉGIMEN CONTABLE PETROLERO INSTRUMENTO DE FISCALIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE PRODUCCIÓN

Artículo 1°. Las empresas petroleras, para el cálculo del costo de producción, dividirán el ejercicio contable de sus actividades en los períodos de *Pre-producción* y de *Producción* de conformidad con las disposiciones de este documento.

Artículo 2°. El período de *Pre-producción* se inicia en el momento en el cual las compañías petroleras inscriban sus contratos en los Registros de comercio y de la Dirección de hidrocarburos; terminará cuando el Ministerio de Hidrocarburos apruebe el inicio de la producción comercial propuesta por la compañía.

Artículo 3°. Todas las inversiones y costos detallados a continuación -realizados en este período de *Pre-producción*- deberán ser amortizados por el método de **Unidad de producción**.

- a) Gastos topográficos, aerofotogramétricos, sismología, magnetometría y gravimetría.
- b) Mantenimiento de equipos de exploración y de campamentos provisionales y servicios de alimentación y salud.
- c) Gastos de aviación y transporte de personal, equipo y materiales.
- d) Derechos superficiales, de uso de aguas y primas de entrada al período de exploración.
- e) Primas y compensaciones por protección al medio ambiente de acuerdo a ley respectiva.
- f) Construcción de vías de acceso para perforación de pozos exploratorios y de la propia planchada.
- g) Construcción de pistas de aviación cercanas a la ubicación de pozos exploratorios.
- h) Costos de perforación, tangibles e intangibles:
 - Costo de perforación con equipos propios.
 - Servicios especializados propios o por contrato. Registros geofísicos de los pozos.
 - Tubería pozo (casing y de producción) árbol de navidad y otros materiales.
 - Lodos, cemento, químicos, servicio de laboratorio.
 - Armado y desarmado del equipo de perforación. Traslado del equipo.
 - Seguro de equipo.
 - Perforación por contrato.
- i) Plantas de producción, baterías y almacenaje. Plantas de bombeo y de compresión. Tuberías de descarga y sistema de recolección.
- j) Costo de pruebas de producción y mantenimiento de plantas almacenaje de petróleo.
- k) Oleoductos, gasoductos, estaciones de bombeo e instalaciones de medición.
- l) Valores de la depreciación acumulada de vehículos, equipo transporte pesado, tractores, plantas de energía eléctrica, otras instalaciones, hasta el inicio de la producción comercial.
- m) Montos de inversiones de otros rubros inclusive de obras en proceso de construcción.
- n) Gastos en adquisiciones de terrenos, expropiaciones y servidumbre.
- o) Gastos administrativos en general. Servicios técnicos.
- p) Gastos de consultoría técnica especializada. Servicio de auditoría-contabilidad.
- q) Otros gastos no especificados anteriormente pero reconocidos mediante consulta al Ministerio de Hidrocarburos.

Artículo 4°. En el *Período de Producción* las compañías clasificarán sus costos y gastos en:

a) *Costos de extracción.*

b) *Gastos de operación.*

c) La suma de *costos de extracción + gastos de operación* constituye el **COSTO DE PRODUCCIÓN.**

a) Los costos de extracción se clasifican en:

⇒ Costos directos.

⇒ Costos indirectos.

Costos directos:

- Salarios y servicios sociales.
- Apoyo técnico-administrativo.
- Geología, geofísica y geoquímica.
- Diseño de ingeniería general.
- Reacondicionamiento de pozos.
- Recuperación secundaria.
- Mantenimiento de equipos e instalaciones.
- Mantenimiento de caminos y pistas de aviación.
- Servicios técnicos.
- Costos de transporte.
- Seguros industriales.
- Material de consumo.

Costos indirectos.

- Costos de supervisión técnico-administrativa.
- Amortización por **Unidad de producción:**
 - Inversiones en *pre-producción.*
 - Intangibles de perforación en *pre-producción.*
 - Inversiones en recuperación secundaria - mejorada.
 - Construcción de carreteras en el área del contrato.
- Amortización en **Diez años línea recta:**
 - Inversiones en perforación de pozos productivos en el área de exploración.
 - Costos geológicos-geofísicos en el área de exploración.
 - Inversiones de perforación en áreas devueltas.
 - Pozos secos en el área de exploración.
- Depreciación: Alícuota de los **Activos de acuerdo a tabla.**
 - Pozos secos en campos en desarrollo.
 - Costos de operación de las plantas de proceso.
 - Mantenimiento de carreteras troncales y de aeropuertos.
 - Costos de transporte fuera del área de contrato.

b) Los gastos de operación se clasifican en:

- Gastos administrativos generales en la sede.
- Gastos financieros.
- Movilización de la administración superior.

- Depreciación de edificios, equipos, oficinas y medios de transporte.
- Seguro sobre bienes, equipos y administración general.

Artículo 5°. Definiciones:

Amortización por unidad de producción. Es el cociente obtenido al dividir un **costo o gasto** en dólares entre la **reserva de hidrocarburos** (calculada ésta en barriles de petróleo equivalente).

Se denomina reserva de hidrocarburos en Barriles de Petróleo Equivalente-BEQ-, cuando se adicionan las reservas de gas cuantificadas en pies cúbicos, previamente transformadas en barriles mediante sus valores calóricos respectivos, a la reserva de líquidos lo que proporciona la reserva total de hidrocarburos en BEQ.

Reservas de hidrocarburos de un yacimiento: Es la cuantificación o certificación determinada por métodos Volumétricos, Balance de materia u otros indirectos. En éstos métodos se usan los parámetros adecuados de la ingeniería de reservorios los cuales, a su vez, se ajustan por un factor de “recuperación”, dependiente de las condiciones físicas del propio depósito, de las propiedades de la roca recipiente, de la naturaleza de los hidrocarburos y de las cargas de presión del yacimiento. Las unidades de medida dependen del sistema de unidad utilizado y pueden ser **metros cúbicos** para el petróleo y el gas (m^3) en el sistema decimal o, en el sistema inglés, **barriles de petróleo (BP)** para los líquidos y **millar de pies cúbicos (10^3 pies³)** para el gas. (Las reservas de gas se cuantifican en billones, trillones de pies cúbicos) .

Un parámetro importante a considerar es que, como recurso es un no renovable, las reservas están sujetas al proceso de agotamiento por su producción continua en el tiempo. Por tanto, pese a los procesos artificiales de reactivación que aumentan la máxima recuperación de los hidrocarburos, inexorablemente llega la declinación de la producción hasta el momento en su explotación se hace irrentable. En los campos de “condensado de gas” tipo el campo de Margarita, se establece una presión de abandono (por experiencia alrededor de 500 Libras por pulgada cuadrada)

Amortización en línea recta: Significa que la inversión o el gasto (sin considerar intereses) se amortiza en montos iguales en determinado número de años, por ejemplo, diez años, norma ampliamente utilizada. Por ejemplo:

$$\begin{aligned} \text{Inversión} &= 70'000.000 \$; \text{Tiempo} = 10 \text{ años} \\ \text{Amortización en línea recta anual} &= 7'000.000 \$ \end{aligned}$$

Depreciación de activos: Un bien de capital determinado -equipos, plantas industriales, vehículos, útiles de oficina, etc.- se va “depreciando” con el paso de los años, es decir va “perdiendo valor (monetario)”. Esa pérdida de valor se debe a dos razones: El *desgaste material por el uso* y la *obsolescencia*.

Desgaste material por el uso (Desgaste físico). Es el desgaste normal de todo bien material por el uso. A medida que se va desgastando un equipo o maquinaria, va disminuyendo paulatinamente su capacidad de funcionamiento -generalmente en una relación directa con el desgaste-.

Obsolescencia (Desgaste Moral). Desvalorización anticipada de los bienes del activo fijo -o bienes de capital- como consecuencia de la aparición de nuevas máquinas y equipos, más modernos, que hacen del funcionamiento de las antiguas una actividad antieconómica.

Amortización por depreciación. La amortización por depreciación consiste en destinar anualmente un monto de dinero equivalente a la depreciación e ir acumulando en un *fondo de reposición de activos* para, como el nombre del fondo indica, reponer el bien en cuestión, al final de su *vida económica útil*. Dicho en otras palabras, la **amortización por depreciación** tiende a la recuperación de la inversión en bienes de capital.

Vida útil (VU). La vida útil de una maquinaria o equipo comprende al tiempo durante el cual dicha maquinaria o equipo puede funcionar o, dicho en otras palabras, puede ser usado(a), así sea en condiciones precarias. No se lo considera para cálculos contables.

Vida económica útil (VEU). La vida económica útil de una maquinaria o equipo comprende al tiempo durante el cual dicha maquinaria o equipo puede funcionar rindiendo beneficios económicos netos. Toda maquinaria o equipo requiere para su funcionamiento mantenimiento preventivo (mp) y correctivo (mc). Con el desgaste físico por el uso de una maquinaria o equipo los costos de mantenimiento van subiendo año tras año. La vida económica útil concluye cuando la suma de los costos de mantenimiento preventivo y correctivo son mayores a los beneficios proporcionados por la máquina o equipo considerado.

Fin de la vida económica útil $\Rightarrow (\text{Gmp} + \text{Gmc})_n \geq B_n$

Gmp \Rightarrow Gastos en el mantenimiento preventivo.

Gmc \Rightarrow Gastos en el mantenimiento correctivo.

B \Rightarrow Beneficios obtenidos por el funcionamiento de la maquinaria o equipo.

n \Rightarrow Año de comparación.

El concepto de la vida económica útil y los cálculos relacionados con él se aplican también al caso del desgaste moral u obsolescencia. El **final de la vida económica útil por obsolescencia**, se da cuando aparece en el mercado una máquina o equipo que produce los mismos bienes a menor costo unitario.

Para cálculos contables se utilizará la siguiente **tabla de depreciación (años de VEU)** de los bienes de capital más importantes en la industria petrolera:

Fondo de reposición de activos. Las amortizaciones anuales por depreciación deben ser de positas en este fondo para reponer el bien de capital o recuperar la inversión al final de su vida económica útil.

CONCEPTO	AÑOS DE VEU
Maquinaria y equipos de taller mecánico, tornería, etc.	20
Plantas de producción, batería y tanques de almacenamiento	15
Oleoductos, gasoductos, bombas y centrifugas, medidores	15
Plantas de absorción de gas y similares	12
Plantas de transformación de gas a líquidos tipo GTL	12
Equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos	10
Equipo pesado, tractores, grúas y camiones	8
Equipos de prospección geológica y geofísica	6
Transporte liviano, camionetas, jeeps.	5
Equipamiento de oficinas	5

EJEMPLO DEMOSTRATIVO DE LA APLICACIÓN DEL RÉGIMEN CONTABLE

A título ilustrativo se presenta una aplicación simplificada del Régimen Contable en un caso supuesto, semejante al del yacimiento San Alberto situado en el Bloque Serranía Aguarague de la Zona Subandina, Tarija.

Este yacimiento se clasifica como de “condensado de gas” que se caracteriza por tener una producción predominantemente de gas, del cual se condensa líquidos en los separadores de superficie; de donde proviene el nombre. Los líquidos que se producen son de color ámbar pálido o incoloros, con gravedad por encima de los 50° API y razones gas-petróleo (RGP = Pies cúbicos Gas/Un barril condensado) que estarían en un amplio intervalo entre 5.000 a 100.000 pies cúbicos de gas por barril de líquidos.

El yacimiento San Alberto presenta una razón gas-petróleo entre 45.000 a 50.000 que varía durante los años de producción a medida que disminuyen la presión y la temperatura del yacimiento.

Reservas certificadas del yacimiento de gas

- Reservas certificadas de "condensado de gas" 11.05 Tpc
- Relación Gas/Petróleo (RGP) 45 500
(Por cada 45 500 pies cúbicos de gas se produce un barril de petróleo)

Detalle:

Reservas de Gas Húmedo: 10.39 Tpc
(Por encogimiento al extraerse el petróleo condensado)

Reserva Condensado en Barriles 242.86 MM.B
Reservas de LPG (1.5 kg/Mpc) 178.20 MM.B
Reservas Gasolina natural (1.2 litros/Mpc) 78.41 MM.B

TOTAL RESERVAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS 499.47 MM.B

Aplicando el Factor de Recuperación de 0.85% que expresa el porcentaje de hidrocarburos líquidos que pueden extraerse hasta la presión de abandono de 500 psi.:

RESERVAS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

(499.47 MM.B x 0.85) **424.55 MM.B**

Reserva de Gas seco 9.96 Tpc

**Reserva de Gas seco exportable hasta
LA presión abandono**

8.47 Tpc

**RESERVA DE GAS SECO TOTAL RECUPERABLE
EXPRESADO EN BARRILES DE PETRÓLEO
EQUIVALENTE (BPEQ)**

1645.62 MM BPEq

El último valor se obtiene de la relación calórica entre el gas y el petróleo:

En términos de BTU

La energía calórica de un barril equivale a 5,4 MMBTUs

1 barril = 5,4 millones de BTUs = 5.4×10^6 BTUs

La energía calórica de un millar de pies cúbicos de gas equivale a 1.045 MMBTUs

1 millar de pies cúbicos = 1,045 millones de BTUs = $1,045 \times 10^6$ BTUs

De donde:

Relación calórica entre el gas y el petróleo = 5,147 Mpc por barril

Las inversiones de exploración y desarrollo del campo San Alberto en millones de dólares (MM\$) son:

INVERSIONES**EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DEL CAMPO**
(en millones de dólares MM\$)

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (MM\$)	Total (MM\$)	Acumulado (MM\$)
Exploración geológica-geofísica	Global	1	20.0	20.0	20.0
Perforación exploratoria(1)	pozos	3	25.0	75.0	95.0
Perforación de desarrollo	pozos	15	18.0	270.0	365.0
Instalaciones de Producción, ductos, plantas, etc.(2)	Global	1	292.0	292.0	657
Imprevistos (3)		1	43	43	700
TOTAL INVERSIÓN					700 MM \$

(1) La exploración registra un monto bajo debido a que las empresas se beneficiaron de la información "geológica-geofísica" y de la perforación exploratoria proporcionada por YPFB. Se estima que YPFB gastó alrededor de 800 millones de dólares en las últimas tres décadas en estos trabajos. YPFB reinterpretó la información y detectó ocho líneas estructurales profundas, y en ellas más de 80 "altos estructurales" favorables para acumulación de "condensado de gas".

(2) Aproximadamente el 80% de las dos anteriores (0.80 x 365)

(3) Normalmente se considera Imprevistos como el 10% del total, en el presente caso, para facilitar los cálculos se aplicó un monto fijo.

APLICACIÓN DEL RÉGIMEN CONTABLE

La Inversión de 700.0 MM\$ se considera de **PRE-PRODUCCIÓN**.

1. DEPRECIACIÓN

Asumiendo que 25 MM\$ de la inversión de Pre-producción son bienes menores sujetos a depreciación en promedio en cinco años, entonces:

- Se carga cada año 5.0 MM\$
- EL SALDO NETO DE PRE-PRODUCCIÓN (se reduce)
(se amortizan por unidad de producción en 20 años plazo) 675 MM\$

2. El SALDO NETO DE PRE-PRODUCCIÓN se amortiza en 20 años del contrato de la siguiente manera:

- Factor de inflación dólar 1.48
- **Inversión a Amortizar** afectada por inflación 999.00 MM\$
(675 MM\$* 1.48)
- La nueva **RGP** en función del total de líquidos sería 21 270
(Reservas de gas húmedo/Reservas de hidrocarburos líquidos)
(10.39 Tpc/488.47 B)
- Reserva Total Recuperable en BPEq 1 645.62 MM BPEq
(Reservas de Gas seco = 8.47 Tpc/ 5147 pc/BEq)
(Relación calórica entre gas y petróleo = 5147 pc/BEq)
- Reservas hidrocarburos líquidos 424.55 MM B
- **TOTAL RESERVA** **2 070.17MM BPEq**
(A producir en la vida del yacimiento)

- | | |
|--|-----------------------|
| - ÍNDICE de Amortización (\$/MMB) | 0.4826 \$/BPEq |
| (Inversión a Amortizar/Reserva = 999.00 MM\$/2 070.17 MM BPEq) | |
3. El gas exportado es de 30 MMm³D (millones de metros cúbicos por día). En promedio, San Alberto participa con el 75% del gas exportado, entonces:
- | | |
|---|--------------------------|
| - Suministrará teóricamente
(30.00 MMm ³ D x 0.75) | 22.50 MMm ³ D |
| - 22.50 MMm ³ D significa una producción anual | 70.96 MM BPEq |
| - Amortización anual
(Producción anual x Índice de amortización)
(70.96 MM BPEq x 0.4826 \$/BPEq) | 34.24 MM\$/ año |
- Entonces:
- | | |
|--|----------------------|
| - Producción de Gas seco año
(22.5 MMm ³ D en BPEquivalente) | 56.36 MM BPEq |
| - Producción líquidos al año a la nueva RGP | 13.64 MM BPEq |
| - TOTAL PRODUCCIÓN AL AÑO | 70.00 MM BPEq |
4. Si por ejemplo el año 2005:
- | | |
|---|----------------------------|
| - Se exportaría un total de | 20 MMm ³ D |
| - San Alberto participaría con el 75%
(20 MMm ³ D x 0.75) | 15 MMm³D |
| - La producción total anual
(con líquidos) | 47.31 MM BPEq |
| - Se amortizarían | 22.81 MM\$ |
5. COSTOS DE PRODUCCIÓN
- La integración total de los COSTOS DE PRODUCCIÓN es la suma de los Costos de Extracción y los Costos Indirectos de la etapa de Pre-producción.
- Los COSTOS DE EXTRACCIÓN (directos e indirectos) y los COSTOS DE OPERACIÓN que se realizan cuando el campo ingresa en la etapa de producción los calculamos asumiendo el 3.5% de la Inversión Total Pre-Producción (Dato resultado de la experiencia):
- | | |
|---|-----------------------|
| Costos de extracción y de operación
(700 MM\$ x 0.035) | 24.50 MM\$/año |
| Costos Indirectos de la etapa de Pre-Producción | 27.81 MM\$/año |
| TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN | 52.31 MM\$/año |
6. El Costo Over Head normalmente es el 20% de los Costos de Extracción y Operación:
- | | |
|---|----------|
| Costo Over Head (24.50 MM\$/año x 0.20) | 4.9 MM\$ |
|---|----------|

7. EL COSTO TOTAL DE PRODUCCION en dólares por Barril (\$/B) es la suma de los costos calculados:

a) Depreciación	5.00 MM\$/año
b) Amortización	22.81 MM\$/año
c) Costos de Extracción y Operativo	24.50 MM\$/año
d) Costo Over head	4.90 MM\$/año

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN **57.21 MM\$/año**
(Para el año 2005)

8. EL COSTO UNITARIO DE PRODUCCION DEL BARRIL (\$/Barril) es la relación entre el Costo Total de Producción y la Producción Total en MM BPEq.:

Costo Total de Producción	57.21 MM\$/año
Producción Total en MM Beq	47.31 MM BPEq

COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN DEL BARRIL **1.21 \$/BPEq**
(57.21 MM\$/47.31 MMBPEq)

COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN POR Mpc **0.235 \$/Mpc**
(Costo Unitario por barril/Equivalencia calórica)
(1.21 /5.147)

9. UTILIDAD DE LA EMPRESA

Datos:

Para este ejemplo se adoptó el precio establecido en el contrato con Petrobrás regulado por una fórmula. Este precio varía conforme varían los precios de fuel Oils fijados en la fórmula.

PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS

Detalle	Unidad	Precio
Gas Seco en Río Grande(1)	\$/Mpc	1.68
Petróleo Condensado	\$/B	26.00
GLP	\$/B	34.30
Gasolina Natural	\$/B	32.00

(1) Promedio facturado a Petrobras de mayo 2002 a abril 2003
(Boletín de la Superintendencia de Hidrocarburos de Mayo/03)

BALANCE AÑO 2005

INGRESOS ANUALES (En millones de dólares MM\$/año)

Detalle Hidrocarburos	Cantidad	Precio Unitario	Ingreso MM\$/año
Gas seco ⁽¹⁾ (15 MMm ³ D) ⁽²⁾	193.377.000 pc/año	(1.68 – 0.22)\$/Mpc	282.33
Condensado de Petróleo	4.74 MM.B	26.0 \$/B	123.24
GLP	3.47 MM.B	34.2 \$/B	118.57
Gasolina Natural	1.53 MM B	32.0 \$/B	48.96
TOTAL INGRESOS			573.10

(1) El precio del gas en boca de pozo se lo obtiene deduciendo la tarifa estampilla de 0.22 \$/Mpc.

(2) Considerando que el año 2005 se exporte 20 MMm³D y que San Allberto participe con el 75%, entonces se alcanzaría a una producción de 15 MMm³D.

EGRESOS ANUALES
(En millones de dólares MM\$/año)

Detalle	Cantidad	Precio Unitario	Egreso (MM\$/año)
Regalías (12% del Ingreso Total)	1	68.77 MM\$	68.77
Participación (6 % del Ingreso Total)	1	34.37 MM\$	34.37
Costo Producción Gas	0.193377 Tpc	0.233 \$/Mpc	45.06
Costo Producción Líquidos	9.74 MM.BI	1.2 \$/B	11.69
Iver Head (20% del costo de. Producción gas + líquidos)	1	11.34 MM\$	11.34
TOTAL EGRESOS			171.23

UTILIDADES DE LA EMPRESA
(En millones de dólares MM\$/año)

Detalle	Unidad	Cantidad
Utilidad Bruta (Total Ingresos – Total Egresos)	MM \$/año	401.87
Impuesto (25% de la Utilidad Bruta)	MM \$/año	100.47
UTILIDAD NETA (Utilidad Bruta – Impuesto)	MM \$/año	301.40

10. UTILIDADES DE PETROBRAS E INGRESOS NACIONALES.

(En Millones de dólares MM\$/año)

Petrobras: 301.40 52.6 %

Ingresos Nacionales:

TGN (Impuestos+Particic.) 134.84 MM\$/año 23.5 %

Regalías 68.77 MM\$/año 12.0 % 203.61 35.5 %

COSTOS 68.09 68.09 11.89%

(Prod.gas+Prod.liq+Iver Head) 573.10 99.99%

Costos-Gastos:

Tributación Regalía 12% (1.403-0.22) 0.142

Participación 6% 0.071

Costo de Producción 0.167 0.380

Utilidad Bruta 0.803

Impuesto a las Utilidades 25% 0.201

Utilidad Neta 0.602

UTILIDAD NETA CONSORCIO P/GAS SECO: 214.20 MM\$/AÑO

11. Cálculo del petróleo-condensado y gas líquido LPG

Ingresos Año en MM\$

Petróleo-Condensado 8.641.101 Bls. x 28 \$/B 241.95 MM\$

LPG 7.519.200 Bls x 24.81 \$/B 186.58 MM\$

TOTAL INGRESOS 428.53 MM\$

Egresos Año MM\$

Regalía 12%	51.42 MM\$
Participación 6%	25.71 MM\$
Costo Producción	14.62 MM\$
<u>Tarifa Transp.</u>	<u>40.40 MM\$</u>
TOTAL EGRESOS	132.15 MM\$

Utilidad del Consorcio para líquidos MM\$

Utilidad Bruta (Ingresos – Egresos)	296.38 MM\$
<u>Impuesto a las Utilidades 25%</u>	<u>74.10 MM\$</u>
UTILIDAD NETA CONSORCIO P/LÍQUIDOS AÑO	222.28 MM\$

UTILIDAD NETA DEL CONSORCIO PARA GAS SECO Y LÍQUIDOS

UTILIDAD NETA CONSORCIO P/GAS SECO	214.20 MM\$/AÑO
<u>UTILIDAD NETA CONSORCIO P/LÍQUIDOS</u>	<u>222.28 MM\$/AÑO</u>
TOTAL UTILIDAD CONSORCIO al año	436.48 MM\$/AÑO
<u>Impuesto 12.5% Remisión Utilidades s/50%</u>	<u>27.28 MM\$/AÑO</u>
UTILIDAD NETA CONSORCIO	409.20 MM\$/AÑO

12. INGRESOS PARA EL ESTADO por percepción de impuestos:

Impuesto a las Utilidades	25.0 %
Remisión de utilidades al exterior (IRE)	12.5 %

- a) Considerando que la información de las empresas es fiscalizada y efectivamente aportan al Estado el Impuesto a las Utilidades:

TGN	223.87 MM\$/AÑO
<u>Regalías</u>	<u>101.95 MM\$/AÑO</u>
TOTAL INGRESOS PARA EL ESTADO	325.82 MM\$/AÑO

- b) Sin que las empresas aporten al Estado el Impuesto a las Utilidades:

TGN (sin Imp.25% con IRE.12.5%)	78.25 MM\$/AÑO
<u>Regalías</u>	<u>101.95 MM\$/AÑO</u>
TOTAL INGRESOS PARA EL ESTADO	180.20 MM\$/AÑO

ANEXO 2

LEY DE HIDROCARBUROS PROPUESTA DEL COMITE DE DEFENSA DEL PATRIMONIO NACIONAL CODEPANAL

ÍNDICE

	Página
TITULO I	
Disposiciones generales	95
CAPITULO 1	
Régimen jurídico de propiedad de los hidrocarburos	95
CAPITULO 2	
Necesidad nacional y utilidad pública	95
CAPITULO 3	
Definiciones	96
TÍTULO II	
Política nacional de hidrocarburos	100
CAPÍTULO I	
Aspectos generales	100
CAPÍTULO 2	
Regulación y fiscalización	101
SECCIÓN i	
Órgano regulador, supervisor y fiscalizador	101
SECCIÓN ii	
Junta de control y fiscalización	102
CAPÍTULO 3	
Ejecución de la política nacional de hidrocarburos	103
SECCIÓN i	
Modalidades de ejecución de la política de hidrocarburos	103
SECCIÓN ii	
Ejecución directa de la política de hidrocarburos por parte de Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos	104
SECCIÓN iii	
Ejecución por medio de terceros	105

SECCIÓN iv	
Contratos de operación	107
SECCIÓN v	
Sociedades de economía mixta	110
SECCIÓN vi	
Contratos de servicios petroleros	111
TÍTULO III	
De las percepciones	112
CAPÍTULO ÚNICO	
Régimen de tributación	112
TÍTULO IV	
Uso del suelo y del subsuelo	114
CAPÍTULO ÚNICO	
Regímenes de expropiación y servidumbres	114
TÍTULO V	
Industrialización del gas	115
CAPITULO 1	
Petroquímica	115
CAPÍTULO 2	
Plan maestro para el gas natural licueficado LGN y el transformado a líquido GTL	116
TÍTULO VI	
De los derechos de las comunidades y pueblos indígenas y originarios	117
CAPITULO I	
De los derechos a la consulta y participación de los pueblos indígenas y originarios	117
CAPÍTULO II	
De las compensaciones e indemnizaciones	117
CAPITULO III	
Seguimiento y control ambiental	117
CAPITULO IV	
Intangibilidad de sitios sagrados y áreas de especial valor natural y cultural	118
TÍTULO VII	
De las disposiciones transitorias	119
CAPITULO 1	
Disposiciones transitorias	119
CAPÍTULO 2	
Complejos petroquímicos	121
TÍTULO VIII	
De las disposiciones finales	121
CAPÍTULO ÚNICO	
Disposiciones finales	121

LEY DE HIDROCARBUROS PROPUESTA POR CODEPANAL

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO 1 RÉGIMEN JURÍDICO DE PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS

Artículo 1°. Los recursos naturales, por principio constitucional son de dominio originario del Estado, propiedad pública inviolable, inalienable e imprescriptible; su explotación debe tener como fin único el desarrollo integral del país.

Artículo 2°. De conformidad con el artículo 139° de la Constitución Política del Estado, *los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado físico en que se encuentren o formas en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado*, por consiguiente ninguna concesión o contrato, bajo ninguna forma, directo o indirecta, podrá transferir total o parcialmente el derecho propietario, originario del Estado, sobre los recursos naturales hidrocarburíferos.

Artículo 3°. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 141° de la Constitución Política del Estado, el aprovechamiento de los hidrocarburos debe responder a los altos intereses nacionales y promover el desarrollo integral del país, dentro del marco de una política hidrocarburífera soberana, conducida por un Estado de plena autodeterminación.

El Estado, mediante el Ministerio de Energía e Hidrocarburos, determina la política en materia de hidrocarburos coordinándola con los planes nacionales de desarrollo. Los principios básicos y normas generales que rigen la política energética son fijados y aplicados a través del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, quien supervisa a la industria hidrocarburífera y a la de sus derivados, asegurando que ellas desenvuelvan sus operaciones cumpliendo sus prescripciones. YPFB se constituye en el brazo operativo, supervisado y controlado por el referido ministerio.

CAPITULO 2 NECESIDAD NACIONAL Y UTILIDAD PÚBLICA

Artículo 4°. La industria hidrocarburífera se constituye en el factor básico y estratégico para el desarrollo del país, todas las actividades de: exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, comercialización y otras están revestidas del carácter de necesidad nacional y de utilidad pública, actividades ejecutadas por el Estado, mediante YPFB y de acuerdo a las modalidades prescritas en la presente Ley.

Artículo 5°. Constituye objetivo general de la presente Ley la ratificación, expresa e indiscutible, de la propiedad del pueblo y Estado bolivianos sobre los hidrocarburos, tanto en los yacimientos del subsuelo como en boca de pozo, de acuerdo a las estipulaciones del presente documento jurídico. La autodeterminación nacional se manifiesta en la propiedad y dominio de los hidrocarburos para beneficio de los bolivianos, superando la estructura económica dependiente, abasteciendo con prioridad al mercado interno con productos

a precios accesibles, exportando preferentemente productos acabados con valor agregado, creando la industria petroquímica y afirmando la soberanía política y económica de la República. Su comercialización constituye necesidad nacional y utilidad pública, con carácter prioritario para el Estado.

Artículo 6°. Asimismo, constituyen objetivos específicos de la presente Ley, los siguientes:

- a) Fomentar el aprovechamiento racional del uso de los hidrocarburos en la industria, en la agroindustria, en el transporte, en las redes de distribución domiciliaria, y en la generación termoeléctrica, a lo largo y ancho del país.
- b) Regular y fiscalizar las operaciones de la industria hidrocarburífera.
- c) Establecer las condiciones para las relaciones en materia hidrocarburífera entre el Estado y las personas naturales y jurídicas particulares, nacionales y extranjeras.
- d) Tipificar los gravámenes impositivos a los cuales debe sujetarse la industria hidrocarburífera.
- e) Determinar las condiciones a las cuales deben sujetarse los contratos y las empresas de economía mixta relacionados con YPFB.
- f) Determinar las servidumbres requeridas para el funcionamiento de la industria hidrocarburífera y los procedimientos para otorgarlas.
- g) Establecer las multas y sanciones pertinentes a las violaciones de la presente Ley de Hidrocarburos.

CAPITULO 3 DEFINICIONES

Artículo 7°. Para los fines de la presente ley, se adoptan las siguientes definiciones:

- a) Actividad o tarea específica. En la cadena hidrocarburífera, cada una de las acciones u operaciones unitarias realizadas para la consecución de un resultado material específico, dentro del conjunto de acciones o tareas programadas para el cumplimiento de una fase.
- b) Barril compuesto (\$us/Bl). Es el valor en dólares americanos del volumen de un barril (159 litros) de petróleo fraccionado en derivados por el proceso de refinación –gasolinas, diesel, kerosén, fuel oil, gas licuado-. Cada fracción decimal de los derivados se multiplica por su precio de venta en moneda nacional, luego se suman todos esos resultados fraccionales y se divide la sumatoria entre el tipo de cambio del peso boliviano referido al dólar, obteniéndose el valor del barril compuesto. Este parámetro es útil para determinar el excedente económico de una producción global.
- c) Boca de pozo: Es el punto de salida de los hidrocarburos de los yacimientos y donde se efectúa la medición de la producción.
- d) Campo. Área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos, en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.
- e) Comercialización: Todas las actividades relativas a la venta, trueque o cualquier forma de transferencia de hidrocarburos en su estado natural, productos de refinación y subproductos de los mismos, productos industriales y petroquímicos, incluyendo el almacenaje y distribución correspondiente a esta fase, por medios distintos al transporte por tuberías.

- f) Contrato de operación. Aquel por el cuál el contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos o de la sociedad de economía mixta, las operaciones correspondientes a una o más de las **actividades** de exploración y/o explotación dentro del área materia del contrato.
- g) Contrato de Sociedad de economía mixta. Es aquel por el cual YPFB podrá realizar las fases de prospección, exploración, producción, refinación para la exportación, industrialización en todas sus formas y exportación, en forma conjunta con terceros. En los contratos de sociedad de economía mixta los beneficios serán proporcionales a los aportes de cada socio.
- h) Contrato de servicios petroleros. Es aquel por el cual Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos o el contratista de un contrato de operación y/o la sociedad de economía mixta, estipula con un tercero la prestación de un determinado servicio o la ejecución de una obra específica de índole técnica especializada. Las contrataciones de estos servicios se efectuarán de acuerdo con las disposiciones legales vigentes y reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. Los contratos de servicios petroleros no se refieren a la ejecución de ninguna de las fases de la industria petrolera y **sólo podrán cubrir tareas específicas** de esas fases.
- i) Conversión de gas a líquidos, GTL: Es la conversión del gas natural en productos líquidos como gasolinas y diesel oil ecológicos, por procesos químicos.
- j) Descubrimiento comercial. Combinación de factores técnicos, financieros y de mercado, que hagan rentable y favorable la explotación de un determinado yacimiento.
- k) Etano C=2: Es el componente del gas natural con 2 carbonos, sirve de materia prima para la elaboración de una gama variada de productos petroquímicos.
- l) Exploración: El reconocimiento geológico de superficie, los levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, trabajos gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar las posibilidades petrolíferas de una región.
- m) Explotación: La perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de playas de almacenaje, de plantas e instalaciones de separación de fluidos, de recuperación primaria y en general, toda actividad en la superficie y en el subsuelo destinada a la producción, recolección, separación y almacenaje de hidrocarburos para lograr su aprovechamiento óptimo.
- n) Fase. El conjunto de actividades, acciones o tareas específicas cuyo resultado es un cambio de estado o disponibilidad:
- a. Fase de **prospección o exploración**, la cual comprende tres etapas:
 - 1ª Geología de superficie general (grandes áreas).
 - 2ª Geología de detalle complementada con investigación geofísica (área restringida a interés específico).
 - 3ª Perforación exploratoria señalando objetivos a muestrear y probar.
 - b. Fase de **producción o extracción**, cambio del estado y condiciones de disponibilidad de los hidrocarburos, desde los reservorios, baterías de separación hasta las plantas de obtención del gas licuado y almacenamiento.
 - c. Fase de **transporte**, cambio de disponibilidad en tiempo y lugar, se realiza mediante oleoductos y gasoductos dando continuidad a la cadena de explotación hidrocarburífera.
 - d. Fase de **refinación (y/o industrialización)**, cambio de estado físico, químico o físico-químico, tendiente a la transformación de los productos hidrocarburíferos.

- e. Fase de **comercialización (o mercadotécnica)**, en los mercados interno y externo con cambio de propietario -por la venta a terceros- de los hidrocarburos.
- o) Gas asociado: La fracción gaseosa de hidrocarburos resultante de los procesos de separación de líquidos y gases en la producción de hidrocarburos.
- p) Gas licuado de petróleo (GLP). Mezcla de propano y butano en diferentes proporciones que puede encontrarse en fase gaseosa o fase líquida. El GLP producido en las plantas de procesamiento y refinación, será considerado como derivado.
- q) Gas natural: Los hidrocarburos que se presentan en estado gaseoso, en condiciones normales de temperatura y presión.
- r) Gas natural comprimido, GNC: Como su nombre indica, es el gas natural comprimido a una presión de aproximadamente 200 atmósferas -a temperatura ambiente- para uso en los automotores como combustible, reemplazando a la gasolina o al diesel oil.
- r) Hidrocarburos: Los compuestos de carbono e hidrógeno presentes en la naturaleza, ya sea en la superficie o en el subsuelo, cualquiera sea su estado físico.
- s) Licuación o licuefacción: Es el proceso físico LNG para convertir el gas seco en líquido bajo condiciones críticas de temperatura y presión.
- t) Metano C=1: Es el elemento gasífero que tiene un carbono, sirve fundamentalmente como combustible. También sirve de materia prima para la elaboración de algunos productos petroquímicos entre los cuales podemos citar amoníaco, urea, fertilizantes, explosivos, metanol y PVC.
- u) Parcela: La unidad de medida del área del contrato de exploración-explotación. Es una superficie cuadrada de 2.500 hectáreas cuyos lados miden cinco mil metros. Sus vértices superficiales están determinados mediante coordenadas de la Proyección universal y transversal del Mercator (UTM) referidos al sistema geodésico internacional WGS'84. Cada parcela está identificada por el número de la carta geográfica nacional y por un sistema matricial de cuadrículas petroleras establecido por el Ministerio de Hidrocarburos.
- v) Petróleo: Los hidrocarburos líquidos en condiciones normalizadas de temperatura y presión. Esta denominación abarca a la mezcla de hidrocarburos líquidos obtenidos en los procesos de separación del gas asociado o del condensado.
- w) Petroquímica: Es la transformación de los hidrocarburos mediante la separación o extracción de sus componentes básicos. Esos componentes: Metano, etano, propano, butano, pentano y superiores, mediante procesos químicos, se convierten en productos derivados del petróleo, de ahí su denominación de petroquímicos.

Petroquímica básica: Es la que, partiendo de los hidrocarburos gaseosos, efectúa una primera transformación química. Son derivados de la petroquímica básica, principalmente, los siguientes productos: Amoníaco, etileno, propileno, butileno, los cuales sirven, además, de materia prima básica para la obtención de compuestos más complejos destinados a posteriores procesos, por ello son denominados materias primas intermedias.

Petroquímica intermedia: Trata la materia prima básica, derivada de la petroquímica básica, para transformarla en nuevos derivados petroquímicos los cuales pueden constituirse en productos finales,

o materia prima intermedia para procesos químicos y físicos posteriores, con los cuales se obtienen los productos petroquímicos finales.

Petroquímica final: Procesa la materia prima intermedia obtenida en la petroquímica intermedia, mediante tratamientos específicos en cada caso, calóricos y térmicos en presencia de catalizadores, obteniendo productos de uso común tales como tuberías, envases rígidos, envases flexibles, vestimentas, pinturas, llantas, cuerinas, teléfonos, televisores, etc., denominados en el lenguaje común con el calificativo genérico de “plásticos”, aparte de otros miles de productos.

- x) Recuperación primaria: Corresponde a la producción inicial de los hidrocarburos con la energía natural y propia del yacimiento, al agotarse esa energía, se aplican métodos de extracción como el bombeo mecánico o la impulsión con gas.
- y) Recuperación secundaria: Para mejorar la recuperación de los hidrocarburos líquidos se requiere inyectar energía externa al propio yacimiento, en la capa productora, ya sea gas a alta presión o agua en los flancos del yacimiento. Se complementa con fracturamiento y acidificación de la roca productora.
- aa) Recuperación mejorada: En yacimientos agotados es posible aplicar sistemas sofisticados como combustión in situ, inyección de polímeros para romper tensiones superficiales del petróleo y del agua salada, así como otros métodos para recuperar hidrocarburos residuales.
- bb) Refinación: El conjunto de procesos que convierten los hidrocarburos, de su estado natural, en los productos genéricamente denominados carburantes: Combustibles líquidos o gaseosos, gasolina, naftas, kerosén, jet fuel, diesel oil, fuel oil, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos,
- cc) Regalía. Es el pago por el uso y aprovechamiento de los recursos naturales no renovables. No constituye un impuesto.
- dd) Regasificación. El proceso físico para convertir al gas natural licuado GNL nuevamente en gas, bajo condiciones normales de temperatura y presión.
- ee) Reservorio. Son estructuras geológicas (Sinclinales) constituida por rocas del Devónico, con características especiales de permeabilidad y porosidad, con capacidad de asimilar y almacenar productos líquidos, semilíquidos o gaseosos provenientes de materia orgánica, generando su transformación en hidrocarburos, en condiciones dadas de presión, temperatura, profundidad y tiempo (millones de años).
- ff) Termoeléctrica: Es la planta generadora de electricidad con rotores movidos por energía mecánica, producida por hidrocarburos.
- gg) Transporte: El conjunto de diversos medios e instalaciones auxiliares utilizados para trasladar o conducir en forma ininterrumpida de un lugar a otro, hidrocarburos o sus derivados. Cuando se utilizan tuberías como elemento principal de transporte de gases, aquellas se denominan gasoductos; si se transporta líquidos oleoductos y si se transporta productos derivados poliductos.
- hh) Unidad de trabajo: Se entiende por unidad de trabajo la obligación de trabajo por un valor de 5.000 \$us. Este equivalente en trabajo de 5.000 \$us se aplica en geología, prospección sísmica, otros métodos de investigación específicos y en perforación exploratoria.
- ii) Yacimiento: Es un campo donde existe petróleo y/o gas y el cual produce, en condiciones comerciales, hidrocarburos líquidos o gaseosos.

jj) Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos “YPFB”: Es una institución estatal con autarquía , integrada en las diferentes etapas de la industria . Una Ley especial normará su organización, operación y funcionalidad en consonancia con las funciones asignadas al Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

kk) Zonas tradicionales: Son las que cuentan con:

- a) Vasta información geológica y geofísica,
- b) Existencia de yacimientos petrolíferos en producción comercial.

ll) Zonas no tradicionales. Por pasiva, zonas no tradicionales son aquellas en las cuales no hay suficiente conocimiento geológico-geofísico pero sí la presencia aislada de hidrocarburos, lo cual constituye excelente indicio.

TÍTULO II POLÍTICA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

Artículo 8°. El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá responder a una Política Nacional de Hidrocarburos, definida por el Estado en función de los altos intereses nacionales y de la promoción del desarrollo integral del país con plena autodeterminación.

Artículo 9°. El Estado determina la Política Nacional de Hidrocarburos dentro del marco de los planes nacionales de desarrollo económico, social y político de la República. El Poder ejecutivo presentará una propuesta para la Política nacional de hidrocarburos estructurada por quinquenios, la misma que será remitida al Parlamento para su aprobación legal. El Poder ejecutivo queda encargado de su ejecución a través del Ministerio de Minería e Hidrocarburos como organismo regulador, supervisor y fiscalizador, y a través de YPFB como ente ejecutor.

Artículo 10°. Constituyen objetivos generales de la Política Nacional de Hidrocarburos:

- a) Velar por el cumplimiento de las disposiciones constitucionales en materia de hidrocarburos.
- b) Ejercer control y dirección efectivas, por parte del Estado, sobre la actividad hidrocarburífera en resguardo de la soberanía política y económica de la República.
- c) Generar recursos económicos para sostener, ampliar y profundizar un proceso sostenido de desarrollo económico y social de la República, con miras a superar la actual estructura económica dependiente.
- d) Desarrollar y fortalecer a YPFB como la empresa estatal encargada de ejecutar la Política Nacional de hidrocarburos, para garantizar el aprovechamiento soberano de su riqueza hidrocarburífera.
- e) Garantizar a corto, mediano y largo plazo la autosuficiencia energética del país y la satisfacción adecuada de las crecientes necesidades nacionales en la materia, tanto en el sector doméstico como en el industrial.
- f) Priorizar la industrialización de los hidrocarburos en el país, tanto para el mercado interno como para la exportación.
- g) Exportar hidrocarburos, como materia prima y/o productos industrializados y petroquímicos, dentro de un marco de acuerdos binacionales o multinacionales de integración energética, económica y política.

CAPÍTULO 2 REGULACIÓN Y FISCALIZACIÓN

SECCIÓN I ÓRGANO REGULADOR, SUPERVISOR Y FISCALIZADOR

Artículo 11°. Se elimina la Superintendencia de hidrocarburos, transfiriéndose su infraestructura de fiscalización y archivos al Ministerio de Minería e Hidrocarburos y YPF. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos controlará las actividades hidrocarburíferas en toda la cadena productivo-mercadotécnica. Los funcionarios cesantes de la Superintendencia de Hidrocarburos pueden acogerse a la jubilación o ingresar a YPF, de justificarse su incorporación, y siempre que no se encuentren dentro de los impedimentos señalados por Ley.

Artículo 12°. El Ministerio de minería e hidrocarburos normará y fiscalizará las actividades del sector de hidrocarburos por medio de la Dirección General de Hidrocarburos. Para el efecto, son atribuciones del Ministerio de Minería e Hidrocarburos:

- a) Elaborar, en coordinación con YPF, la Política Nacional de Hidrocarburos y sus planes quinquenales. Velar por la ejecución y el cumplimiento de tal política, aprobando los planes específicos de su ejecución.
- a. Regular y normar todos los aspectos inherentes a la adecuada implantación de la presente Ley y a la ejecución del Plan Nacional de Hidrocarburos.
- c) Supervisar el cumplimiento de disposiciones legales y normas vigentes, en materia de hidrocarburos -particularmente del "Régimen contable para la industria petrolera", integrante de la presente Ley- por parte de YPF, de las empresas de sociedad de economía mixta, de las empresas signatarias de los contratos de operación y de las firmantes de los contratos de prestación de servicios petroleros.
- d) Establecer un registro de las sociedades de economía mixta, de las empresas contratistas de operación y de las empresas de servicios petroleros, así como de los correspondientes contratos, aprobando las licencias necesarias de funcionamiento y operación.
- e) Fiscalizar las actividades de YPF así como el cumplimiento de los contratos de sociedad de economía mixta, de los contratos de operación y de los de prestación de servicios petroleros, a través de la Unidad de Fiscalización.
- f) Precautelar que las operaciones de explotación se realicen bajo conceptos y normas establecidas para una racional conservación de las reservas de hidrocarburos del país, vigilando el mantenimiento de las relaciones de reservas y producción establecidas por la política energética del supremo gobierno.
- g) Cuidar que las operaciones petrolíferas se efectúen de acuerdo a normas de alta técnica y eficiencia, procurando una recuperación y procesamiento óptimos de los hidrocarburos.
- h) Fiscalizar el cumplimiento de los contratos de operación y la participación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en sociedades de economía mixta conforme al régimen contable a aprobarse con carácter obligatorio.
- i) Establecer un registro de las empresas de sociedad de economía mixta, de las empresas signatarias de los contratos de operación y de las firmantes de los contratos de prestación de servicios petroleros así como de sus correspondientes contratos aprobando las licencias de funcionamiento necesarias. Esta documentación estará a disposición de la ciudadanía nacional.

- j) En función de la aplicación del “Régimen Contable para la Industria Petrolera” -parte integrante de la presente Ley- aprobar los costos y precios determinados por YPFB, por las empresas de sociedad de economía mixta y por las empresas signatarias de los contratos de operación, para todos los productos en boca de pozo y a la salida de las refinerías, explicitando los precios sobre los cuales calcula regalías e impuestos.
- k) En función de la aplicación del “Régimen Contable para la Industria Petrolera” -parte integrante de la presente Ley- proponer al consejo de ministros precios de los productos refinados y de los derivados hidrocarburíferos para el consumo interno. Esos precios serán fijados mediante Decreto Supremo de acuerdo a los requerimientos de la política económica nacional.
- l) Sancionar el incumplimiento de disposiciones legales y normas en materia de hidrocarburos por parte de Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos y/o los contratistas.
- ll) Establecer las tarifas de transporte por oleoductos, gasoductos y poliductos mediante Resolución Ministerial.
- m) Patrocinar y/o realizar estudios económicos y técnicos con referencia a los asuntos de su competencia, recabando para este fin toda la información pertinente y llevando las estadísticas del desarrollo y evolución del sector de hidrocarburos.
- n) Conocer en grado de apelación y de revisión -definiendo en última instancia- las controversias que surjan entre los particulares y Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos sobre indemnización por expropiaciones y constitución de servidumbres.
- o) Establecer normas en todo lo referente a la determinación de límites de áreas, estructuras comunes, caminos de penetración, pistas de aterrizaje y otros medios comunes de utilización y resolver en única instancia las controversias que pudieran surgir al respecto.
- p) Reglamentar y fiscalizar la comercialización de los hidrocarburos, sus productos y subproductos para el mercado interno.
- q) Aprobar las licencias de funcionamiento de los establecimientos dedicados al comercio de los derivados de hidrocarburos en el mercado nacional, de conformidad a reglamentos.
- r) Autorizar el ancho de derecho de vía para el paso de oleoductos, gasoductos o poliductos en un máximo de 25 metros en total, debiéndose cumplir las normas y reglamentos inherentes a la protección del medio ambiente.
- s) Elaborar información estadística con relación a los aspectos técnicos, económicos, financieros, bajo los principios de transparencia y veracidad, los cuales deberán ser difundidos a través de los medios de comunicación disponibles.

Artículo 13°. Las atribuciones señaladas deben estar en correspondencia con las facultades concedidas a YPFB preservando su autarquía e independencia económica del TGN.

SECCIÓN ii

JUNTA DE CONTROL Y FISCALIZACIÓN

Artículo 14°. Se crea la Junta de control y fiscalización, dependiente de YPFB a través de las gerencias de exploración y explotación, encargada de ejercer dicho control y fiscalización en las empresas de sociedad de economía mixta y en las empresas signatarias de los contratos de operación.

Artículo 15°. La Junta de control y fiscalización deberá ejercer sus funciones, principalmente, en los ámbitos de los planes operativos anuales, las inversiones requeridas, el seguimiento de las operaciones de campo, el control y certificación de las reservas de hidrocarburos y de la producción, así como la entrega de las regalías e impuestos.

Artículo 16°. La Junta de control y fiscalización deberá elaborar informes semestrales de carácter público sobre los resultados de su trabajo.

CAPÍTULO 3 EJECUCIÓN DE LA POLÍTICA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SECCIÓN I MODALIDADES DE EJECUCIÓN DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS

Artículo 17°. El Estado boliviano -conforme lo determina la Constitución Política del Estado, leyes y otras disposiciones legales pertinentes- planifica, dirige, ejecuta, regula, controla y fiscaliza toda la actividad hidrocarburífera del país.

Artículo 18°. La ejecución de la Política Nacional de Hidrocarburos, comprende -de manera enunciativa general y no limitativa- las siguientes fases:

- ☞ Fase de **prospección o exploración**.
- ☞ Fase de **producción o extracción**.
- ☞ Fase de **refinación (y/o industrialización)**.
- ☞ Fase de **comercialización (o mercadotécnica)**.

Artículo 19°. Queda abolido el régimen de concesiones en materia de hidrocarburos. La ejecución de la Política Nacional de Hidrocarburos, en todas sus fases adopta las siguientes modalidades:

- a) Ejecución directa por parte del Estado, a través de YPFB.
- b) Ejecución mediante empresas de sociedad mixta, entre el Estado representado por YPFB y empresas privadas, nacionales y/o extranjeras.
- c) Ejecución mediante contratos de operación suscrito entre el Estado representado por YPFB y empresas privadas, nacionales y/o extranjeras.
- d) Los contratos de prestación de servicios petroleros constituyen apoyo complementario, específico y temporal, a la ejecución de actividades concretas de YPFB, de las empresas de sociedad de economía mixta y de las empresas signatarias de los contratos de operación.

Artículo 20°. Las personas que desempeñen funciones en el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos o en sus empresas dependientes, el cónyuge, los hermanos, los ascendientes y descendientes en primer grado, no podrán ser socios ni directivos de empresas que celebren cualquier tipo de contrato con YPFB. Tampoco podrán serlo las personas que sean o hayan sido dueños socios de empresas petroleras en los últimos 5 años antes de cumplir funciones en entidades estatales.

Artículo 21°. El contratista no podrá subrogar total o parcialmente sus obligaciones y derechos contractuales, salvo consentimiento expreso por escrito otorgado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y aprobado mediante Ley.

Artículo 22°. Los contratos estipulados bajo las prescripciones de esta Ley incorporarán, necesariamente, bajo pena de nulidad, cláusulas de seguridad estableciendo las causas de desvinculación contractual, así como el régimen de resarcimiento de daños y perjuicios por incumplimiento de las obligaciones contraídas.

SECCIÓN II

EJECUCIÓN DIRECTA DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS POR PARTE DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

Artículo 23°. Se asigna a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos -YPFB-, de acuerdo al artículo 139° de la Constitución Política del Estado -CPE-, las responsabilidades inherentes al despliegue de todas las fases de la cadena de producción y comercialización para los hidrocarburos presentes en territorio boliviano.

Artículo 24°. Las actividades inherentes a todas y a cada una de esas fases podrá efectuarlas por sí o mediante contratos de sociedades de economía mixta o contratos de operación con empresas petroleras nacionales o extranjeras, participando directamente, o en sociedades de economía mixta, en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera, en la toma de decisiones sobre los mercados de exportación, la calidad del gas, el establecimiento de precios y la determinación de volúmenes, de conformidad a lo dispuesto en la presente Ley.

Artículo 25°. Las operaciones realizadas por sí, directamente por YPFB, en todas las fases de la cadena productiva-mercadotécnica, tienen las siguientes fuentes de financiamiento.

- a) La participación que le corresponde en los impuestos fijados por normas jurídicas vigentes.
- b) Las utilidades obtenidas en las unidades técnico-económicas bajo su administración directa por la ejecución de las diferentes fases productivo-mercadotécnicas de la industria hidrocarburífera nacional.
- c) Las utilidades obtenidas en las sociedades de economía mixta en las cuales participe.
- d) La participación que le corresponda en todos los contratos de operación firmados por YPFB; participación definida en cada uno de ellos dentro de los marcos de la presente Ley y otras disposiciones pertinentes.

Artículo 26°. En la industria petroquímica, YPFB participará directamente y/o en sociedades de economía mixta; en este caso, dependiendo de las características técnicas del proyecto, se negociará la participación accionaria mayoritaria o igualitaria.

Artículo 27°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos está facultado, en forma enunciativa y no limitativa, para:

- a) Realizar todo género de investigaciones y pruebas exploratorias para el descubrimiento de hidrocarburos, en cualquier parte del territorio nacional.
- b) Explotar los hidrocarburos y sustancias que los acompañan -situados en el territorio nacional- cualquiera sea el estado físico en que se encuentren.
- c) Refinar, procesar e industrializar hidrocarburos.
- d) Instalar plantas petroquímicas, de fertilizantes y explosivos.
- e) Instalar plantas de licuefacción LNG y de transformación de gas a líquido GTL.
- f) Transportar mediante poliductos, oleoductos, gasoductos u otros medios los hidrocarburos en estado natural, semi-elaborados o elaborados y los productos y sub-productos de los mismos.
- g) Construir caminos, sendas, andariveles, embarcaderos, puentes y cualquier otro tipo de vías que le permitan el acceso a sus centros de trabajo, así como cualquier obra necesaria para sus operaciones.
- h) Almacenar y comercializar los hidrocarburos y sus derivados.

- i) Importar equipos, herramientas y toda clase de materiales necesarios para sus operaciones, así como productos o derivados del petróleo y gas que no sea posible producir en el país, con liberación de impuestos nacionales y departamentales.
- j) Vender y exportar los hidrocarburos en su estado natural, semi-elaborados, elaborados y sub-productos de los mismos, sin excepción alguna, considerando los planes nacionales de producción, industrialización en territorio nacional y comercialización, así como los requerimientos del mercado interno, el cual debe ser satisfecho antes de la exportación, particularmente en el rubro de materia prima para la industrialización.
- k) Instalar y operar sus propios sistemas de transporte marítimo, lacustre, terrestre y aéreo, así como de comunicaciones por radio, teléfono y otras formas que considere necesarias.

Artículo 28°. La ejecución directa por parte de YPFB, como empresa autárquica, obliga al cumplimiento, por parte de dicha entidad, de todas las disposiciones legales vigentes, particularmente las relacionadas con al pago de los aportes al seguro social y otras cargas sobre las remuneraciones. Esta obligación rige también para las otras modalidades de ejecución.

Artículo 29°. YPFB organizará, para el mejor cumplimiento de su participación directa en todas las fases productiva-mercadotécnicas de la industria hidrocarburífera boliviana, las unidades operativas necesarias, cada una de las cuales deberá tener su propia administración y llevar su propia contabilidad, de manera tal de poder establecer sus respectivos niveles de rentabilidad, competencia, eficiencia y eficacia.

Artículo 30°. Para la ejecución de cualquier proyecto hidrocarburífero, éste deberá estar contemplado en el Plan Nacional de Hidrocarburos y guardar relación con los planes de desarrollo regionales. Asimismo las comunidades involucradas en dichos proyectos participarán de su aprobación de acuerdo a normas establecidas en el Decreto reglamentario correspondiente.

Artículo 31°. La eficiencia empresarial de YPFB deberá posibilitar costos razonables de producción, los cuales se reflejarán, prioritariamente, en precios finales bajos de sus derivados para el consumidor boliviano y en la generación de importantes excedentes monetarios para el erario nacional y utilidades valiosas para la expansión del ente petrolero estatal.

Artículo 32°. El 20% de las utilidades de YPFB servirán para cancelar una bonificación anual a todos los ciudadanos bolivianos que hubieran cumplido 60 años de edad hasta el 31 de diciembre del 2000. El monto individual -igual para todos los beneficiarios- se calculará dividiendo el monto total del referido 20 %, entre el número de beneficiarios que cobraron en la gestión anterior. Este bono será cancelado directamente por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Artículo 33°. Corresponde a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, con carácter exclusivo, el transporte de los hidrocarburos y sus derivados dentro del territorio nacional mediante oleoductos, gasoductos y poliductos, así como la refinación destinada al mercado interno por sí o por sociedades de economía mixta.

Artículo 34°. Para los fines de explotación directa por YPFB, mediante sociedades de economía mixta o a través de contratos de operación, considera descubrimiento comercial la combinación de factores técnicos, financieros y de mercado, que hagan rentable y favorable la explotación de un determinado yacimiento.

SECCIÓN iii

EJECUCIÓN POR MEDIO DE TERCEROS

Artículo 35°. Cuando así convenga al interés nacional y en cumplimiento de la política de hidrocarburos del Estado, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos podrá ejecutar una o varias fases de la operación

petrolera asociada con terceros, o contratar servicios petroleros especializados, para ciertos proyectos específicos o parte de los mismos. La ejecución de dichas fases podrá efectuarse por medio de contratos de sociedad de economía mixta, contratos de operación o contratos de servicios petroleros. Dichos contratos podrán ser firmados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado.

Artículo 36°. Los contratos para sociedades de economía mixta y los contratos de operación, con empresas extranjeras, deberán ser aprobados por Ley, como lo establece el artículo 59°, inciso 5° de la Constitución Política del Estado, previa licitación y posterior firma por parte de YPFB a nombre y en representación del Estado boliviano.

Artículo 37°. La firma de los contratos de prestación de servicios hidrocarburíferos corresponde a la responsabilidad administrativa de las correspondientes instancias de YPFB.

Artículo 38°. Cualquiera que fuese la forma y objeto del contrato, el contratista no adquirirá derechos propietarios sobre las reservas de hidrocarburos existentes o por descubrirse. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos no podrá, bajo pena de nulidad, transferir ni afectar los derechos originarios, que por precepto constitucional pertenecen a la Nación.

Artículo 39°. Las relaciones contractuales emergentes de los contratos de operación, de empresas de economía mixta y de contratos de servicios petroleros están sujetas a las leyes bolivianas, debiendo los contratistas y/o socios cumplir con todas las disposiciones legales vigentes en el país y someterse a las autoridades, tribunales y jueces de la República. Ninguna empresa, nacional o extranjera, privada o mixta podrá acudir a tribunal o arbitraje alguno de origen extranjero, debiendo renunciar a toda reclamación diplomática. Las diferencias entre partes que no pudieran ser resueltas de común acuerdo, serán sometidas a la jurisdicción boliviana y, en su caso, a un arbitraje nacional, el cual deberá estar especificado en el contrato respectivo.

Artículo 40°. Las empresas que suscriban contratos en virtud de la presente Ley, gozan de la garantía del Estado para la libre disponibilidad de sus divisas -provenientes de sus ingresos de exportación-, asimismo, el Estado garantiza la libre convertibilidad de sus ingresos por las ventas a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y a terceros, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley y de conformidad a los artículos 5° y 6° de la Ley 1.182 de 17 de septiembre de 1990.

Artículo 41°. Toda persona jurídica que celebre contratos de economía mixta o de operación con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, estará obligada a:

- a) Constituir domicilio en el país y designar representante legal con sujeción al Código de Comercio.
- b) Prestar garantía suficiente de cumplimiento de contrato, aceptada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Esta garantía puede ser dada por la casa matriz.
- c) Proporcionar a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, toda la información técnica y económica que obtenga como consecuencia de la ejecución del contrato, especialmente en lo referente a las fases de exploración y explotación.
- d) No facilitar a terceros ninguna información o documentos, ni revelar secretos industriales referidos a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y a sus actividades, si no es con autorización expresa o específica de esta entidad, bajo pena de la resolución del contrato.
- e) Permitir, durante la ejecución del contrato, el entrenamiento o pasantía de estudiantes y egresados de las universidades bolivianas, relacionados con la industria de hidrocarburos, en las condiciones que se acuerden en los respectivos contratos.

- f) Emplear personal boliviano, de conformidad a lo establecido por la Ley General del Trabajo y disposiciones legales conexas, cumpliendo el régimen de seguridad social vigente en Bolivia.
- g) Adoptar medidas de seguridad industrial, cumpliendo las disposiciones y normas nacionales vigentes así como las de aceptación internacional.
- h) Someterse y adoptar todas las normas y procedimientos establecidos por la autoridad competente, para evitar la contaminación del medio ambiente y la alteración del equilibrio ecológico en las áreas de contrato y de transporte. En su caso se aplicarán las sanciones establecidas por el Estado al efecto.

Artículo 42°. Aquellas personas que desempeñen funciones en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, o en sus empresas dependientes, el cónyuge, los hermanos y los ascendientes y descendientes en primer grado, no podrán ser socios ni directivos de empresas que celebren cualquier tipo de contrato con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Artículo 43°. El contratista no podrá subrogar o transferir total o parcialmente sus obligaciones y derechos contractuales, salvo consentimiento expreso por escrito dado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y aprobado mediante Ley.

Artículo 44°. Los contratos suscritos bajo las prescripciones de esta Ley, estipularán necesariamente, bajo pena de nulidad, cláusulas de seguridad estableciendo los motivos de desvinculación contractual, así como el régimen de resarcimiento de daños y perjuicios por incumplimiento de las obligaciones contraídas, en favor de YPFB.

Artículo 45°. Cuando se proceda a la resolución de cualquiera de los contratos previstos en esta Ley - de operación o sociedad de economía mixta- por conclusión del plazo convenido o por incumplimiento del contratista o socio mixto, se procederá en la siguiente forma:

- Si la resolución del contrato se produjera en la etapa de exploración, el contratista o socio devolverá a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, el área del contrato y le entregará sin costo alguno las instalaciones de los pozos, los campamentos y obras de infraestructura que se encuentren dentro del área de contrato.
- Si la resolución del contrato se produjera durante y/o la conclusión del período de explotación, el contratista o socio devolverá a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos el área de contrato y le entregará, sin costo alguno, la totalidad de las instalaciones de los pozos, plantas, redes de recolección y equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles adquiridos o construidos para los fines del contrato por el contratista o socio dentro del área de contrato.

Artículo 46°. El aprovechamiento de los depósitos superficiales de asfalto y esquistos bituminosos, está sujeto a cláusulas especiales a determinarse en cada contrato.

SECCIÓN iv

CONTRATOS DE OPERACIÓN

Artículo 47°. Contrato de operación es aquel por el cuál el contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, las operaciones correspondientes a una o más actividades de las fases de exploración y/o explotación dentro del área materia del contrato. En caso de ingresarse a la fase de explotación, se aplicará el sistema de regalías, impuestos y demás formas de tributación establecidas por la presente Ley.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, no estará obligada a efectuar inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados relacionados con el contrato, debiendo ser exclusivamente el contratista quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros elementos requeridos para el fiel y estricto cumplimiento del contrato.

Artículo 48°. El área objeto del contrato consistirá en una extensión superficial no mayor a 250.000 hectáreas (100 parcelas) en la zona tradicional y no mayor a 750.000 hectáreas (300 parcelas) en la zona no tradicional, sin solución de continuidad.

Artículo 49°. Cada año Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, preparará las áreas o las zonas que serán objeto de licitación pública internacional y abrirá toda la información geológica de los lotes en licitación. Se otorgará el contrato a la empresa que oferte mejores condiciones y características de exploración, calificada por el mayor número de unidades de trabajo ofertadas por área requerida.

Artículo 50°. El plazo máximo de duración de todo contrato de operación será de 30 años, computables a partir de la fecha de su suscripción.

Artículo 51°. Dentro de los primeros cinco años de vigencia del contrato, considerados de exploración, el contratista está obligado a cumplir un programa ininterrumpido de prospección, de acuerdo a las unidades de trabajo comprometidas. Podrá otorgársele una ampliación de exploración de dos años en la zona tradicional y cuatro años en la no tradicional. La extensión del período de exploración no modificará la duración del contrato.

Artículo 52°. Concluido el período exploratorio, o en un lapso menor a opción del contratista, éste seleccionará el área de explotación. El área seleccionada podrá contener uno o varios yacimientos, los mismos podrán o no tener solución de continuidad.

Artículo 53°. El contratista que hubiera descubierto un yacimiento en la zona no tradicional tiene 12 meses para declararlo comercial y 36 meses para iniciar la producción.

Artículo 54°. Los contratos de operación podrán incorporar previsiones para que el contratista financie y construya las líneas de transporte consideradas como necesarias –para las fases de exploración y explotación– pudiendo incluir este monto invertido en sus costos directos de operación.

Artículo 55°. Sí el contratista, antes de haber cumplido parcial o totalmente las obligaciones contractuales del período exploratorio, decidiese no continuar el contrato, o si vencido el período exploratorio no hubiese cumplido parte o la totalidad de las obligaciones contractuales, pagará a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, el monto correspondiente a los trabajos programados y no realizados de acuerdo a las estipulaciones del contrato.

Artículo 56°. Una vez iniciada la producción, el contratista está obligado a entregar a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos la totalidad de la producción obtenida, con la única excepción de los volúmenes efectivamente utilizados en producir los mismos. Dicha entrega se efectuará en un lugar del propio campo de producción y bajo las condiciones de medición estipuladas en el contrato. El lugar se denomina también boca de pozo.

Artículo 57°. Recibida la producción total del contratista por YPFB ésta, en su carácter de agente de retención de los impuestos y regalías de ley, procederá a retener los volúmenes correspondientes al pago de esos tributos según los artículos pertinentes de la presente ley.

Artículo 58°. Una vez descontados los volúmenes correspondientes a los impuestos y regalías, YPFB entregará el saldo de la producción al contratista, volumen representativo de la retribución estipulada en el contrato. Esta retribución neta constituye el único pago al contratista por sus operaciones; en el respectivo

contrato deberá indicarse claramente, en forma literal y numérica, el porcentaje fijado -respecto del total de la producción- para cubrir la retribución referida.

Artículo 59°. YPFB será el beneficiario del saldo de hidrocarburos resultantes después de retener los impuestos y regalías del total de la producción y de la entrega de la retribución neta al contratista. Dicho saldo es libre de costos, los cuales serán asumidos por el contratista.

Artículo 60°. El contratista podrá disponer libremente -para exportación- de los volúmenes de hidrocarburos que le corresponden por retribución neta de acuerdo al contrato y determinados físicamente por YPFB en boca de pozo, con la única excepción de abastecer al mercado interno cuando así lo determine el Ministro de Hidrocarburos, en las proporciones, lugar y precios fijados al efecto.

Artículo 61°. Las operaciones de exploración y subsiguiente explotación del contratista serán supervisadas por una Junta de control integrada por tres representantes de YPFB y tres del contratista. Esta Junta tendrá la fiscalización del Ministerio de Energía e Hidrocarburos y comenzará a funcionar tan pronto como se suscriba el contrato y de acuerdo a lo estipulado en el mismo.

Artículo 62°. Las atribuciones de la Junta de control serán básicamente las siguientes:

- a) Aprobar todos los presupuestos y programas de trabajo complementarios a los contenidos en el Plan anual de actividades.
- b) Acordar los métodos y procedimientos a ser empleados por el contratista para el eficaz desarrollo de las operaciones.
- c) Formular las recomendaciones que fueren convenientes con relación al manejo económico y financiero de las operaciones.
- d) Garantizar la obtención por parte del contratista de los informes y documentos necesarios para el cumplimiento del contrato en todas sus etapas.
- e) Controlar y fiscalizar las inversiones y los costos de producción.
- f) Controlar la correcta aplicación del Régimen Contable, de uso obligatorio para los contratistas y complemento de las auditorías técnicas, económicas y financieras.

Artículo 63°. El contratista que considere no haber encontrado volúmenes rentables podrá convenir con Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos, la ampliación del período de exploración por un tiempo adicional no mayor a cuatro años.

Artículo 64°. El contratista que hubiera cumplido todas sus obligaciones contractuales de exploración, dentro de los términos fijados, podrá dar por terminada la vigencia del contrato sin sanción o responsabilidad ninguna, en cualquier momento previo a la fecha de iniciación del periodo de explotación.

Artículo 65°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, como agente de retención -en representación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos- liquidará los impuestos y regalías en dinero al Tesoro General de la Nación y a los departamentos productores y no productores -en los porcentajes fijados por la presente Ley-; también entregará al contratista -en especie- la retribución neta correspondiente.

Artículo 66°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, contabilizará, liquidará y pagará en forma separada los volúmenes retenidos por concepto de impuesto nacional y de regalías, de acuerdo a cada contrato, cuyos comprobantes y certificados de pago serán entregados a los contratistas.

Artículo 67°. El contratista está facultado a construir y operar por su cuenta y riesgo dentro del área materia del contrato, todo tipo de instalaciones que considere necesarias para la exploración y explotación de hidrocarburos, observando las normas de preservación del medio ambiente.

Artículo 68°. El contratista proporcionará al Ministerio de Energía e Hidrocarburos, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, toda la información sobre la existencia de riquezas mineras, hídricas y otras, obtenidas como resultado de sus operaciones.

Artículo 69°. En los pozos en los cuales no se encuentre petróleo y se planea abandonarlos, el contratista deberá cementar las zonas acuíferas para la producción de agua, debiendo entregar dichos pozos a YPFB quien los transferirá a la Prefectura del departamento productor para su explotación.

Artículo 70°. En el caso de contratos de operación para el desarrollo y explotación de campos descubiertos previamente, el contrato pertinente deberá establecer la compensación a YPFB por los gastos de exploración y habilitación realizados.

Artículo 71°. Los contratos de operación podrán tener la opción de constituir sociedad de economía mixta con YPFB, en cualquier etapa de su aplicación.

Artículo 72°. Los contratistas no podrán enajenar, gravar o retirar durante el tiempo de vigencia del contrato, parte alguna de los bienes arriba mencionados, sin autorización del Ministerio de Minería e Hidrocarburos. La negligencia, el descuido y el dolo en la conservación de los bienes referidos, propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Artículo 73°. El contratista no podrá subrogar o transferir total o parcialmente sus obligaciones y derechos a terceros, sin autorización previa del Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Artículo 74°. A la terminación del contrato de operación, por cumplimiento del plazo o por incumplimiento del contrato o de la presente Ley, se procederá a la restitución ipso facto de las áreas de contrato a YPFB y le entregará, sin costo alguno, la totalidad de las instalaciones de los pozos, plantas de diversa índole, redes de recolección y equipos, herramientas, maquinarias, otras instalaciones, muebles e inmuebles que hubieran sido adquiridos o construidos para los fines del contrato y que el contratista tenga dentro del área del contrato.

Artículo 75°. Las diferencias entre las partes, no resueltas de común acuerdo, serán sometidas a arbitraje regulado por la Cámara de Comercio de Bolivia.

SECCIÓN V SOCIEDADES DE ECONOMÍA MIXTA

Artículo 76°. Contrato de Sociedad de economía mixta es aquel por el cual YPFB podrá realizar las fases de prospección, exploración, producción, refinación para la exportación, industrialización en todas sus formas y exportación de productos derivados, en forma asociada con terceros, de acuerdo a los términos de la presente Ley.

Artículo 77°. Las sociedades de economía mixta se constituirán, preferentemente, con una participación del 51 % o más de YPFB, quien aportará su alícuota en dinero o en especie. Estos contratos serán aprobados por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos si el socio es boliviano y por el Poder Legislativo si es extranjero.

Artículo 78°. La constitución de sociedades mixtas en las cuales YPFB tenga una participación menor al 50 % merecerá necesariamente la aprobación mediante Ley expresa motivada.

Artículo 79°. En los contratos de operación con opción a la constitución de sociedad de economía mixta con YPFB, se constituirá la sociedad mixta a sola opción y voluntad de YPFB, en cualquier etapa de aplicación del contrato.

Artículo 80°. Cuando YPFB tenga campos descubiertos y/o desarrollados y requiera asociarse para desarrollar y explotar los primeros o llevar adelante operaciones de recuperación mejorada en los segundos, la sociedad de economía mixta deberá establecer la compensación a YPFB por la parte que corresponda a gastos de exploración y otros, realizados con anterioridad.

Artículo 81°. Al constituirse la sociedad de economía mixta, en los contratos de operación con opción a la constitución de sociedad de economía mixta, YPFB se obliga a rembolsar al socio, en dinero o en producto, la cuota parte de los costos directos cubiertos por él en la fase de exploración. Se entiende por costos directos de exploración, las erogaciones monetarias en la prospección del área del contrato así como los costos y gastos de la perforación de los pozos exploratorios que hayan descubierto y delimitado el yacimiento de hidrocarburos comercialmente producible. Asimismo, se reconocen los costos de terminación, equipamiento, líneas de descarga, separadores, tanques y otros. Estos costos no incluyen soporte administrativo ni técnico de la casa matriz, ni oficinas centrales del asociado.

Artículo 82°. Los contratos de sociedad de economía mixta derivados de los de operación con opción a la constitución de sociedad de economía mixta, deberán establecer claramente las alícuotas en las inversiones y costos.

Artículo 83°. En los contratos de sociedad de economía mixta los beneficios serán proporcionales a los aportes de cada socio. Los contratos correspondientes deberán establecer en forma clara la forma de la participación en esos beneficios, en volúmenes de producción y/o en dinero.

Artículo 84°. El contrato de sociedad de economía mixta contará con un directorio compuesto por siete personas, nombradas por YPFB y la empresa asociada en número proporcional a su participación. Este directorio supervisará, controlará y aprobará todas las operaciones y acciones a ejecutarse por la parte operativa.

Artículo 85°. Las partes determinarán cual de los socios asume la función de operador, la misma parte estará a cargo de la Gerencia general y de la correspondiente estructura operativa y funcional. A ese efecto, se establecerá un acuerdo de operación el cual regirá y normará en detalle los derechos y obligaciones de los socios, el relacionamiento entre ellos y el manejo conjunto de las operaciones técnicas, económicas, financieras y otras. El régimen contable oficial será de aplicación obligatoria.

Artículo 86°. La comercialización externa de gas natural será realizada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, sin embargo, cuando así convenga a los intereses del país, YPFB podrá efectuarla a través de la sociedad de economía mixta, con participación del socio, previa aprobación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, pero solo después de satisfacer los requerimientos del mercado interno.

Artículo 87°. Los socios de economía mixta no podrán enajenar, gravar o retirar durante la vigencia del contrato, ninguno de los bienes de la sociedad, detallados en los artículos correspondientes del contrato, sin autorización de YPFB y/o del Ministerio de Minería e Hidrocarburos. La negligencia, el descuido o el dolo en la conservación de los bienes referidos en dichos numerales, propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Artículo 88°. El socio no podrá subrogar o transferir total o parcialmente sus obligaciones y derechos contractuales del contrato a terceros, sin autorización previa del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

SECCIÓN vi

CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS

Artículo 89°. Contrato de servicios petroleros, es aquel por el cual Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

o el contratista de un contrato de operación y/o la sociedad de economía mixta, estipula con un tercero la prestación de un determinado servicio o la ejecución de una obra específica de índole técnica especializada. Las contrataciones de estos servicios se efectuarán de acuerdo con las disposiciones legales vigentes y reglamentación del Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Los contratos de servicios petroleros no se refieren a la ejecución de ninguna de las fases de la industria petrolera y sólo podrán cubrir tareas o actividades específicas de esas fases.

Artículo 90°. El contratista de servicios petroleros, deberá:

- a) Cumplir los requisitos establecidos en esta Ley.
- b) Acreditar calificaciones de suficiente capacidad especializada en materia de servicios petroleros.
- c) Inscribirse en el Ministerio de Minería e Hidrocarburos -además de cumplir los requisitos exigidos en el Código de Comercio- para cuyo efecto presentará la documentación que acredite su constitución legal en el país si se halla establecido en éste, o su representación legal a través de una firma nacional de servicios petroleros.
- d) Constituir una garantía fijada por la Dirección General de Hidrocarburos, en el caso de las empresas extranjeras.
- e) Facilitar la fiscalización de sus actividades por parte del Ministerio de Minería e Hidrocarburos.
- f) La Dirección General de Hidrocarburos deberá aprobar o realizar inscripción de la compañía de servicios en un plazo de 7 días hábiles como máximo.

Artículo 91°. YPFB y sus contratistas de servicios utilizarán, preferentemente, los servicios de empresas nacionales.

TITULO III DE LAS PERCEPCIONES

CAPÍTULO ÚNICO RÉGIMEN DE TRIBUTACIÓN

Artículo 92°. Los ingresos para el Estado boliviano están constituidos por las utilidades, las participaciones, los impuestos.

Artículo 93°. Se perciben utilidades en las modalidades de ejecución directa por parte de la empresa estatal y en la de empresas de sociedad de economía mixta.

Artículo 94°. El ámbito de aplicación de las percepciones, para la producción de hidrocarburos, es la boca de pozo, espacio físico donde se materializa el producto de la fase de extracción o producción.

Artículo 95°. La producción de hidrocarburos estará sujeta al pago del 50 % del valor en boca de pozo, por concepto de regalías y participación del TGN. YPFB fungirá -bajo fiscalización del Ministerio de Energía e Hidrocarburos- de agente de retención cumpliendo las prescripciones de los artículos 54°, 55°, 56° y 57° de la presente Ley.

Artículo 96°. El 50 % referido en el artículo anterior será distribuida por YPFB de la siguiente manera:

- a) Regalía a los departamentos productores equivalente al once por ciento (11 %) del valor de la producción bruta de hidrocarburos en boca de pozo.

- b) Participación para los departamentos no productores Potosí, Oruro, La Paz, Beni y Pando, uno por ciento (1 %) a cada uno de ellos, subtotal cinco por ciento (5 %).
- c) Regalía a los pueblos indígenas y originarios del dos por ciento (2 %), destinada a la creación de un Fondo de Desarrollo Indígena y Originario.
- d) El saldo del 29 % se destinará al Tesoro General de la Nación.

Artículo 97°. El saldo del valor en boca de pozo, 50 %, una vez pagadas las regalías y percepciones, se entregarán a la empresa productora, YPFB o la sociedad mixta, para cubrir los costos y utilidades y expandir sus actividades productivas.

Artículo 98°. Los impuestos a la industria hidrocarburífera, fijados por normas vigentes, comprenden:

- a) Impuesto a las utilidades en la fase de producción o extracción. La producción de hidrocarburos correspondiente tanto a la modalidad directa por parte de YPFB, como las sociedades de economía mixta y a los contratistas bajo contratos de operación, estará sujeta al pago del impuesto a las utilidades del veinticinco por ciento (25 %) sobre la utilidad bruta, el importe de dicho impuesto se entregará al Tesoro General de la Nación.
- b) Impuestos a los derivados, fijados por normas ya vigentes, los cuales comprenden:
 - b.1.) Impuesto al valor agregado -IVA- del trece por ciento, 13 %.
 - b.2.) Impuesto a las transacciones -IT- del tres por ciento, 3 %.
 - b.3.) Impuesto a los derivados del veintiocho por ciento, 28 %, aplicado en forma global a la salida de la refinería, al precio del barril compuesto. Anualmente se fijará el impuesto para cada derivado de manera que, el promedio ponderado por barril compuesto, se ajuste al precio global antes citado. El Ministerio de Energía e Hidrocarburos determinará semestralmente el impuesto global al barril compuesto y los correspondientes a los derivados.
- c) La remisión de utilidades al exterior, por parte de los socios en las empresas de economía mixta o de los contratistas, fijada por normas ya vigentes, se gravará con un impuesto del doce y medio por ciento (12,5 %), el importe de dicho impuesto se entregará al Tesoro General de la Nación.

Artículo 99°. El precio del petróleo en boca de pozo, para el cálculo de las regalías y del impuesto nacional, será el promedio mensual del West Texas International, ajustado por calidad, menos el promedio ponderado de las tarifas de transporte de los ductos bolivianos.

Artículo 100°. El precio del gas natural para esa misma valoración será el precio medio ponderado de exportación y del precio de mercado interno, ambos en boca pozo.

Artículo 101°. Por tratarse de actividades industriales, la gestión anual para efectos de este impuesto a las utilidades comprende el período entre el 1° de abril, al 31 de marzo del año siguiente.

Artículo 102°. YPFB, las empresas mixtas, las contratistas de operación y las empresas de servicio de operaciones petrolíferas están sujetas al sistema tributario en vigencia establecido en la Ley N° 843 (Texto ordenado) de 20 de mayo de 1986.

Artículo 103°. Se sustituye el texto del artículo 51° de la Ley N° 843 (Texto ordenado) por el siguiente:

“Cuando se paguen rentas de fuente boliviana a beneficiarios del exterior, se presumirá sin admitir prueba en contrario, que la utilidad neta gravada será equivalente al cien por ciento (100%) del monto total pagado o remesado. Quienes paguen o remesen dichos conceptos a beneficiarios del exterior, deberán abonar con

carácter de pago único y definitivo, el veinticinco (25 %) sobre el monto pagado o remesado, como utilidad neta gravada presunta”.

Artículo 104°. (Exención del impuesto a las transacciones). Se modifica el inciso j) del artículo 76° de la Ley N° 843 (Texto ordenado) referido a la exención del impuesto a las transacciones de la siguiente manera:
“j) La compraventa de minerales y metales en el mercado interno.

Artículo 105°. Las importaciones definitivas efectuadas por las empresas contratistas de operaciones petrolíferas, acordes con sus contratos de exploración y/o explotación con YPFB, estarán liberadas de todo pago de impuesto o gravamen. Los bienes de capital importados por las empresas petrolíferas contratadas por YPFB estarán liberados de todo impuesto o gravamen.

Artículo 106°. Las fases de refinación, industrialización, comercialización y transporte para el mercado interno, serán realizadas directamente por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y están sujetas a un régimen tributario que se aplica -en el caso de los derivados del petróleo-, al precio final de cada derivado en el punto de expendio o sea, en la boquilla del surtidor o en la válvula de salida del tanque de comercialización, según sea el producto vendido al consumidor final.

Los impuestos IVA – IT se calcularán a costos exrefinerías y al transporte, separadamente, de acuerdo al Reglamento de Precios.

Artículo 107°. El impuesto a los derivados será ajustado semestralmente en consideración a las variaciones de sus precios en moneda nacional y a la devaluación de la moneda nacional respecto del dólar estadounidense.

Artículo 108°. El gas natural destinado al mercado interno estará exento de impuestos directos para incentivar -con un precio final bajo- su uso industrial, agroindustrial, comercial, en los transportes y como gas domiciliario.

Artículo 109°. Las exportaciones de petróleo, gas natural, sus derivados y subproductos, realizadas por YPFB o las sociedades de economía mixta, quedan exentas de todo impuesto. Esta exención no comprende a las obligaciones tributarias de régimen interno contempladas en la presente Ley.

Artículo 110°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, las sociedades de economía mixta y las empresas con contratos de operación, están obligadas al pago de los aportes al seguro social y otras cargas sobre las remuneraciones establecidas en normas legales vigentes.

TÍTULO IV USO DEL SUELO Y DEL SUBSUELO

CAPÍTULO ÚNICO REGÍMENES DE EXPROPIACIÓN Y SERVIDUMBRES

Artículo 111°. Las asignaciones petrolíferas, por referirse esencialmente a trabajos en el subsuelo, no afectarán a los derechos del propietario del suelo. Empero, cuando por necesidades de la industria de hidrocarburos se precise utilizar el suelo, mediante el derecho de servidumbre, ésta tendrá preeminencia sobre cualquier derecho preexistente de terceros, relacionados con el suelo en cuestión. La servidumbre estará sujeta a indemnización conforme a Ley. Cuando se trate de la ocupación de tierras fiscales sin mejoras, no habrá lugar a indemnización.

Artículo 112°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, cuando sea necesario para sus actividades hidrocarburíferas, podrá:

- a) Expropiar terrenos de particulares y ocupar gratuitamente terrenos fiscales. Si en cualquiera de dichos

terrenos existieran mejoras realizadas por particulares, se procederá a la indemnización correspondiente. Tratándose de terrenos urbanos de particulares, habrá lugar a indemnización por expropiación, aunque no existieran mejoras. YPFB podrá tomar posesión inmediata de los bienes afectados o a expropiarse, siguiendo los trámites y procedimientos establecidos por la Ley de expropiación.

- b) Utilizar todos los materiales y elementos que se encuentren en el área donde se ejecuten las obras, indemnizando a los particulares que sufran menoscabo económico comprobado.
- c) Ocupar un ancho máximo de veinticinco metros a lo largo de las líneas de sus oleoductos, poliductos y gasoductos, pudiendo distribuirse esta extensión a ambos lados de la línea o ubicarse en uno solo, según las necesidades, debiendo procederse en todo caso a la indemnización correspondiente. Deberán cumplirse las normas y reglamentos establecidos por la Ley de protección del medio ambiente.

Artículo 113°. El régimen de expropiación y constitución de servidumbres establecido en los artículos anteriores, comprende a los predios urbanos y rurales y a sus dependencias inmediatas, incluyendo los cultivos, los bosques, los cementerios, las carreteras, las vías férreas, los aeropuertos y toda otra construcción y edificación, pública o privada, que reúna condiciones de estabilidad y permanencia.

Artículo 114°. Las indemnizaciones que procedieren por expropiación o constitución de servidumbres se fijarán de acuerdo a la Ley de expropiaciones en vigencia.

Artículo 115°. En la fijación de la indemnización por concepto de expropiación o por constitución de servidumbres se tomará en cuenta, para una compensación total o parcial, los beneficios recibidos por el propietario afectado con motivo de los trabajos hidrocarburíferos y la plusvalía de la propiedad como consecuencia de los mismos.

Artículo 116°. Yacimientos Petrolíferos Fiscales B olivianos pagará la indemnización dentro de los términos fijados en la Ley de expropiación.

Artículo 117°. La actividad hidrocarburífera que involucre a Territorios Indígenas, Tierras Comunitarias de Origen, y las diferentes Naciones Originarias deberán dar estricto cumplimiento al Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, refrendada a través de la Ley No. 1257 de 11 de julio de 1991, de acuerdo al Reglamento para expropiaciones y servidumbres relacionados con las propiedades de los comunidades y pueblos indígenas y originarios, parte constituyente de la presente Ley.

TÍTULO V INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS

CAPITULO 1 PETROQUÍMICA

Artículo 118°. Por la importancia para el desarrollo del país, se declara de prioridad nacional la instalación de plantas de separación, plantas petroquímica y otras de industrialización del gas natural en áreas estratégicas del país.

Artículo 119°. El Ministerio de Hidrocarburos y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos formularán planes quinquenales de desarrollo petroquímico nacional, con proyectos específicos orientados a satisfacer el mercado interno de productos petroquímicos esenciales y a disponer de excedentes destinados a la exportación –preferentemente a mercados regionales y del área americana.

Artículo 120°. Considerando la necesidad del desarrollo de la industria petroquímica nacional y la complejidad de ésta, YPFB podrá, en algunos casos, asociarse con empresas privadas extranjeras mediante la constitución de sociedades de economía mixta y, en otros casos, actuará directamente con la licencia de

patente, si corresponde. Se deberá incorporar las tecnologías más actualizadas en la formulación y ejecución de los proyectos, en sus procesos de elaboración e implantación de instalaciones, preservando el medio ambiente y la biodiversidad.

Artículo 121°. Las empresas dedicadas al desarrollo petroquímico estarán exentas de pagar los impuestos de importación de bienes y servicios y otros gravámenes al Servicio Nacional de Impuestos, por el lapso de cinco años a partir de su puesta en marcha.

Artículo 122°. YPFB constituirá una Unidad especializada para la ejecución y desarrollo de los Planes referidos a la industrialización del gas natural.

Artículo 123°. El Ministerio de Energía e Hidrocarburos, mediante reglamentación correspondiente, definirá los precios de transferencia de los productos petroquímicos básicos en el mercado interno, con base en los informes correspondientes de YPFB.

CAPÍTULO 2

PLAN MAESTRO PARA EL GAS NATURAL LICUEFICADO LGN Y EL TRANSFORMADO A LÍQUIDO GTL

Artículo 124°. El potencial de gas natural existente y el por descubrirse, impone la necesidad de la formulación de un Plan maestro de mediano y largo plazo, el cual tienda a cumplir el logro de los objetivos de desarrollo económico del país, acorde con el mandato constitucional del artículo 133° que a la letra dice: *“ El régimen propenderá al fortalecimiento de la independencia nacional y el desarrollo del país mediante la defensa y el aprovechamiento de los recursos naturales y humanos en resguardo de la seguridad del Estado y en procura del bienestar del pueblo boliviano ”.*

Artículo 125°. Consiguientemente el Plan maestro debe investigar, detectar y proponer los mercados, tanto regionales como los de allende los mares para el gas natural boliviano y de sus derivados líquidos, como energéticos, con sus cualidades favorables de ser limpios y no contaminantes. En esa dirección se debe alentar:

- a) El uso de procesos no tradicionales en la separación de componentes del gas.
- b) El uso de procesos no tradicionales en el transporte en fase líquida como LNG.
- c) El uso de procesos de transformación a fase líquida como GTL.
- d) La creación de incentivos fiscales y otros administrativos. Eliminar la tarifa estampilla del transporte.
- e) Motivar acciones de articulación de las empresas productoras del gas con las interesadas en el desarrollo de estos proyectos.

Artículo 126°. YPFB, como ente productivo, debe jugar un papel importante en estos nuevos proyectos: LGN y GTL. En una primera etapa, puede constituir, como socio, sociedades de economía mixta con empresas privadas -nacionales o extranjeras-, dentro de las cuales YPFB aportaría con gas natural como materia prima y fungiría como agente de retención de los impuestos y regalías, a través de la retención de los volúmenes físicos de hidrocarburos correspondientes al pago de esa tributación

Artículo 127°. Las actividades hidrocarburíferas desarrolladas dentro de los 50 kilómetros de las fronteras, se registrarán por lo dispuesto en el artículo 25° de la Constitución Política del Estado. Las personas jurídicas se registrarán por lo dispuesto en el artículo 25° de la Constitución Política del Estado. Las personas jurídicas extranjeras podrán instalar plantas de petroquímica, fertilizantes, explosivos y otros, únicamente cuando constituyan sociedad de economía mixta con YPFB y previa aprobación de un Decreto Supremo expreso.

TÍTULO VI DE LOS DERECHOS DE LAS COMUNIDADES Y PUEBLOS INDÍGENAS Y ORIGINARIOS

CAPITULO PRIMERO DE LOS DERECHOS A LA CONSULTA Y PARTICIPACIÓN DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS Y ORIGINARIOS

Artículo 128°. Todo emprendimiento hidrocarburífero, desde su inicio, pasando por las etapas de idea, perfil, diseño final, ejecución y puesta en marcha deberá seguir, de manera obligatoria, un proceso de consulta, participación y concertación en concordancia con los artículos 4°, 5°, 6°, 15°, y 18° del Convenio 169 de la OIT, ratificado por Bolivia mediante Ley N° 1.257 de 11 de Julio de 1.991 y de acuerdo con el Reglamento de consulta y participación de los pueblos indígenas y originarios, el cual forma parte de la presente Ley,

CAPÍTULO SEGUNDO DE LAS COMPENSACIONES E INDEMNIZACIONES

Artículo 129°. Cuando las actividades hidrocarburíferas se desarrollen en tierras comunitarias, comunales, indígenas o campesinas, tituladas o no, todo impacto socio-ambiental negativo directo, acumulado y a largo plazo, producidas por aquellas, debe ser compensado financieramente por parte de los titulares de las actividades hidrocarburíferas, de manera justa, respetando la territorialidad, los usos y costumbres de los afectados, tomando como base, el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental y otros medios que permitan valorar los daños no cuantificables.

El Ministerio de Desarrollo Sostenible y la autoridad ambiental máxima competente, el Ministerio de minería e hidrocarburos y el Ministerio de Asuntos Indígenas y Pueblos Originarios están obligados a precautelar que las compensaciones se ejecuten y materialicen.

Artículo 130°. Se procederá a indemnizar por daños y perjuicios emergentes de las actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos que afecten a tierras comunitarias, comunales, indígenas o campesinas, tituladas o no, por parte de los titulares y/o operadores de las actividades hidrocarburíferas, respetando la territorialidad, los usos y costumbres, por perjuicios derivados de la pérdida de beneficios en actividades productivas normalmente realizadas, por pérdida de conocimientos tradicionales y/o aprovechamiento de recursos naturales que las comunidades o pueblos indígenas y originarios pudieran desarrollar en las zonas impactadas.

El Ministerio de Desarrollo Sostenible y la autoridad ambiental máxima competente, el Ministerio de Minería e Hidrocarburos y el Ministerio de Asuntos Indígenas y Pueblos Originarios están obligados a precautelar que las indemnizaciones se ejecuten y materialicen.

CAPITULO TERCERO SEGUIMIENTO Y CONTROL AMBIENTAL

Artículo 131°. (Del control y monitoreo ambiental). Se instituye el control y monitoreo ambiental por parte de las Comunidades y Pueblos Indígenas y Originarios donde se desarrollen actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos, durante todo el tiempo que duren las actividades, obras o proyectos pudiendo recurrir y exigir a las autoridades correspondientes el cumplimiento de las normas socio-ambientales por parte de los titulares y operadores de las actividades hidrocarburíferas.

Las instancias representativas de las comunidades y pueblos indígenas y originarios, constituirán de acuerdo a sus usos y costumbres una comisión de control social que realizará el seguimiento y el monitoreo ambiental, además participarán en la revisión, seguimiento y evaluación del cumplimiento del Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental (PASA).

Para la revisión, seguimiento y evaluación, así como la inspección, vigilancia y control del cumplimiento de las normas socio-ambientales y del PASA, la autoridad nacional máxima competente, está obligada a realizar todas las actividades conjuntamente con las comunidades y pueblos indígenas y originarios afectados y con sus comités de control social.

El incumplimiento en la aplicación del PASA, dará lugar a la respectiva amonestación por parte de la autoridad ambiental máxima competente, quién instruirá a la empresa infractora la implementación y corrección inmediata de las observaciones. El no cumplimiento de las instrucciones de la autoridad nacional máxima competente, dará lugar a la realización de una auditoria ambiental.

Las instancias representativas de las comunidades y de los pueblos indígenas y originarios y sus comités de control social, participarán en todo el proceso de contratación de la (s) empresa (s) de consultoría ambiental encargada de elaborar auditorias ambientales, pudiendo objetar a aquella (s) que por sus antecedentes no garantice un trabajo imparcial. También participarán activamente en la planificación de las actividades para la realización de la auditoria ambiental, y en el seguimiento al trabajo que realicen las empresas de consultoría ambiental.

Las comunidades y pueblos indígenas y originarios y sus comités de control social participarán en:

- 1) La elaboración de los términos de referencia para la contratación de la empresa de consultoría ambiental,
- 2) La selección de la empresa de consultoría ambiental,
- 3) La elaboración de cronogramas, requisitos y condiciones para realizar la auditoria ambiental,
- 4) Participación y acompañamiento en todas las actividades que realicen,
- 5) Seguimiento al trabajo en gabinete y al informe final.

Artículo 132° (De la responsabilidad estatal). Las resoluciones y consensos registrados por las autoridades competentes como producto del proceso de consulta en sus dos etapas, tienen validez para las actividades hidrocarburíferas en las condiciones en que se realizó la consulta. Cuando se prevean actividades hidrocarburíferas adicionales a las ya consultadas, se iniciará un nuevo proceso de consulta.

Es obligación del Estado boliviano a través de la autoridad nacional ambiental máxima competente, del Ministerio de Minería e Hidrocarburos, del Ministerio de Desarrollo Sostenible, del Ministerio de Asuntos Indígenas y Pueblos Originarios y de la autoridad máxima nacional del Ministerio Público, ejecutar y hacer cumplir las resoluciones y consensos producto del proceso de consulta, así como de garantizar de oficio o a denuncia de las comunidades y pueblos indígenas y originarios, el cumplimiento de las normas ambientales por parte de las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras titulares u operadores de la autorización, concesión o contrato para la ejecución de cualquier actividad hidrocarburífera descrita en la presente ley y de procesar y sancionar a los mismos, en caso que corresponda, por incumplimiento de las normas ambientales o auditorias ambientales, denunciadas por las comunidades y pueblos indígenas y originarios en el control y monitoreo ambiental que realicen.

CAPITULO CUARTO

INTANGIBILIDAD DE SITIOS SAGRADOS Y ÁREAS DE ESPECIAL VALOR NATURAL Y CULTURAL

Artículo 133° (Intangibilidad de áreas de valor natural, cultural y espiritual). No podrán licitarse, otorgarse, autorizarse, ni ejecutarse actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos -en ninguna de las modalidades previstas en la presente ley- a ubicarse en las áreas protegidas, parques nacionales, sitios RAMSAR, sitios arqueológicos, lugares sagrados para las comunidades y pueblos indígenas y originarios, que tengan valor espiritual como patrimonio tangible o intangible de valor histórico u otras áreas reconocidas internacionalmente como de especial valor por su biodiversidad.

TÍTULO VII
DE LAS DISPOSICIONES TRANSITORIAS
CAPÍTULO 1
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 134°. Se dispone que YPFB, dentro de un plazo de 120 días a partir de la promulgación de la presente Ley, revise caso por caso todos y cada uno de los contratos de riesgo compartido suscritos con empresas privadas, con el objeto de verificar el cumplimiento o incumplimiento de las cláusulas contractuales, así como definir los mecanismos de su progresiva y paulatina adecuación a las prescripciones de la presente Ley.

Artículo 135°. Los campos de aquellos contratos que no hubiesen cumplido cualquiera de las cláusulas contractuales, particularmente las referidas a los períodos y obligaciones exploratorias, se revertirán automáticamente a dominio del Estado.

Artículo 136°. Se establece la creación de una Comisión Nacional Auditora, constituida por cinco (5) miembros, elegidos por dos tercios de votos en el Congreso Nacional, encargada de realizar auditorias específicas en las áreas jurídica, financiera, operativa, ambiental y técnica de las empresas petroleras resultantes del llamado proceso de "capitalización" y del proceso de privatización, con el fin de establecer el cumplimiento de las normas legales en actual vigencia, particularmente de la Constitución Política del Estado. La Comisión Nacional Auditora presentará el informe final al Honorable Congreso Nacional en un plazo no mayor a 180 días.

Artículo 137°. Los contratos de riesgo compartido, de administración y de accionistas registrados legalmente y publicados en la Gaceta Oficial y aquellos de prestación de servicios especiales que se hallan en la ejecución de su fase de exploración, se sujetarán a la presente Ley -a partir del momento de su vigencia- en todo lo concerniente al pago de regalías, tasas impositivas y porcentajes de participación en favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y el Tesoro General de la Nación, así como la rendición de cuentas respecto de los dividendos que las empresas petroleras capitalizadoras transfieren al Fondo de Capitalización Colectiva para el pago del Bonosol.

Artículo 138°. Los contratos de riesgo compartido en ejecución, que no hubiesen pasado al período de explotación serán convertidos en contratos de operación o sociedades mixtas sujetándose a los alcances de la presente Ley, dentro de un plazo máximo de seis meses.

Artículo 139°. Las refinerías de Valle Hermoso en Cochabamba, y Palmasola en Santa Cruz, privatizadas ilegalmente en contra de la Ley de adquisiciones de bienes del Estado, deberán volver al dominio de YPFB. Se negociarán las condiciones de transferencia.

Artículo 140°. La refinería Walter Montenegro ubicada en Sucre volverá a la propiedad y administración de YPFB, lo mismo el sistema logístico de distribución y comercialización de productos.

Artículo 141°. Las personas naturales y/o jurídicas, nacionales y extranjeras, dedicadas actualmente a la industria hidrocarburífera, deben sujetarse a las disposiciones de la presente Ley de Hidrocarburos, para lo cual presentarán a YPFB dentro de los tres meses posteriores a su vigencia, una solicitud de adaptación en la forma y composición de los documentos acorde con su respectivo reglamento.

Artículo 142°. El gobierno, a través de YPFB, previo análisis de la documentación sobre la situación empresarial, industrial y financiera del solicitante, aprobará o no la adaptación solicitada, dentro del plazo de seis meses a partir de la fecha de su presentación. Dicha aprobación o rechazo procederá mediante resolución suprema.

Artículo 143°. En caso de rechazo, la resolución suprema indicará las razones y argumentos para tal decisión, fijando un plazo de seis meses para la cancelación de operaciones por parte del solicitante.

Artículo 144°. Si las fallas fueran subsanables, la resolución suprema indicará la documentación faltante y/o rectificatoria, señalando al solicitante el plazo de un mes a partir de la fecha de la resolución suprema, para presentar la documentación adicional pertinente.

Artículo 145°. Si la documentación adicional no satisface los requerimientos de YPFB, se procederá conforme al artículo de rechazo.

Artículo 146°. Los activos de las empresas cuyas operaciones fuesen canceladas por no haber sido aceptada su adaptación, podrán ser transferidos a YPFB en calidad de venta a precio de libros o disponer de ellos como más convenga a sus propietarios.

Artículo 147°. Los contratos petroleros de riesgo compartido convenidos antes de la vigencia de la presente Ley deben ajustarse a sus prescripciones en un plazo de seis meses. En caso contrario se procederá a su cancelación.

Artículo 148°. Consecuentemente, los contratos de riesgo compartido, de administración y de suscripción de acciones convenidos por YPFB y las empresas Amoco, Consorcio Pluspetrol, Pérez Companc -YPF y Enron-Shell bajo la vigencia de la Ley de Capitalización N° 1.544 y la Ley de hidrocarburos N° 1.689 quedan sujetos a revisión y adecuación conforme a las normas contenidas en la presente Ley de Hidrocarburos.

Artículo 149°. Las acciones de la serie "A", constituyentes del aporte de YPFB para la constitución de sociedades anónimas con las empresas privadas extranjeras citadas en el anterior artículo, amparan los activos y los derechos de propiedad inicial de YPFB. Esas acciones transferidas a los bolivianos mayores de edad al 31 de diciembre de 1995 y entregadas en custodia a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP's), serán rescatadas mediante disposición legal y devueltas a YPFB. Al recuperar YPFB esas acciones serie "A", las mismas pasarán a constituir el aporte de capital constitutivo de la empresa estatal YPFB -en un 50 %- dentro de una sociedad de economía mixta formada con las empresas capitalizadoras antes citadas.

Artículo 150°. La devolución de las acciones serie "A" a YPFB implica la restitución automática al dominio de YPFB de las reservas "vivas" de petróleo y del gas natural transferidas a costo cero a las empresas Chaco y Andina el 5 de diciembre de 1996, las cuales alcanzaban al 1° de enero del 2001, según el Boletín de YPFB residual, a 110 millones de barriles de petróleo y a 4,4 billones (10^{12}) de pies cúbicos de gas o sea, sufrieron una disminución del 33 % y 26 %, respectivamente, respecto de los volúmenes transferidos en la fecha anteriormente mencionada.

Artículo 151°. Al tenor de la presente Ley de Hidrocarburos, los contratos de riesgo compartido suscritos por YPFB con las empresas Chaco y Andina deberán readecuarse a la modalidad de sociedad de economía mixta o quedan nulos y sin efecto, debiendo procederse al cierre de sus operaciones previa elaboración del balance, estado de resultados, cumplimiento de las obligaciones tributarias, realización de auditorías contables, financieras y técnicas, verificación del estado de reservas de hidrocarburos para establecer el grado de cumplimiento del contrato establecido en el numeral 7.1.3 del Contrato de Suscripción de Acciones Respectivo.

Artículo 152°. Antes del cierre y cancelación del contrato de riesgo compartido con la empresa Transredes, conforme dispone esta Ley, debe procederse a la calificación y pago en favor de YPFB -y de los particulares afectados- por los daños y perjuicios ocasionados al medio ambiente y a los ciudadanos damnificados por el derrame de petróleo en el Río Desaguadero, sin perjuicio de proseguirse con las acciones penales, civiles o administrativas emergentes del manejo negligente e irresponsable del oleoducto de exportación a Arica.

Artículo 153°. Los contratos de riesgo compartido suscritos con posterioridad al 5 de diciembre de 1996, referidos a otras áreas de YPFB en las zonas subandinas y la llanura chaqueña -las cuales contaban con invaluable investigación geológica y de pozos descubridores de gas- deberán ser reconvertidos en contratos de operación concediéndoles una participación del setenta por ciento (70 %) de la producción en boca de pozo, participación sujeta al pago de los impuestos y regalías como norma la presente Ley.

Artículo 154°. Alternativamente a lo dispuesto en el artículo precedente, los contratos de riesgo compartido podrán ser convertidos en contratos de sociedad de economía mixta, asegurando una participación del 50 % en favor de YPFB. Cualquier reconocimiento de la inversión realizada por la empresa privada será negociado considerando la existencia de un costo de investigación exploratoria realizado con anterioridad por YPFB el cual debe ser reembolsado, dado que los concesionarios fueron beneficiados a costo cero sin ninguna inversión de su parte.

Artículo 155°. Las disposiciones transitorias serán aplicadas a las empresas capitalizadas, a las de contratación modalidad riesgo compartido conforme a la Ley de Hidrocarburos N° 1.689 y a aquellos contratos derivados del proceso de privatización del patrimonio de YPFB en el sector de los hidrocarburos; enfatizándose la imposición de esta medida por razones de seguridad nacional y con base en la función social de los hidrocarburos, tal como lo prescribe la Constitución Política del Estado.

CAPÍTULO 2 COMPLEJOS PETROQUÍMICOS

Artículo 156°. Los complejos petroquímicos comprenderán la petroquímica básica, la intermedia y la final, siendo las áreas estratégicas para su instalación:

- a) Puerto Suárez – Puerto Bush, Santa Cruz;
- b) Yacuiba y zona sur del Chaco tarijeño y
- c) Ciudad de El Alto, La Paz, en la zona industrial.

Se limitarán y declararán zonas francas en cada una de esas localidades.

TÍTULO VIII DE LAS DISPOSICIONES FINALES

CAPÍTULO ÚNICO DISPOSICIONES FINALES

Artículo 157°. La presente Ley de Hidrocarburos entra en vigencia a partir del día de su publicación en la Gaceta Oficial.

Artículo 158°. Quedan abrogadas todas las disposiciones legales contrarias a la presente Ley de Hidrocarburos y a las normas contenidas en la Constitución Política del Estado, particularmente la Ley N° 1.600 del Sistema de Regulación Sectorial de 28 de octubre de 1994; la Ley N° 1.689, Ley de Hidrocarburos del 30 de abril de 1996; la Ley N° 1.731 de 25 de noviembre de 1996 y el Decreto Supremo N° 24.806 del 4 de agosto de 1997.

Artículo 159°. En caso de fuerza mayor fortuito, así como de conflictos internos y crisis internacional, el gobierno asumirá la protección de las instalaciones de la industria hidrocarburífera y la continuidad de las operaciones del servicio.

Artículo 160°. Los reglamentos a la presente Ley deben ser formulados y puestos en vigencia, dentro del plazo de seis meses a partir de la fecha de vigencia de la presente Ley.

La Paz, septiembre del 2004

ANEXO 3

COMISIÓN POLÍTICA DE ESTADO SOBRE EL GAS NATURAL POLÍTICA DE ESTADO SOBRE LA UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL

MINISTERIO DE DESARROLLO ECONOMICO

BOLIVIA, Julio de 2002

- I. ANTECEDENTES
 - 1.1 Marco Legal
 - 1.2 Reservas
 - 1.3 Mercados y compromisos actuales
 - 1.4 Inversión en exploración y explotación
 - 1.5 Precio del gas natural y contrato con Brasil.

- II. OPORTUNIDADES Y RIESGOS
 - 2.1 Mercado externo
 - 2.1.1 Volúmenes adicionales al Brasil
 - 2.1.2 Proyecto Cuiaba – Brasil
 - 2.1.3 Proyecto de Gas Natural Líquido (LNG)
 - 2.1.4 Otros proyectos de exportación de gas natural
 - 2.1.5 Termoeléctrica
 - 2.1.6 Proyecto Gas a Líquidos (GTL)
 - 2.1.7 Fertilizantes
 - 2.1.8 Industria petroquímica
 - 2.2 Mercado interno
 - 2.3 Ingresos por exportaciones e ingresos fiscales por regalías y participaciones e impuestos

- III. BALANCE GENERAL DE RESERVAS DE GAS NATURAL

- IV. POLÍTICAS DE ESTADO
 - 4.1 Políticas en el mercado externo y la atracción de inversiones
 - 4.2 Políticas en el mercado interno
 - 4.3 Política de precios
 - 4.4 Rol de YPFB
 - 4.5 Política sobre áreas protegidas
 - 4.6 Política sobre los territorios comunitarios de origen
 - 4.7 Política sobre Ingresos del Gas
 - 4.8 Organización del esfuerzo del Gas

- V. ANEXO
 - 1. Nómina de participantes
 - 2. Cronología de las reuniones de la Comisión

- VI. ANEXO ESTADÍSTICO – DATOS ACTUALES Y PROYECCIONES

ABREVIATURAS Y SIGLAS UTILIZADAS

GLP	Gas Licuado de Petróleo
GSA	General Sail Agreement
GTL	Gas To liquids
LNG	Liquified Natural Gas
SIRESE	Sistema de Regulación Sectorial
WTI	West Texas Intermediate Crude Oil
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

NOMENCLATURA Y UNIDADES

bbi	barril de petróleo
BTU	British Termal Unit
mcd	metros cúbicos día
pcd	pies cúbicos día
TPC	Trillones de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos)
TCF	siglas en inglés para Trillones de pies cúbicos

VOLUMENES – GAS

1 TPC	=	10^{12} pies cúbicos
1 m ³	=	35.3136 pies cúbicos (PC)
1PC	=	0.02831 m ³

ENERGIA – GAS

$$1.033 \text{ MM BTU} = 1'000 \text{ PC}$$

VOLUMENES – PETROLEO

1 bbl	=	0.1589 M ³
1 bbl	=	159.95 litros
1 m ³	=	6.2932 bbl

PRESENTACIÓN

En el marco del Acta de Entendimiento “Para Fortalecer la Democracia y Participación Ciudadana”, suscrita el 20 de junio de 2001 en la ciudad de Cochabamba, entre representantes de la Iglesia Católica, del Poder Ejecutivo, de los partidos políticos y de la Confederación de Empresarios Privados de Bolivia; se creó la Comisión de Política de Estado sobre el Gas Natural.

Esta Comisión inició sus actividades en julio de 2001, manteniendo reuniones periódicas de análisis que culminaron en junio de 2002, con la elaboración del presente documento titulado “Política de Estado sobre la Utilización del Gas Natural”.

El objetivo definido en esta Política de Estado es el de generar recursos económicos que permitan el desarrollo sostenible y equitativo del país, con el propósito de mejorar la calidad de vida de todos los ciudadanos; maximizando oportunamente la exportación de gas natural; incorporando valor agregado en productos para exportación y consumo interno; incentivando y masificando el consumo de gas natural en el mercado interno.

Es imperativo lograr este objetivo, pero no es solo una labor del Poder Ejecutivo, que debe promover, facilitar y acelerar los procesos para efectivizar una mayor inversión privada en el Sector Hidrocarburos y la apertura de nuevos mercados, sino que también debe darse el acompañamiento, cooperación y compromiso preponderante de todos los actores de la sociedad civil, tales como la empresa privada, partidos políticos y consumidores.

El mercado internacional del gas natural se está tornando cada vez más competitivo debido a que es un recurso energético abundante a nivel mundial, por lo que se deben aprovechar las ventanas de oportunidad que se presentan en la región y en el hemisferio, fundamentalmente. De ahí la importancia de asumir entre todos los actores bolivianos una Política de Estado sobre el Gas Natural y actuar en consecuencia.

Es de justicia resaltar el trabajo profesional y cívico de todos los representantes que participaron en la Comisión, que aportaron con ideas y conceptos altamente constructivos.

Ing. Carlos Kempff Bruno
Ministro de Desarrollo Económico

POLITICA DE ESTADO SOBRE LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL

cúbicos) en 1991 a 52.3 TPC en abril de 2002, situación que ubica a Bolivia como el primer país con mayores reservas de gas natural libre de la región sudamericana.

I. ANTECEDENTES

1.1 Marco Legal

Las actividades de exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación, industrialización y distribución de gas natural por redes, están normadas por la Ley de Hidrocarburos y su Ley modificatoria, así como por sus reglamentos específicos.

Asimismo, en los aspectos que correspondan al sector hidrocarburos, se aplican la Ley del SIRESE, Ley de Inversiones, Ley del Medio Ambiente, Ley de la Reforma Tributaria y Ley de Corredores de Exportación.

1.2 Reservas

Las reservas de gas natural probadas y probables pasaron de 5.9 Trillones de Pies Cúbicos (TPC) (TPC = 10^{12} pies

La distribución de las reservas probadas y probables por compañía es bastante dispersa con excepción de la empresa Andina que tiene el 24.8 % de las reservas. Mientras que la distribución por operador está concentrada en tres empresas (Petrobras, Maxus y Total), las cuales administran el 85.2 % de las reservas de gas natural, aunque éstas no disponen del derecho de comercialización del gas natural.

Con relación a las reservas probadas y probables por departamento, en Tarija se encuentra el 87.5% de las reservas. Esta situación tendrá un impacto importante sobre los ingresos por regalías y las políticas orientadas a la inversión pública y las posibilidades de desarrollo

Tabla 1: RESERVAS DE GAS NATURAL (TPC)

	1991	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Probadas P1	4.00	2.97	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36
Probables P2	1.91	1.27	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.94
P1 + P2	5.91	4.24	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.30
Posibles P3	0.94	2.11	4.12	3.17	5.47	17.61	23.18	24.87

Fuente: YPFB

de esta región.

Tabla 2: DISTRIBUCION DE RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES

POR COMPAÑÍA Y POR OPERADORA

Compañía	Reservas por Compañía TPC	Reservas por Operador TPC	Reservas por Compañía %	Reservas por Operador %
1. Andina S.A.	12.99	24.8	2.68	5.1
2. Total Exploration Production Bolivia	7.35	14.0	10.39	19.9
3. PETROBRAS Bolivia S.A.	7.21	13.8	20.58	39.3
4. Bolivia Inc. (REPSOL YPF)	5.11	9.8	13.60	26.0
5. BG Exploration & Production	5.03	9.6		
6. Mobil Boliviana de Petroleos Inc.	3.53	6.8		
7. Arco de Bolivia Ltda..	3.35	6.4		
8. BG Bolivia Corporation	3.31	6.3	0.71	1.4
9. Chaco S.A.	2.17	4.2	2.09	4.0
10. Vintage Petroleum Bolivia Ltd	1.01	1.9	1.10	2.1
11. Pecom Energia S.A.	0.76	1.5	0.76	1.5
12. Pluspetrol Bolivia Corporation	0.16	0.3	0.16	0.3
13. Panamerican Energy Bolivia S.A.	0.15	0.3	0.17	0.3
14. BHP Boliviana de Petroleos Inc	0.07	0.1		
15. Don Won Corporation Bolivia	0.05	0.1	0.05	0.1
16. Petrolex S.A.	0.03	0.1		0.0

se prevé que a partir de 2003 se exportará un volumen de 30 millones de metros cúbicos día (MMmcd), lo que significa una producción total de 7.9 TPC en un periodo de veinte años.

Fuente: YPFB

Departamento	TPC	%
Tabla 3:		
DISTRIBUCION DE RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES POR DEPARTAMENTO		
Tanja	43.74	97.5
Santa Cruz	1.02	2.3
Cochabamba	1.02	1.9
Chuquisaca	0.68	1.3

2 Adicionalmente, mediante un contrato entre empresas privadas (ENRON/SHELL y Andina) se proveerá a la planta termoeléctrica de Cuiaba (Brasil) un volumen de 1.2 TPC en un periodo de veinte años.

3 A partir de 2002 se tiene programado exportar a la Argentina aproximadamente 2.5 MMmcd (0.6 TPC) como resultado de un acuerdo entre empresas privadas. Para la concreción de este proyecto, la empresa Pluspetrol finalizó la construcción del gasoducto que parte de Madrejones hasta la frontera con Argentina.

4 Con relación al mercado interno, a pesar de contar con importantes reservas de gas natural, el consumo interno demanda un volumen de 1.4 TPC en veinte años.

Descontando los compromisos señalados, las reservas de gas natural disponibles para ser comercializadas ascienden a 41.2 TPC.

Fuente: YPFB

1.3 Mercados y compromisos actuales

Los mercados que tiene actualmente el país, son los siguientes:

- 1 El compromiso más importante es el contrato de venta de gas natural al Brasil suscrito entre YPFB y Petrobras. Las exportaciones a este país se

1.4 Inversión en exploración y explotación

La inversión en exploración y explotación se está llevando a cabo mediante contratos de riesgo compartido suscritos entre las empresas contratistas y YPF como representante del Estado boliviano. Al respecto, las reservas de gas natural son de propiedad del Estado Boliviano y la producción pasa a ser propiedad de la contratista mediante contratos de riesgo compartido.

Los contratos firmados hasta la fecha suman 40 en exploración y 44 en explotación, abarcando una superficie de 74.804 km², que significa el 14% del área total de interés hidrocarburífero, que alcanza a 535.000 km².

En los dos últimos años se observa una disminución en el interés de las empresas para participar en la licitación de nuevas áreas de exploración, incluso en la zona tradicional (Tabla 4). Esta situación se debe fundamentalmente a la falta de mercado para las reservas actuales y al escaso crecimiento de la demanda interna por gas natural, por lo que determinadas normas que regulan el sector de hidrocarburos deben orientarse a

Tabla 4: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
(Millones de dólares americanos)

Actividad	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
Exploración y búsqueda de mercados	22	53	68	43	31	67	70	130	375	372	257	169	182
Explotación	20	20	14	7	25	43	29	140	230	208	185	237	401
GASYRG													347
Total	43	73	82	50	56	110	99	270	605	580	442	406	930

*Inversión programada que incluye explotación, desarrollo de campos para el proyecto LNG y la construcción del gasoducto Gasyrg.
Fuente: YPF

El interés para explorar en zonas no tradicionales es aún menor, debido a que en estas áreas se dispone de escasa información geológica, el acceso es difícil, la infraestructura de comunicaciones es precaria y no existe infraestructura para transportar los hidrocarburos. Estos factores le restan competitividad al país y afectan negativamente la atracción de nuevas inversiones en desmedro del crecimiento de las operaciones de exploración, explotación y comercialización del gas natural.

1.5 Precio del gas natural y contrato con Brasil

Los mercados de gas natural son restringidos, por tanto no existe un precio internacional de referencia como en el caso del petróleo u otro tipo de "commodity". Estas circunstancias hacen que sea más difícil negociar y determinar un precio para el gas natural.

En el caso del contrato con el Brasil, se negoció un precio que tiene dos componentes: Un precio base que depende del volumen de ventas y un índice promedio ponderado de tres diferentes tipos de fuel oil.

El precio base para un volumen de 8 a 16 MMmcd está en el rango de 0.95 a 1.06 dólares por MMBTU.

Para volúmenes adicionales, hasta 30.08 MMmcd, el precio base establecido es de 1.20 dólares por MMBTU.

Estos precios base son ajustados por el índice promedio de la canasta de fuel oil.

Con relación a la canasta de fuel oil, y considerando que no había un precio de referencia, la política para determinar el precio del gas natural fue utilizar el precio de un sustituto de gas natural comenzando con el más sucio (con mayor contenido de azufre).

Durante el periodo julio 1999 – abril 2002, el precio promedio puesto en Río Grande fue de 1.44 dólares por MMBTU. En este periodo se observa un amplio rango de variación que fluctúa entre un mínimo de 0.90 dólares por MMBTU y un máximo de 1.81 dólares por MMBTU.

El precio promedio City Gate Brasil para un precio base de 0.95 dólares por MMBTU fue de 2.95 dólares por MMBTU, como se muestra en la Tabla 5. Una

simulación para volúmenes hasta 30.08 Mmcd. El precio de gas natural brasileño constituye el mercado que puede utilizar la evolución del índice de fuel oil (WPI) y el precio de gas natural procedente de Bolivia. base de 1.20 dólares por MMBTU daría como resultado un precio promedio City Gate Brasil de 3.63 dólares por MMBTU.

	Precio base 0.95 \$/MMBTU Brasil de 3.63 dólares Volumen 8 – 16 Mmcd	Las medidas de emergencia del gobierno de Brasil para encontrar soluciones a sus problemas energéticos permitirán incrementar eventualmente los	Precios de 2004 MMBTU Volumen hasta 30.08 Mmcd
Precio Río Grande	1.4554		2.1377
Costo transporte	0.3262		0.3262
Precio frontera	1.7816		2.4639
Costo transporte	1.1700		1.1700
Precio City Gate	2.9516		3.6339

Con relación al precio en el contrato de venta al Brasil existen dos problemas principales: El primero está relacionado con el efecto que tienen sobre éste las variaciones de los precios de la canasta de fuel oil en el mercado internacional. El segundo tiene que ver con el precio del gas natural fijado en Brasil en 2.581 dólares por MMBTU para sus termoeléctricas, el mismo que actualmente es menor que el precio promedio del gas procedente de Bolivia, lo que motivó a Petrobras plantear su revisión.

El otro problema que puede surgir en desmedro de los ingresos por regalías e impuestos es la reducción de los precios del gas natural boliviano en los nuevos contratos. Por tanto, mientras la oferta sea mayor que la demanda de gas natural se esperaría una presión hacia la disminución de los precios. Al respecto, la oferta tuvo un crecimiento acelerado, que no ha estado acompañado por un comportamiento similar en la demanda.

II. OPORTUNIDADES Y RIESGOS

2.1. Mercado externo

2.1.1 Volúmenes adicionales al Brasil

EL Brasil enfrenta un déficit importante de electricidad. Para corregir ese problema y con información al 2001, el gobierno de este país elaboró un programa de emergencia que pretende la construcción de 73 plantas termoeléctricas hasta el 2004, de las cuales 51 se instalarán en el sudeste brasileño con una capacidad de generación de 22.601 MW, lo que significa una demanda de gas natural de 90.6 Mmcd. Es importante señalar

requerimientos de gas natural en un volumen adicional de 10 Mmcd a partir del 2004 para atender la demanda de las quince primeras turbinas. Esto significa la venta de 1.9 TPC adicionales en el lapso de 20 años. También es probable que, en los años posteriores al 2004, Brasil requiera gradualmente de mayores volúmenes de gas natural, de tal manera que para el 2008 se tendría la oportunidad de exportar otros 30 Mmcd.

En la Declaración Presidencial de Tarija, suscrita el 27 de junio de 2001 por el Presidente de Bolivia, ambos mandatarios acordaron promover, incrementar y acelerar el intercambio energético, facilitando la integración energética bilateral entre los dos países y el acceso al mercado brasileño. Sin embargo, es importante tomar en cuenta la competencia por captar este mercado, especialmente de parte de la Argentina, que busca competir con el gas boliviano inicialmente en el área de Porto Alegre, ciudad a la que llega el gasoducto Bolivia – Brasil. Asimismo, Nigeria y Venezuela podrían ingresar al mercado brasileño mediante la provisión de gas natural líquido.

2.1.2 Proyecto Cuiaba – Brasil

Como se indicó anteriormente, existe un contrato para proveer gas natural a la termoeléctrica de Cuiaba por 1.2 TPC en un periodo de veinte años. Adicionalmente, existe todavía la posibilidad de una segunda fase que requerirá 5 Mmcd (aproximadamente 1.3 TPC)

2.1.3 Proyecto de Gas Natural Líquido (LNG)

El déficit energético de la costa oeste del Pacífico,

brinda la oportunidad de exportar gas natural líquido (LNG) al Estado de California de Estados Unidos y a México, para lo cual un consorcio de empresas que operan en el país está estudiando llevar a cabo un proyecto de liquefacción del gas natural.

Este proyecto, de acuerdo a estimaciones preliminares, estaría en funcionamiento a partir del 2006/2007 y constituye uno de los más importantes que se realizaría en materia de aprovechamiento y exportación de gas natural boliviano, tanto desde el punto de vista de las inversiones como de la apertura de nuevos mercados fuera del ámbito de la región.

A partir del 2006, podría exportarse un volumen mínimo de 30 MMmcd (equivalente a 7.7 TPC) e incrementarse a 45MMmcd. Este emprendimiento está siendo encarado por las empresas petroleras Repsol, BP y BG, las cuales se han asociado para realizar los estudios de prefactibilidad y podrían intervenir otras empresas para viabilizar el proyecto y facilitar la apertura del mercado estadounidense.

Las inversiones inicialmente previstas son del orden de 5.000 millones de dólares, de los cuales cerca de 1.200 millones de dólares serían invertidos en Bolivia en pozos de exploración, desarrollo de campos, plantas de procesamiento de gas y construcción de un gasoducto (cuyas dos terceras partes estarán en territorio boliviano).

Es fundamental maximizar el valor agregado para Bolivia y optimizar el precio del gas natural en boca de pozo.

Las empresas comprometidas con este proyecto han planteado al gobierno la discusión de temas que afectan la rentabilidad relativa del mismo en el contexto mundial. Al respecto, es importante la provisión de gas natural en condiciones competitivas frente a otros oferentes y otras fuentes alternativas de energía. En este ámbito, Alaska, Canadá, Rusia, Venezuela y Perú constituyen competidores potenciales, puesto que disponen de reservas suficientes de gas natural para atender los requerimientos del mercado de California y México.

Se hace notar que el consorcio de las empresas antes citadas, suscribió con SEMPRSA, empresa distribuidora de California, un Memorandum de Entendimiento para la provisión de gas natural boliviano a través del proyecto LNG.

2.1.4 Otros proyectos de exportación de

gas natural

Es importante el análisis de las ventajas comparativas y la promoción de otros proyectos de exportación de gas natural y el desarrollo de nuevos mercados.

2.1.5 Termoeléctrica

En la antes citada Declaración Presidencial de Tarija, los Presidentes de Bolivia y de Brasil coincidieron en reafirmar a ambos países como socios estratégicos, por lo que el gobierno brasileño manifestó su disposición a seguir ofreciendo las condiciones necesarias para que un programa amplio de inversiones permita el aumento de energía termoeléctrica en los dos países y el desarrollo de nuevos proyectos que incorporen valor agregado a las exportaciones bolivianas de gas natural.

Una primera iniciativa en esta materia es la termoeléctrica de San Marcos, ubicada en Puerto Suarez, que tendrá una capacidad instalada de 110 MW y podría entrar en operación a fines del 2002. La inversión aproximada es de 70 millones de dólares, emprendimiento que es llevado a cabo por un consorcio de empresas bolivianas, brasileñas e internacionales.

La provisión de gas natural a esta planta forma parte de los volúmenes establecidos en el contrato de venta al Brasil de 30.08 MMmcd.

Adicionalmente, existe el interés y empeño de diferentes empresas para concretar proyectos de generación termoeléctrica para su exportación al Brasil, incentivadas por la crisis energética que enfrenta este país. En un mediano plazo podrían concretarse proyectos que generen al menos 2000 MW. Dentro de la Comisión Mixta Bilateral Permanente entre Bolivia y Brasil en Materia Energética, se ha creado el Grupo de Electricidad, para que se puedan realizar acciones conjuntas para la concreción de las iniciativas de exportación de energía termoeléctrica.

2.1.6 Proyecto Gas a Líquidos (GTL)

Existe el interés de empresas internacionales que disponen de la tecnología y la experiencia para concretar un proyecto que permita industrializar el gas natural y producir líquidos, especialmente diesel oil para consumo en el mercado interno y con posibilidades futuras de exportación.

2.1.7 Fertilizantes

La iniciativa privada está impulsando un proyecto de fertilizantes, principalmente para la producción de amonio y urea. El proyecto comprende la construcción de dos plantas, una en Santa Cruz y otra en Cochabamba, con una capacidad de producción total, entre ambas, de 70.000 toneladas anuales de nitrato de amonio, lo que implica la utilización de gas natural de 0.2 TPC.

2.1.8 Industria petroquímica

Existe asimismo un proyecto para la extracción de etano y la producción de etileno. Este proyecto está enfocado como un complejo binacional con la participación de Bolivia y Brasil para crear un polo de desarrollo en Puerto Suarez y Corumbá. Se prevé una inversión de 1.400 millones de dólares para construir una planta con una capacidad de producción de 600.000 toneladas por año, lo que significa un consumo de gas natural de 1.4 TPC. La ubicación de la planta será establecida en función al estudio de factibilidad que será emprendido por la empresa Petroquímica Paulista integrada por Odebrecht y Petrobras.

Para concretar este proyecto será necesaria la suscripción de un acuerdo entre los gobiernos de Bolivia y Brasil. El gobierno del país vecino ha nombrado un coordinador para que impulse y promocióne este proyecto. Sin embargo, la Comisión Mixta Bilateral Permanente entre Bolivia y Brasil en Materia Energética, ha creado un Grupo Petroquímico, para que se puedan realizar acciones conjuntas para la concreción de esta importante empresa.

Adicionalmente, otras empresas han manifestado su interés para construir y operar otra planta petroquímica ubicada en puertos del Océano Pacífico, para procesar el etano que se extraiga del gas natural boliviano.

2.2 Mercado interno

Resulta paradójico que, a pesar de ser el segundo país con las mayores reservas de gas natural en América del Sur, su consumo para uso doméstico e industrial es uno de los más bajos de la región. La red primaria que existe en el país está subutilizada y la masificación del consumo a nivel doméstico está impedida por los costos de instalación dentro los domicilios, el subsidio al GLP y el precio actual del gas natural, el cual está reflejando la ausencia de economías en la producción de este servicio. Una meta de mediano plazo es duplicar la demanda interna, de forma que el consumo de gas natural ascienda a 1.4 TPC adicionales.

2.3 Ingresos por exportaciones e ingresos fiscales por regalías y participaciones e impuestos

La ejecución de los proyectos indicados anteriormente tendrá un efecto importante en el incremento de los ingresos de divisas por exportaciones e ingresos fiscales por regalías y participaciones por gas y petróleo. En el periodo 2004-2009, el promedio anual de las exportaciones de hidrocarburos llegaría a 1.678 millones de dólares que es seis veces mayor al valor de las exportaciones registradas el 2001.

En el Anexo se presenta una estimación detallada de los ingresos por exportaciones, ventas mercado interno y regalías. (287.6 MM\$US)

Durante el mismo periodo, las regalías y participaciones por petróleo y gas alcanzarían aproximadamente a 388 millones de dólares promedio anual, lo que significa duplicar los ingresos fiscales obtenidos en el año 2001 por estos mismos conceptos. De hacerse realidad estas proyecciones, existe la oportunidad de acrecentar

Tabla 6:
RESUMEN ESTIMACION DE INGRESOS POR EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y PETROLEO
E INGRESOS FISCALES POR REGALIAS Y PARTICIPACIONES
(Millones de dólares americanos)

	2001	2002-2003 Promedio anual	2004-2009 Promedio anual
Valor de las Exportaciones	288	738	1.677
Regalías y Participaciones	188	235	388
· TGN	117	134	168
· Departamental	71	101	220

Fuente: VMEH

la inversión pública en proyectos que complementen la inversión privada y sentar las bases de un crecimiento sostenido para salir del atraso y la pobreza en que estamos sumidos.

Adicionalmente, se estima que los ingresos por impuestos serán similares a los valores por ingresos fiscales por regalías y participaciones. La complejidad del cálculo de los impuestos (IUE, SURTAX, remisión de utilidades) no permite una cuantificación detallada como en el caso de las regalías y participaciones.

Sin embargo, es necesario indicar lo siguiente

1) Las estimaciones de YPFB publicadas en el informe mensual Noviembre – Diciembre 2002 reflejan:

- a) Para un proyecto de producción y exportación que involucre un solo campo gigante (Bolivia tiene 4 campos de esta naturaleza) los porcentajes de participación son la relación entre los ingresos del país (regalías, participaciones e impuestos) respecto a los ingresos totales de la venta de líquidos en Arica y de gas natural en Río Grande (página 48-49 y 50-65 de mencionado informe). Dependiendo del nivel de precios, volúmenes de venta y costos, el Estado recibirá por hidrocarburos existentes entre el 40% y 45% de los ingresos de

- b) De considerarse los ingresos en boca de pozo, esta participación sería del 50% para los hidrocarburos existentes (pudiendo ser esta participación mayor si los impuestos a las utilidades y a la remisión de utilidades al exterior son superiores a la regalía nacional complementaria del 13%) y entre el 34% y 52% para los nuevos.

2) Respecto al ejercicio elaborado por YPFB publicado en el informe Enero-Febrero-Marzo de 2002 se debe considerar lo siguiente:

- a) La Participación Fiscal fue definida como la relación entre el total de ingresos de la empresa en Río Grande (para el gas natural destinado al Brasil), en el puerto de exportación (para el caso del LNG) y en frontera para el caso de los líquidos.
- b) De considerarse la Participación Fiscal en boca de pozo, los resultados encontrados se detallan en la siguiente tabla:

PRODUCCIÓN GAS \$US/MMBtu	PRECIOS GAS \$US/MMBTU	PETROLEO \$US/BBL	HIDROCARBUROS	
			EXISTENTES	NUEVOS
			%	%
30.00	1.5	24	50.00	52.12
15.00	1.5	24	50.00	49.28
7.50	1.5	24	50.00	43.24
3.75	1.5	24	50.00	36.39
30.00	1.2	18	50.00	48.62
15.00	1.2	18	50.00	44.54
7.50	1.2	18	50.00	38.19
3.75	1.2	18	50.00	33.80

Estadístico	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Promedio	39.90%	40.30%	46.20%
Promedio + Desv. Est.	43.60%	44.20%	49.00%
Promedio-Desv.Est	36.10%	36.40%	43.50%
Valor Máximo	49.10%	49.00%	53.20%
Valor Mínimo	27.00%	26.30%	31.40%

Donde los casos considerados son aquellos ya explicados en el informe de referencia (páginas 40-48)

Tabla 7. Transporte y apertura de nuevos mercados, SEPSAS GAS NATURAL (TPC)

Reservas probadas y probables al 1/enero/2002	Reservas Gas Natural (TPC)
Reservas Comprometidas	11.1
· Contrato GSA – Brasil	7.9
· Contrato termoelectrica Cuiba	1.2
· Contrato Argentina	0.6
· Mercado interno	1.4
Reservas disponibles 1	41.2
Nuevos mercados y usos	
· Volumen adicional al Brasil	17.5
· Cuiba-Brasil (Segunda fase)	1.9
· Proyecto Gas Natural Líquido (LNG)	1.3
· Proyecto Gas a Líquidos (GTL)	7.7
· Petroquímica y fertilizantes	3.6
· Mercado interno	1.6
	1.4
Reservas Disponibles 2	23.7

III. BALANCE GENERAL DE RESERVAS DE GAS NATURAL

Descontados los compromisos actuales, la venta a nuevos mercados y la utilización de gas natural en nuevos proyectos que incorporen valor agregado, quedarían aún disponibles 23.7 TPC de reservas de gas natural probadas y probables, que representan el 45% de las reservas cuantificadas al mes de abril de 2002. Por tanto, existe un gran margen que brinda la oportunidad de buscar nuevos mercados y usos para comercializar las reservas con que cuenta el país.

IV. POLÍTICAS DE ESTADO

Objetivos

Generar recursos económicos que permitan el desarrollo sostenible y equitativo del país, con el propósito de mejorar la calidad de vida de todos los ciudadanos; maximizando oportunamente la exportación de gas natural; incorporando valor agregado en productos para exportación y consumo interno; incentivando y masificando el consumo de gas natural en el mercado interno.

Para el logro de estos objetivos, la empresa privada juega un papel central en la exploración, explotación,

más competitivo. Para este cometido, es imperativo tener una política de Estado que promueva mayor

inversión en el sector hidrocarburos y la agregación de valor a partir del gas natural, para ello tiene que haber un acompañamiento eficaz del gobierno que facilite y acelere estos procesos.

4.1 Políticas en el mercado externo y la atracción de inversiones

Las políticas en el ámbito externo deben estar orientadas a: consolidar y ampliar el mercado de Brasil con la exportación de volúmenes adicionales de gas natural; reabrir y ampliar el mercado argentino; abrir nuevos mercados, entre otros Chile y acelerar las negociaciones para la venta de gas natural líquido (LNG) a México y a Estados Unidos; y, promover con prioridad los proyectos que impliquen la incorporación de valor agregado.

Para el caso específico del Proyecto LNG y considerando la necesidad de crear condiciones competitivas y de acceso al mercado para la producción boliviana y a la vez captar el máximo beneficio para Bolivia, se recomienda:

- a) Apoyar la participación de YPF en el Proyecto LNG, en el marco de los siguientes lineamientos:
 - i. Además de ejercer el control y certificación de

la exportación del gas natural, YPFB deberá acompañar y cooperar en la negociación de los contratos de compra venta de gas natural.

- ii. Asimismo, YPFB deberá coordinar con las empresas del consorcio Pacific LNG, la manera en la cual YPFB realizará un seguimiento del proyecto en sus diferentes fases.

- b) El Estado boliviano deberá participar en la selección y definición del puerto en el Pacífico para la instalación de la planta de licuefacción de gas en resguardo de los intereses nacionales y la necesidad de dotar a dicho Proyecto de la mayor eficiencia económica y operativa.
- c) El Poder Ejecutivo, a través de los órganos competentes y en resguardo del precio en boca de pozo del gas natural deberá estudiar y definir los parámetros para el cálculo de las tarifas de transporte en los nuevos gasoductos de exportación, compatibilizando o complementando la normativa vigente y los aspectos regulatorios del SIRESE.

Con relación al Brasil, con prioridad se debe profundizar e intensificar las relaciones energéticas bilaterales, para lo cual se recomienda:

- a) Asegurar la competitividad en la comercialización del gas natural para todos los volúmenes a ser exportados al mercado brasilero, buscando la eliminación de las ineficiencias en toda la cadena de comercialización, desde la salida del gas en boca de pozo hasta el consumidor final.
- b) Mantener y consolidar el funcionamiento de la Comisión Mixta Permanente en Materia de Energía, instituida entre Bolivia y Brasil como un mecanismo de coordinación, promoción y facilitando para obtener nuevos mercados para el gas natural, aprovechando las ventanas de oportunidad.
- c) Dentro de este mismo mecanismo, concertar, promover, facilitar y negociar la apertura del mercado brasilero para productos que incorporen valor agregado al gas natural.
- d) Asimismo, utilizando el mecanismo mencionado y los convenios bilaterales entre Bolivia y Brasil, y con la facilitación de ambos gobiernos, lograr que Bolivia se convierta en exportador importante de energía termoeléctrica al mercado de Brasil,

promoviendo a las empresas a presentar proyectos de suministro en términos competitivos especialmente a nivel de precios y tarifas.

En el marco de la normativa vigente en el sector eléctrico, facilitar la otorgación de licencias de generación, transmisión y exportación de energía eléctrica y el establecimiento de zonas francas energéticas.

Analizar la tarifa de transporte de gas natural para plantas termoeléctricas orientadas a la exportación de energía eléctrica, para coadyuvar a su competitividad en el mercado eléctrico de Brasil.

Respecto a la Argentina se recomienda que:

- a) El Estado debe acompañar e incentivar la iniciativa de las empresas para abrir nuevos mercados que incrementen los volúmenes de exportación, en el marco de los acuerdos bilaterales ya suscritos entre ambos gobiernos.
- b) El Estado debe extremar las negociaciones para optimizar el aprovisionamiento de gas natural al mercado del sur de Brasil desde el sur de Bolivia, promoviendo inversiones en la construcción de nuevos gasoductos de exportación, que podrían atravesar territorio argentino.

La globalización de los mercados exige tomar en cuenta las acciones de otros países en esta área, de manera de crear condiciones competitivas que permitan atraer inversiones al país. En este contexto, se sugieren las siguientes políticas:

- a) Mantener un régimen fiscal y tributario competitivo con las estructuras que existen en los países de la región.
- b) Garantizar la estabilidad tributaria, la cual es un requisito para atraer inversiones de magnitud y de larga maduración.
- c) Garantizar la efectiva neutralidad impositiva para las exportaciones.
- d) Incentivar la exploración en todo el territorio nacional, especialmente en las zonas no tradicionales. En este orden, es necesario flexibilizar la normativa vigente, en particular la referente a plazos de

exploración y condiciones operativas.

- e) Ante el cambio de escenario de las reservas de gas natural producida en los años recientes, establecer los cambios normativos correspondientes para que no se realicen inversiones improductivas en la fase de explotación de hidrocarburos, derivada especialmente de la falta de mercados para las reservas de gas natural, y cuyos resultados impactarán en una disminución de los ingresos por concepto de impuestos a las utilidades.
- f) Promover la inversión en infraestructura de transporte de gas natural por ductos para aumentar su capacidad, tanto en el sistema de ductos internos como en los sistemas de exportación hacia el este (Brasil), al sur (Argentina), y al oeste (Océano Pacífico).
- g) En el marco del Art. 33 de la Ley de Hidrocarburos, analizar y evaluar la política vigente de fijación de tarifas de transporte de gas por ductos, tanto para el mercado interno como para la exportación, con objeto de adoptar una metodología sustentada en el análisis de costos reales y objetivos, evitando conceptos discrecionales y subjetivos.

4.2 Políticas en el mercado interno

Los esfuerzos en este ámbito deben estar orientados a impulsar el consumo masivo de gas natural en el mercado interno, tanto en las áreas urbanas como rurales. Para el logro de este objetivo se plantea la necesidad de:

- a) Determinar mecanismos que aseguren que los beneficios que se puedan obtener en materia de menores precios en boca de pozo, sean trasladados al consumidor final de gas natural o de energía eléctrica.
- b) Establecer políticas y planes agresivos de inversiones para la expansión de redes primarias y secundarias de distribución de gas natural para atender la demanda potencial de usuarios domiciliarios, industriales y comerciales, de tal forma que un periodo de diez años se maximice la cobertura en por lo menos 200.000 usuarios de la población urbana del país.

Los planes de expansión deberán tomar en cuenta

especialmente los aspectos sociales y económicos de la población, estableciendo, en la medida que sea necesario, un subsidio focalizado del Estado.

La privatización de las Redes de Distribución de Gas Natural no debe constituirse en un freno a la política de masificación del uso del gas natural, mas bien debe contribuir a alcanzar las metas de cobertura.

- c) Para viabilizar e incentivar la construcción y ampliación de ductos en el país y lograr una tarifa de transporte que también incentive el consumo interno de gas natural, será necesario estudiar y aplicar los mecanismos más adecuados para el efecto.
- d) Establecer una política de fomento para el uso del gas natural comprimido (GNC) en el parque vehicular del país, implementando todas las medidas que sean necesarias para su viabilidad y competitividad, relacionadas con los costos de conversión o de incorporación de esta tecnología en los vehículos y de construcción y/o conversión de estaciones de servicio para la provisión de GNC.

Obligar a que el parque automotor del sector público utilice GNC como energía, para ello se tendrá que establecer un programa paulatino de conversión.

- e) Establecer normas especiales de seguridad par la instalación de plantas de envasado de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en el área rural donde no existan posibilidades de acceso a la distribución de gas natural por redes, con el fin de cambiar la matriz energética y proteger el medio ambiente, evitando la quema de madera, y fomentar la inversión en esta actividad.

4.3 Política de precios

El establecimiento de una política de precios para el gas natural es muy delicado y difícil, especialmente en un contexto de diferentes mercados. No obstante, se sugieren los siguientes lineamientos generales:

a) Mercado Externo

- Los precios del gas natural deben ser competitivos en cada mercado. Para ello, YPFB en coordinación con los productores debe definir

una estrategia de precios de exportación de gas natural, que reflejen precios similares para cada mercado o mercados similares, evitándose toda posibilidad de transferencia de precios en beneficio de terceros y en perjuicio del Estado. Se debe evitar la multiplicación indiscriminada de intermediarios en la comercialización, que disminuye el precio del gas natural en boca de pozo en desmedro de los ingresos por regalías, participaciones e impuestos.

- Estudiar la conveniencia de cambiar la normativa vigente, para asegurar que el pago de regalías y participaciones por concepto de gas natural se efectúe sobre la base del precio de venta real menos la tarifa de transporte específica para esa venta, por mercado y por titular.

b) Mercado Interno

- En el contexto de una evaluación exhaustiva del comportamiento del mercado interno y en el marco de lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, establecer un plan de desregulación del mercado interno del gas natural.

4.4 Rol de YPFB

Dado que por norma constitucional y por la Ley de Hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado, ya que el derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado a través de YPFB mediante los Contratos de Riesgo Compartido, se propone considerar que YPFB sea el Agregador y eventualmente Cargador de todas las exportaciones de gas natural, o en su defecto deberá analizarse la conveniencia de que esta empresa sea quien otorgue las autorizaciones de exportación de gas natural, con el objeto de ejercer control, un mejor manejo y seguimiento de las exportaciones a todos los mercados externos, preservando el interés del Estado. Para este efecto se deberán iniciar conversaciones con los productores en el contexto de los contratos de Riesgo Compartido.

Además de ejercer el control y la certificación de la exportación de gas natural, YPFB deberá participar, en representación del Estado boliviano, en los proyectos de exportación de gas natural, acompañando y cooperando en la negociación de los contratos de compra-venta de gas natural. En proyectos como el LNG y otros, YPFB de manera conjunta con el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos deberá coordinar con las empresas de manera de establecer en las diferentes fases y etapas de los proyectos, los mecanismos posibles para la defensa de los ingresos en boca de pozo.

4.5 Política sobre áreas protegidas

Respetar y compatibilizar las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, con los objetivos de desarrollo sostenible en las áreas protegidas. Todas las operaciones de la industria de hidrocarburos deben sujetarse estrictamente a las normas ambientales vigentes en el país, tanto en los aspectos de prevención como de remediación ambiental.

4.6 Política sobre los territorios comunitarios de origen

El Estado debe crear las condiciones de operabilidad para la industria hidrocarburífera, a través del diseño y aplicación de instrumentos de gestión socio ambiental, que permitan la prevención y resolución de conflictos en los territorios comunitarios de origen que sean afectados por actividades hidrocarburíferas.

4.7 Política sobre Ingresos del Gas

El Estado debe mejorar y optimizar las recaudaciones por ingresos provenientes de la renta petrolera, modernizando sus mecanismos de recaudación y fiscalización.

4.8 Organización del esfuerzo sectorial

Se propone institucionalizar la Comisión de Políticas de Estado sobre el Gas Natural, como un órgano consultivo, conformada por representantes del Poder

ANEXO
NOMINA DE PARTICIPANTES
REUNIONES JULIO 2001 – JUNIO 2002

MINISTERIO DE DESARROLLO ECONOMICO

Carlos Kempff Bruno
Carlos Saavedra Bruno (*)
Abel Martínez
José Montaña

MNR

Freddy Teodovich
Jaime Villalobos
Raúl Lema
Jorge Balcazar
Mauricio Gonzales

**MINISTERIO DE COMERCIO EXTERIOR E
INVERSIÓN**

Claudio Mansilla
Carlos Romero

MIR

Angel Zannier
Francisco Bolch

**VICEMINISTERIO DE ENERGIA E
HIDROCARBUROS**

Carlos Salinas
Carlos A. Contreras (*)
Mario Candia
Hugo Del Granado
Waldo Cerruto
Julio Solíz
Susana Anaya

ADN

Fernando Rodriguez
Wilmar Stelzer

YPFB

Hugo Peredo
Carlos Salinas(*)

UCS

Jorge Mariaca
Mario Galindo

SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS

Carlos Miranda

PDC

José Luis Roca
Manuel Crespo

PREFECTURA DE TARIJA

Clodomiro Aparicio
Gonzalo Azurduy

FRI

Abraham Pérez
Francisco Vaca

COMITÉ CIVICO DE TARIJA

Edgar Rendón
Elton Lenz

CEPB

Carlos Calvo

Eduardo Zegada

Fernando Illanes

Javier Cuevas

CBH

Herbert Muller

(*) Durante la Gestión del Gral. Hugo Banzer Suárez

CRONOLOGIA DE LAS REUNIONES DE LA COMISION

1ra Reunión	Martes	3 de julio de 2001
2da Reunión	Martes	10 de julio de 2001
3ra Reunión	Jueves	12 de julio de 2001
4ta Reunión	Jueves	19 de julio de 2001
5ta Reunión	Jueves	26 de julio de 2001
6ta Reunión	Martes	31 de julio de 2001
7ma Reunión	Miércoles	1º de agosto de 2001
8va Reunión	Lunes	13 de agosto de 2001
9na Reunión	Lunes	20 de agosto de 2001
10ma Reunión	Lunes	27 de agosto de 2001
11ava Reunión	Martes	11 de septiembre de 2001
12ava Reunión	Viernes	21 de septiembre de 2001
13ava Reunión	Viernes	19 de octubre de 2001
14ava Reunión	Lunes	14 de enero de 2002
15ava Reunión	Martes	22 de enero de 2002
16ava Reunión	Lunes	18 de febrero de 2002
17ava Reunión	Lunes	4 de marzo de 2002
18ava Reunión	Jueves	7 de marzo de 2002
19ava Reunión	Lunes	18 de marzo de 2002
20ava Reunión	Miércoles	27 de marzo de 2002
21ava Reunión	Martes	9 de abril de 2002
22ava Reunión	Miércoles	1º de mayo de 2002
23ava Reunión	Lunes	10 de junio de 2002

ANEXO ESTADISTICO VMEH-UIR

PROYECCION VOLUMENES DE GAS NATURAL MERCADO INTERNO Y EXTERNO (EN Mm3d)

PROYECTO	VOLÚMENES																				
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	PROM.DIA	TPC
																					PROYECT
MERCADO EXTERNO	11.125	25.192	34.872	47.580	48.080	72.580	73.080	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	83.580	69.235	16,04
GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL	10.500	20.400	30.080	40.080	40.080	40.080	40.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	50.080	43.277	10,60
LNG	0	0	0	0	0	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	17.684	3,42
ARGENTINA(MADREJONES)	625	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.401	0,59
CUIBA		2.292	2.292	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	6.199	1,44
MERCADO INTERNO	3.300	3.432	4.169	13.312	27.561	30.715	30.876	31.043	32.216	31.397	31.585	31.780	31.983	32.195	32.415	32.643	32.881	33.128	33.385	26.264	6,43
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	3.300	3.432	3.569	3.712	3.861	4.015	4.176	4.343	4.516	4.697	4.885	5.080	5.283	5.495	5.715	5.943	6.181	6.428	6.685	4.806	1,18
GTL					14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	2,73
PETROQUIMICA-FERTILIZANTES							3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	0,64
TERMoeLECTRICA SAN IGNACIO		0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	567	0,13
TERMoeLECTRICA TARJA				9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	1,86
TOTAL VOLUMEN Mm3d	14.425	28.624	39.041	60.892	75.641	103.295	103.956	114.623	114.796	114.977	115.165	115.360	115.563	115.775	115.995	116.223	116.461	116.708	116.965	95.499	
TOTAL VOLUMEN TPC	0,19	0,37	0,50	0,78	0,97	1,33	1,34	1,48	1,48	1,48	1,48	1,49	1,49	1,49	1,50	1,50	1,50	1,50	1,51		22,48

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE GAS NATURAL-TGN Y PREFECTURAS DEPARTAMENTALES
MERCADO INTERNO Y EXTERNO
(MILLONES DE DOLARES DE DOLARES)

PROYECTO	TOTAL (11%, 1%, 6%, 13% Y 19%)																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
MERCADO EXTERNO	56.30	102.93	131.68	164.40	161.32	200.10	201.60	231.62	231.59	232.56	232.53	232.39	232.36	232.37	232.28	232.24	232.20	232.15	232.11	3.804,72
GASODUCTO BOLIVIA – BRASIL	54.76	85.34	113.86	139.98	136.32	130.63	130.98	158.42	158.40	159.39	159.37	159.25	159.23	159.25	159.18	159.16	159.13	159.11	159.08	2.700,84
LNG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	49.70	49.70	50.72	50.71	50.70	50.69	50.68	50.67	50.66	50.65	50.64	50.63	50.62	50.60	707,41
ARGENTINA(MADREJONES)	1.54	6.49	6.61	6.49	6.28	5.94	5.94	6.05	6.05	6.05	6.04	6.04	6.04	6.04	6.04	6.04	6.04	6.04	6.04	111,80
CUBA	0.00	11.10	11.21	17.93	18.72	13.82	14.98	16.43	16.42	16.42	16.42	16.42	16.41	16.41	16.41	16.40	16.40	16.40	15.39	284,68
MERCADO INTERNO	20.45	21.72	22.84	41.68	70.01	69.80	66.67	68.35	68.72	69.11	69.51	69.93	70.36	70.81	71.28	71.77	72.27	72.80	73.35	1.161,43
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	20.45	21.72	21.39	18.84	15.66	12.14	9.02	9.56	9.94	10.34	10.75	11.18	11.62	12.09	12.57	13.07	13.59	14.13	14.69	262,73
GTL	0.00	0.00	0.00	0.00	32.33	30.45	30.45	31.05	31.04	31.04	31.03	31.02	31.02	31.01	31.01	31.00	30.99	30.98	30.98	465,40
PETROQUIMICA-FERTILIZANTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.48	6.48	6.61	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.59	6.59	6.59	92,14
TERMoeLECTRICA SAN IGNACIO	0.00	0.00	1.46	1.43	1.38	1.30	1.30	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	22,69
TERMoeLECTRICA TARIJA	0.00	0.00	0.00	21.41	20.64	19.43	19.43	19.82	19.81	19.81	19.81	19.80	19.80	19.80	19.79	19.79	19.78	19.78	19.77	318,47
TOTAL RECAUDACION	76.75	124.65	154.52	206.08	231.32	269.89	268.27	299.97	300.31	301.67	302.04	302.32	302.72	303.18	303.56	304.01	304.47	304.95	305.46	4.966,15

VMEH-UIR

PROYECCION

INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE GAS NATURAL – PREFECTURAS DEPARTAMENTALES
MERCADO INTERNO Y EXTERNO
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

PROYECTO	REGALIA DEPARTAMENTAL Y COMPENSATORIA (11% + 1%)																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
MERCADO EXTERNO	17.75	43.56	61.97	82.20	78.93	109.44	110.20	129.58	129.55	129.52	129.49	129.45	129.42	129.38	129.34	129.30	129.26	129.22	129.17	2.056,70
GASODUCTO BOLIVIA - BRASIL	16.75	35.27	53.45	69.24	65.79	60.43	60.44	77.55	77.63	77.61	77.59	77.57	77.54	77.52	77.50	77.47	77.45	77.42	77.40	1.291,72
LNG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	36.19	36.19	37.21	37.20	37.19	37.18	37.17	37.16	37.15	37.14	37.13	37.12	37.10	37.09	518,23
ARGENTINA(MADREJONES)	1.00	4.32	4.44	4.32	4.10	3.77	3.77	3.88	3.88	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.86	72,17
CUBA	0.00	3.96	4.07	8.64	9.03	9.05	9.50	10.55	10.55	10.85	10.84	10.84	10.84	10.84	10.83	10.83	10.83	10.82	10.82	174,59
MERCADO INTERNO	5.27	5.93	7.41	23.00	45.24	46.31	46.56	48.13	48.39	48.65	48.93	49.22	49.52	49.84	50.16	50.50	50.85	52.22	51.60	776,73
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	5.27	5.93	6.34	6.41	6.34	6.05	6.30	6.73	7.00	7.28	7.57	7.87	8.18	8.51	8.84	9.19	9.56	9.94	10.33	143,64
GTL	0.00	0.00	0.00	0.00	23.15	21.26	21.26	21.86	21.86	21.85	21.84	21.84	21.83	21.83	21.82	21.81	21.81	21.80	21.79	327,60
PETROQUIMICA-FERTILIZANTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.52	4.52	4.55	4.65	4.65	4.65	4.65	4.65	4.64	4.64	4.64	4.64	4.64	4.64	64,78
TERMoeLECTRICA SAN IGNACIO	0.00	0.00	1.07	1.04	0.98	0.90	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	16,04
TERMoeLECTRICA TARIJA	0.00	0.00	0.00	15.55	14.77	13.57	13.57	13.95	13.95	13.95	13.94	13.94	13.94	13.93	13.93	13.92	13.92	13.91	13.91	224,66
TOTAL RECAUDACION	23.02	49.49	69.37	105.19	124.17	155.75	155.75	177.71	177.94	178.18	178.42	178.68	178.94	179.22	179.50	179.80	180.11	180.43	180.77	2.833,43

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE GAS NATURAL – TGN
MERCADO INTERNO Y EXTERNO
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

PROYECTO	PARTICIPACION TGN – YPFB (6%)																				
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	
1000000																					
MERCADO EXTERNO	9.36	22.51	31.97	43.92	44.13	57.35	58.26	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	68.63	1.091,60
GASODUCTO BOLIVIA – BRASIL	54.76	18.51	27.97	37.77	37.58	37.40	37.40	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	47.37	773,94
LNG	8.82	0.00	0.00	0.00	0.00	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	189,18
ARGENTINA(MADREJONES)	1.54	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	39,63
CUIBA	0.00	1.83	1.83	3.98	4.38	4.38	5.18	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	88,85
MERCADO INTERNO	2.15	2.24	2.72	8.67	17.96	20.01	20.12	20.22	20.34	20.46	20.58	20.70	20.84	20.98	21.12	21.27	21.42	21.58	21.75	21.75	325,11
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	2.15	2.24	2.33	2.42	2.52	2.52	2.72	2.83	2.94	3.06	3.18	3.31	3.44	3.58	3.72	3.87	4.03	4.19	4.36	4.36	59,49
GTL	0.00	0.00	0.00	0.00	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19	137,79
PETROQUIMICA-FERTILIZANTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	27,36
TERMoeLECTRICA SAN IGNACIO	0.00	0.00	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	6,65
TERMoeLECTRICA TARIJA	0.00	0.00	0.00	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	93,82
TOTAL RECAUDACION	11.51	24.75	34.69	52.60	62.08	77.87	78.38	88.86	88,97	89.09	89.21	89.34	89.47	89.61	89.75	89.90	90.05	90.22	90.38	90.38	1.416,72

PROYECCION
VOLUMENES DE PETROLEO Y CONDENSADO
EXISTENTE Y NUEVO / MERCADO INTERNO Y EXTERNO
(EN Bbls)

	VOLUMENES																			
PETROLEO Y CONDENSADO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
EXISTENTE	4.906.954	4.799.385	4.385.074	4.147.422	3.245.580	2.651.068	2.456.706	2.264.168	2.092.801	1.872.231	1.666.481	1.404.922	1.159.277	938.926	753.543	615.500	542.865	507.788	366.570	40.777.261.00
NUEVO	6.658.613	9.853.193	12.836.643	18.887.395	22.296.423	28.462.596	27.346.947	28.419.391	26.883.830	26.068.983	25.238.395	24.452.599	23.689.813	22.850.529	21.994.981	21.223.455	20.385.002	19.507.350	18.802.813	405.848.961
TOTAL EXISTENTE+NUEVO (BBLs)	11.565.567	14.652.578	17.221.717	23.034.817	25.542.003	31.113.664	29.803.653	30.683.559	28.976.631	27.941.214	26.904.876	25.867.531	24.829.090	23.789.455	22.748.524	21.838.955	20.927.867	20.015.138	19.169.383	446.626.221.70
TOT. EXISTENT+NUEVO(BBLs/DIA)	31.686.48	40.144.05	47.182.79	63.109.09	69.978.09	85.242.91	81.653.84	84.064.55	79.388.03	76.551.27	73.711.99	70.869.95	68.024.90	65.176.59	62.324.72	59.832.75	57.336.62	54.835.99	52.518.86	64.402
MERCADO INTERNO (MI)	11.565.567	12.028.190	12.509.317	13.009.690	13.530.077	14.071.281	14.634.132	15.219.497	15.828.277	16.461.408	17.119.864	17.804.569	18.516.545	19.257.519	20.027.820	20.828.933	21.662.090	22.528.574	19.169.383	315.773.122.24
MERCADO EXTERNO (ME)	0	2.624.388	4.712.400	10.025.127	12.011.926	17.042.383	15.169.522	15.464.062	13.148.354	11.479.806	9.785.012	8.062.872	5.312.244	4.531.935	2.720.704	1.010.022	734.223	2.513.436	0	130.853.099.45
TOTAL MI + ME (BBLs)	11.565.567	14.652.578	17.221.717	23.034.817	25.542.003	31.113.664	29.803.653	30.683.559	28.976.631	27.941.214	26.904.876	25.867.531	24.829.090	23.789.455	22.748.524	21.838.955	20.927.867	20.015.138	19.169.3.83	446.626.221.70
TOTAL MI + ME (BBLs/DIA)	31.686.48	40.144.05	47.182.79	63.109.09	69.978.09	85.242.91	81.653.84	84.064.55	79.388.03	76.551.27	73.711.99	70.869.95	68.024.90	65.176.59	62.324.72	59.832.75	57.336.62	54.835.99	52.518.88	64.402

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO – TGN Y
PREFECTURAS DEPARTAMENTALES
MERCADO INTERNO Y EXTERNO

CONCEPTO	TOTAL (11%, 1%, 6%, 13% Y 19%)																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
REGALIAS (11% + 1%)	36.09	38.59	44.71	58.32	64.31	77.39	74.59	76.85	73.15	71.02	68.89	66.76	64.65	62.55	60.45	58.67	56.90	55.14	51.85	1.160.85
REG.NAL.COMPLEMENT.(13%)	17.10	14.21	12.75	11.68	9.08	7.30	6.82	6.29	5.87	5.30	4.76	4.05	3.38	2.77	2.26	1.87	1.67	1.59	1.12	119.87
PARTICIPACION NACIONAL(19%)	25.24	20.76	18.63	17.07	13.27	10.67	9.96	9.19	8.58	7.74	6.96	5.93	4.94	4.05	3.30	2.73	2.44	2.32	1.64	175.43
PARTICIPACION TGN – YPFB (6%)	20.02	20.02	23.11	29.94	32.97	39.54	38.17	39.34	37.53	36.50	35.47	34.45	33.44	32.43	31.43	30.58	29.75	28.92	27.07	600.66
TOTAL MI + ME	98.45	93.57	99.19	117.02	119.63	134.89	129.54	131.67	125.13	120.55	116.07	111.19	106.41	101.80	97.43	93.85	90.76	87.97	81.69	2.056.82

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE GAS NATURAL – TGN
MERCADO INTERNO Y EXTERNO
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

PROYECTO	REGALIA NACIONAL COMPLEMENTARIA Y PARTICIPACION NACIONAL TGN (13% + 19%)																				
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	
1000000																					
MERCADO EXTERNO	29.19	36.86	37.75	38.28	38.26	32.80	33.15	33.40	33.40	34.41	34.31	34.31	34.31	34.36	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	656,41
GASODUCTO BOLIVIA - BRASIL	29.19	31.56	34.44	32.97	32.95	32.80	33.15	33.40	33.40	34.41	34.41	34.41	34.31	34.36	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	635,18
LNG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
ARGENTINA(MADREJONES)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
CUIBA	0.00	5.31	5.31	5.31	5.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21,23
MERCADO INTERNO	13.03	13.55	12.72	10.01	6.81	3.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	59,59
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	13.03	13.55	12.72	10.01	6.81	3.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,59
GTL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
PETROQUIMICA-FERTILIZANTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
TERMOELECTRICA SAN IGNACIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
TERMOELECTRICA TARIJA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,00
TOTAL RECAUDACION	42.22	50.42	50.46	48.29	45.07	36.27	33.15	33.40	33.40	34.41	34.41	34.41	34.41	34.36	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	34.31	716,00

PROYECCION
VALOR DE LAS EXPORTACIONES Y TRANSACCIONES MERCADO INTERNO
GAS NATURAL
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

PROYECTO /	TOTAL																				
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	
1000000																					
MERCADO EXTERNO	230.83	537.38	763.85	1.053.35	1.060.33	1.360.34	1.370.53	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	1.617.99	25.792.51
GASODUCTO BOLIVIA – BRASIL	221.53	453.48	679.95	914.27	911.06	908.11	908.11	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	1.145.38	18.741.09
LNG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	292.78	4.098.85
ARGENTINA (MADREJONES)	9.30	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	37.20	678.90
CUBA	0.00	46.70	46.70	101.88	112.07	122.26	132.45	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	142.63	2.273.67
MERCADO INTERNO	53.09	55.21	67.07	214.14	443.35	494.10	496.68	499.37	502.16	505.07	508.09	511.23	514.50	517.90	521.44	525.11	528.94	532.92	537.05	8.027.42	
CONSUMO INDUSTRIAL Y DOMESTICO	53.09	55.21	57.42	59.71	62.10	64.59	67.17	69.86	72.65	75.56	78.58	81.72	84.99	88.39	91.93	95.60	99.43	103.41	107.54	1.468.94	
GTL	0.00	0.00	0.00	0.00	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	226.82	3.402.30
PETROQUIMICA – FERTILIZANTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	48.26	675.63
TERMoeLECTRICA SAN IGNACIO	0.00	0.00	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	164.08
TERMoeLECTRICA TARIJA	0.00	0.00	0.00	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	144.78	2.316.46
TOTAL VALOR	283.91	592.59	830.92	1.267.50	1.503.68	1.854.44	1.867.21	2.117.36	2.120.15	2.123.06	2.126.08	2.129.23	2.132.49	2.135.89	2.139.43	2.143.11	2.146.93	2.150.91	2.155.04	33.819.93	

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO – TGN Y PREFECTURAS DEPARTAMENTALES

MERCADO INTERNO
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

CONCEPTO	TOTAL (11%, 1%, 6%, 13% Y 19%)																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1000000																				
REGALIAS (11% + 1%)	36.09	32.53	33.84	35.19	36.60	38.06	39.58	41.17	42.81	44.52	46.31	48.16	50.08	52.09	54.17	56.34	58.59	60.94	51.85	858.91
REG. NAL. COMPLEMENTARIA (13%)	17.10	12.06	9.75	7.17	5.26	3.67	3.69	3.44	3.50	3.38	3.25	2.96	2.65	2.33	2.03	1.80	1.72	1.75	1.12	88.60
PARTICIPACION NACIONAL (19%)	25.24	17.62	14.25	10.48	7.69	5.36	5.40	5.02	5.11	4.93	4.74	4.33	3.87	3.40	2.97	2.63	2.51	2.56	1.64	129.74
PARTICIPACION TGN – YPFB (6%)	20.02	16.99	17.67	18.37	19.11	19.87	20.67	21.50	22.36	23.25	24.18	25.15	26.15	27.20	28.29	29.42	30.60	31.82	27.07	449.68
TOTAL MI	98.45	79.20	75.50	71.21	68.66	66.97	69.34	71.12	73.78	76.08	78.47	80.59	82.75	85.01	87.46	90.18	93.42	97.06	81.69	1.526.93

PROYECCION
INGRESOS FISCALES POR PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO – TGN Y PREFECTURAS DEPARTAMENTALES

MERCADO EXTERNO
(MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

CONCEPTO	TOTAL (11%, 1%, 6%, 13% Y 19%)																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	*2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
REGALIAS (11% + 1%)	0.00	6.06	10.87	23.13	27.72	39.33	35.01	35.68	30.34	26.49	22.58	18.61	14.57	10.46	6.28	2.33	0.00	0.00	0.00	301.96
REG. NAL. COMPLEMENTARIA (13%)	0.00	2.15	3.00	4.51	3.82	3.63	3.13	2.85	2.37	1.92	1.52	1.09	0.74	0.45	0.23	0.07	0.00	0.00	0.00	31.27
PARTICIPACION NACIONAL (19%)	0.00	3.14	4.38	6.60	5.58	5.31	4.57	4.17	3.47	2.81	2.21	1.60	1.08	0.65	0.33	0.10	0.00	0.00	0.00	45.70
PARTICIPACION TGN – YPFB (6%)	0.00	3.03	5.44	11.57	13.86	19.66	17.50	17.84	15.17	13.25	11.29	9.30	7.28	5.23	3.14	1.17	0.00	0.00	0.00	150.98
TOTAL ME	0.00	14.37	23.70	45.81	50.97	67.93	60.20	60.55	51.36	44.47	37.60	30.60	23.66	16.79	9.97	3.67	0.00	0.00	0.00	529.90

PROYECCION
VOLUMENES DE PETROLEO Y CONDENSADO
SUPUESTOS – VARIABLES CRITICAS

	VOLUMENES																		
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
REL PET/GAS HASTA 10.3	0.074	0.073	0.071	0.070	0.065	0.062	0.060	0.058	0.055	0.052	0.049	0.046	0.043	0.040	0.037	0.035	0.033	0.031	0.029
REL PET/GAS P GAS ADICIONAL	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.019	0.18	0.017	0.016	0.016	0.015	0.015	0.014	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012	0.011
TASA DE CRECIMIENTO MERCADO INTERNO	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
PRECIO MERCADO INTERNO REGALIAS	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24
TARIFA DE TRANSPORTE	0.93074	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
PRECIO LIQUIDACION (M I) REGALIAS	24.1	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
PRECIO MERCADO INTERNO PARTICIPACIONES	28	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
TARIFA DE TRANSPORTE	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
PRECIO LIQUIDACION (M I) PARTICIPACIONES	25.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5
PRECIO MERCADO EXTERNO REGALIAS	26	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
TARIFA DE TRANSPORTE	2.48074	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77
PRECIO LIQUIDACION (M E) REGALIAS	23.5	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
PRECIO MERCADO EXTERNO PARTICIPACIONES	26	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
TARIFA DE TRANSPORTE	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77
PRECIO LIQUIDACION (M E) PARTICIPACIONES	21.23	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	10.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
% MERCADO INTERNO	1.000	0.8209	0.7264	0.5648	0.5297	0.4523	0.4910	0.4960	0.5462	0.5891	0.6363	0.6883	0.7458	0.8095	0.8804	0.9538	1.0351	1.1256	1.0000
% MERCADO EXTERNO	0.0000	0.1791	0.2736	0.4352	0.4703	0.5477	0.5090	0.5040	0.4538	0.4109	0.3637	0.3117	0.2542	0.1905	0.1196	0.0462	0.0351	0.1256	0.000

PROYECCION
 VALOR DE LAS EXPORTACIONES Y TRANSACCIONES MERCADO INTERNO
 PETROLEO Y CONDENSADO
 (MILLONES DE DOLARES AMERICANOS)

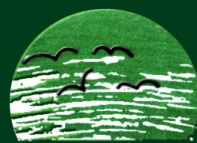
PROYECTO/ 1000000	TOTAL																			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
MERCADO EXTERNO	0.00	62.99	113.10	240.60	288.29	409.02	364.07	371.14	315.56	275.52	234.84	193.51	151.49	108.77	65.30	24.24	17.62	62.32	0.00	3.140.47
MERCADO INTERNO	323.84	312.73	325.24	338.25	351.78	365.85	380.49	395.71	411.54	428.00	445.12	462.92	481.44	500.70	520.72	541.55	563.21	585.74	498.40	8.233.23
TOTAL MERCADO EXTERNO E INTERNO	323.84	375.72	438.34	578.85	640.07	774.87	744.56	766.84	727.10	703.51	670.96	656.43	632.93	609.46	586.02	565.79	545.59	525.42	498.40	11.373.71



A principios del 2002, varias instituciones, el Postgrado de la Universidad Mayor de San Andrés CIDES-UMSA, el Comité de Defensa del patrimonio Nacional CODEPANAL y el Foro Boliviano sobre medio Ambiente y Desarrollo-FOBOMADE, coordinaron un programa de investigación, cuya Fase I fue denominada: Relaciones Energéticas Bolivia Brasil. Los resultados de esa investigación fueron entregados en diversas reuniones y publicaciones y son recogidos por primera vez en la presente obra.

Enrique Mariaca, Carlos Villegas, Alvaro Garcia Linera, Freddy Morales, Patricia Molina, son los analistas nacionales que abordan y comentan los diferentes aspectos desde la historia de la explotación petrolera en Bolivia, la privatización, los aspectos ambientales, la falta de políticas y estrategias de país en la temática. El profesor Artur de Souza Moret introduce una valiosa reflexión sobre los procesos de integración o *anexión* y la necesidad de planificar el desarrollo bajo el enfoque de la sustentabilidad, introduciendo el tema de las energías alternativas.

Las reflexiones conclusivas realizadas por Alvaro García Linera nos muestran la situación de Bolivia como negociador frente no solo a vecinos poderosos como Brasil, sino sobre todo por la presencia de poderes económicos transnacionales que modifican las relaciones entre Estados, lo que le lleva a enfatizar la necesidad del fortalecimiento de lo local sin “*abandonar la pretensión de lo general*”.



FOBOMADE

Foro Boliviano
Medio Ambiente y Desarrollo

Abdón Saavedra 2370

Tel. 2422105

Fax. 2421221

casilla: 5540

La Paz - Bolivia

<http://www.fobomade.org.bo>