



Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia

Gonzálo Chávez A.

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

Departamento de
Países del Grupo
Andino

RESUMEN DE POLÍTICAS

IDB-PB-199

Septiembre 2013

Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia

Gonzálo Chávez A.



Banco Interamericano de Desarrollo

2013

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Chávez A., Gonzalo.

Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia / Gonzalo Chávez A. ; con la colaboración de
Susana Gonzáles.

p. cm. — (Resumen de políticas del BID ; 199)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Fiscal Policy—Bolivia. 2. Hydrocarbons—Bolivia. 3. Revenue—Bolivia. I. Gonzáles, Susana. II.
Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento de Países del Grupo Andino. III. Título. IV. Serie.
IDB-PB-199

<http://www.iadb.org>

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no
necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio
Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de
conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2013 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este
documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Códigos JEL: E62, F41, F62, H27, H50, H62.

INGRESOS FISCALES POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA¹

Resumen

La economía boliviana depende de manera significativa de la exportación de recursos naturales, en especial de hidrocarburos. Desde el punto de vista fiscal, la venta de gas natural a Brasil y a Argentina genera al Tesoro General de la Nación más del 50% de sus ingresos. Desde mediados de los años 2000, la economía mundial registra precios elevados de las materias primas, en particular petróleo y gas natural, lo cual ha representado un shock positivo de ingresos para el país.

Este documento analiza la manera en que los cambios en los precios del petróleo y del gas natural afectan los ingresos del gobierno central y de los gobiernos departamentales, considerando el contexto jurídico e institucional del sector de los hidrocarburos en Bolivia.

¹ Se agradece la colaboración de Susana Gonzáles y los comentarios de Leopoldo Avellán, Leandro Andrian y Arturo Galindo durante la elaboración del presente trabajo.

ÍNDICE

Introducción.....	1
1. Marco regulatorio de la distribución de la renta petrolera.....	1
Exploración y explotación.....	3
Breve reseña sobre los contratos petroleros.....	3
Régimen tributario de las actividades de exploración y explotación....	7
Refinación, transporte, distribución y comercialización.....	10
2. Marco institucional de la distribución de recursos.....	12
3. Ingresos fiscales y su distribución en Bolivia.....	14
4. Cambios en los ingresos por variaciones en el precio internacional de referencia.....	20
5. Consideraciones finales.....	30
Referencias.....	32
Anexo A: Liquidación de regalías y participaciones hidrocarburíferas.....	33
Anexo B: Cálculo, aplicación y distribución del IDH.....	36
Anexo C: Contratos de YPFB con Petrobras de Brasil y Enarsa S.A de Argentina...	39

INTRODUCCIÓN

La economía boliviana depende de manera significativa de la exportación de recursos naturales, en especial de hidrocarburos. Desde el punto de vista fiscal, la venta de gas natural a Brasil y a Argentina genera al Tesoro General de la Nación más del 50% de sus ingresos. Desde mediados de los años 2000, la economía mundial registra precios elevados de las materias primas, en particular petróleo y gas natural, lo cual ha representado un shock positivo de ingresos para el país.

En este documento se busca analizar la manera en que los cambios en los precios del petróleo y del gas natural afectan los ingresos del gobierno central y de los gobiernos departamentales, considerando el contexto jurídico e institucional del sector de los hidrocarburos en Bolivia. Después de esta corta introducción, en la primera parte se analiza el marco regulatorio jurídico de la distribución de la renta petrolera tanto en las actividades de exploración y explotación, como en las de transporte, refinación, comercialización y distribución. En la segunda parte se describe el andamiaje institucional que respalda la distribución de los recursos provenientes del sector de hidrocarburos en todas sus etapas, mientras que en la tercera se cuantifican los ingresos fiscales provenientes del sector y se describe su distribución en Bolivia. En la cuarta sección se muestra la manera en que las variaciones del precio internacional del petróleo afectan los ingresos del gobierno nacional, y finalmente se ofrecen algunas reflexiones.

1. MARCO REGULATORIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

De acuerdo con la nueva CPE (Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia) promulgada en febrero de 2009, una de las principales funciones del Estado consiste en el aprovechamiento de los recursos naturales estratégicos. Para este propósito, la Carta Magna promueve una organización económica basada en el desarrollo productivo de los recursos naturales con el objetivo final de eliminar la pobreza y la exclusión social y económica de país (Artículo 313°).

En este contexto, la CPE determina que el Estado será quien tenga la propiedad y control de los recursos naturales considerados estratégicos, y también el

encargado de administrar toda la cadena de exploración, producción e industrialización a través de empresas estatales (Artículos 309° y 311°). Adicionalmente, la CPE dispone que la prioridad de las políticas económicas del Estado debe ser la articulación de la explotación de los recursos naturales con el aparato productivo interno (Artículo 319°), en lo cual pueden participar tanto el nivel central como los niveles locales. Estos últimos ejercerán control y monitoreo socioambiental en sus respectivas jurisdicciones (Artículos 9°, 298°, 300° 302°, 304°).

La CPE también establece que la distribución de los beneficios de la explotación de recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, asignándose con prioridad a las regiones productoras, a las naciones y pueblos indígenas originarios, y a los campesinos¹.

Respecto al sector de hidrocarburos en particular, el Artículo 368° establece una regalía del 11% de la producción fiscalizada para los departamentos productores², y deja a una ley especial el establecimiento de una participación para los departamentos no productores y para el TGE (Tesoro General del Estado), sin mencionar esta vez a los pueblos indígenas.

Paralelamente, la Carta Magna hace mención a los ingresos fiscales de los departamentos en el marco de las autonomías³. Estos territorios tendrán ingresos asegurados, entre otros, por: “...i) *las regalías departamentales creadas por ley*; ii) *la participación en recursos provenientes de Impuestos a los Hidrocarburos según los porcentajes previstos en la Ley*; y iii) *Impuestos, tasas, contribuciones especiales y patentes departamentales sobre los recursos naturales...*” (Artículo 341°).

¹ De acuerdo con la Ley Marco de Autonomías y Descentralización de julio de 2010, son aquellos pueblos y naciones que existen con anterioridad a la colonización y constituyen una unidad sociopolítica, históricamente desarrollada, con organización, cultura, instituciones, derecho, ritualidad, religión, idioma y otras características comunes e integradas. Además se encuentran asentados en un territorio ancestral determinado y con sus instituciones propias, que en las tierras altas son los Suyus conformados por Markas, Ayllus y otras formas de organización, y en las tierras bajas tendrán las características propias de cada pueblo indígena, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2, Parágrafo I del Artículo 30 y el Artículo 32 de la Constitución Política del Estado.

² Los departamentos productores de recursos hidrocarbúferos son Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca.

³ La Ley Marco de Autonomías y Descentralización fue promulgada mediante Ley N° 031 del 19 de julio de 2010.

Como se puede colegir a partir de los lineamientos constitucionales, la importancia del sector de hidrocarburos para el gobierno central y los gobiernos locales (departamentales y municipales) está dada por los recursos que este transfiere vía tributaria y no tributaria. Esta relación fiscal se encuentra a lo largo de toda la cadena de producción petrolera, es decir, las etapas de exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización y distribución por redes.

A continuación se explica de qué manera el marco regulatorio determina la distribución de los beneficios provenientes de los recursos hidrocarburíferos según sus etapas productivas.

Exploración y explotación

Breve reseña sobre los contratos petroleros

Durante nueve años, entre abril de 1996 y mayo de 2005, el sector petrolero estuvo regido por la Ley de Hidrocarburos N° 1689, la cual contemplaba la suscripción de contratos de tipo “riesgo compartido” para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este régimen --liberal en cuanto al tipo de relacionamiento del Estado con las empresas privadas-- tenía el objetivo último de atraer las inversiones necesarias para cumplir con el contrato de abastecimiento de gas natural a la República Federal del Brasil hasta el año 2019⁴.

En ese contexto jurídico, las empresas inversoras asumían el riesgo de la exploración pero a cambio adquirían la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo. La condición era el abastecimiento del mercado interno de gas natural y líquido (crudo y gas licuado de petróleo o GLP), y el cumplimiento de la normativa de formación de precios internos, que en principio estaba orientada a reflejar las condiciones del mercado internacional.

Mientras los precios internacionales fueron bajos, la reglamentación se mantuvo inalterada. Sin embargo, a partir de 2003 y 2004 cuando el mercado internacional del petróleo comenzó a mostrar una tendencia alcista, se hicieron varias modificaciones a la normativa de precios con el fin de estabilizarlos en un nivel más

⁴ Contrato de compra de gas natural por parte de Petrobras S.A. y de venta por parte de YPF B por un plazo de 21 años. El contrato fue suscrito en agosto de 1996 y el suministro se inició en julio de 1999, con un volumen inicial de 8 millones de m³ por día, el cual se iría incrementando hasta un máximo de 30 millones de m³ por día.

bajo para el consumidor nacional. En tal sentido se estableció, mediante los Decretos Supremos⁵ 27691 y 27959, que los nuevos precios en boca de pozo para el mercado interno, tanto del petróleo como del GLP, fueran fijados en US\$/Bbl 27,11 y 16,91 respectivamente. En el caso del gas natural, la normativa que establecía el precio de este energético para el mercado interno variaba entre los diferentes tipos de usuarios, resultando en un promedio de US\$/MM BTU 0,59.

En el contexto de precios internacionales altos, en el año 2005 se aprobó la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, cuya misión encomendada por el pueblo boliviano a través de un referendun consistía en la “recuperación de la propiedad de los hidrocarburos producidos”, derecho este que debía ser ejercido por YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) en representación del Estado boliviano. Asimismo se determinó la anulación de los contratos de riesgo compartido y se definió un nuevo régimen contractual donde necesariamente se contempla la participación de YPFB.

La nueva CPE, aprobada posteriormente a la Ley N° 3058, refrendó los mencionados lineamientos. En los Artículos 362° y 363° autorizaba, mediante la Asamblea Legislativa Plurinacional, la suscripción de contratos de prestación de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, siempre y cuando no se incurriera en pérdidas para YPFB y/o para el Estado. Igualmente permitía la conformación de sociedades de economía mixta para realizar actividades de la cadena, con participación accionaria de al menos 51% del total del capital social.

En la refundación de YPFB se le otorgó la propiedad de las acciones de las empresas petroleras que habían sido capitalizadas en 1995 por empresas privadas extranjeras y que fueron nacionalizadas mediante el D.S. 28701 de mayo de 2006. Con dicho “Decreto de Nacionalización,” como se le denominaría, se confería a YPFB la potestad de definir las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y de tomar el control de todas las actividades de la cadena productiva. Asimismo se establecía un nuevo marco contractual para las empresas que operan en las actividades de exploración y explotación, y su obligación de adecuarse a ese nuevo marco en un plazo de 180 días. Según la normativa, los nuevos tipos de contrato posibles entre las empresas y el Estado boliviano son:

⁵ El Decreto Supremo o D.S. constituye un instrumento jurídico promulgado por la instancia Ejecutiva del gobierno de turno; su nivel jerárquico es inferior al de una Ley pero superior a una Resolución Ministerial o Resolución Administrativa, emitidas respectivamente por un ministerio o por una agencia regulatoria.

- (i) *Contrato de Producción Compartida.* Es aquel por medio del cual una persona colectiva, nacional o extranjera ejecuta con sus propios medios, y por su exclusiva cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación a nombre y en representación de YPFB. El Titular (empresa petrolera operadora en estas actividades) en el Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, en el punto de fiscalización, una vez deducidas las regalías, impuestos y participaciones.
- (ii) *Contrato de Operación.* Es aquel por medio del cual el Titular ejecutará con sus propios medios, por su exclusiva cuenta y riesgo, y a nombre y en representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato a cambio de una retribución.
- (iii) *Contrato de Asociación.* Es aquel contrato suscrito entre YPFB y el Titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial. En el Contrato de Asociación se establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes.

En la práctica, los Contratos de Riesgo Compartido se adecuaron a los Contratos de Operación con YPFB⁶. En octubre de 2006, YPFB suscribió 44 de estos con 12 empresas petroleras, de los cuales 43⁷ se protocolizaron en mayo de 2007. A continuación se mencionan algunos aspectos operativos relevantes de estos contratos:

- Las empresas se convierten en proveedoras de servicios.
- La explotación de hidrocarburos debe iniciarse una vez concluida la fase de exploración con la Declaratoria de Comercialidad y la presentación del Plan de

⁶ Solamente en el caso de Petroandina SAM --asociación mixta entre YPFB y PDVSA-- puede presentarse un tipo de contrato diferente al de operación, cuyo régimen económico aún no se ha definido.

⁷ En un caso, Petrobras devolvió el área Irenda en enero de 2007.

Desarrollo de Campo para su aprobación por parte de YPFB⁸.

- Una vez producidos los hidrocarburos, estos son medidos y entregados a YPFB en el punto de fiscalización para su comercialización.
- Como propietario y único comercializador de los hidrocarburos, YPFB realiza los pagos por concepto de regalías, participación al Tesoro General del Estado y el IDH (impuesto directo a los hidrocarburos), así como la contratación de los servicios de transporte.
- YPFB no efectúa inversión alguna y no asume ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos en relación con el contrato. A cambio se cubren los costos (recuperables) de la empresa petrolera y se le permite participar de las utilidades.
- Los costos recuperables y la utilidad del operador conforman la retribución que proviene del valor remanente⁹.
- Los costos recuperables están sujetos a la aprobación de YPFB, de acuerdo con lo establecido en el denominado “Anexo D” de los contratos.
- La distribución de las utilidades se define en función de una serie de factores que se establecen en el llamado “Anexo F” de los contratos, entre ellos los niveles de producción, inversión, depreciación, impuestos y de utilidades percibidas.
- En el “Anexo F”, referido al cálculo de las participaciones para ambas partes, se establece la eliminación del surtax¹⁰ para que YPFB participe en las utilidades.
- Se establece la realización de auditorías independientes a las retribuciones¹¹.
- Los Titulares están obligados a presentar a YPFB, para su aprobación, el Programa de Trabajo y Presupuesto al finalizar el tercer trimestre de cada año, el cual debe reflejar las actividades programadas para la siguiente gestión.

⁸ El objeto de este plan es establecer los programas técnicos y presupuestarios de largo plazo para desarrollar un campo. El Plan de Desarrollo se presenta una sola vez en la vida del campo.

⁹ El valor remanente se define como el saldo del valor en el punto de fiscalización después de pagar regalías, participación al TGE e IDH, equivalente aproximadamente al 50%.

¹⁰ Surtax es un impuesto a las utilidades extraordinarias definido en la Ley N° 1689.

¹¹ Hasta la fecha no se han realizado las primeras auditorías a dichos contratos correspondientes a la gestión de 2007, ni tampoco a las gestiones subsiguientes.

Régimen tributario de las actividades de exploración y explotación

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 de mayo de 2005 constituye la base legal del actual régimen tributario para las etapas de exploración y explotación. En lo que respecta a la fase de exploración y la posterior explotación, si aplica, la obligación con el sector fiscal está dada por las patentes que se pagan anualmente por las áreas sujetas a contratos petroleros¹² (Artículos 47° al 51°). En el cuadro 1 se detalla esta relación.

Cuadro 1 Pago de patentes por exploración y explotación de hidrocarburos

	Zonas tradicionales (Bs./Ha.)	Zonas no tradicionales (Bs./Ha.)
Fase 1	4,93	2,47
Fase 2	9,86	4,93
Fase 3	19,71	9,86
Fase 4	39,42	19,71

Fuente: Ley de Hidrocarburos N° 3058 (Art. 47° al 51°).

Notas: Bs./Ha. Significa bolivianos por hectárea.

Cualquier periodo de retención o explotación obliga al pago de Bs/Ha 39,42.

Las fases corresponden al proceso de exploración de los campos.

El destino de estos fondos son, por un lado, los municipios donde se encuentran las concesiones petroleras con un 50%, y por el otro el Ministerio de Desarrollo Sostenible con el otro 50%; este último se destina a financiar proyectos de inversión y/o gestión ambiental en los departamentos productores.

En cuanto a la etapa de explotación, o cuando el campo inicia el periodo productivo y comercial, la Ley N° 3058 ratifica los impuestos existentes, pero fundamentalmente introduce un nuevo gravamen que cambia por completo el esquema tributario en el país (cuadro 2). Se trata del IDH (impuesto directo a los hidrocarburos), con una alícuota del 32% aplicada a la producción fiscalizada en boca de pozo¹³ en todo el territorio nacional.

¹² Estos pagos se deben efectuar en moneda nacional manteniendo el valor (indexado a la inflación).

¹³ El Artículo 138° de la Ley lo define como el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un pozo (petróleo, gas natural, agua de formación y sedimentos), antes de que se los conduzca a un sistema de adecuación.

Cuadro 2 Régimen tributario para la explotación de hidrocarburos

Impuesto	Alícuota	Distribución beneficiario
A la producción	50,0%	
Regalía Departamental	11,0%	Departamento productor
Regalía Nacional Compensatoria	1,0%	Beni (2/3) y Pando (1/3)
Participaciones	6,0%	TGE
IDH	32,0%	*
A las utilidades		
Participación Contractual	1% - 18%	YPFB
IUE (impuesto sobre utilidades de empresas)	25,0%	TGE
IRUE (impuesto remisión utilidades al exterior)	12,5%	TGE

Fuente: Ley de Hidrocarburos N° 3058 (Art. 52° al 57°).

* Departamento productor (4%), departamento no productor (2%) con criterios de compensación por el TGN. El resto se destina al TGN, pueblos indígenas originarios, comunidades campesinas, municipios, universidades, FFAA, Policía Nacional y otros.

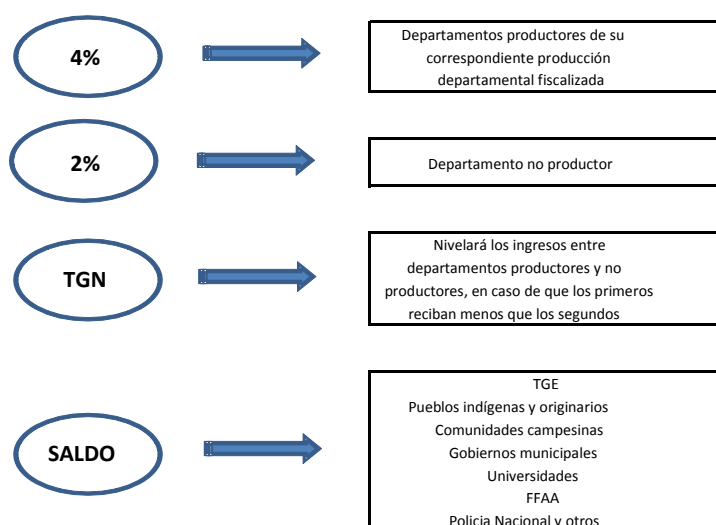
Para el pago tanto de las regalías como las participaciones y el IDH, la producción de gas natural y petróleo se valora a precios efectivamente pagados en el mercado interno y externo (anexo A). A continuación se explica la formación de cada una de las contribuciones tributarias ilustradas en el cuadro 2 y su respectiva distribución conforme a la normativa vigente:

- La Regalía Departamental corresponde al 11% de la producción fiscalizada y su asignación está destinada, como su nombre lo indica, al departamento donde se originó la producción. De los nueve departamentos de Bolivia, cuatro son productores: Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija. Este último es el más relevante por los grandes volúmenes producidos de gas natural y crudo.
- La Regalía Nacional Compensatoria, equivalente al 1% del total de la producción en el nivel nacional, se distribuye en un tercio para Pando y dos tercios para Beni (los dos departamentos menos desarrollados del país), de acuerdo con el Artículo 4° de la Ley N° 981 de marzo de 1988. Dicha norma pretende contribuir al desarrollo regional de ambos departamentos, en igualdad de condiciones con el resto del país, siendo estos recursos considerados propios y de libre disponibilidad.
- La participación a favor del TGE equivale al 6% del total de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos. Cabe notar que antes de la Ley N° 3058, este 6% favorecía a YPFB para gastos de administración de contratos petroleros y

solo el resto de los recursos se destinaba al TGE¹⁴.

- Por su parte el IDH, con una alícuota del 32% sobre el total de la producción nacional de hidrocarburos, se distribuye de la siguiente manera de acuerdo con el Artículo 57° de la Ley N° 3058 (gráfico 1). Dada la importancia del IDH para la economía nacional, a partir de su creación y de la aprobación del Reglamento de Aplicación¹⁵ se produjeron una serie de modificaciones relacionadas principalmente con los criterios de asignación de recursos entre los diferentes beneficiarios definidos inicialmente (anexo B).

Gráfico 1 Coparticipación del IDH



Fuente: Ley de Hidrocarburos N° 3058, Artículo 57°.

- La Participación Contractual (OLADE 2010) nació con la firma de los nuevos contratos de exploración y explotación, estableciéndose una participación adicional calculada sobre la utilidad de la operación a favor de YPFB. El porcentaje de esta participación es variable y está sujeto a negociación entre las partes; sin embargo, cálculos preliminares la sitúan entre el 1 y 18% del valor bruto de producción.
- El IUE (impuesto a las utilidades de las empresas)¹⁶, que consiste en aplicar la alícuota del 25% a la utilidad de las empresas, se paga en forma anual. A partir de

¹⁴ Disposición establecida en la Ley N° 1689 de 1996.

¹⁵ Mediante el D.S. 28223 del 27 de junio de 2005 se aprueba el Reglamento de Aplicación del IDH.

¹⁶ Impuesto creado mediante la Ley N° 843 para ser aplicado a todas las empresas establecidas en el país.

la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996, el IUE pasó a constituir también una obligación tributaria de la industria petrolera, que hasta entonces había gozado de un régimen especial a este respecto. Según los Artículos 19° y 20° de la Ley N° 1551¹⁷, de la recaudación efectiva del IUE el 20% se destina a los gobiernos municipales y el 5% a las universidades públicas.

- Al igual que el IUE, el IRUE (impuesto a la remisión de las utilidades de las empresas) fue incorporado como un tributo del sector de hidrocarburos a partir de la Ley N° 1689 de 1996. Sin embargo, dicho gravamen no es objeto de coparticipación alguna y llega en su totalidad al TGE.

Refinación, transporte, distribución y comercialización

Una vez extraído, el petróleo se transporta a través de oleoductos¹⁸ hasta las refinerías donde se producen los derivados como gasolina, diesel oil, GLP, jet fuel, etc. Por medio de los poliductos, los derivados se trasladan al mayorista (plantas de almacenaje de propiedad de YPFB) y de ahí se transportan en cisternas hasta las estaciones de servicio (privadas en su mayoría, pero también de YPFB). En el caso del gas natural, los volúmenes producidos con destino al mercado interno pasan por los gasoductos y son entregados a las termoeléctricas, a las distribuidoras de gas natural por redes y a otros usuarios independientes. En el cuadro 3 se presentan los impuestos con que las empresas participantes en las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización contribuyen al fisco:

¹⁷ En la Ley N° 1606 de 1994, el IUE sustituye al IRPE (impuesto a la renta presunta de empresas).

¹⁸ Actualmente, la empresa encargada de construir y operar los ductos en Bolivia es YPFB Transporte (con una participación de YPFB Corporación del 98%), que hasta el momento de la nacionalización en mayo de 2006 era privada e incluía capitales nacionales y extranjeros.

Cuadro 3 Régimen tributario por refinación, transporte, distribución y comercialización

Impuesto	Alícuota	Destino
Transporte por ductos		
IUE	25,0%	TGE, municipios y universidades
IRUE	12,5%	TGE
IVA	13,0%	TGE
IT	3,0%	TGE
Refinación		
IEHD*	Bs/Lt o Bs/Kg	TGE, gobernaciones, Fondo de Compensación y universidades
IUE	25,0%	TGE, municipios y universidades
IRUE	12,5%	TGE
IVA	13,0%	TGE
IT	3,0%	TGE
Comercialización y almacenaje de productos derivados		
IUE	25,0%	TGE, municipios y universidades
IVA	13,0%	TGE
IT	3,0%	TGE
Distribución de gas natural por redes		
IUE	25,0%	TGE, municipios y universidades
IVA	13,0%	TGE
IT	3,0%	TGE

Fuente: Ley 843, Ley 1551 y Ley 1606.

Nota: * Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados

Prácticamente todas las actividades posteriores a la explotación contribuyen con el pago del IUE, del IVA (impuestos al valor agregado) y del IT (impuesto a las transacciones); las empresas que tienen participación extranjera pagan además el IRUE. Solo el IUE es coparticipado, de acuerdo con lo que se señaló en la sección anterior. La excepción se presenta en la actividad de refinación de crudo y en la importación de algunos derivados, cuya producción interna no abastece el mercado doméstico. En dicha etapa las empresas, además de aportar los tributos recién mencionados, actúan como agentes de retención del IEHD (impuesto especial a los hidrocarburos y derivados), el cual aplica a todos los consumidores finales de carburantes¹⁹.

¹⁹ En el caso de los combustibles importados cuya comercialización está subvencionada por el Estado, el IEHD es negativo, entregándose notas de crédito fiscal a los importadores.

De acuerdo con la normativa específica, el IEHD se distribuye entre el Tesoro General del Estado (65%), los gobiernos departamentales (20%)²⁰, el Fondo de Compensación (10%) y las universidades (5%) (Medinaceli 2011).

2. MARCO INSTITUCIONAL DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS

A continuación se describe el esquema conceptual vigente en materia institucional establecido por la Ley N° 3058 y sus reglamentos:

- i) El MHE (Ministerio de Hidrocarburos y Energía) representa la autoridad competente en la elaboración, promoción y supervisión de las políticas estatales en materia de hidrocarburos. Ejerce como ente tutor de la agencia fiscalizadora, de YPFB y de la EBIH (Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos). Para fines del presente documento, las competencias del MHE se circunscriben al cálculo para el pago de regalías, participación e IDH²¹, y a la remisión mensual de dicho detalle a YPFB para que efectúe el pago respectivo al TGE. A su vez, este último se encarga de transferir directamente los recursos correspondientes a los gobiernos locales y universidades a través del BCB (Banco Central de Bolivia).
- ii) La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), en su calidad de entidad autárquica, es responsable de regular, controlar, fiscalizar y supervisar las actividades de toda la cadena productiva del sector²², incluyendo las tareas de ejecución y fiscalización que YPFB debe realizar en relación con los Contratos de Operación.
- iii) YPFB, por medio de la Ley N° 3058, fue refundada como empresa autárquica²³ con autonomía administrativa, técnica y económica, y con capital y patrimonio propios. Al tener el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos, YPFB representa al Estado en la ejecución de las actividades de

²⁰ En este caso en particular, los recursos que reciben las gobernaciones provienen de la recaudación efectiva del IEHD, lo que significa que aquellas están distribuyendo también la subvención otorgada a la importación de diesel oil, GLP y gasolina, percibiendo en la práctica menores ingresos.

²¹ Asimismo, mediante D.S. se creó la Unidad de Explotación dentro la estructura organizativa del MHE como responsable de la administración del sistema de regalías y participaciones.

²² Competencias también contempladas en la nueva CPE y en el D.S. 29894 (Decreto de Organización del Estado).

²³ Significa que se mantiene la propiedad del Estado sobre la empresa pero funciona como si fuera una empresa privada común y corriente.

toda la cadena productiva y de comercialización, así como en la suscripción de contratos petroleros. Igualmente, la empresa estatal está facultada para ser la única importadora y distribuidora mayorista en el país. Posteriormente, mediante el D.S. 29507 de abril de 2008 se estableció un marco normativo para que YPFB se convirtiera en un ente corporativo, con el fin de crear empresas subsidiarias que operen en las distintas etapas de la cadena. Por último, mediante el D.S. 86 de abril de 2009 se otorgó a YPFB el carácter de Empresa Pública Nacional Estratégica (determinado con base en la generación de excedentes económicos de acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo), con el propósito de dotarla de los mecanismos y recursos humanos idóneos que le permitan lograr sus objetivos de manera efectiva.

Actualmente, la ANH mantiene las funciones de regular y controlar el funcionamiento de las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización que le fueron conferidas bajo el régimen de la Ley N° 1689 de 1996. Sin embargo, en virtud de la nueva CPE la ANH tiene además las competencias de fiscalización y control de las actividades de exploración y explotación, y de administración de contratos. El proyecto de norma que viabilizará la ampliación de dichas atribuciones se encuentra en proceso de aprobación a fin de evitar una duplicación de funciones con la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización de YPFB.

Cabe notar que la Ley establece una distribución geográfica para la empresa YPFB que responde a criterios regionales, lo cual ha obstaculizado, entre otros factores, su operación y administración eficientes²⁴. Asimismo, es importante señalar que YPFB, además de sus funciones empresariales y de eventual operador de toda la cadena, cumple también con responsabilidades de comercializador, administrador de contratos, sujeto de pago de tributos, y fiscalizador de las actividades de exploración y explotación, incluyendo funciones de certificador de la producción para efectos impositivos. Este conflicto de intereses entre sus funciones empresariales y las de administrador de contratos y fiscalizador introduce dos tipos de problemas: por un lado los relacionados con la rendición de cuentas, lo cual implica un riesgo tributario;

²⁴ La Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización se trasladó a Villamontes casi tres años después de la promulgación de la Ley, mientras que el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera aún sigue en Santa Cruz. Asimismo, la Gerencia de Ductos y Redes está en proceso de traslado a la ciudad de Sucre.

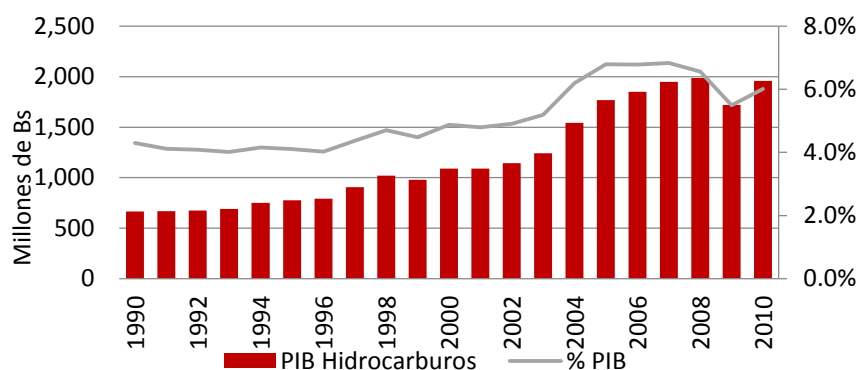
y por el otro está el hecho de que la empresa se constituiría a la vez en administradora y operadora del contrato, y en entidad contratante y contratista.

En resumen, en el mes de mayo de 2005 se dio en el país un proceso de cambio en el esquema de estructuración del sector petrolero que aún no ha concluido. Se inició con la expedición de la Ley N° 3058, pero hasta la fecha, y luego de la promulgación de la CPE en febrero de 2009, siguen pendientes los aspectos de reglamentación legal y ordenamiento institucional coherente.

3. INGRESOS FISCALES Y SU DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA

Históricamente, el sector de hidrocarburos ha desempeñado un papel fundamental en la economía boliviana. Como se observa en el gráfico 2, el valor de la producción hidrocarburífera muestra una tendencia creciente en los 20 últimos años, habiendo contribuido con porcentajes de entre 4 y el 6% del PIB.

Gráfico 2 Valor de la producción de hidrocarburos
(En Bolivianos de 1990)



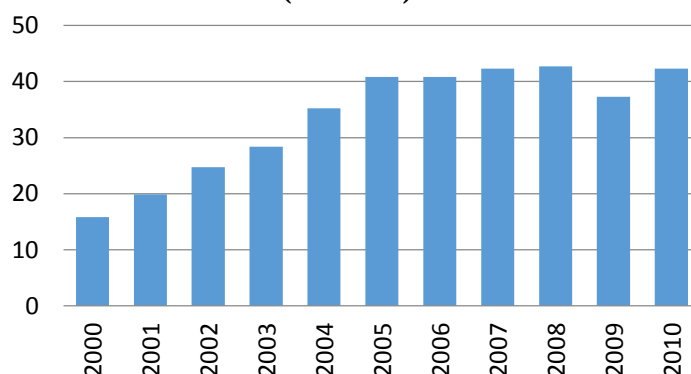
Fuente: Elaboración propia con base en INE (2011).

Destaca el año 2009, cuando esta participación disminuyó en un punto porcentual del PIB (de 6,57% a 5,5%) como resultado de la crisis financiera internacional de 2008-2009. Esto afectó negativamente tanto los precios internacionales de referencia como los volúmenes de exportación de gas natural.

En el gráfico 3 se presenta la evolución de la producción de gas natural para el período 2000-2010. Allí se evidencia un crecimiento continuo hasta 2005 y un comportamiento errático desde entonces, reflejando el perfil de la demanda externa y del mercado interno. Cabe notar el bajo nivel de producción de 2009 como resultado

de la crisis internacional que afectó negativamente la demanda de gas natural boliviano en Brasil y Argentina. Esta situación repercutió en la economía nacional en términos de una menor recaudación fiscal y por lo tanto en la disminución de la capacidad del Estado para gastar e invertir. Este impacto responde al hecho de que aproximadamente el 80% del gas natural producido en el país se destina a la exportación a Brasil y Argentina, y el 20% restante al mercado doméstico.

Gráfico 3 Producción de gas natural
(MM m3D)

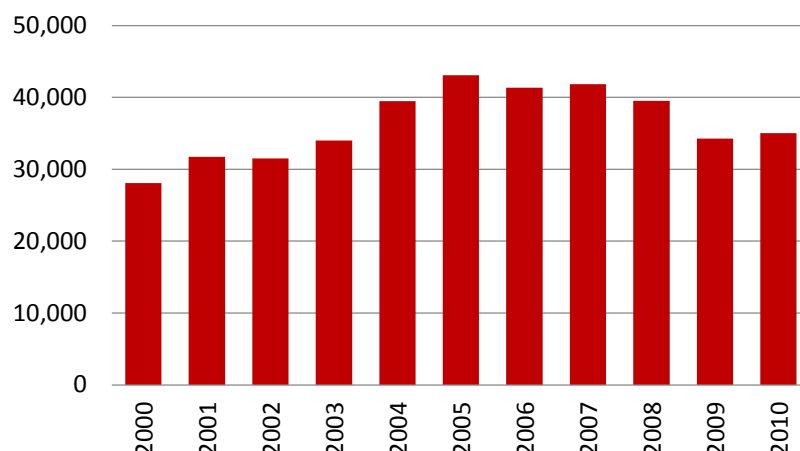


Fuente: Elaboración propia con base en INE (2011).
*Millones de metros cúbicos diarios.

Por lo anterior, es importante resaltar que la producción responde a la demanda externa o interna, y que por lo tanto cualquier emprendimiento de industrialización de gas natural (como el proyecto de Urea Carrasco que demandaría 1 MMm³D), o la puesta en marcha de empresas industriales públicas de gran envergadura (como la Siderúrgica del Mutún-Jindal que requeriría 6 MMm³D), implica una planificación estratégica sectorial de largo plazo que prevea la producción adicional de gas natural requerida. Es evidente que el incremento de la producción de hidrocarburos va de la mano de inversiones no solo en la explotación de los campos ya descubiertos, sino de cuantiosas inversiones de riesgo en actividades de exploración.

En el gráfico 4 se ilustra la evolución de la producción de petróleo condensado y gasolina natural. Hasta el año 2005, la producción tuvo un comportamiento ascendente y desde entonces fue decreciendo paulatinamente, debido a la declinación natural de los campos existentes.

Gráfico 4 Producción de petróleo condensado y gasolina natural
(BpD)*



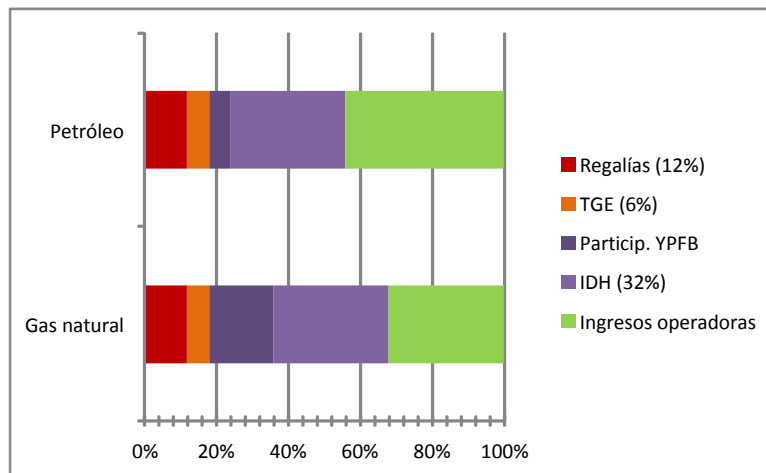
Fuente: Elaboración propia con base en cifras del MHE (2011).

* Barriles por día

Es importante develar lo que ocultan estas estadísticas. La leve recuperación en la producción de líquidos prevista en 2010 fue impulsada por la mayor producción de petróleo condensado y gasolina natural, los cuales provienen de la mayor producción de gas natural. Sin embargo, la producción de petróleo (el que se presta para la producción de diesel oil) viene disminuyendo. La composición de la producción de hidrocarburos líquidos es relevante para la economía boliviana, dado que la baja producción de petróleo genera presiones para incrementar la importación de diesel oil. Esto eleva la carga fiscal para el TGE como consecuencia de los precios subsidiados vigentes en el país.

Como una primera aproximación, en el gráfico 5 se muestra qué porcentaje del valor de la producción de hidrocarburos (ingreso bruto en boca de pozo) se llevaría el Estado boliviano, y qué parte se quedaría para cubrir los costos de inversión y operación de la empresa operadora de los campos; esto de modo que rinda alguna utilidad por participar en el negocio y que valga la pena asumir el riesgo de exploración y explotación.

Gráfico 5 Tributos, Ley N° 3058 y “Decreto de Nacionalización”



Fuente: Elaboración propia con base en cifras del MHE; Del Granado (2010).

Como se observa en el gráfico 5, el IDH representa la contribución más importante a los ingresos del Estado boliviano. Por otro lado, la diferencia entre las dos barras está dada básicamente por el peso de la participación de YPFB para el gas natural y el petróleo, debido a que los Contratos de Operación establecen tasas diferenciadas según las características de los campos (los de petróleo en su mayoría se encuentran en situación de declinación).

Con base en la información publicada por fuentes oficiales, y utilizando cifras provenientes de estimaciones realizadas por expertos en el tema, en el cuadro 4 se refleja una aproximación a la renta petrolera (RP) de las actividades de exploración y explotación en Bolivia. Dicha información muestra la relevancia de la contribución del sector de hidrocarburos al sector público en la década pasada, básicamente gracias al incremento continuo de la demanda de gas natural en el mercado brasileño, y gradualmente, a partir de 2006, también en el mercado argentino. Esto sin excluir el peso del IDH del 32% sobre la producción fiscalizada en boca de pozo.

Cuadro 4 Renta petrolera por concepto de actividades de exploración y explotación

(Millones de \$US)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total Regalías	61	71	70	98	141	197	257	293	439	289	401
Regalía (11%)	56	65	65	90	129	180	235	269	403	265	368
Cochabamba	20	20	18	23	29	29	31	35	46	28	30
Chuquisaca	5	5	3	4	5	5	8	12	24	15	20
Santa Cruz	23	25	23	25	29	31	38	41	63	43	66
Tarija	8	15	19	38	66	115	158	181	270	179	252
Regalía Nacional Compensatoria (1%)	5	6	6	8	12	16	21	24	37	24	33
Beni (2/3)	3	4	4	5	8	11	14	16	24	16	22
Pando (1/3)	2	2	2	3	4	5	7	8	12	8	11
Total Participaciones	119	117	102	121	147	121	411	281	894	483	477
Participación TGE ⁽²⁾	86	80	66	73	81	28	128	146	220	144	201
Participación YPFB ⁽³⁾	33	37	36	48	66	92	282	134	674	338	276
Total Impuestos	27	39	17	23	46	368	804	771	1,250	1,485	1,215
IDH (32%)						288	685	634	918	928	955
IVA, IT, IUE, IRUE, Surtax, otros ⁽⁴⁾	27	39	17	23	46	80	119	137	332	558	259
TOTAL	207	227	189	242	333	685	1,472	1,345	2,583	2,257	2,092

Indicadores

Ingresos en Boca de Pozo	508	596	586	820	1,173	1,641	2,156	2,441	3,587	2,849	2,830
RP / Ingresos Boca de Pozo (%)	40.8%	38.1%	32.3%	29.5%	28.4%	41.8%	68.3%	55.1%	72.0%	79.2%	73.9%
PIB (\$US MM corrientes)	8,385	8,129	7,894	8,072	8,762	9,525	11,383	13,047	16,560	17,217	19,419
RP / PIB (%)	2.5%	2.8%	2.4%	3.0%	3.8%	7.2%	12.9%	10.3%	15.6%	13.1%	10.8%

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, YPFB, Servicio de Impuestos Nacionales, INE (2010), Dossier Estadístico UDAPE (2011).

(1) De conformidad con el D. S. N° 24577 (abril 1997), D.S. N° 28222 (junio 2005), D.S. N° 28223 (junio 2005) y D.S. N° 29528 (abril 2008).

(2) Durante la vigencia de la Ley N° 1689 la participación del TGE provino del 13% más un porcentaje variable (aproximadamente 32%) del valor en punto de fiscalización de la producción de los campos denominados existentes. Desde la promulgación de la Ley N° 3058 el 6% correspondiente a YPFB hasta entonces pasa al TGE.

(3) La participación de YPFB fue de 6% (1/3 del 18% recaudado por regalías) hasta mayo 2005. Entre mayo 2006 y mayo 2007 la participación de YPFB provino del 32% de los ingresos de Sabalo y San Alberto. A partir de mayo 2007 la participación de YPFB proviene de la distribución de utilidades emergentes de los contratos de operación, que a la fecha aún no han sido auditados. Por tanto para los años 2008, 2009 y 2010 se toman las estimaciones realizadas por Medinaceli (2011).

(4) Incluye además el RC-IVA, conceptos impositivos varios y facilidades de pago.

En el cuadro 4 sobresale la importancia del departamento de Tarija en la recaudación por concepto de regalías, debido a que concentra los mega-campos del país (San Antonio, San Alberto, Margarita e Itaú). Por su lado Beni, departamento no productor, recibe una regalía compensatoria (por constituir, junto con Pando, las regiones de menor desarrollo en el país) que le permite percibir mayores ingresos que Chuquisaca, que sí es departamento productor. Esta situación muestra los desequilibrios regionales que se produjeron a raíz de la aplicación de una regalía compensatoria de manera directa.

En relación con los montos destinados a YPFB por concepto de participación en los ingresos de las empresas operadoras, si bien se trata de valores aproximados, estos arrojan algunas luces acerca de una fuente importante de recursos para la empresa estatal. Dado que YPFB es la encargada de realizar auditorías independientes sobre el cumplimiento de los Contratos de Operación, surge un posible conflicto de intereses.

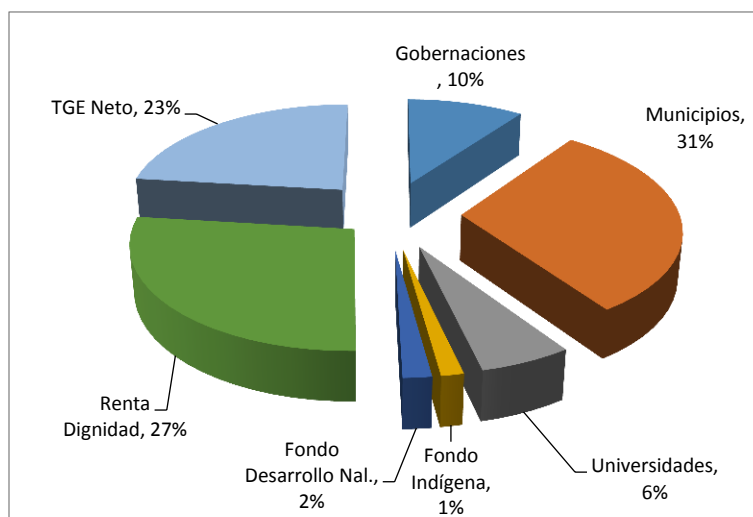
Por último, se calcularon algunos indicadores de desempeño, permitiendo observar la evolución en la eficiencia de la captura de la renta petrolera por parte del Estado boliviano, que pasó de un 40,8% en el año 2000, a más del 50% establecido explícitamente por Ley (alcanzando porcentajes por encima del 60% y hasta del 70%). Claramente, esta mayor captura de la renta petrolera está dada por el IDH, aunque también por esta participación variable de YPFB. No hay que perder de vista que los mayores volúmenes producidos durante el auge del precio internacional del petróleo constituyen la base de los excedentes petroleros.

Otro indicador que refleja la importancia del sector de hidrocarburos en el crecimiento económico del país es el de la recaudación tributaria en las actividades de exploración y explotación con respecto al valor de la producción total de Bolivia. Este porcentaje tuvo una trayectoria ascendente, sobrepasando el 10% y hasta el 12% en el año 2008.

Como ya se mencionó anteriormente, el IDH es la fuente más importante de recursos para el Estado boliviano provenientes de la explotación de hidrocarburos. Debido a que la norma establece diferentes beneficiarios de su coparticipación, este constituye un tema delicado y conflictivo entre los actores. En la actualidad, por orden de importancia en cuanto a su participación en el IDH, los beneficiarios se pueden clasificar

en: gobiernos municipales, Renta Dignidad²⁵, TGE, gobiernos departamentales y universidades, y finalmente los Fondos de Desarrollo Nacional e Indígena (gráfico 6). Este ordenamiento responde a las modificaciones que sufrió la reglamentación de aplicación del IDH, como se explicó anteriormente y cuyos pormenores se registran en el anexo B.

Gráfico 6 Distribución del IDH para el año 2010



Fuente: Elaboración propia con base en la Ley N° 3058 y D.S. 28701.

Al comienzo, la Renta Dignidad no se encontraba contemplada entre los beneficiarios del IDH. Sin embargo, esta fue una de las modificaciones introducidas a la normativa, de modo que ahora ocupa un segundo lugar en importancia, después de los gobiernos municipales, como se observa en el gráfico 6.

4. CAMBIOS EN LOS INGRESOS POR VARIACIONES EN EL PRECIO INTERNACIONAL DE REFERENCIA

En el caso de Bolivia, si bien la renta petrolera proviene de la explotación del petróleo, principalmente se deriva del gas natural y en mínima proporción del GLP (gas licuado de petróleo)²⁶.

²⁵ La Renta Dignidad consiste en el pago mensual de una pensión social para adultos mayores de 60 años.

²⁶ Las recaudaciones por concepto de regalías, participaciones e IDH provenientes de la producción de GLP representan solamente el 2% del total. Existen diferentes bases y metodologías de cálculo para el GLP, debido a que la Ley N° 1689 de 1996 disponía que la producción fuera valorada en energía (MM BTU), mientras que a partir de la Ley N° 3058 de 2005, la valoración se realiza en unidad de masa (tonelada).

En el cuadro 5 se presenta el volumen de producción de petróleo y gas natural valorados en punto de fiscalización para el pago de regalías, participaciones e IDH. El volumen promedio para el periodo 2005-2010 es de 17,1 millones de barriles de petróleo y 508 millones de MM BTU.

Cuadro 5 Producción hidrocarburos e ingresos adicionales por incremento de \$US1 en el WTI

Concepto	Unidad de medida	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Volúmen promedio (2005-2010)	Cambio en precio de GN de exportación *	Ingresos adicionales (MM \$US)
Producción fiscalizada de petróleo	(MM BBL)	18,5	17,8	18,0	17,1	14,9	16,0	17,1	0,00	-
Producción fiscalizada de gas natural	Millones de MM BTU	462,0	491,0	526,0	550,0	470,0	549,0	508,0	0,1216	50,7
TOTAL										50,7

Fuente: Elaboración propia con base en información del VMEEH, MHE.

* Resultante de la aplicación de la ecuación estimada para determinar la correlación entre el precio del gas natural de exportación y el WTI. Medinaceli (2011).

Como se observa en el cuadro 5, dado el promedio de producción de crudo, el incremento de US\$1/Bbl en el WTI no afecta el nivel de ingresos del Estado por dos razones: primero porque el 100% de la producción de petróleo se destina a las refinerías del país para el abastecimiento interno de combustibles, y segundo porque desde 2004 el precio máximo de venta del petróleo para el mercado interno es fijo,²⁷ debido a la tendencia al alza del precio internacional de referencia iniciada en el 2003; esto último ha conducido a que se introduzcan medidas para atenuar su impacto en la economía nacional²⁸.

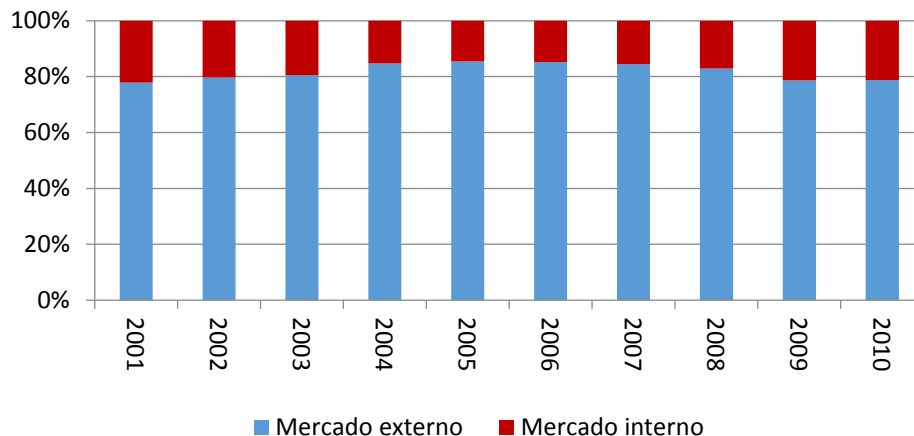
La diferencia se presenta cuando se habla de gas natural. En este caso, el análisis es más complejo puesto que alrededor del 18% de la producción de este energético se destina al mercado interno y el 82% restante al mercado de exportación, tal como se ilustra en el gráfico 7.

métrica o TM). Por otra parte, la producción del GLP se destina exclusivamente al mercado interno a un precio fijo de US\$/Bbl 16,91 establecido mediante el D.S. 27959 de 2004. Por estas razones, el GLP fue excluido del análisis sin que ello afecte los resultados del trabajo.

²⁷ El D.S. 27691 determina un precio máximo del petróleo para el mercado interno de US\$/Bbl 27,11, nivel que se mantiene hasta la fecha.

²⁸ El D.S. 26926 y el D.S. 26928 modifican el periodo de cálculo estableciendo una base de 365 días para los precios de los crudos de referencia que conforman la canasta de petróleos para la liquidación de regalías. Esto hizo que las empresas productoras renegociaran los precios de venta del petróleo a las refinerías, también con un promedio móvil de 365 días del WTI.

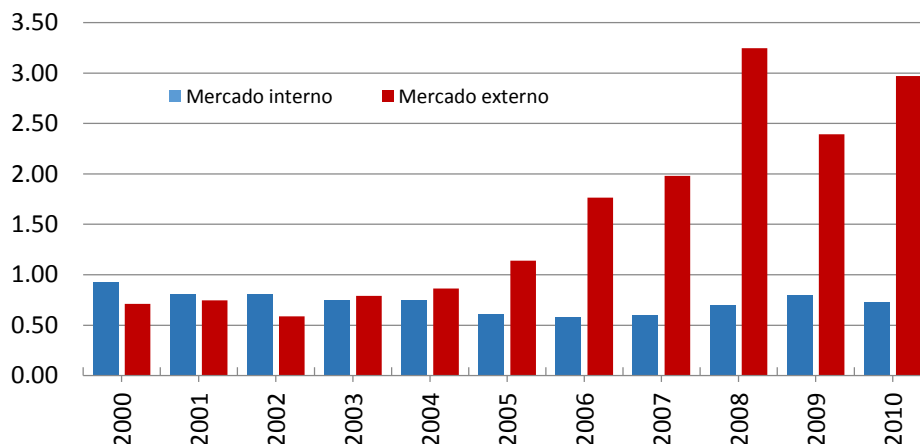
Gráfico 7 Destino de la producción de gas natural



Fuente: Elaboración propia con base en información de VMEE, MHE.

Debido a que los precios de comercialización tanto en el mercado interno como en el externo varían de un contrato a otro, oficialmente se publican los precios promedio ponderados por destino (gráfico 8).

Gráfico 8 Precios de gas natural en el punto de fiscalización



Fuente: Elaboración propia con base en información de VMEE, MHE.

Cabe notar la brecha que se registra entre el nivel del precio de exportación con relación al del mercado interno, y que aumenta sustancialmente a partir de 2005. Esto se debe básicamente a que los precios internacionales que sirven de referencia han subido considerablemente en el último quinquenio. En concreto, el precio para el gas boliviano exportado a Brasil se fija cada tres meses con una fórmula que incluye una canasta de tres

fuel oils. El precio también contempla un mecanismo de amortiguación para evitar cambios bruscos tomando en cuenta el comportamiento de trimestres precedentes.

$$(Fórmula 1) \quad PG = P(i) \left[0.5 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0.25 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0.25 \frac{FO3_i}{FO3_0} \right]$$

Donde:

PG: Precio del gas en unidades de US\$ por millón de BTU (US\$/MMBTU)

P(i): Precio base en unidades de US\$ por millón de BTU (QDCA, QDCB)²⁹

FO1: Fuel oil de 3,5% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM)

FO2: Fuel oil N° 6 de 1% de azufre referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades de US\$ por barril (US\$/BBL)

FO3: Fuel oil de 1% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB NWE en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM)

FO1₀, FO2₀, FO3₀ son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados conforme a las cotizaciones diarias superior e inferior de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1990 al 31 de enero de 1991.

$$P_t = 0.5PG + 0.5P_{t-1}$$

Donde:

P_t: Precio del gas en US\$/MMBTU para el trimestre pertinente

PG: Precio del gas en US\$/MMBTU calculado según la Fórmula 1 (arriba) para el trimestre pertinente

P_{t-1}: Precio del gas en US\$/MMBTU correspondiente al trimestre inmediatamente anterior

Las partes acuerdan que, sin perjuicio de lo establecido en el contrato, la Cláusula de Precios será revisada cada cinco años a partir del inicio del suministro, lo cual puede o no conducir a modificaciones. Adicionalmente:

²⁹ QDCB: cantidad diaria contractual base; QDCA: cantidad diaria contractual adicional.

QDCA: A partir del año 2006 equivale a 14,08 MMm3D.

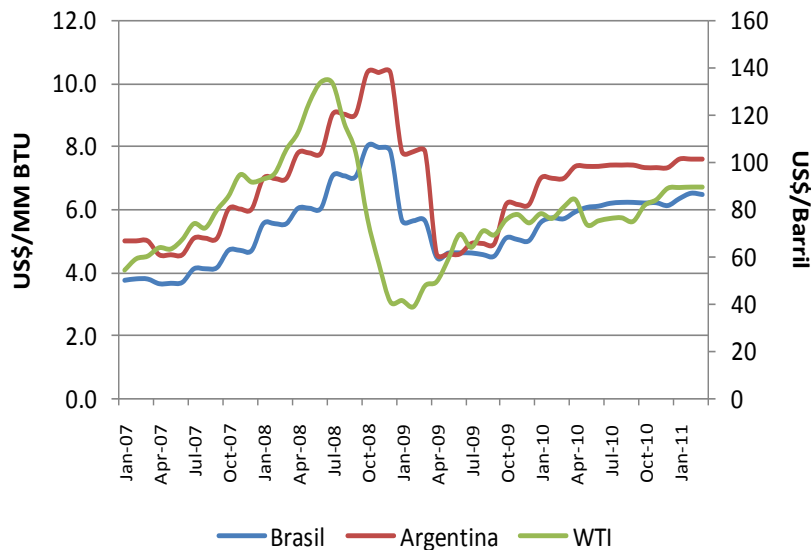
QDCB: A partir del año 2006 equivale a 16,00 MMm3D.

A partir del 1° de enero de 2008, el precio inicial $P_{(i)}$ es de US\$1/MMBTU para la QDCB.

El precio inicial $P_{(i)}$ es de 1,2 US\$/MMBTU para la QDCA. Para más detalles acerca de las especificaciones contractuales en relación con la fijación de precios, véase el anexo C.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que el mercado de exportación comprende la venta de gas natural a dos importantes compradores: la República de Brasil (Contrato GSA), que durante la última década ha demandado en promedio el 73% de la producción nacional, y la República Argentina (Contrato Enarsa), cuya demanda promedio ha alcanzado el 9% del total de la producción en el mismo periodo. En el gráfico 9 se presenta la evolución de los precios de exportación del gas natural y el precio del WTI.

Gráfico 9 Evolución precios de exportación de gas natural y WTI



Fuente: Fundación Milenio (2011).

Es interesante observar que los precios de exportación de gas natural a Brasil y a Argentina siguen la trayectoria del precio internacional del WTI con un rezago de tres meses; esto se debe al mecanismo de amortiguación de la alta volatilidad del precio del petróleo incorporado en los contratos de exportación (anexo C). En efecto, en el gráfico 9 se ilustra el hecho de que la crisis internacional de 2008 --acompañada por una caída en los precios del petróleo— se manifiesta en Bolivia en la disminución de los precios del gas natural de exportación tres meses después. Naturalmente, el impacto se refleja en la disminución de los ingresos del Estado del año 2009.

Por el contrario, en el gráfico 8 ya se había observado que la evolución del precio del gas natural para el mercado interno sigue una trayectoria estable en un nivel bajo, como resultado de las medidas de política orientadas a garantizar tarifas bajas de electricidad, promover el consumo masivo del gas natural e impulsar el desarrollo del sector industrial. Por tanto, las recaudaciones fiscales provenientes del sector de hidrocarburos dependen básicamente de las variaciones de los volúmenes y precios de venta a los mercados de Brasil y Argentina. La explicación es que estos precios se forman a partir de una canasta de fuel oils (incluido el diesel oil en el caso de Argentina), cuyos niveles internacionales siguen la trayectoria del WTI.

En términos generales, la compleja metodología de fijación de los precios establecida en los respectivos contratos de venta de gas natural a Brasil y Argentina, incorpora³⁰:

- Criterios de estabilización (al tomar el promedio de los últimos 90 días de los precios internacionales de tres diferentes fuel oils, dividido por los niveles de estos productos en un periodo base).
- Criterios del grado de sustitución del gas natural (al ponderar estos promedios por el peso relativo de cada uno de los fuel oils).
- Criterios de ponderación por volúmenes exportados (al multiplicar el precio promedio ponderado resultante por un factor que varía entre 0,99 y 1,2, según corresponda un volumen menor o mayor a 17 MMm3D respectivamente).
- Criterio de rezago (al promediar con el último precio fijado).

³⁰ Para mayores detalles, véase el anexo C.

Dicha metodología se complica aún más en el caso del contrato de exportación a Brasil. Esto por cuanto existen cinco enmiendas, en una de las cuales se estableció el pago de un precio extraordinario cuando se trate de gas natural que incorpore hidrocarburos pesados³¹. Esta estrecha relación entre el WTI y el precio del gas natural de exportación para Bolivia fue analizada por algunos estudiosos del tema (Medinaceli 2007a y 2007b, Del Granado 2010 y Medinaceli 2011), habiendo estimado la siguiente ecuación³²:

$$P_{GNX} = 0,1216 * WTI - 3,5656$$

La ecuación expresa que por cada US\$1/Bbl que aumente el precio internacional del WTI, el precio de exportación del gas natural para Bolivia se incrementa en US\$/MM BTU 0,1216; este será aplicado para el cálculo de regalías, participaciones e IDH del siguiente trimestre.

Suponiendo entonces un volumen producido de gas natural igual al promedio entre 2005 y 2010 (508 millones de MM BTU), del cual el 82% se destina a la exportación, el incremento de US\$1 en el precio de WTI se traduciría en US\$51 millones adicionales por exportación de gas natural. Este resultado se ilustra claramente el cuadro 5. En principio, por lo menos el 50% de este total corresponde a la participación del Estado en las actividades de exploración y explotación, y el resto a las empresas operadoras para cubrir los costos de capital, operaciones y otros (costos recuperables).

³¹ Se hace referencia a aquellos hidrocarburos más pesados que el metano presente en el gas, específicamente etano (eventualmente), propano, normal butano, isobutano, pentano e hidrocarburos superiores.

³² Esta se estimó a partir de una regresión con MCO (mínimos cuadrados ordinarios), mostrando una buena aproximación de la relación entre el precio del WTI y los precios del gas natural de Brasil. No se utilizó explícitamente la fórmula de fijación de precios de exportación a Argentina debido a que es muy similar a la estipulada en el contrato de exportación al Brasil y no genera sesgos importantes en el análisis.

Cuadro 6 Recaudación por regalías, participaciones e IDH
(Volumen promedio 2005-2010 de 508 millones de MMBTU)

Concepto	Participación (%)	US\$ Millones
Ingresos brutos adicionales		50.7
Regalía Departamentos productores	11.0%	5.6
Regalía Nacional Compensatoria	1.0%	0.5
Participación TGN	6.0%	3.0
Participación YPFB ⁽¹⁾	X%	-
IDH	32.0%	16.2
Gobernaciones	10.0%	1.6
Municipios	30.5%	4.9
Universidades	5.8%	0.9
Fondo Indígena	1.4%	0.2
Fondo al Desarrollo Nacional	1.8%	0.3
Renta Dignidad	27.3%	4.4
TGN Neto	23.1%	3.7
Total Participación del Estado	50.0%	25.3

Fuente: VMEEH, Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE).

(1) A partir de mayo 2007 la participación de YPFB proviene de la distribución de utilidades emergentes de los contratos de operación.

De los US\$25,3 millones que corresponden a los ingresos del Estado boliviano de acuerdo con las normas detalladas anteriormente, el 6% se destina al gobierno central (TGE); el 12% a los departamentos productores de hidrocarburos (Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca) y a aquellos menos desarrollados (Beni y Pando); y el 32% al impuesto IDH. Este último a su vez se asigna entre los diferentes beneficiarios, que también se registran en el cuadro 6.

Ahora bien, a fin de determinar cuánto ingreso adicional recibirían el gobierno central y los gobiernos locales por un incremento de US\$1 en el precio internacional del petróleo, se efectuaron las estimaciones que se presentan en el cuadro 7. Allí se puede observar la participación de los beneficiarios en los ingresos fiscales adicionales por incremento de US\$1 en el WTI: prácticamente el 50% de estos recursos se dirigen a las arcas de los gobiernos locales (gobernaciones y municipios) y el 26,8% al gobierno central a través del TGN.

Cuadro 7 Distribución de los ingresos fiscales adicionales
(Volumen promedio 2005-2010 de 508 millones de MM BTU)

Concepto	Participación (%)	US\$ Millones
Ingresos adicionales para el Estado		25,3
Gobierno central (TGN)	26,8	6,8
Gobierno locales	49,9	12,6
Departamentales	30,4	7,7
Municipales	19,5	4,9
Universidades públicas	3,7	0,9
Fondos (Indígena y Desarrollo Nacional)	2,1	0,5
Renta Dignidad	17,5	4,4

Fuente: Elaboración propia con base en información del VMEEH, MHE.

Cabe resaltar que en el caso boliviano, la explotación de recursos naturales también beneficia al grupo poblacional mayor a 60 años mediante la recepción del bono denominado Renta Dignidad, el cual se cobra anualmente. El aumento de US\$1 en el precio internacional significaría US\$4,4 millones adicionales para esta parte de la población. Asimismo, las universidades públicas del país recibirían US\$900 mil adicionales por la misma vía. Aunque en menor proporción, el Fondo Indígena y el Fondo de Desarrollo Nacional (orientados a financiar el área productiva) se beneficiarían con US\$500 mil extras.

Siguiendo la misma línea de razonamiento, en los cuadros 8 y 9 se ilustran los volúmenes producidos de gas natural en el año 2010 y una proyección de los mismos para el año 2015³³. Comparando ambos escenarios, se observa que tanto la producción como el ingreso bruto por la exportación aumentarían en un 46%.

³³ Pronóstico realizado por YPFB (sin prospectos exploratorios), por lo que a partir de 2014 se percibe una disminución de la producción constante debido a la declinación de los campos productores.

Cuadro 8 Producción de hidrocarburos e ingresos adicionales por incremento de US\$1 en el WTI, años 2010 y 2015

Concepto	Unidad de medida	2010	2015	Cambio en precios relevantes para Bolivia*	Ingresos adicionales 2010 (US\$ MM)	Ingresos adicionales 2015 (US\$ MM)
Producción fiscalizada petróleo	(MM BBL)	16,0	7,8	0,00	-	-
Producción fiscalizada gas natural	Millones de MM BTU	549,0	801,8	0,1216	54,7	80,0
TOTAL					54,7	80,0

Fuente: VMEEH, MHE.

* Resultante de la aplicación de la ecuación estimada por Medinaceli (2011).

En el cuadro 8 se observa que, dado el incremento del precio WTI en US\$1, los ingresos por exportaciones de gas natural aumentarían en US\$54,7 millones considerando el volumen producido en 2010, y en US\$80 millones considerando el volumen proyectado para el año 2015. Por lo tanto, el monto de recaudación adicional es directamente proporcional al volumen producido. Esto implica que bajo las condiciones actuales, otra alternativa para garantizar los ingresos del Estado en el largo plazo consistiría en poner en marcha una política agresiva de inversiones en exploración y explotación a fin de asegurar un aumento constante de la producción, y al mismo tiempo garantizar nuevos mercados externos para el gas natural.

Cuadro 9 Distribución de los ingresos fiscales adicionales
(Millones de US\$)

Concepto	Participación (%)	2010	2015
Ingresos adicionales para el Estado		27,4	40,0
Gobierno central (TGN)	26,8	7,3	10,7
Gobierno locales	49,9	13,7	20,0
Departamentales	30,4	8,3	12,2
Municipales	19,5	5,3	7,8
Universidades públicas	3,7	1,0	1,5
Fondos (Indígena y Desarrollo Nacional)	2,1	0,6	0,8
Renta Dignidad	17,5	4,8	7,0

Fuente: Elaboración propia con base en información del VMEEH, MHE.

El gobierno central percibiría US\$7,3 millones adicionales en 2010 y US\$10,7 millones en el 2015, mientras que los gobiernos locales (gubernaciones departamentales y municipios), US\$137 millones y US\$20 millones respectivamente (cuadro 9).

5. CONSIDERACIONES FINALES

La nueva Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia determina que sea el Estado quien tenga la propiedad y control de los recursos naturales considerados estratégicos; además le corresponde administrar toda la cadena de exploración, producción e industrialización a través de empresas estatales. Igualmente determina que la distribución de los beneficios de la explotación de recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, y por ello dispone que estos recursos sean asignados con prioridad a los territorios productores, a las naciones y pueblos indígenas originarios y a las comunidades campesinas.

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía representa la autoridad competente en la elaboración, promoción y supervisión de las políticas estatales en materia de hidrocarburos. YPFB es la empresa operadora, mientras que la regulación del sector está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Dado el cambio en la coyuntura de los precios internacionales del petróleo, el Estado logró capturar de manera eficiente la renta petrolera hasta concentrar más del 60% de los ingresos brutos por explotación de hidrocarburos. Sin embargo, esto ha tenido como consecuencia una baja inversión en exploración y explotación, lo que a su vez pone en evidencia el desafío que deberá afrontar la política pública: lograr un balance entre la mayor captura posible de la renta petrolera y un desarrollo sostenible del sector de hidrocarburos.

Por cada US\$1 que aumente el precio internacional de referencia WTI, el precio de exportación del gas natural para Bolivia se incrementará en US\$0,1216. Por lo tanto, suponiendo un volumen producido de gas natural igual al promedio entre 2005 y 2010 (508 millones de MM BTU), del cual el 82% se destina a la exportación, un incremento de US\$1 en el precio de WTI se traduciría en mayores ingresos por US\$50,7 millones provenientes de la exportación de gas natural.

El comportamiento pasado, así como las tendencias del precio internacional del petróleo, reflejan su volatilidad y la dependencia de los ingresos fiscales provenientes del sector de hidrocarburos. Por otro lado, se ha visto que el monto de recaudación tributaria es directamente proporcional al volumen producido, lo que implica que bajo las

condiciones actuales, otra alternativa para garantizar los ingresos del Estado en el largo plazo por este concepto consistiría en ejecutar una política agresiva de inversiones en exploración y explotación con el fin de asegurar un aumento de la producción y también de garantizar nuevos mercados externos para el gas natural.

La CPE se enfoca en las regalías departamentales (11%) exclusivamente, por lo que se abre un espacio de discusión sobre un eventual cambio en el régimen impositivo y de regalías en el proyecto de Ley de Hidrocarburos que está en proceso de desarrollo en el país³⁴. Al mismo tiempo, los criterios de distribución del IDH en pos de alcanzar resultados más equitativos en el nivel regional siguen siendo fundamentales. Todos estos aspectos deben ser objeto de un debate nacional donde participen todos los actores involucrados, teniendo como norte la sostenibilidad de los ingresos del Estado.

En cuanto al sector de los hidrocarburos propiamente tal, su sostenibilidad en el mediano y largo plazo es crucial para asegurar los ingresos futuros del Estado. Esto con el fin de permitir no solo la promoción del desarrollo productivo sino también de financiar las políticas públicas orientadas a la protección social.

³⁴ Hasta el año 2012 no se habían producido cambios en la Ley de Hidrocarburos.

REFERENCIAS

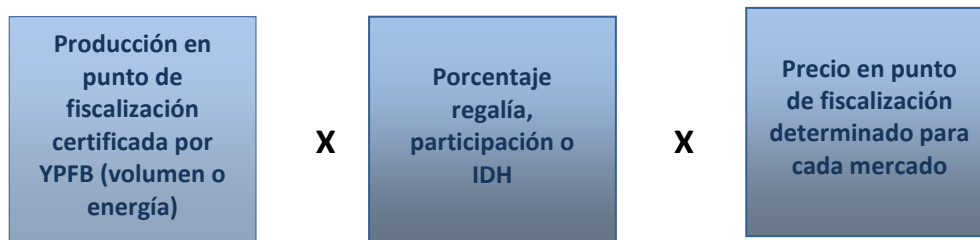
- Del Granado, H. et al. 2010. *Generación, distribución y uso del excedente de hidrocarburos en Bolivia*. La Paz: PIEB.
- Fundación Milenio. 2011. *Informe de Milenio sobre la Economía, Gestión 2010*, No. 30. La Paz: Fundación Konrad Adenauer
- Gaceta Oficial. Varias publicaciones. La Paz, Bolivia.
- Instituto Nacional de Estadística. Varias publicaciones. La Paz, Bolivia.
- Medinaceli, M. 2011. *Ajustes o reformas para el financiamiento más equitativo, sostenible y eficiente con los recursos generados por los hidrocarburos para el financiamiento del Estado y el régimen de autonomías*. La Paz, Bolivia. Próximo a publicarse.
- , 2007a. *La nacionalización del nuevo milenio: Cuando el precio fue un aliado*. La Paz: Fundemos.
- , 2007b. Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH): Origen, maltratos y usos. *Coloquios Económicos N°9*. Fundación Milenio, La Paz, Bolivia.
- Medinaceli, M. y L. Mokrani. 2010. Políticas de asignación y distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en Bolivia: Impacto departamental y municipal. CIDES. Mimeo.
- Ministerio de Hacienda. Viceministerio de Tesoro y Crédito Público. Unidad de Programación Fiscal. Varias publicaciones y estadísticas. La Paz, Bolivia.
- MHE (Ministerio de Hidrocarburos y Energía). 2011. Análisis estadístico de regalías y participaciones hidrocarburíferas. Periodo 2000-2010. La Paz, Bolivia.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). 2010. Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina – 2010. Quito, Ecuador.
- Servicio de Impuestos Nacionales. Publicaciones estadísticas varias. La Paz, Bolivia.
- UDAPE (Unidad de Política Económica). 2011. Dossier Estadístico. La Paz, Bolivia.
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). 2011. Boletín Estadístico Enero-Septiembre de 2011. Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Servicios.

ANEXO A: LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS Y PARTICIPACIONES HIDROCARBURÍFERAS

El sistema de regalías y participaciones cambia a partir de la promulgación de la Ley N° 3058, y de los D.S. 28222 y 28223 (que aprueban y modifican respectivamente el Reglamento para Liquidación de Regalías y Participación al TGE e IDH). A partir de dicha normativa, la base de cálculo del IDH pasa a ser exactamente la misma que la de las regalías y participaciones, que hasta ese momento difería para cada concepto.

Durante el periodo comprendido entre el 19 de mayo de 2005 (fecha de aprobación de la Ley N° 3058) y el 1° de mayo de 2007 (momento en que se protocolizaron los nuevos Contratos de Operación), la responsabilidad del pago por concepto de regalías, participaciones e IDH aún recaía en las empresas petroleras que tenían suscritos Contratos de Riesgo Compartido con el Estado boliviano bajo la Ley N° 1689. Con la migración a Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB (conforme al D.S. 28701 denominado de “Nacionalización de los Hidrocarburos”), esta última adquiere la responsabilidad del pago de dichas obligaciones y pasa a constituirse en la única empresa vendedora de hidrocarburos tanto en el mercado interno como en el externo.

El Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas establece una metodología de valoración del petróleo y del gas natural para efectos del cálculo de regalías, participaciones e IDH, a saber:



Para la valoración del petróleo se utiliza el precio real de venta por Titular, conforme a la factura fiscal y al contrato de compra venta, y se sustrae la tarifa correspondiente de transporte por ductos; en el caso de venta al mercado externo, se toma en cuenta también la Declaración Única de Exportación. La valoración del gas natural

sigue la misma lógica, excepto que el precio real se valora en el punto de comercialización. En el cuadro A.1 se resumen estas relaciones:

Cuadro A.1 Mecanismo de valoración de regalías, participaciones e IDH

Valoración*	Mercados	
Precio petróleo en punto de fiscalización (US\$/Bbl)	Mercado Interno (MI)	
	= Precio real venta	- Tarifa transporte por ductos MI o tarifa real incurrida **
	Mercado Externo (ME)	
	= Precio venta o referencial ajustado por calidad	- Tarifa transporte por ductos MI o tarifa real - Tarifa transporte por ductos ME o tarifa real
Precio gas natural en punto de fiscalización (US\$/MM BTU)	Mercado Interno (MI)	
	= Precio venta promedio ponderado MI	- Tarifa de transporte por ductos promedio ponderada MI
	Mercado Externo (ME)	
	= Precio venta promedio ponderado ME	- Tarifa de transporte por ductos promedio ponderada ME - Tarifa compresión ⁽²⁾

Fuente: MHE (2011).

Notas: * A partir del 2/5/2007, fecha de protocolización de los Contratos de Operación, se calcula el precio para cada campo.

** De acuerdo con el D.S. 29528, a partir del 23/4/2008 se descuenta la tarifa real y de compresión regulada por la ANH, siempre y cuando se encuentre debidamente respaldada.

Por otra parte, a efectos de adecuar el Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas a las condiciones previstas en los nuevos Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB se emitieron las siguientes disposiciones legales:

- D.S. 28669 de abril de 2006, que complementa el tratamiento de los volúmenes de quema de gas natural, las ventas intermedias y el procedimiento en caso de rechazo de precios de venta.
- D.S. 29160 de junio de 2007, que modifica el plazo de presentación de los Formularios de Declaración Jurada de Comercialización y Regalías; nombra a YPFB como sujeto pasivo de pago; varía la definición de cantidad comercializada; establece

el mecanismo de prorrateo de la producción de hidrocarburo por campo y mercado, y establece el tratamiento de la Energía Pagada y no Retirada.

- D.S. 29528 de abril de 2008, que modifica los plazos y mecanismos de pago y presentación de las Declaraciones Juradas por Concepto de Regalías y Participaciones al TGE; introduce la aplicación de la tarifa de compresión; y dispone una pausa de seis meses para la aplicación de multas y variaciones al cálculo de gas natural, gasolina natural y GLP.
- Resolución Ministerial N° 68/2008 de abril de 2008, que establece los parámetros para la emisión de los Informes de Liquidación de Regalías y Participación al TGE para un periodo transitorio y establece el criterio para el procedimiento de asignación de volúmenes de gas natural y líquidos por campo, así como la valoración de ambos hidrocarburos.
- Resolución Ministerial N° 198/2008 de noviembre de 2008, que aprueba el procedimiento e instructivo para el llenado de los Formularios de Declaraciones Juradas de Comercialización y Liquidación de Regalías y Participación al TGE.
- D.S. N° 331 de octubre de 2009, que establece el mecanismo de asignación directa a favor de la Provincia Gran Chaco de 45% del total de las regalías departamentales por hidrocarburos que percibe la gobernación del departamento de Tarija.

ANEXO B: CÁLCULO, APLICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL IDH

El D.S. 28223 de junio de 2005 que reglamenta el cálculo, aplicación y distribución del IDH sufrió tres modificaciones: tres meses después de su expedición mediante el D.S. 28333 de septiembre de 2005; una vez más al mes siguiente mediante el D.S. 28421 de octubre de 2005; y finalmente a los dos años por medio del D.S. 29322 de octubre de 2007, que entró en vigencia a partir del 1° de enero de 2008. A continuación se reproduce la normativa, iniciando con los criterios establecidos en el D.S. 28223 e incorporando las modificaciones posteriores, con el fin de ilustrar el esquema de coparticipación resultante (Medinaceli 2011):

“Artículo 8. (Distribución de Impuesto Directo a los Hidrocarburos – IDH y Asignación de competencias)

I. DISTRIBUCIÓN:

El monto recaudado en efectivo por el IDH, se distribuirá según el siguiente detalle:

1. Departamentos

- a) 12,5% del monto total recaudado en efectivo, en favor de los Departamentos Productores de hidrocarburos, distribuidos según su producción departamental fiscalizada.
- b) 31,25% del monto total recaudado en efectivo, a favor de los Departamentos no Productores de hidrocarburos, a razón de 6,25% para cada uno.
- c) La compensación otorgada por el Tesoro General de la Nación – TGN, al Departamento Productor cuyo ingreso por concepto de IDH sea menor al de un Departamento no Productor, con el objeto de nivelar sus ingresos a los del Departamento no Productor.

El 100% de los ingresos percibidos por cada Departamento de acuerdo a lo señalado en los incisos a), b) y c) anteriores, será abonado a una cuenta “IDH –Departamental” en el Banco Central de Bolivia, para su transferencia de manera automática a las cuentas de las Prefecturas Departamentales, Gobiernos Municipales y Universidades Públicas, habilitadas en el sistema financiero, bajo la denominación “Recursos IDH”, de acuerdo a la siguiente distribución:

- a) 66,69% para el total de los Gobiernos Municipales del Departamento, el cual será distribuido entre los beneficiarios de acuerdo al número de habitantes de su jurisdicción municipal, establecido en el censo vigente, y

- b) 8,62% para la Universidad Pública del Departamento.

En el caso de los Departamentos que cuenten con dos o más universidades públicas, los porcentajes de distribución se determinarán mediante reglamento consensuado entre el Ministerio de Hacienda, Ministerio de Educación, Comité Ejecutivo de la Universidad Boliviana – CEUB y las Universidades Públicas beneficiarias, respetando el límite financiero asignado a cada Departamento.

- c) El saldo de los anteriores porcentajes para la Prefectura del Departamento.

2. Tesoro General de la Nación – TGN

El saldo del monto total recaudado en efectivo por el IDH una vez deducidos los montos del numeral anterior, se destinará en favor del Tesoro General de la Nación – TGN, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso d) del Artículo 57 de la Ley N° 3058, recursos que serán distribuidos de la siguiente manera:

- a) 5% del total de las recaudaciones del IDH, monto que será deducido del saldo correspondiente al TGN, destinado a un Fondo Compensatorio para los Gobiernos Municipales y Universidades de los Departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba que por tener mayor población, perciben menores ingresos en relación con los Gobiernos Municipales y Universidades de los demás Departamentos.³⁵

El mencionado porcentaje será asignado de acuerdo al siguiente criterio:

- i) La Paz 46,19%
- ii) Santa Cruz 36,02%
- iii) Cochabamba 17,79%

Estos montos serán destinados en un porcentaje de 80% para Gobiernos Municipales, el cual será distribuido de acuerdo al número de habitantes de cada jurisdicción municipal, y 20% para Universidades Públicas.

En el caso de los Departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba que cuenten con dos o más universidades públicas, los porcentajes de distribuciones determinarán mediante reglamento consensuado entre el Ministerio de Hacienda, Ministerio de Educación, Comité Ejecutivo de la Universidad Boliviana– CEUB y las Universidades Públicas beneficiarias, respetando el límite financie-ro asignado a cada Departamento.

- b) 5% del total de las recaudaciones del IDH, monto que será deducido del saldo correspondiente al

³⁵ De acuerdo con la Ley N° 3322 del 16 de enero de 2006 este porcentaje debe incrementarse de la siguiente manera: 6% a partir de diciembre de 2005; 8% a partir de diciembre de 2006, y 9,5% a partir de diciembre de 2007.

TGN, el cual será asignado a un Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas.

Los recursos correspondientes al mencionado Fondo serán desembolsados de acuerdo a Decreto Supremo que reglamentará su creación y funcionamiento.

En el marco de sus competencias y atribuciones, los Gobiernos Municipales y Prefecturas ejecutarán proyectos de desarrollo indígena, presentados por organizaciones indígenas de su jurisdicción territorial, en el marco de la planificación participativa municipal y departamental, empleando como contraparte recursos del Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas.

c) Un monto otorgado mediante asignación presupuestaria anual a:

- ✓ Las Fuerzas Armadas de la Nación, y
- ✓ La Policía Nacional de Bolivia.

Las instituciones mencionadas utilizarán estos recursos mediante la acreditación de programas y proyectos específicos, así como en actividades de fortalecimiento institucional.

d) 5% para el Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a la masificación del uso del Gas Natural en el país, porcentaje que será aplicado sobre el saldo de la distribución y asignación de recursos a todos los beneficiarios indicados anteriormente.

El Fondo mencionado será administrado por el Ministerio de Hidrocarburos, de acuerdo a reglamentación emitida para el efecto.

A objeto de realizar la administración y control de los ingresos por concepto del IDH, el TGN habilitará cuentas corrientes fiscales en el Banco Central de Bolivia y en los bancos administradores delegados en el sistema financiero nacional.

Del monto que debe ser abonado a las cuentas correspondientes de los beneficiarios, habilitadas en los bancos administradores delegados en el sistema financiero nacional para el manejo de los recursos del IDH, el Banco Central de Bolivia descontará, previamente, el importe correspondiente a comisiones por la administración de cada cuenta.

El TGN abonará los recursos a los beneficiarios, hasta el quinto día hábil del mes siguiente al de vencimiento del pago del IDH, en sus correspondientes cuentas bancarias”.

**ANEXO C: CONTRATOS DE YPFB CON PETROBRAS DE BRASIL
Y ENARSA S.A DE ARGENTINA**

Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) de compra-venta de gas natural suscrito entre YPFB (Bolivia) y Petrobras (Brasil)

Antecedentes

En 1996, Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) --sociedad brasileña de economía mixta-- y YPFB firmaron un contrato de compra-venta de gas natural con una duración de 20 años. La exportación se inició en julio de 1999, una vez concluida la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil.

Volúmenes

El contrato original establecía la compra, por parte de Brasil, de 16 MMm3D de gas natural. El Addendum N° 1 incrementó el volumen a 18 MMm3D, y el Addendum N° 2 estableció la cifra definitiva que hoy se encuentra en vigencia: 30,08 MMm3D. La cantidad base acordada se conoce como QDCB. La cantidad añadida se conoce como QDCA (cuadro C.1).

Cuadro C.1 Incremento de volúmenes por año

Año	QDCB	QDCA	QDC
1999	8	0	8
2000	9,1	0	9,1
2001	10,3	3	13,3
2002	11,4	9	20,4
2003	12,6	12	24,6
2004	13,7	16,38	30,08
2005	14,9	15,18	30,08
2006 – 2019	16	14,08	30,08

Adicionalmente a la cantidad diaria contractual, YPFB debe suministrar en el punto de entrega todo el gas combustible necesario para la operación continua de las estaciones de compresión del gasoducto en Brasil (1,5 MMm3D), siendo este volumen pagado por Petrobras.

Especificaciones

El gas natural comercializado, a una temperatura de 68° Farenheit y a una presión de

14,696 psia, debe tener un poder calorífico base saturada que no sea menor a nueve mil doscientos kilocalorías por metro cúbico (9.200 kcal/m³), equivalente a 1.034 BTU/PC.

El 14 de febrero de 2007, a través de la firma del Acta de Brasilia entre los gobiernos de Bolivia y Brasil representados por los Presidentes de las respectivas empresas estatales, se decidió que a partir del 2 de mayo de 2007 Petrobras pagara a precios internacionales aquellos hidrocarburos líquidos contenidos en la corriente de gas natural con destino al mercado de Brasil, cuyo poder calorífico estuviera por encima de 1.000 BTU/PC.

Cantidades comprometidas

- Cantidad diaria contractual (QDC): Es la cantidad diaria contractual año por año (30,08 MMm³D a partir del año 2004) que YPFB se compromete a vender y a suministrar y Petrobras se compromete a comprar y recibir.
- Cantidad diaria garantizada (QDG): Para YPFB (garantía de abastecimiento) corresponde al 100% de la cantidad diaria contractual (30,08 MMm³D) y para Petrobras (garantía de recepción) al 80% de la cantidad diaria contractual (24,06 MMm³D).

Dentro del GSA, existen cantidades comprometidas tanto para el vendedor como para el comprador, a saber:

Garantía de suministro

- El compromiso para el vendedor se denomina *Delivery or Pay*. Este compromiso está sujeto a una multa en dinero, además de la pérdida de la venta.

Garantía de recepción

- El compromiso del comprador se denomina *Take or Pay*. Este compromiso está sujeto a una obligación de pago anticipado de un volumen no retirado.
- La finalidad es hacer viable la inversión de manera que se pueda contar con las instalaciones necesarias para cumplir los compromisos de entrega.
- Se trata de asegurar las inversiones al recibir un dinero en anticipo frente a

una obligación futura de *Make up* (Entrega de volumen pagado y no retirado); el gas no puede destinarse a otro mercado.

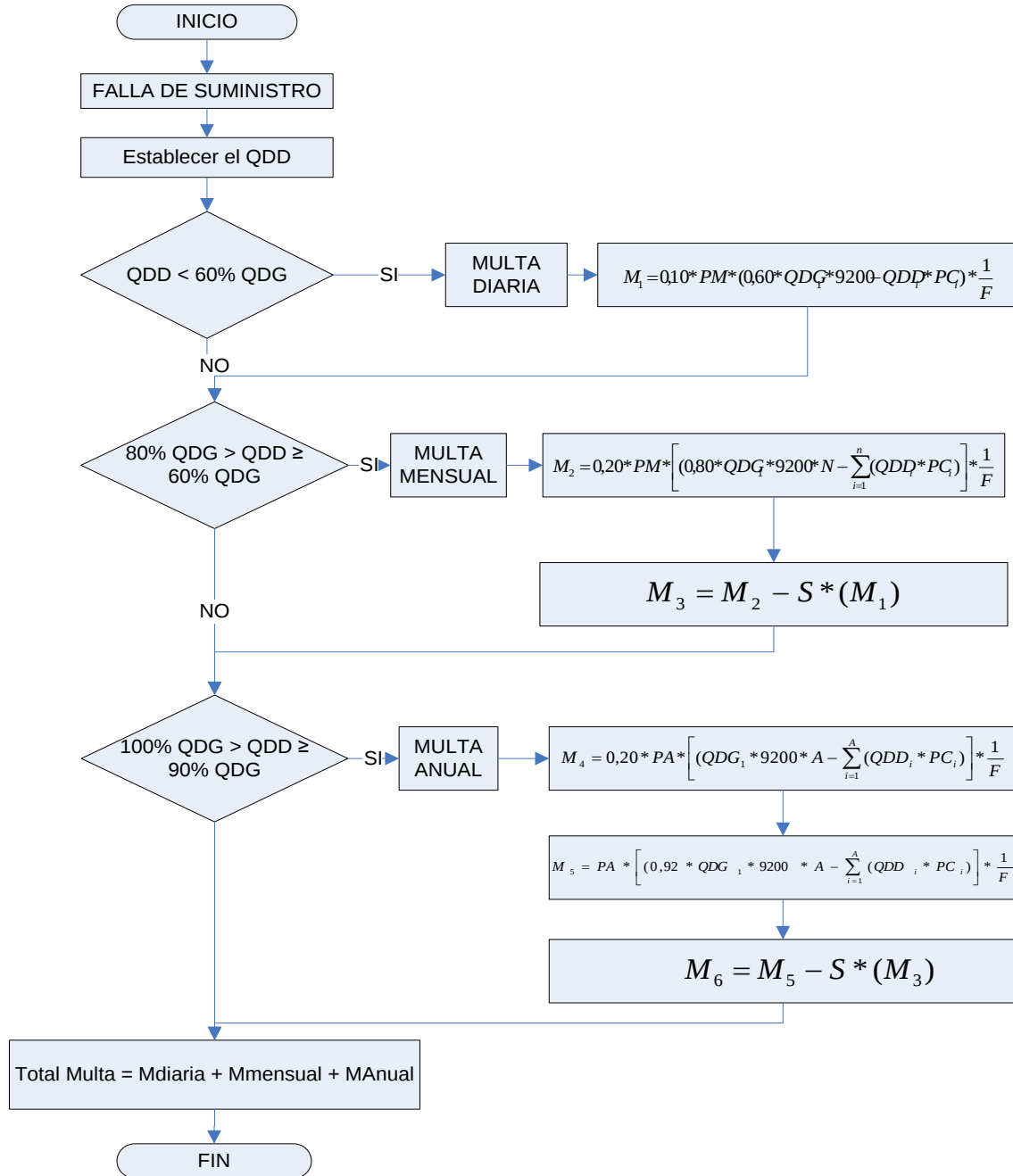
- Se busca viabilizar la contratación en firme de transporte.

Garantía de suministro (Cláusula 12.6)

- Multa diaria: Si la cantidad diaria entregada es inferior al 60% de la cantidad diaria garantizada (es decir 18,05 MMmcd), YPFB pagará una multa.
- Multa mensual: Si la cantidad entregada es inferior al 80% de la cantidad diaria garantizada (es decir 24,06), YPFB pagará una multa.
- Multa anual: Si la cantidad entregada está por debajo del 100% de la cantidad diaria garantizada (es decir, menos de 30,08 MMmcd), YPFB pagará una multa.

Establecida una falla de suministro, el monto por concepto de multa se calcula conforme a lo siguiente (cuadro C.1):

Gráfico C.1 Base de cálculo de las multas por incumplimiento de suministro



Siendo:

QDD: Cantidad diaria disponible

QDG: Cantidad diaria garantizada

PM: Precio del gas vigente en el mes que se presente la falla

PA: Promedio aritmético de los precios del gas en los cuatro trimestres del año.

S: Suma de las multas

A: Número de días del año

N: Número de días del mes en el que ocurrió la falla

F: Factor de conversión

Garantía de recepción (Cláusula 12.7)

- Recepciones diarias: Si la cantidad diaria retirada fuese inferior al 20% de la cantidad diaria garantizada, Petrobras reembolsará a YPFB los costos incurridos en la reinyección de la cantidad de gas correspondiente, debidamente comprobados por un auditor externo internacional independiente. Si la cantidad diaria retirada fuese inferior al 40% de la cantidad diaria garantizada, Petrobras reembolsará a YPFB los costos incurridos en la reinyección de la cantidad de gas correspondiente, debidamente comprobados por un auditor externo internacional independiente.
- Recepciones mensuales: Si la cantidad diaria retirada en el mes fuese inferior al 80% de la cantidad diaria garantizada, es decir, 19,26 MMm3D, Petrobras pagará el valor diferencial resultante. El pago de este volumen no retirado por Petrobras podrá ser solicitado durante el mismo año en que ocurrió la falta.
- Recepción anual: Al final de cada año se deberá efectuar el balance energético anual a fin de determinar la diferencia entre la energía correspondiente a la cantidad diaria garantizada (24,06 MMm3D) y la energía efectivamente pagada; si fuese positiva, Petrobras pagará el valor correspondiente a esta diferencia utilizando el precio promedio del año, resultando para esa empresa en una EPNR (energía pagada no retirada) en el año. Esta podrá ser recuperada por Petrobras durante los 10 años subsiguientes.

Precio de venta

El precio para el gas boliviano exportado a Brasil se fija cada tres meses con una fórmula que incluye una canasta de tres fuel oils. El precio también contempla un mecanismo de amortiguación para evitar cambios bruscos tomando en cuenta el comportamiento de trimestres precedentes.

$$PG = P(i) \left[0.5 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0.25 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0.25 \frac{FO3_i}{FO3_0} \right]$$

Donde:

PG: Precio del gas en US\$/MMBTU

P(i): Precio base (QDCA, QDCB)

FO1: Fuel oil de 3,5% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM)

FO2: Fuel oil N° 6 de 1% de azufre referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades de US\$ por barril (US\$/BBL)

FO3: Fuel oil de 1% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB NWE en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM)

FO1₀, FO2₀, FO3₀ son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios determinados conforme a las cotizaciones diarias superior e inferior de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1990 y el 31 de enero de 1991.

$$P_t = 0.5PG + 0.5P_{t-1}$$

Donde:

P_t: Precio del gas en US\$/MMBTU para el trimestre pertinente

PG: Precio del gas en US\$/MMBTU calculado según la Formula 1 (texto principal) para el trimestre pertinente

P_{t-1}: Precio del gas en US\$/MMBTU correspondiente al trimestre inmediatamente anterior

Las Partes acuerdan que, sin perjuicio de lo establecido en el contrato, la cláusula de precios será revisada cada cinco años a partir del inicio del suministro, lo cual puede o no conducir a modificaciones. Adicionalmente:

QDCA: A partir del año 2006 equivale a 14,08 MMm3D.

QDCB: A partir del año 2006 equivale a 16,00 MMm3D.

A partir del 1° de enero de 2008, el precio inicial $P_{(i)}$ es de US\$1/MMBTU para la QDBC (cantidad diaria contractual base).

El precio inicial $P_{(i)}$ es de 1,2 US\$/MMBTU para la QDCA (cantidad diaria contractual adicional).

Contrato de compra-venta de gas natural suscrito entre YPFB (Bolivia) y Energía Argentina S.A. (Enarsa)

Antecedentes

En 2006, la Enarsa (Empresa Nacional Argentina S.A.) y YPFB suscribieron un nuevo contrato de compra-venta de gas natural en reemplazo de los anteriormente vigentes. Este tendría una duración de 20 años a partir del 1° de enero de 2007 y un volumen inicial de 7,7 MMm3D por los dos primeros años, cantidad que posteriormente se incrementó a 27,7 MMm3D. El contrato incluye el financiamiento de una planta de extracción de licuables a instalarse en la frontera, la cual será de propiedad de YPFB.

El nuevo contrato establece el suministro y la recepción del gas natural en el punto de entrega por volúmenes crecientes hasta 27,7 MMm3D, así:

Cuadro C.2 Incremento de volumen comercializable 2007 - 2026

Año	Volumen (MMmcdía)
2007	7,7
2008 – 2009	Hasta 16
2010 – 2026	27,7

Además de la cantidad diaria contractual, YPFB debe suministrar en el punto de entrega todo el gas combustible necesario para la operación continua de las estaciones de compresión del gasoducto.

Especificaciones

El gas natural comercializado a una temperatura de 60° Farenheit y a una presión de 14,696 psia debe tener un poder calorífico base saturada que no sea menor a ocho mil novecientas kilocalorías por metro cúbico (8.900 kcal/m3), equivalente a 1.000 BTU/PC. Dentro del contrato YPFB-Enarsa existen cantidades comprometidas tanto para el vendedor como para el comprador.

Cantidades comprometidas

- Cantidad diaria contractual (QDC): A partir del año 2010 es la cantidad diaria contractual año por año, es decir, 27,7 MMm3D que YPFB se compromete a vender y a suministrar y que Enarsa se compromete a comprar y recibir.
- Cantidad diaria garantizada (QDG): Para YPFB (garantía de abastecimiento) corresponde al 100% de la cantidad diaria contractual (27,7 MMm3D) y para Enarsa (garantía de recepción) al 80% de la cantidad diaria contractual (22,16 MMm3D).

Garantía de suministro

- La garantía de suministro (DoP) es del 60% del volumen inicial contractual para los dos primeros años; de 100% del volumen inicial contractual para el tercer año; y de 100% de la cantidad diaria contractual para el período restante del contrato.
- YPFB pagará la diferencia de las cantidades nominadas por Enarsa y confirmadas por YPFB, multiplicadas por el precio del gas natural vigente en el día en que ocurra la falla.

Garantía de recepción

La garantía de recepción (ToP) es del 60% de la cantidad diaria contractual para los dos primeros años y del 80% de la cantidad diaria contractual a partir del tercer año y hasta la finalización del contrato.

Es importante recalcar que en el contrato YPFB-Enarsa se señala que las exportaciones de gas natural a Argentina, ante posibles interrupciones que pudieran presentarse, mantendrán razonable prioridad o proporcionalidad frente a terceros países, según corresponda, respetando las obligaciones asumidas anteriormente. Esto quiere decir que prima el abastecimiento del mercado interno boliviano, seguido de la exportación de gas a Brasil e inmediatamente después el contrato con Argentina.

Garantía de suministro (Cláusula 12.6)

YPFB pagará la diferencia de las cantidades nominadas multiplicadas por el precio del gas vigente en el día en que ocurra la falla

Garantía de recepción (Cláusula 12.7)

- Recepciones diarias: Enarsa reembolsará a YPFB los costos de comercialización.
- Recepciones mensuales: Si el retiro fuese menor al 80% de la QDG, Enarsa paga el volumen a precios vigentes en el mes.
- Recepción anual: Diferencia entre QDG y energía efectivamente pagada; si fuese positiva, Enarsa pagará esta diferencia (la devolución de esta EPNR será dentro de los próximos cuatro años).

Precio de venta

El precio para el gas boliviano exportado a Argentina se fija cada tres meses. En el contrato actual, la fórmula del precio es similar a la estipulada en el Contrato GSA, salvo que se añade a la canasta de tres fuel oils el precio internacional de diesel oil, con lo cual se mejora el precio en relación con el costo de venta a Brasil bajo el contrato GSA.

$$PG = P \left[0.20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0.40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0.20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0.20 \frac{DO_i}{DO_0} \right]$$

Donde:

PG: Precio del gas en US\$/MMBTU para el trimestre pertinente

FO1: Fuel oil de 3,5% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM)

FO2: Fuel oil N° 6 de 1% de azufre 6° API referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades de US\$ por barril (US\$/bbl)

FO3: Fuel oil de 1% de azufre referido bajo el título Cargoes FOB NWE en unidades de US\$ por tonelada métrica (US\$/TM);

DO: LS diesel referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de US cents/ US galón (USc\$/USgal).

FO1₀, FO2₀, FO3₀ y DO₀ son promedios aritméticos para los mismos *fuel oils* y diesel anteriormente definidos de los puntos medios diarios de los precios determinados conforme a las cotizaciones diarias superior e inferior de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 al 30 de junio de 2006 (30 meses).

P: Precio base igual a 4,0588.