



Diagnósticos Sectoriales

Hidrocarburos

1



Hidrocarburos

Diagnósticos Sectoriales - Hidrocarburos

Autoridades Responsables:

María Félix Delgadillo Camacho, Directora General Ejecutiva de UDAPE

Álvaro Lazo Suárez, Subdirector de Política Macrosectorial de UDAPE

Actualización*:

Carla A. Flores Noya

Gabriela Aguilera Lizarazú

Septiembre 2015

*Cualquier comentario remítase a los correos electrónicos: cflores@udape.gob.bo y gaguilera@udape.gob.bo.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN
2. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR
 - 2.1. Estructura del Sector
 - 2.2. El Upstream
 - 2.3. El Midstream y el Downstream
 - 2.3.1. Refinación de Hidrocarburos
 - 2.3.2. Distribución y Comercialización de Hidrocarburos
 - 2.3.3. Áreas de Interés Hidrocarburíferas
 - 2.3.4. Nuevos Contratos de Servicios Petroleros
 - 2.3.5. Industrialización de los Hidrocarburos
 - 2.3.6. Estructura de Precios de Hidrocarburos
 - 2.3.7. Precios en el mercado interno
 - 2.3.8. Precios de Exportación
3. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL
 - 3.1. Estructura Institucional
 - 3.2. Marco Legal
 - 3.3. Régimen Económico e Impositivo
 - 3.4. Regalías y Participaciones
 - 3.5. Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)
 - 3.6. Estructura Impositiva del Downstream
 - 3.7. Subvención a Productos Derivados
4. DESARROLLO DEL SECTOR
 - 4.1. El sector en la economía
 - 4.2. Inversiones en Hidrocarburos

- 4.3. Impacto Fiscal del Sector
- 4.4. Producción de hidrocarburos
- 4.5. Demanda del Mercado Interno
 - 4.5.1. Gas Natural
 - 4.5.2. Petróleo y sus Derivados
 - 4.5.3. Exportación de Gas Natural
 - 4.5.4. Desempeño Regional
- 5. PERSPECTIVAS
- 6. REFERENCIAS

Índice de Cuadros

- Cuadro 1 Lineamiento estratégicos Sector Hidrocarburos
- Cuadro 2 Distribución Departamental de Áreas Reservadas de Interés Hidrocarburífero
- Cuadro 3 Precios de Exportación de Gas Natural a Brasil
- Cuadro 4 Precios de Exportación de Gas Natural a la Argentina
- Cuadro 5 Resumen de la Normativa promulgada en la gestión 2013
- Cuadro 6 Alícuotas Específicas IEHD
- Cuadro 7 Inversión por tipo de Empresa
- Cuadro 8 Comercialización de Derivados de Petróleo en el Mercado Interno

Índice de Gráficos

- Gráfico 1 Estructura del Sector Hidrocarburos 2013 - Gas Natural
- Gráfico 2 Estructura del Sector Hidrocarburos 2013 - Petróleo
- Gráfico 3 Evolución Anual del Precio del WTI y de los Derivados en Bolivia
- Gráfico 4 Evolución del Precio Promedio Anual del Gas Natural
- Gráfico 5 Distribución del IDH

Gráfico 6 Participación del Sector en el PIB a Precios Corrientes

Gráfico 7 Inversiones en Upstream

Gráfico 8 Número de Pozos perforados

Gráfico 9 Recaudaciones Impositivas por Regalías-IEHD-IDH del Sector Hidrocarburos

Gráfico 10 Recaudaciones de Upstream y Downstream

Gráfico 11 Reservas Nacionales de Gas Natural

Gráfico 12 Producción de Petróleo y Gas Natural

Gráfico 13 Participación de los hidrocarburos en las exportaciones

Gráfico 14 Evolución de las Exportaciones de Gas Natural a Argentina, Volumen y Precio

Gráfico 15 Evolución de las Exportaciones de Gas Natural a Brasil, Volumen y Precio

Gráfico 16 Reservas Probadas Gas Natural América Latina y El Caribe, 2013

Gráfico 17 Producción Gas Natural América Latina y El Caribe, 2013

Índice de Mapas

Mapa 1 Área de Interés Hidrocarburífero 2011

Mapa 2 Áreas reservadas a favor de YPFB de Contratos de servicios petroleros para la exploración y explotación aprobados en 2013

1. Introducción

Según información del Instituto Nacional de Estadística, desde 2000 hasta 2013 la actividad de hidrocarburos (incluyendo refinación de petróleo) aportó en promedio con el 7,06% al PIB. El mayor aporte del sector al PIB fue en el 2013 con 7,9% y el menor fue de 5,33% el año 2000.

El sector de hidrocarburos es uno de los sectores que más contribuyen en la economía, en cuanto a las exportaciones, inversiones y sobre todo en las recaudaciones fiscales. Además, es declarado en la Constitución Política del Estado como recurso natural estratégico y de interés público para el desarrollo del país; en este sentido, los recursos que ésta actividad genera tienen que ser enfocados a lograr el desarrollo de una economía diversificada, productiva y sostenible, todo esto con el objetivo de generar riqueza, reducir la pobreza, mejorar la calidad de vida y consolidar una integración nacional.

A partir del año 2005, con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el sector ha atravesado una serie de reformas. El 1 de mayo de 2006, el Gobierno Nacional promulgó el Decreto Supremo N° 28701, en el que el Estado recupera la propiedad de los hidrocarburos, iniciándose en el país el proceso de nacionalización de los hidrocarburos, con lo cual el Estado recupera el control de toda la cadena de producción de hidrocarburos y se empiezan a generar más recursos para este por concepto de regalías, impuestos y participaciones.

La Constitución Política del Estado promulgada el 7 de febrero de 2009, determina que los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma

en la que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), es ahora la única empresa facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización. YPFB se constituye en el brazo operativo del Estado, en el marco de la política estatal de hidrocarburos.

Este proceso, ha significado un incremento en las inversiones totales con relación a las actividades primarias (exploración y explotación), que incluyen las inversiones realizadas por YPFB Casa Matriz, empresas subsidiarias y empresas privadas con Contratos de Operación, llegando a una inversión total de \$us1.835 millones el 2013.

El valor de las exportaciones de hidrocarburos en el año 2013 fue de \$us6.534 millones, superior en 11% respecto a la gestión 2012. La representatividad del sector dentro el conjunto de exportaciones fue de 54%.

El objetivo del presente trabajo es describir el desarrollo del sector hidrocarburos para el año 2013. Para este efecto, el documento se encuentra desarrollado de la siguiente manera: Las secciones dos y tres describen la estructura del sector y el marco legal en el cual se desenvuelve. La sección cuatro detalla el desarrollo del sector, exponiendo la evolución de los indicadores más importantes. Por último, la quinta sección presenta las perspectivas del sector para el corto plazo.

2. Descripción del Sector

Para la definición de la Política de Desarrollo Energético del Estado Plurinacional y en el marco de del Plan Nacional de Desarrollo y la

Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia y las normas sectoriales vigentes del sector energético, se han definido lineamientos estratégicos que deberán regir la actividad energética del país (Cuadro 1).

Cuadro 1 Lineamiento estratégicos Sector Hidrocarburos

Lineamientos Estratégico	Política	Objetivos Estratégicos
1. Soberanía energética	Garantizar y consolidar la soberanía energética del Estado, ejerciendo a nombre y en representación del Pueblo Boliviano la propiedad de los recursos naturales y la administración de sus rentas y beneficios.	Priorizar los intereses del Estado Plurinacional y su soberanía energética, sobre intereses particulares, sectoriales o cualquier forma de organización social.
		Consolidar el aporte del sector energético en materia de ingresos para la redistribución de los beneficios generados por la explotación de los recursos naturales energéticos.
2. Seguridad energética	1. Alcanzar y garantizar la autosuficiencia e independencia energética para el abastecimiento del mercado interno.	Incrementar la producción de hidrocarburos bajo un marco económico y normativo adecuado.
		Promover e incentivar la inversión hacia la exploración, producción, transformación y la productividad de los hidrocarburos.
		Garantizar el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales energéticos (hidrocarburos, hídricos, eólicos, geotérmicos y otros), para satisfacer el mercado interno y exportar sus excedentes.
	2. Diversificar la matriz energética, garantizando la producción, con el uso sustentable y eficiente de los recursos energéticos.	Desarrollar la infraestructura y logística, en toda la cadena de hidrocarburos y electricidad, que asegure el suministro y abastecimiento energético nacional y los compromisos de exportación.
		Sustituir y controlar el consumo de combustibles líquidos subsidiados (Diésel Oil, Gasolina y GLP).
		Incentivar la inversión para el desarrollo de la energía no convencional (geotérmica, biomasa, solar, eólica, etc.).
3. Universalización energética	Asegurar el acceso universal y equitativo del suministro de gas natural y electricidad.	Desarrollar el potencial hidroeléctrico del país para garantizar la confiabilidad de suministro eléctrico y la exportación.
		Lograr la cobertura de gas natural urbano y rural mediante sistemas de transporte tradicional y virtual.
		Desarrollar la infraestructura eléctrica para lograr el acceso universal al servicio de electricidad.

Lineamientos Estratégico	Política	Objetivos Estratégicos
4. Eficiencia energética	Fomentar y desarrollar, el uso eficiente de la energía en sus diferentes formas, con el menor impacto socio ambiental.	Elaborar un marco normativo y regulador para optimizar la oferta y demanda energética.
		Incorporar tecnologías más eficientes a la matriz energética.
		Promover tecnologías de origen energético renovable.
		Desarrollar mecanismos para el fomento del ahorro y la eficiencia energética.
		Contar con un sistema de certificación de eficiencia energética
5. Industrialización	Desarrollar la industria de los recursos naturales energéticos, enfocada en ejes regionales para un desarrollo equilibrado, que consiga el beneficio equitativo del país.	Generar valor agregado, optimizando la asignación y el uso de los recursos naturales energéticos a fin de obtener mayores ingresos para el Estado.
		Generar polos de desarrollo a través de proyectos estratégicos e integrales de industrialización.
6. Integración Energética	Consolidar y ampliar los mercados externos con los excedentes energéticos, buscando complementariedad y subsidiariedad económica a partir de espacios de integración ampliados.	Lograr la participación de empresas estatales bolivianas, en las unidades de negocio de los mercados destino, producto de la exportación de excedentes energéticos.
		Pasar de mercados subregionales a mercados energéticos regionales.
		Garantizar la subsidiariedad económica que consiga el mayor desarrollo del país.
7. Fortalecimiento del Sector Energético	Reestructurar, consolidar y fortalecer las instituciones y empresas públicas del sector energético para el logro de la nueva visión del país y de la política energética.	Implantar un sistema de planificación integral del sector energético para asegurar el logro de la política energética nacional.
		Fortalecer la estructura institucional de MHE, YPFB, ENDE, EBIH, ANH y AE.
		Aplicar principios de transparencia y rendición pública de cuentas en las instituciones del sector energético.
		Promover el desarrollo de la ciencia y la tecnología.

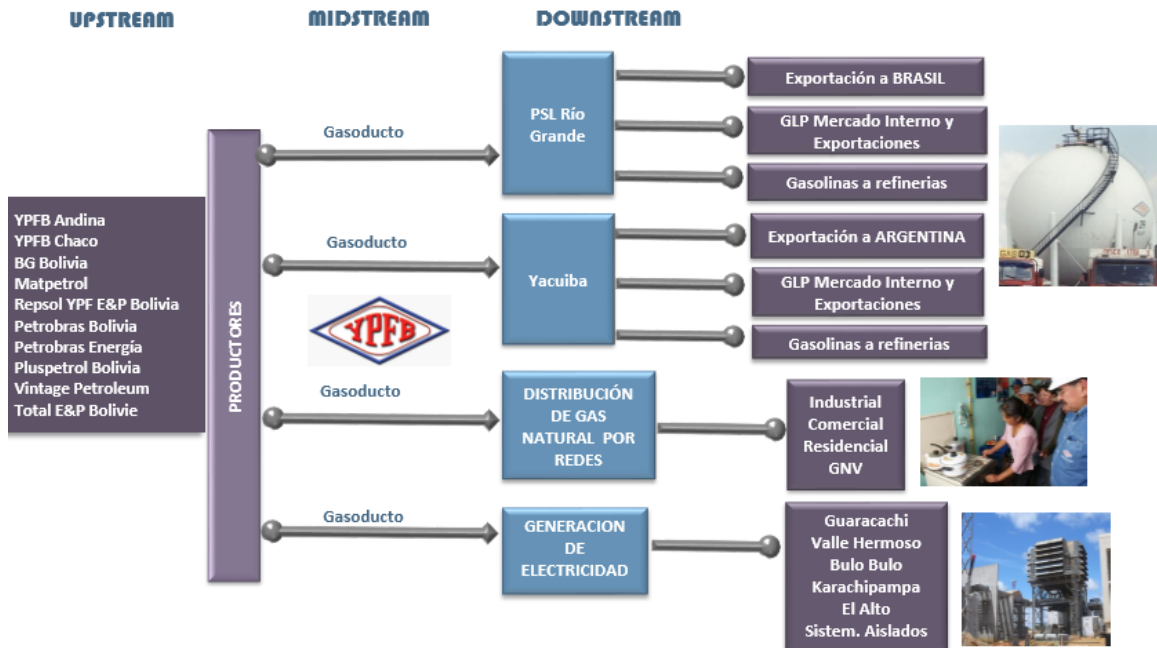
Fuente: Viceministerio de Desarrollo Energético - Ministerio de Hidrocarburos y Energía

2.1. Estructura del Sector

Para tener una mejor comprensión del funcionamiento del sector es importante

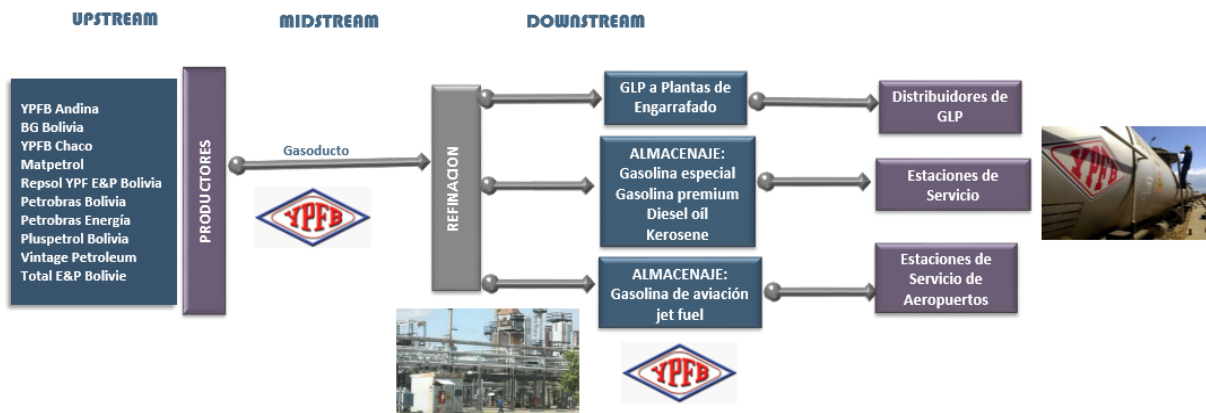
conocer su estructura. La industria petrolera se encuentra dividida en tres grandes sectores: *upstream*, *midstream* y *downstream* (Ver Gráfico 1 y Gráfico 2).

Gráfico 1 Estructura del Sector Hidrocarburos 2013 - Gas Natural



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 2 Estructura del Sector Hidrocarburos 2013 - Petróleo



Fuente: Elaboración Propia

2.2. El Upstream

Las actividades del *upstream* comprenden la Exploración y Producción (E&P) de yacimientos hidrocarburíferos, esto incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y gas natural, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y explotación

de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.

A diciembre de 2013 se tienen vigentes 41 Contratos de Operación para la exploración y explotación de hidrocarburos, suscritos por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

(YPFB) con empresas petroleras nacionales y extranjeras¹.

Los operadores petroleros que durante la gestión 2013 han participado del upstream y han producido hidrocarburos fueron:

- YPFB ANDINA S.A.
- YPFB CHACO S.A.
- BG BOLIVIA CORPORATION (SUCURSAL BOLIVIA)
- MATPETROL S.A.
- PETROBRAS BOLIVIA S.A.
- PETROBRAS ENERGÍA S.A.
- PLUSPETROL BOLIVIA CORP. S.A.
- TOTAL E&P BOLIVIE
- REPSOL YPF E&P BOLIVIA S.A.
- VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTDA.

2.3. El Midstream y el Downstream

Las actividades del *midstream* incluyen el transporte por ductos y otros sistemas de transporte que son utilizados para trasladar petróleo crudo y gas natural, desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores del *downstream*.

Por otro lado, las actividades del *downstream* se refieren a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural así como también la industrialización, transporte, almacenaje, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados, llegando hasta los consumidores finales con productos como gasolina, querosén, combustibles aeronáuticos, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y gas licuado del petróleo así como también petroquímicos.

2.3.1. Refinación de Hidrocarburos

La refinación es la separación del crudo en varios productos, que funciona a través de un proceso de destilación del producto al alcanzar una temperatura de entre 300°C y 400°C lo que provoca que sus moléculas asciendan a lo largo de una torre de fraccionamiento.

Las refinerías más importantes del país son Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel, de propiedad de YPFB Refinación S.A. y que son multiproducto. Los productos refinados más importantes por el nivel de producción son la gasolina especial, gasolina premium, diésel oil, crudo reconstituido, jet fuel, gasolina de aviación, gas licuado de petróleo y kerosene. Las refinerías pequeñas como Oro Negro producen principalmente gasolina blanca, gasolina especial y diésel oil.

La producción de lubricantes y grasas con la marca YPFB es realizada en la Planta de Lubricantes de la Refinería Gualberto

¹ La exploración es el primer eslabón de la cadena y consiste en el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

La explotación o producción es la extracción de petróleo y gas natural mediante la perforación de pozos de

desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Villarroel y son comercializados por YPFB Refinación S.A.

El transporte de hidrocarburos se realiza a través de líneas de transporte conformadas por tuberías metálicas denominadas ductos. El transporte de hidrocarburos por ductos en Bolivia se rige por el principio de libre acceso, es decir, que toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo. La empresa transportadora no comercializa con el producto, obteniendo un retorno garantizado por tarifas reguladas mediante la metodología de tasa de retorno².

El sistema de transporte por gasoductos en el país, es efectuado principalmente por la empresa YPFB Transporte S.A. y en menor participación por la empresa Transierra, existiendo también otras empresas operando en ductos menores o laterales.

Actualmente la empresa Gas TransBoliviano S.A. transporta gas natural para la exportación, con uno de los ductos de mayor capacidad en el país (300MMm3/día).

El sistema de oleoductos conecta diferentes departamentos en la parte sur y central del país y es operado casi en su totalidad por la empresa YPFB Transporte S.A., propietaria de una red de aproximadamente 6.000 kilómetros de oleoductos, gasoductos e instalaciones asociadas, proporcionando servicios de transporte de hidrocarburos para los productores. Ejerce un papel fundamental en las exportaciones de gas boliviano hacia el Brasil.

YPFB Transporte S.A. también opera y administra la terminal marítima de exportación de petróleo ubicada en Arica-Chile. Con sus principales activos ubicados en el corredor más importante de producción de gas natural de Sudamérica, y con conexiones a Brasil, Argentina y Chile.

La función principal de YPFB Logística es el Transporte y Almacenaje de hidrocarburos líquidos (diésel oíl, kerosene, jet fuel, gasolina especial y GLP) en todo el territorio Nacional. Cuenta con una red de Poliductos distribuidos en toda Bolivia que permiten transportar los hidrocarburos hasta las diferentes plantas de almacenaje para que después sean despachados hacia las distintas estaciones de servicio llegando finalmente hasta el público consumidor.

2.3.2. Distribución y Comercialización de Hidrocarburos

En Bolivia el Estado a través de YPFB, toma el control y dirección de la distribución y comercialización en toda la cadena de los hidrocarburos. Los precios están regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y deben ser aprobados mediante Decreto Supremo por el Gabinete de Ministros debido al impacto que tienen en la economía del país.

La exportación de hidrocarburos (principalmente gas natural) es realizada exclusivamente por YPFB. Con relación a la distribución minorista en el mercado interno, de acuerdo con el capítulo II de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17/05/2005 rige la libre comercialización de hidrocarburos y derivados, sin embargo las actividades de

mientras que el petróleo estabilizado, a través de oleoductos, va a los centros de refinación de donde parte por medio de poliductos para su posterior comercialización.

² El gas natural ingresa a una planta de tratamiento donde se lo separa de los líquidos e impurezas antes de ingresar a los gasoductos mayores, mientras que los líquidos extraídos son enviados a los centros de refinación. Por su parte, el petróleo es tratado en las plantas de estabilización para separarlo de los gases y productos livianos que son enviados a las plantas de gas,

comercialización interna no cuentan con reglamentación específica.

Finalmente, YPFB Aviación es una empresa que tiene a su cargo el suministro de combustible de aviación (Jet Fuel y AV Gas) mediante plantas instaladas en los principales aeropuertos del país. El jet fuel genera un fuerte movimiento económico ya que es un producto comercializado a dos precios en el país, según vuelos comerciales nacionales y/o internacionales. El 66% del volumen comercializado corresponde al consumo para vuelos comerciales nacionales y el restante 34% se destinó a la comercialización en vuelos internacionales.

2.3.3. Áreas de Interés Hidrocarburíferas

Mediante Decreto Supremo Nº 29226 de 09/08/2007, se incorporaron 33 áreas reservadas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB que se encuentran en Zonas Tradicionales y Zonas No Tradicionales³.

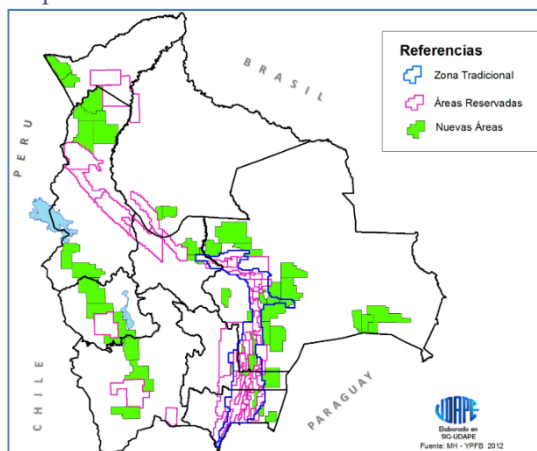
Mediante Decreto Supremo Nº 0676 de 20/10/2010, se incorporaron 23 nuevas áreas reservadas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB, haciendo un total de 56 áreas reservadas de interés hidrocarburífero.

Asimismo, mediante Decreto Supremo Nº 1203 de 18/04/2012, se incorporaron también nuevas áreas reservadas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB, haciendo actualmente un total de 98 áreas reservadas de interés hidrocarburífero que se encuentran en Zonas Tradicionales y Zonas No Tradicionales.

Estas áreas reservadas se otorgan, conceden y adjudican a YPFB, para que la empresa proceda a su exploración y explotación por si misma o en asociación mediante Contratos de Servicios (Mapa 1).

Las nuevas áreas se incorporaron debido a la necesidad de incrementar las áreas en función a la existencia de estructuras prospectables y a la información con las que se cuenta de cada una de las áreas seleccionadas.

Mapa 1 Área de Interés Hidrocarburífero 2011



³ La Ley Nº 3058 define a zona tradicional como aquella región con información geológica donde existe producción de hidrocarburos. La zona no tradicional es

entonces la región no comprendida en la definición de zona tradicional.

El Decreto Supremo Nº 1203 incrementó nuevas áreas en el país tanto en la zona tradicional como la no tradicional. El área total de las primeras 56 áreas reservadas era de 10.784.665 hectáreas, mientras que las 42 nuevas áreas reservadas cuentan con una superficie de 11.380.007 hectáreas, haciendo

un total de 22.164.672 hectáreas en las 98 áreas reservadas de interés hidrocarburífero.

La distribución departamental de las áreas reservadas de YPFB se muestra en el Cuadro Nº 2. De las 98 áreas, 44 se encuentran en la zona tradicional y 54 se encuentran en la zona no tradicional.

Cuadro 2 Distribución Departamental de Áreas Reservadas de Interés Hidrocarburífero

Departamento	Número de Áreas
Chuquisaca	6
Cochabamba	5
La Paz	9
Oruro	4
Pando	3
Potosí	5
Santa Cruz	34
Tarija	15
Beni	1
Beni – Cochabamba	1
Beni-La Paz-Cochabamba	1
Chuquisaca-Santa Cruz	6
Chuquisaca – Tarija	5
Pando-La Paz-Beni	1
Santa Cruz-Cochabamba	1
Santa Cruz-Chuquisaca-Tarija	1
Total	98

Fuente: YPFB

De acuerdo al informe del MHE⁴, se conoce que a diciembre de 2013:

- 9 áreas reservadas se encuentran con contrato de exploración y explotación a cargo de la Empresa YPFB-PETROANDINA S.A.M.: Madidi, Secure, Iñaú, Tiacia, Iñiguazú, Aguaragüe, Chispani, Lliquimuni y Chepite.
- Se aprobó el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación del bloque Azero, con la Empresa

Total E&P Bolivia y la Empresa GP Exploración y Producción SL.

- Se aprobó el contrato de servicios petroleros con la Empresa Eastern Petroleum & Gas S.A. para el área Sanandita, con la Empresa PETROBRAS Bolivia S.A para el área Cedro y con la Empresa BG Bolivia Corporation (sucursal Bolivia) para el área Huacareta.
- Se ha firmado el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación de las áreas El Dorado Oeste, San

⁴ Informe La Política de Hidrocarburos y Retos de la Agenda Patriótica, 2013 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Miguel y Isarsama con la Empresa YPFB Chaco S.A.

- Finalmente se ha negociado los Contratos de Servicios Petroleros con la Empresa YPFB Andina y la Empresa YPFB Chaco S.A. en las áreas Oriental, Carohuaicho 8A, Carohuaicho 8B y Carohuaicho 8D.

2.3.4. Nuevos Contratos de Servicios Petroleros

Mediante Ley N° 379 de 17/05/2013, la Asamblea Legislativa Plurinacional aprobó el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación del área Azero, con la Empresa Total E&P Bolivie y la Empresa GP Exploración y Producción SL. Además, mediante Ley N° 380 de 17/05/2013, se aprobó el contrato de servicios petroleros para el área Sanandita con la Empresa Eastern Petroleum & Gas S.A.

En esta misma gestión, se aprobaron los contratos para el área Cedro con la Empresa PETROBRAS Bolivia S.A, mediante Ley N° 467 de 26/12/2013; para el área Huacareta con la Empresa BG Bolivia Corporation (sucursal Bolivia), mediante Ley N° 468, 26/12/2013; y finalmente para las áreas El Dorado Oeste, San Miguel y Isarsama con la Empresa YPFB Chaco S.A., mediante Ley N° 469, Ley N° 470 y Ley N° 471, respectivamente, del 26/12/2013.

Los nuevos Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de Áreas Reservadas, establecen básicamente:

Para la actividad de exploración

- La ejecución de las operaciones de exploración por parte del Titular del período de exploración, a su exclusiva cuenta y riesgo.

- El 100% de la inversión y el riesgo en el período de exploración lo asume la empresa.
- YPFB se encarga de la supervisión y seguimiento a los trabajos en la etapa de exploración bajo costos de administración que le serán compensados como participación directa de YPFB a partir de la producción comercial regular del campo.

Para la actividad de explotación

- La ejecución de las operaciones de explotación será realizada a través de la constitución de una Sociedad de Economía Mixta (SAM).
- Una vez aprobada la declaratoria comercial del campo por YPFB, el Titular tiene la obligación de ceder el 100% de los derechos y obligaciones del contrato a la SAM conformada por YPFB en un 60% y al Titular del período de exploración en un 40% de participación accionaria.
- La participación directa de YPFB se determinará sobre la base de una fórmula donde el porcentaje es producto de la relación de los costos de administración incurridos por YPFB en el mes sobre el ingreso bruto del mismo mes.
- La aprobación de estos nuevos contratos en la Asamblea Plurinacional está orientada a incrementar las reservas de hidrocarburos en el país, en el caso de que las operaciones de exploración tengan éxito. Una vez se apruebe la declaratoria comercial del campo, con los recursos de la comercialización efectiva de los hidrocarburos producidos se

devolverán las inversiones realizadas en el período de exploración, lo que constituye un incentivo para que operadores/socios privados inviertan en exploración.

Como ya se ha mencionado, YPFB ha continuado en la gestión 2013 con procesos de negociación de Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de Áreas Reservadas a favor de YPFB con diferentes empresas petroleras.

2.3.5. Industrialización de los Hidrocarburos

Mediante el Decreto Supremo Nº 368 de 25/11/2009 se definen las atribuciones de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH). La EBIH es responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industrialización de hidrocarburos buscando un mayor valor agregado, que abastezca con prioridad la demanda de productos de industrialización del mercado nacional y la exportación de los excedentes, en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos.

Entre las principales funciones de la EBIH está desarrollar la industrialización de hidrocarburos en el país a través de procesos de transformación físicos y químicos del petróleo y del gas natural en productos básicos, intermedios y finales.

Posteriormente, mediante el Decreto Supremo Nº 384 de 16/12/2009, se modificó el Decreto Supremo Nº 368 de 25/11/2009, estableciendo a YPFB como el encargado de instalar, implementar, poner en marcha, operar y administrar plantas separadoras y extractoras de licuables con el fin de satisfacer al mercado interno y proveer los componentes obtenidos del gas natural como materia prima requerida por la EBIH para su industrialización, en función de los niveles de

producción existentes y el precio establecido en la normativa vigente.

Con la aprobación del Decreto Supremo Nº 922 de 29/06/2011, el Ministerio de Hidrocarburos e Energía encargó a YPFB desarrollar los proyectos de industrialización de hidrocarburos: Planta de Urea y Amoniaco y los Complejos Petroquímicos de Etileno-Polietileno.

Proyecto Plantas de Amoniaco y Urea de Bulu Bulu

En el caso de la Planta de Urea y Amoniaco, durante la gestión 2012 se suscribe el contrato con la empresa Samsung Engineering para la ejecución del Paquete de Diseño de Procesos, *Front End Engineering Design* e Ingeniería de Detalle, Procura, Construcción, Puesta en Marcha, Operación y Mantenimiento Asistido de las plantas. Con este paso se ha logrado un primer paso para el ingreso de la era de la petroquímica en Bolivia.

De acuerdo a dicho contrato, la construcción y puesta en marcha del complejo petroquímico de urea y amoniaco permitirá producir 2.100 TMD de urea con un consumo aproximado de 1,42 MMmcd de gas natural. Entre el 10% y 20% de dicha producción será destinada al mercado interno y el resto será para la exportación a mercados potenciales, como Argentina y Brasil. La construcción del complejo se realiza en la localidad de Bulu Bulu, municipio de Entre Ríos del Departamento de Cochabamba.

El proyecto de industrialización cuenta con financiamiento autorizado por la Ley del Presupuesto General del Estado, Ley Nº 211 de 23/12/2011, que autoriza a YPFB contraer un crédito extraordinario de hasta Bs9.100 millones con el Banco Central de Bolivia, para financiar proyectos de industrialización de hidrocarburos. En este marco, el monto solicitado por YPFB para el "Proyecto Urea y

Amoniaco Carrasco Cochabamba” contempla un monto de Bs6.012.827.512. (\$us876.505.468), de acuerdo al contrato de préstamo suscrito en septiembre de 2012.

Se espera que la puesta en marcha de la Planta de Urea y Amoniaco genere alrededor de 3.000 empleos directos e indirectos en las etapas de construcción, producción, distribución y comercialización en el mercado nacional e internacional. Durante la gestión 2013 se alcanzó un 23,39% del avance del proyecto, concluyéndose con el Paquete de Diseño de Proceso (PDP). La conclusión de la Planta está prevista para el primer semestre de 2016.

Proyecto Complejos Petroquímicos de Etileno-Polietileno

En el caso de la Planta de Etileno-Polietileno, en diciembre de 2012 se suscribió un contrato con la empresa italiana Tecnimont S.p.A. para los estudios de ingeniería conceptual. Posteriormente, se vio por conveniente ampliar dicho estudio para incluir la producción de propileno y polipropileno, mediante una adenda firmada en abril del 2013.

Con la producción de polipropileno se pretende dar valor agregado a la producción de propano obtenido durante los procesos de las Plantas Separadoras de Líquidos.

Plantas Separadoras de Líquidos de Gran Chaco

El año 2013 la Planta de Separación de Líquidos de Gran Chaco registró importantes avances 70,07% en la Ingeniería, Procura, Construcción y Puesta en Marcha (IPC), 95% en equipos estratégicos y 72,7% en

fiscalización, se prevé entregar la planta el tercer trimestre del 2015. Esta planta tendrá una capacidad de proceso de 32,2 millones de metros cúbicos día para producir entre 2.156 a 3.144 TMD de etano, 1.542 a 2.247 TMD de GLP, 716 a 1.044 BPD de isopentano y 1.137 a 1.658 BPD de gasolina. La producción de 82% de GLP será destinado al mercado externo y el 18% se destinará al mercado interno.

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande, constituye el primer paso para la industrialización de los Hidrocarburos y la misma se encuentra ubicada en el Municipio Cabezas de la Provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz. Durante el mes de julio inició la producción de GLP y hasta diciembre de 2013 alcanzó un promedio de producción de 212,73 TM/día. La capacidad de procesamiento de la planta es de 200 millones de pies cúbicos por día de gas natural, con una capacidad máxima de producción de GLP de 361 toneladas por día, aproximadamente 350 BPD de gasolina natural y 195 BPD de Isopentano.

Con la extracción de estos líquidos, la planta permitirá incrementar las exportaciones de GLP ya que a diciembre de 2013, además de abastecer el total del mercado interno, se exportó 6327 TM de GLP pasando de ser un país importador de GLP a un país exportador.

2.3.6. Estructura de Precios de Hidrocarburos

La evolución y estructura de los precios de hidrocarburos, se inicia desde la formación del “cártel petrolero”⁵. A partir de ese momento las tendencias de los precios tienen una serie de sucesos históricos (Gráfico 3).

⁵ Luego que terminó la primera Guerra Mundial, las empresas petroleras norteamericanas de Rockefeller e inglesas, conformaron un cártel petrolero constituido por siete compañías conocidas como las “siete hermanas”: Standard Oil de New Jersey, Standard de

New York, Gulf Oil, Texaco, Standard de California, y las dos compañías inglesas Royal Dutch Shell y Anglo Iranian Oil Co., (que posteriormente cambió de nombre a British Petroleum).

Durante los años 1920 - 1970, los precios del barril de petróleo se mantuvieron en un precio promedio de 5 dólares. Luego, en 1973 con las crisis petroleras de la OPEP el precio del petróleo da un salto llegando a cotizaciones entre 10 y 40 dólares.

Posteriormente, entre 1980 – 2003, se experimentó una relativa estabilidad que se da luego de un fuerte incremento de los precios por encima de los 10 dólares, principalmente entre los años 1973 y 1979.

Finalmente, a partir del 2004, se tiene una tendencia al incremento en el precio del petróleo que llegó a un record histórico de más de 99 dólares por barril a mediados del 2008 y que en promedio ha tenido un valor de 97 dólares en el 2013.

2.3.7. Precios en el mercado interno

Con el Decreto Supremo N° 27691 de 19/08/2004, se estabiliza el precio del petróleo crudo en el mercado interno, donde el precio de referencia es el promedio de los últimos 365 días del West Texas Intermediate (WTI) menos 6,29 dólares por barril. Además se establece una banda de precios donde se fija un precio máximo de venta del crudo en 27,11 dólares por barril y un precio mínimo de 24,53 dólares por barril. Debido a la tendencia del precio internacional del petróleo el precio vigente es el máximo.

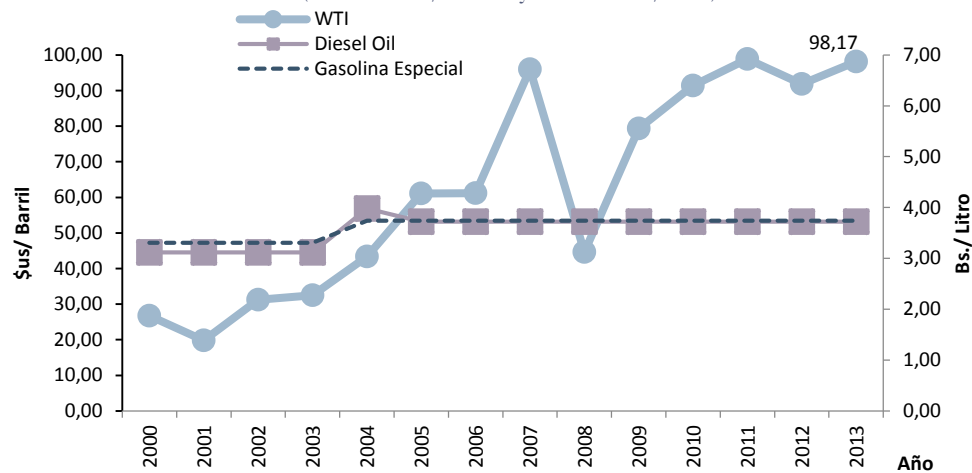
La estabilización de precios del crudo para el mercado interno se refleja en los precios de

los derivados cuyo comportamiento es totalmente distinto al precio internacional (Gráfico 3). En el periodo comprendido entre 1999 y 2013, el precio de la gasolina especial ha variado de Bs2,97 a Bs3,74 por litro (con una tasa de crecimiento en el período de 25,9%), mientras que el precio del diesel oil ha variado de Bs2,46 a Bs3,72 por litro (con una tasa de crecimiento de 23,2%). El precio del barril de petróleo es mucho más volátil, experimentándose una tendencia al alza a partir del 2001, pasando de 19,84 a 96,01 dólares el año 2007, con una tasa de crecimiento de 383,9%. Posteriormente, en la gestión 2008 el precio del barril de petróleo cae a 44,60 dólares, recuperándose el 2009 con un precio por barril de 79,36 dólares, precio que llega el año 2013 a 98,17 dólares por barril (mayor en 24% respecto al 2009)⁶.

Actualmente, el precio del crudo en el mercado boliviano puesto en refinería sin IVA se encuentra en el precio máximo de la banda, que es de 27,11 dólares por barril. Este precio se utiliza para el cálculo de todos los precios de los productos regulados con excepción del GLP, a partir de su determinación como precio de referencia al que se le deben añadir todos los márgenes de la cadena de precios incluyendo el margen de refinería. En este sentido, el Decreto Supremo N° 29768 de 29/10/2008, estableció un margen de transportes diferente de 1,45 dólares por barril, y el Decreto Supremo N° 29777 de 05/11/08 estableció un margen de refinación de 6,02 dólares por barril y se definió una nueva cadena de precios del GLP de Planta.

⁶ Precios del WTI a diciembre de cada año.

Gráfico 3 Evolución Anual del Precio del WTI y de los Derivados en Bolivia*
(En dólares/barril y bolivianos/litro)



Fuente: Energy Information Administration, Agencia Nacional de Hidrocarburos, YPFB

*El precio del WTI corresponde al promedio anual y el precio de los derivados al precio vigente al 31 de diciembre de cada año.

Los precios de gas natural para el mercado interno se encuentran definidos entre una banda de 4,4700 \$us/MPC como nivel máximo y un nivel mínimo de 0,57 \$us/MPC, dependiendo del sector de destino y la normativa vigente en cada caso.

En el caso de los precio de compra de gas natural para generación eléctrica, los precios se diferencian de acuerdo al tipo de sistema de generación. En el Sistema Interconectado Nacional el precio del gas natural es igual a 1,30 \$us/MPC y para generadoras del Sistema Aislado el precio varía entre 1,0200 \$us/MPC y 1,9768 \$us/MPC.

El precio de compra de gas natural entregado a las empresas distribuidoras en City Gate (Puerta de Ciudad), para fines de uso en los sectores residencial, comercial, industrial y transporte vehicular, es de 0,98 \$us/MPC.

Sólo en el caso de la Empresa Tarijeña del Gas S.A.M. – Carapari, es de 0,57 \$us/MPC.

Finalmente, los precios de compra de gas natural para consumo propio del sector hidrocarburos como combustible en transporte es de 1,0108 \$us/MPC, para el uso como combustible en las refinerías es de 0,9000 \$us/MPC medido en punto de fiscalización y para las Plantas de Separación de Líquidos es de 4,4700 \$us/MPC.

2.3.8. Precios de Exportación

El precio para el contrato de exportación hacia Brasil (GSA)⁷ depende de los promedios de los precios diarios en el trimestre anterior de tres Fuel Oils avaluados internacionalmente, por lo que las variaciones del precio internacional del barril de petróleo se reflejan en el precio de

⁷ El contrato de compra-venta de gas natural GSA entre YPFB y Petrobras firmado en 1996 tiene una duración de 20 años, a partir de 1999 hasta 2019. Este contrato establecía inicialmente el envío de 16 MMmcd de gas natural, sin embargo, tras la firma de dos adendas se

llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMmcd, que actualmente se encuentra en vigencia.

exportación del gas natural. En este sentido, mientras los precios del barril tengan una tendencia creciente, el precio del gas natural de exportación también tendrá este comportamiento.

La fijación de precios en el contrato de exportación de gas natural a Argentina es similar a la estipulada en el Contrato GSA, salvo que se toma en cuenta las cotizaciones de Fuel Oil y Diésel Oil del semestre anterior.

Si bien los precios de exportación de gas natural al Brasil y a la Argentina dependen del

comportamiento del precio del barril de crudo, como se explicó anteriormente, el hecho de ponderar una canasta de Fuels y ajustarlos cada trimestre disminuye la volatilidad del comportamiento que podría mostrar este precio.

Los Cuadros 3 y 4 muestran la evolución mensual de los precios de exportación de gas natural al Brasil y Argentina. El precio promedio anual de la exportación de gas natural alcanzó el año 2013 \$us8,99 y \$us10,38 por MMBTU para Brasil y Argentina, respectivamente.

Cuadro 3 Precios de Exportación de Gas Natural a Brasil
(En dólares por MMBTU)

Mes	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero		1,63	2,14	1,75	1,98	2,21	2,41	3,71	4,09	5,55	5,66	5,59	6,35	8,6	9,09
Febrero		1,63	2,14	1,76	1,98	2,28	2,43	3,74	4,14	5,55	5,65	5,74	6,52	8,93	9,08
Marzo		1,63	2,14	1,70	1,98	2,31	2,45	3,75	4,13	5,55	5,64	5,71	6,48	9,01	9,09
Abril		1,81	1,99	1,67	2,25	2,25	2,63	3,97	3,98	6,04	4,48	5,93	7,2	9,42	9,11
Mayo		1,81	2,02	1,67	2,24	2,27	2,61	4,02	3,66	6,04	4,62	6,07	7,22	9,51	9,12
Junio		1,81	1,99	1,67	2,28	2,27	2,60	4,03	3,69	6,05	4,63	6,11	7,37	9,35	9,15
Julio	1,23	1,90	1,92	1,83	2,19	2,36	2,71	4,31	4,12	7,07	4,62	6,2	8,3	9,14	8,86
Agosto	1,23	1,90	1,95	1,83	2,17	2,37	2,75	4,33	4,12	7,07	4,57	6,23	8,31	9,09	8,86
Septiembre	1,23	1,90	1,92	1,84	2,18	2,36	2,75	4,36	4,16	7,05	4,53	6,23	8,3	9,38	8,87
Octubre	1,43	2,02	1,89	1,97	2,30	2,43	3,29	4,41	4,71	8,02	5,1	6,21	8,74	9,35	8,88
Noviembre	1,43	2,02	1,90	1,97	2,33	2,42	3,30	4,35	4,71	7,97	5,05	6,22	8,74	9,37	8,88
Diciembre	1,43	2,02	1,88	1,97	2,28	2,40	3,27	4,35	4,70	7,85	5,02	6,13	8,57	9,35	8,88
Promedio Anual	1,33	1,84	1,99	1,80	2,18	2,33	2,76	4,11	4,19	6,65	4,96	6,03	7,68	9,21	8,99

Fuente: Boletín Estadístico 2013 YPFB

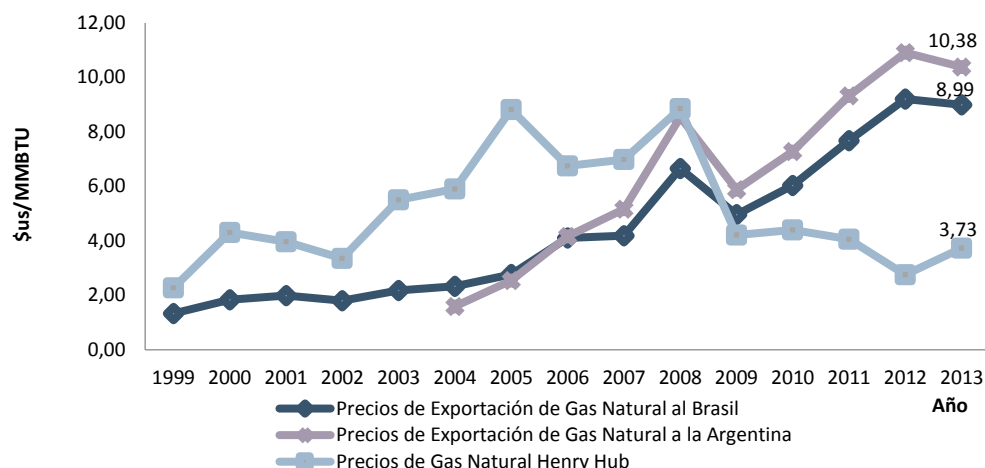
Cuadro 4 Precios de Exportación de Gas Natural a la Argentina
(En dólares por MMBTU)

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero		2,08	3,32	5,00	6,98	7,84	6,99	7,60	10,62	10,59
Febrero		2,04	3,35	5,00	6,98	7,84	6,99	7,60	10,62	10,59
Marzo		2,06	3,37	5,00	6,98	7,84	6,99	7,60	10,62	10,59
Abril		2,24	3,58	4,56	7,80	4,58	7,37	8,77	11,08	10,51
Mayo		2,22	3,63	4,56	7,80	4,58	7,37	8,77	11,08	10,51
Junio	1,59	2,21	3,64	4,56	7,80	4,58	7,37	8,77	11,08	10,51
Julio	1,59	2,66	4,28	5,08	9,03	4,92	7,41	10,20	11,17	10,32
Agosto	1,59	2,70	4,84	5,08	9,03	4,92	7,41	10,20	11,17	10,32
Septiembre	1,59	2,72	5,00	5,08	9,03	4,92	7,41	10,20	11,17	10,32
Octubre	1,59	3,19	5,00	6,01	10,35	6,16	7,33	10,73	10,78	10,11

Noviembre	1,59	3,19	5,00	6,01	10,35	6,16	7,33	10,73	10,78	10,11
Diciembre	1,59	3,17	5,00	6,01	10,35	6,16	7,33	10,73	10,78	10,11
Promedio Anual	1,59	2,54	4,17	5,16	8,54	5,88	7,27	9,33	10,91	10,38

Fuente: Boletín Estadístico 2013 YPFB

Gráfico 4 Evolución del Precio Promedio Anual del Gas Natural
(En dólares por MMBTU)



Fuente: YPFB

El Gráfico 4 refleja claramente la tendencia creciente de los precios de exportación tanto a Brasil como a Argentina, mostrándose además la elevada volatilidad que muestran las cotizaciones del gas natural en el Henry Hub⁸. La tasa de crecimiento del precio para el periodo 2004–2013 en caso del Henry Hub fue negativa (-37%), mientras que para el mismo periodo, los precios de Brasil y Argentina muestran un significativo crecimiento, 295% y 553% respectivamente.

3. Marco Institucional y Legal

3.1. Estructura Institucional

Las instituciones a cargo del sector hidrocarburos en Bolivia son: El Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como cabeza de sector tiene las atribuciones de Formular, evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Nacional de Hidrocarburos y normar en el marco de su competencia, la adecuada aplicación de la Ley; la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es responsable de

⁸ El Henry Hub es el mercado spot y de futuros de gas natural más grande de los Estados Unidos. Muchos intermediarios de gas natural también emplean el Henry Hub como su punto de entrega física del contrato o su precio de comparación para sus transacciones spot de gas natural.

El precio spot del Henry Hub y el precio en la boca del pozo reflejan las condiciones de suministro y demanda para dos facetas distintas del mercado del gas natural. El precio spot del Henry Hub se refiere a las transacciones para entregas a realizar al día siguiente que ocurren en la planta de tratamiento de gas de Henry

y está medido aguas abajo del pozo, después de que los líquidos del gas natural han sido eliminados y el coste de transporte ha sido incurrido (los líquidos de gas natural son esencialmente los hidrocarburos que se pueden extraer en forma líquida del gas natural tal como se produce, típicamente etano, GLP y pentanos, aunque habrá también algunos hidrocarburos pesados).

En contraste, el precio en la boca del pozo incluye el valor de los líquidos del gas natural y se refiere a todas las transacciones que ocurren en los Estados Unidos, incluyendo los compromisos de compra de cualquier duración.

regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización; Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa pública estratégica es el brazo operativo del Estado, es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización; y la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como empresa pública estratégica es responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos.

El **Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE)** es la Autoridad Competente que elabora, promueve y supervisa las políticas estatales energéticas en materia de hidrocarburos y electricidad, está compuesto por 4 viceministerios con direcciones específicas:

- Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y almacenaje de Hidrocarburos.
- Viceministerio de Desarrollo Energético.
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

La **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)** es una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo tuición del MHE, es responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización en el marco de la política estatal de hidrocarburos conforme a la Ley.

La ANH tiene entre sus atribuciones el velar por el abastecimiento de los productos derivados de los hidrocarburos, otorgar autorizaciones y licencias, otorgar permisos para la exportación e importación de hidrocarburos, y aprobar los precios regulados.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa autárquica de derecho público, inembargable, refundada a través de la Ley N°3058 del 17 de mayo de 2015, cuyos derechos y obligaciones son intransferibles, bajo tuición del MHE, con personalidad jurídica propia y autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, así como de capital y patrimonio propio. YPFB tiene derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos, representa al Estado en la ejecución de las actividades de toda la cadena productiva y de comercialización, en la suscripción de Contratos Petroleros, en la conformación de asociaciones o sociedades de economía mixta y en la operación y ejecución de derechos de propiedad en territorios de otros estados. Asimismo, YPFB tiene la facultad de ser el único importador y distribuidor mayorista en el país.

El Decreto Supremo N°86 de 18/04/2009, otorgó a YPFB el carácter de Empresa Pública Nacional Estratégica (determinada en base a la generación de excedentes económicos de acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo), con el objetivo de conferirle los mecanismos y recursos humanos capaces para un efectivo y adecuado alcance de sus objetivos.

La **Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)** es una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo tuición del MHE y de YPFB, actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos. Es la empresa responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio la industrialización de los hidrocarburos.

El Decreto Supremo Nº 368 de 25/11/2009 definió las funciones de la EBIH y estableció que esta empresa es responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industrialización de hidrocarburos buscando un mayor valor agregado, que abastezca con prioridad la demanda de productos de industrialización del mercado nacional y la exportación de los excedentes.

3.2. Marco Legal

El 7 de febrero de 2009, con la promulgación de la nueva Constitución Política del Estado (CPE), se da inicio al proceso de consolidación del nuevo Estado Plurinacional de Bolivia. El texto constitucional determina que los recursos naturales son estratégicos y de interés público para el desarrollo del país y de propiedad del pueblo boliviano.

Asimismo, la CPE garantiza que los hidrocarburos son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y de la totalidad de ingresos percibidos por su comercialización. Se reafirma la importancia de YPFB como brazo operativo y representativo del Estado en materia de hidrocarburos.

Con respecto a otras entidades del sector, el Artículo 363 de la nueva CPE dispuso la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como empresa autárquica de derecho público, bajo la tuición del MHE y de YPFB y cuya principal función es la industrialización de los hidrocarburos como prioridad nacional.

La CPE en su Artículo 362, autoriza la suscripción de contratos de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, siempre que no existan pérdidas para YPFB ni para el Estado con la autorización y la aprobación de

la Asamblea Legislativa Plurinacional. 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 es igualmente permitida por la CPE (Art. 363).

De acuerdo a los Artículos 341, 353 y 368 de la CPE, los beneficios provenientes de los hidrocarburos (regalías e impuestos que se pagan por explotación) se distribuirán equitativamente dando participación prioritaria a los departamentos productores (regalía de 11% de su producción departamental fiscalizada) y a los pueblos indígenas originario campesinos. Por su parte, la participación de los departamentos no productores y del TGN es fijada mediante ley especial.

La Ley Nº 3058 de 17/05/2005, Ley de Hidrocarburos, norma las actividades hidrocarburíferas estableciendo los principios y procedimientos fundamentales que rigen en el país para el sector. En esta Ley se establece la propiedad del Estado sobre los hidrocarburos en Boca de Pozo. Se instruye la refundación de YPFB otorgándole la propiedad de las acciones en las empresas petroleras capitalizadas.

El Decreto Supremo Nº 28701 de 01/05/2006, de nacionalización, otorga a YPFB la potestad de definir todas las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y tomar el control de todas las actividades de la cadena de los hidrocarburos. Asimismo, este decreto dispone el establecimiento de un nuevo marco contractual para las empresas que operan en el upstream y la obligación de éstas a adecuarse a ese nuevo marco en un plazo de 180 días. Se establece la transferencia a YPFB de las acciones de los bolivianos en las tres empresas capitalizadas del rubro administradas por el Fondo de Capitalización Colectiva y la nacionalización

de las acciones necesarias para que la empresa estatal tenga el control de un mínimo de 50%+1. A partir de esa disposición, se concreta la adquisición de las acciones en las empresas Andina S.A. y Chaco S.A. en exploración y explotación, así como Transredes S.A. en la actividad de transporte,

Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A. en almacenaje y Petrobras Bolivia Refinación S.A. en refinación.

En la gestión 2013 las principales normas que se promulgaron en el sector de hidrocarburos son las siguientes:

Cuadro 5 Resumen de la Normativa promulgada en la gestión 2013

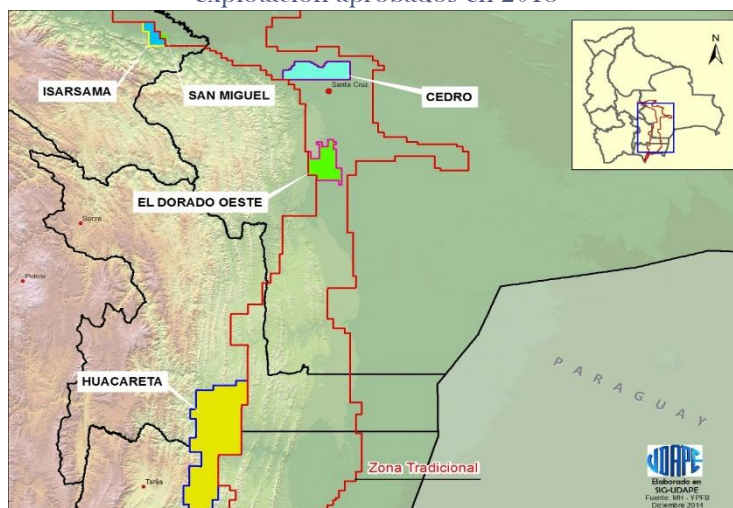
NORMA	RESUMEN
LEY N° 406 (20/09/2013)	Autoriza a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB, suscribir el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas a favor de YPFB, correspondiente al Área Cedro, ubicado en el Departamento de Santa Cruz, con la Empresa PETROBRAS Bolivia S.A.
LEY N° 407 (20/09/2013)	Autoriza a YPFB, suscribir el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas a favor de YPFB, correspondiente al Área el Dorado Oeste, ubicado en el Departamento de Santa Cruz, con la Empresa YPFB Chaco S.A.
LEY N° 467 (26/12/2013)	Aprueba el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas, a favor de YPFB, correspondiente al Área Cedro, ubicado en el Departamento de Santa Cruz, suscrito en fecha 23/10/2013, entre YPFB y la Empresa PETROBRAS Bolivia S.A.
LEY N° 468 (26/12/2013)	Aprueba el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas, a favor de YPFB, correspondiente al Área Huacareta, ubicado en los departamentos de Chuquisaca y Tarija, suscrito en fecha 23/10/2013 entre YPFB y la Empresa BG Bolivia Corporation (Sucursal Bolivia).
LEY N° 469 (26/12/2013)	Aprueba el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas, a favor de YPFB, correspondiente al Área El Dorado Oeste, ubicada en el Departamento de Santa Cruz, suscrito en fecha 23/10/2013, entre YPFB y la Empresa YPFB Chaco S.A.
LEY N° 470 (26/12/2013)	Aprueba el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas, a favor de YPFB, correspondiente al Área San Miguel, ubicada en el Departamento de Cochabamba, suscrito en fecha 23/10/2013, entre YPFB y la Empresa YPFB Chaco S.A.
LEY N° 471 (26/12/2013)	Aprueba el contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación de áreas reservadas, a favor de YPFB, correspondiente al Área Isarsama, ubicada en el Departamento de Cochabamba, suscrito en fecha 23/10/2013, entre YPFB y la Empresa YPFB Chaco S.A.
D.S. N° 1539 (20/03/2013)	Aprueba el Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento y Abandono de Plantas de Gas Natural Comprimido y Sistemas de Descarga de Gas Natural Comprimido.
D.S. N° 1598 (5/06/2013)	Complementa y modifica el D.S. N° 28560 de 22/12/2005 y el D.S. N° 1344 de 10/10/ 2012. (Importación de bienes, equipos y materiales para el cambio de la Matriz Energética del parque automotor a Gas Natural).
D.S. N° 1688 (14/08/2013)	Aprueba el incremento salarial vigente aprobado por D.S. N° 863 y autoriza la nueva escala salarial y frecuencias para trabajadores de YPFB.
D.S. N° 1719 (11/09/2013)	Modifica y complementa el D.S. N° 29510 de 9/04/2008, incluyendo las actividades de separación de líquidos como Consumidor Directo y determinar un precio en base a los ingresos brutos como resultado de las operaciones, las inversiones asociadas a las Plantas, los costos de operación, mantenimiento y administración, costos financieros, impuestos, valor residual de las instalaciones y el destino de los productos que se obtengan de las mencionadas plantas.

Fuente: Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia

Se destaca en la gestión 2013 la aprobación de los contratos petroleros de las áreas Cedro, Huacareta, Dorado Oeste, San Miguel e

Isarsama, los cuales coadyuvarán al incremento de las reservas de hidrocarburos en el país en el mediano plazo.

Mapa 2 Áreas reservadas a favor de YPFB de Contratos de servicios petroleros para la exploración y explotación aprobados en 2013



Fuente: Elaboración Propia

3.3. Régimen Económico e Impositivo

La Ley N° 3058 dispone que el Estado retendrá el 50% del valor de la producción de gas y petróleo para lo cual se modificó el régimen impositivo en el upstream con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la redistribución de las regalías. Además, se crean incentivos fiscales a la industrialización del gas natural, la instalación de redes de gas natural y el cambio de la matriz energética. El régimen impositivo para las actividades de downstream mantiene la estructura anterior a la Ley N° 3058, con el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) como principal impuesto.

3.4. Regalías y Participaciones

Las regalías son una compensación económica obligatoria pagadera al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables. La base imponible de las regalías es el valor de producción en punto de

fiscalización,⁹ sobre el cual se grava un 18%. La distribución de este porcentaje es la siguiente: 11% corresponde a la regalía departamental a favor del departamento productor; 1% de regalía compensatoria a favor de los departamentos de Beni y Pando; y 6% que es la participación destinada al TGN.

De acuerdo al Decreto Supremo N° 29528 de 23/04/2008, se establece el pago de Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción, sobre la base de los montos determinados en el último Informe de Liquidación de Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

3.5. Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

El IDH se grava en la primera etapa de comercialización de los hidrocarburos producidos, y se aplica de manera directa no progresiva sobre el valor de producción

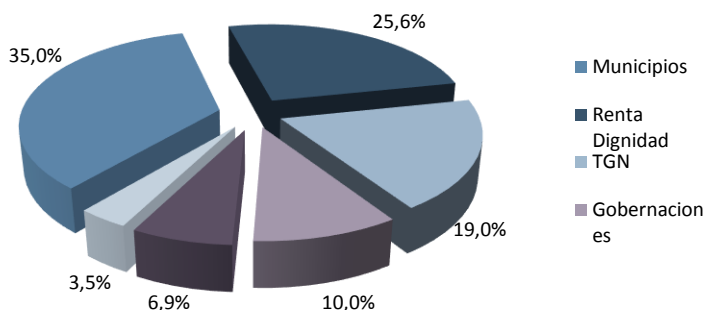
⁹ El punto de fiscalización es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el

campo después que los mismos han sido sometidos a un sistema de adecuación para ser transportados.

medido en el punto de fiscalización. La metodología de cálculo, la base imponible y el

sujeto pasivo son los mismos que para las regalías.

Gráfico 5 Distribución del IDH



Fuente: Elaboración Propia en base al Ministerio de Hidrocarburos y Energía

El Gráfico 5 muestra la distribución del IDH, con la modificación realizada por la Ley Nº 3791 (de Renta Universal de Vejez), que dispone que la Renta Universal de Vejez y Gastos de Funerales se financiarán con el 30% de los recursos percibidos del IDH, de las prefecturas (ahora gobernaciones), municipios, fondo indígena y el Tesoro General de la Nación.

En ese marco, el TGN recibe solamente el 19% del total, mientras que los municipios reciben el 35%, las gobernaciones el 10%, las universidades el 6,9%, la renta dignidad el 25,6% y el fondo indígena el 3,5%.

De acuerdo al Decreto Supremo Nº 29528 de 23/04/2008 al igual que en el caso de las Regalías y Participaciones, se establece el pago mensual de IDH, dentro de los 90 días de finalizado el mes de producción consolidando al efecto el total de las operaciones realizadas durante el mes objeto de liquidación.¹⁰

3.6. Estructura Impositiva del Downstream

En el downstream, el IEHD es el impuesto más importante por monto de recaudación. Este impuesto fue creado con la Ley Nº 1606 de 22/12/1994 y modificado con la Ley Nº 2493 de 4/08/2003.

El sujeto pasivo de este impuesto es toda persona natural o jurídica que comercialice hidrocarburos o sus derivados y el hecho imponible nace a la salida de la refinería. El IEHD se grava con unas alícuotas específicas (Bs/litro) que son establecidas por la ANH para cada producto comercializado o importado, y cuyo monto máximo se actualiza anualmente de acuerdo al valor de la UFV (la modificación de esta tasa máxima requiere de una Ley). Las alícuotas específicas vigentes de IEHD fueron modificadas mediante el Decreto Supremo Nº 29777 de 5/11/2008 que también modificó el margen de refinación.

¹⁰ Pudiendo la Administración Tributaria prorrogar este plazo mediante Resolución Administrativa en casos excepcionales en el marco de la Ley Nº 2492.

Estas alícuotas están vigentes y se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 6 Alícuotas Específicas IEHD

Producto	Alícuota específica (Bs/litro)
Gasolina Especial	1,23
Gasolina Premium	2,18
Gasolina de Aviación	1,85
Kerosene	0,29
Jet Fuel Nacional	0,32
Jet Fuel Internacional	4,27
Diesel Oil Nacional	1,25
Agro Fuel	0,62
Fuel Oil	0,39

Fuente: Decreto Supremo Nº29777

Mediante Decreto Supremo Nº 748 de 26/12/2010, se establecieron nuevas alícuotas del IEHD, con el objetivo de eliminar el diferencial entre los precios de derivados en el mercado interno y los precios en los países limítrofes. Dado el impacto que sobre la economía popular que la medida implicaba, a los pocos días, mediante Decreto Supremo Nº 759 de 31/12/2010, se abrogó el Decreto Supremo Nº 748.

3.7. Subvención a Productos Derivados

El costo de la subvención al diésel oíl importado crece cada año debido al crecimiento de la demanda interna; el producto es comprado a precios internacionales y es vendido en territorio nacional a precios inferiores al costo¹¹. Debido a los bajos precios de los hidrocarburos en el mercado interno, volúmenes importantes de diésel oíl, gasolina y GLP (todos productos subvencionados) son vendidos ilegalmente vía contrabando a

países vecinos, ya que en estos mercados se comercializa a un precio mayor.

El promedio de las importaciones de diésel oíl durante el año 2013 fue de 462.853 Bbl/mes, superior en 13,14% al promedio registrado en 2012. En el caso del GLP, el volumen promedio de importaciones en la gestión 2013 alcanzó a 16,50 Tm/día, 85% menor al promedio registrado en la gestión 2012, esto debido a la producción interna de GLP gracias a la puesta en operación de la Planta Separadora de Líquidos Río Grande. A partir de septiembre de 2013, YPFB ha reportado que se dejó de importar este combustible y las exportaciones de GLP a diciembre de 2013 alcanzaron los 6.327 TM.

Dentro del proceso de privatización de las refinerías, se definió que el adjudicatario Empresa Boliviana de Refinación (EBR), se haga cargo de la subvención al gas oíl, mediante una política de reducción progresiva del volumen de gas oíl asignado a este fin¹². Este aspecto ha sido modificado al haberse traspasado las acciones de Petrobras

¹¹Mediante Decreto Supremo Nº 26917 de 14/01/2003 y Decreto Supremo Nº 26972 de 25/03/2003, se establece el mecanismo de cálculo para el IEHD del diésel oíl importado. En el Decreto Supremo Nº 26972 se autoriza al entonces Ministerio de Hacienda emitir Notas de Crédito Fiscal Negociables (NOCRES) a través del Viceministerio del Tesoro y Crédito Público, a favor

de las empresas importadoras de diésel oíl incluida YPFB.

¹²Posteriormente el año 2005, EBR cambió su nombre a Petrobras Bolivia Refinación S.A.

Bolivia Refinación a YPFB, entidad que actualmente se hace cargo de la subvención. De acuerdo al Ministerio de Economía y Finanzas, se pronosticó para 2013 un monto de aproximadamente \$us1.060 millones por subvención de hidrocarburos destinado a: diésel oíl (60%), gasolina especial (29%), GLP (5%) y campos marginales y gas oíl (6%).

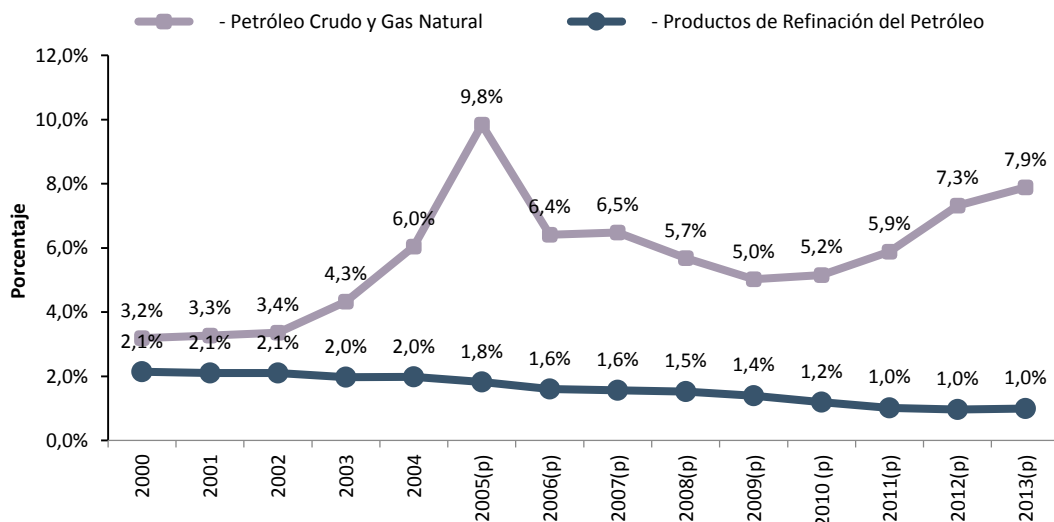
En el caso del GLP, en el año 2013 el volumen promedio de importaciones fue de 16,5 Tm/día, un promedio mucho menor al promedio registrado en la gestión 2012 (106,7 Tm/día). Esto se debe a que con la puesta en operación de la Planta Separadora de Líquidos Río Grande se dejó de importar este combustible a partir del mes de septiembre de 2013.

4. Desarrollo del Sector

4.1. El sector en la economía

La participación del sector de hidrocarburos en el PIB en el año 2013 fue de 7,9%. La participación porcentual del rubro de Petróleo Crudo y Gas Natural mantuvo una tendencia creciente hasta el año 2005, para bajar en los años siguientes por influencia de la caída en el precio internacional del barril y principalmente por la caída en la demanda internacional; a partir de 2009 la participación de los hidrocarburos en la economía retoma importancia debido al aumento del precio internacional del petróleo. En cuanto a la participación porcentual del rubro de Productos de Refinación del Petróleo, ésta se ha reducido de 1,8% en 2005 a 1% en 2013, similar a la gestión previa.

Gráfico 6 Participación del Sector en el PIB a Precios Corrientes
(En Porcentaje)



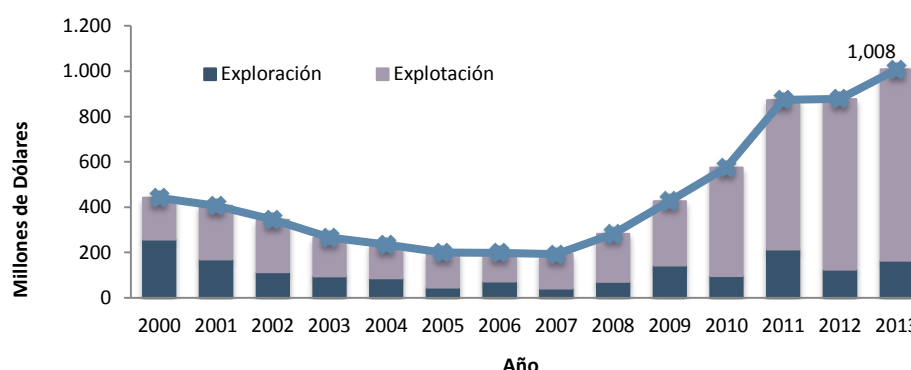
Fuente: Instituto Nacional de Estadística

4.2. Inversiones en Hidrocarburos

La inversión en exploración y explotación tuvo un importante crecimiento entre 1995 y 1999¹³, mostrando a partir del año 2000 una tendencia a la baja que se revierte a partir del año 2008 (Gráfico 7).

A partir de 2011, las inversiones en upstream, concentradas principalmente en la actividad de explotación se incrementaron hasta llegar a un máximo de \$us1.008 millones, registrado en 2013. Las inversiones petroleras han sido destinadas fundamentalmente al desarrollo de campos, de acuerdo a la planificación de YPFB representan \$us925,8 millones.

Gráfico 7 Inversiones en Upstream
(En millones de dólares)



Fuente: YPFB

De acuerdo a las inversiones ejecutadas, en 2013 el 40% (\$us737 millones) de las inversiones totales fueron realizadas por las empresas operadoras, el 30% (\$us559 millones) por las empresas subsidiarias, y el restante 30% (\$us539 millones) fue ejecutado

por Casa Matriz. En este sentido, la inversión en la Corporación el 2013 llegó a \$us1.098 millones (Casa Matriz y empresas subsidiarias), monto superior en 10,4% al registrado el 2012 que alcanzó a \$us995 MM.

Cuadro 7 Inversión por tipo de Empresa
(En millones de dólares)

Detalle	2012	2013
Casa Matriz	459	539
Empresas Subsidiarias	536	559
Empresas Operadoras	598	737
Total	1.593	1.835

Fuente: YPFB

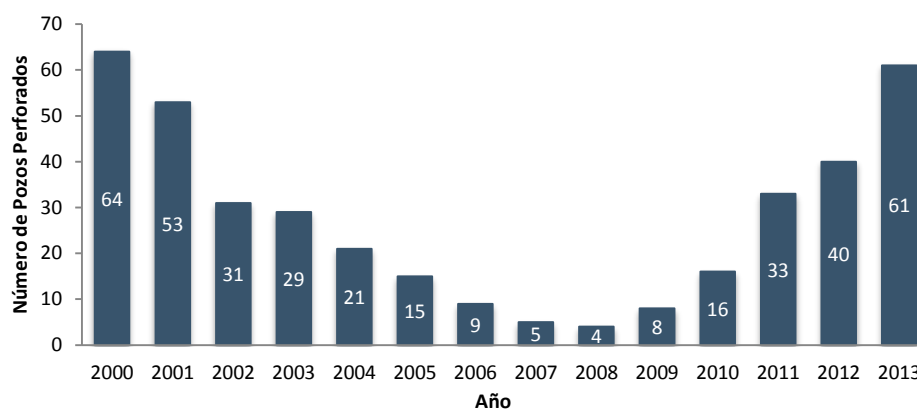
En 2013, se han perforado 43 pozos, de los cuales 11 son pozos exploratorios (7 están concluidos y el restante está en ejecución) y

32 son pozos en desarrollo (15 positivos, 3 en evaluación, 1 pozo negativo y 13 en

¹³ Inversiones concentradas en la importación de maquinaria y equipo y al reacondicionamiento de instalaciones físicas en los campos.

ejecución). La mayor cantidad de pozos se encuentra en Santa Cruz y Tarija.

Gráfico 8 Número de Pozos perforados



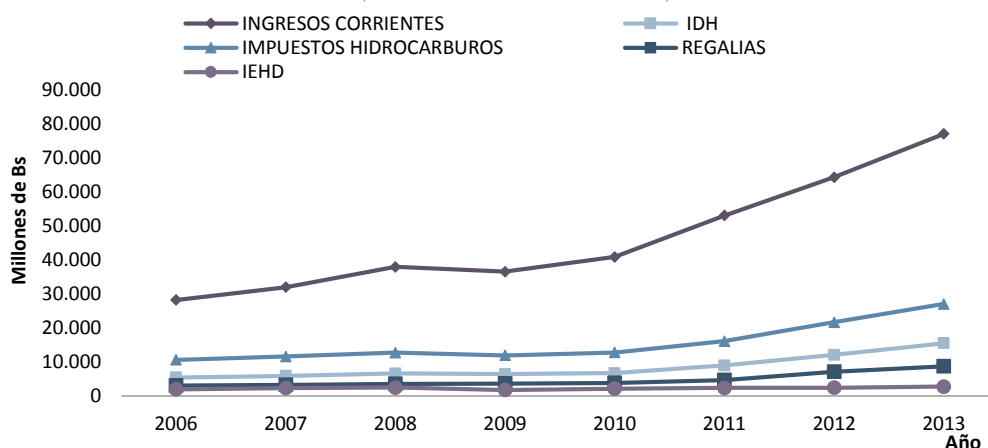
Fuente: YPFB – Informe Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización. Cámara Boliviana de Hidrocarburos

4.3. Impacto Fiscal del Sector

El sector hidrocarburos aporta con una fracción importante de los ingresos corrientes de las operaciones consolidadas del Gobierno General. Las recaudaciones impositivas por Regalías, Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), llegaron a representar el año 2013 el 35,1% de

los ingresos corrientes. Las recaudaciones impositivas por hidrocarburos se incrementaron en 25% respecto al año 2012 debido básicamente a la recuperación en los requerimientos de gas natural del contrato GSA y YPFB-ENARSA (Entrega Gaseoducto de Integración Juana Azurduy de Padilla – GIJA). Los ingresos que corresponden al IDH representaron el 2013 el 20% de los ingresos corrientes y registraron un crecimiento de 28% respecto al año previo (Gráfico 10).

Gráfico 9 Recaudaciones Impositivas por Regalías-IEHD-IDH del Sector Hidrocarburos
(En millones de bolivianos)

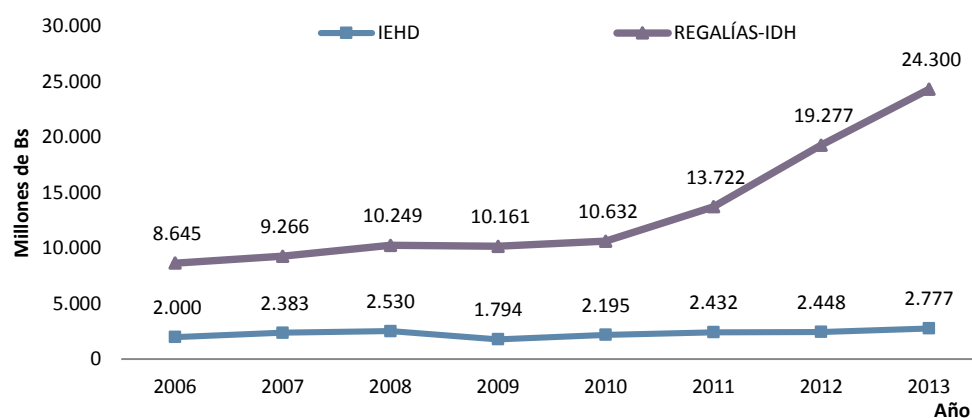


Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

La recuperación en la producción de hidrocarburos en los años 2010-2013, determinó el incremento de ingresos por ventas de hidrocarburos y por lo tanto de las recaudaciones impositivas, siendo el IDH y el IEHD los impuestos más importantes por la generación de ingresos en la actividad hidrocarburífera (Gráfico 9).

Las recaudaciones en el upstream, representadas por la suma de Regalías e IDH, se encuentran en función de los precios del mercado externo y de las exportaciones de gas natural, mientras que las recaudaciones por el IEHD representativo del downstream, no están afectadas por las variaciones en el precio internacional del petróleo, ya que los precios de los derivados en el mercado interno se encuentran regulados (Gráfico 10).

Gráfico 10 Recaudaciones de Upstream y Downstream
(En millones de bolivianos)



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

4.4. Producción de hidrocarburos

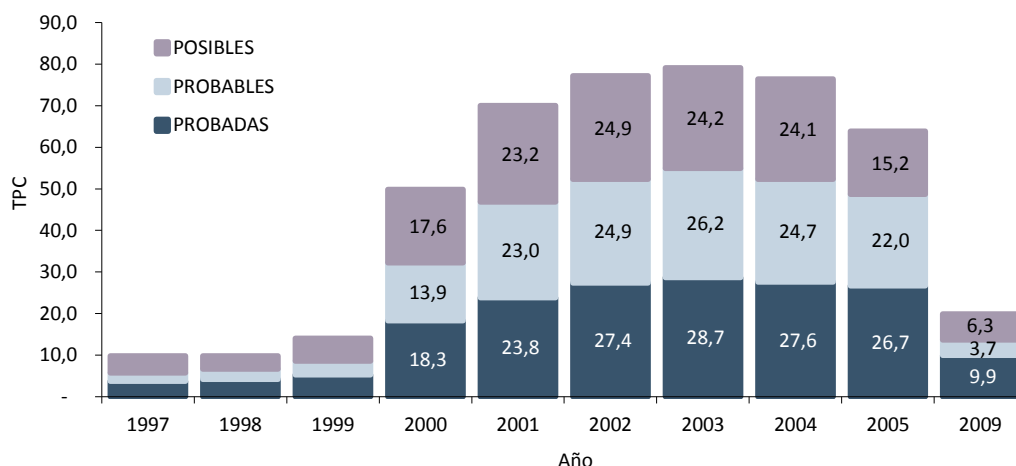
En la gestión 2009, se realizó la adjudicación para la cuantificación y certificación correspondiente a las reservas de hidrocarburos en Bolivia, actividad encargada a la empresa norteamericana Ryder Scott Company.

En 1997 las reservas probadas de gas natural fueron de 3,8 Trillones de Pies Cúbicos

(TPC)¹⁴, reservas que fueron aumentando a partir de ese año hasta llegar al máximo de 28,7 TPC en 2003. El dato oficial de reservas elaborado al 31/12/2009 por Ryder Scott Company es de 9,9 TPC¹⁵ (Gráfico 11).

Entre reservas probadas, probables y posibles, la estimación al 31/12/2009 es de 19,9 TPC. La mayor cantidad de reservas probadas se encuentra en los campos Sábalo (3,4 TPC), Margarita-Huacaya (2,1 TPC) y San Alberto (2,0 TPC).

Gráfico 11 Reservas Nacionales de Gas Natural
(En TPC)



Fuente: YPFB

En cuanto a las reservas probadas de petróleo, el año 1997 estas reservas fueron de 116,1 millones de barriles, reservas que fueron aumentando a partir de ese año hasta llegar al máximo de 486,1 millones de barriles también el año 2003. El dato oficial de reservas elaborado al 31/12/2009 por Ryder

Scott Company es de 209,8 millones de barriles.

La producción de gas natural (Gráfico 12), se ha incrementado en 274% entre 2000 y 2013, motivada por la vigencia de los contratos de exportación a Brasil desde 1999. En 2013 la producción de gas natural alcanzó un

¹⁴ Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos que se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante.

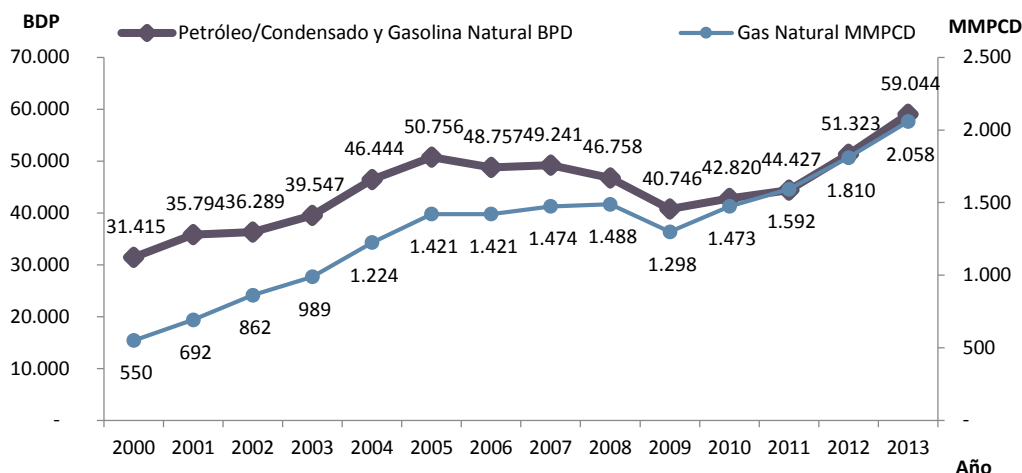
¹⁵ De acuerdo a YPFB la variación de las reservas al 31/12/2009 respecto las certificaciones al 31/12/2004 y

31/12/2005, se deben a la aplicación de una nueva metodología que habría evitado la sobrestimación de: porosidad, valores promedio de saturación de gas, valores de espesores netos y de los factores de recuperación.

promedio de 2.058 MMPCD, cifra 14% superior a la registrada el año 2012, debido a que tanto Argentina como Brasil demandaron un envío de volúmenes mayores a los volúmenes registrados en el periodo 2009-2012. Se debe mencionar que el año 2009 tanto Argentina como Brasil demandaron cantidades menores al volumen máximo establecido en cada uno de los contratos de exportación.

La producción de gas natural en 2013 fue entregada en su totalidad a YPFB por las diferentes empresas que operan los campos bajo los contratos de operación, incluyendo YPFB Chaco y YPFB Andina. Del total de gas natural producido¹⁶ en 2013, el 32% proviene del campo Sábalo y el 19% del campo San Alberto. El campo Margarita – Huacaya aportó con el 18% del total.

Gráfico 12 Producción de Petróleo y Gas Natural
(En BDP y MMPCD)



Fuente: YPFB

Respecto a la producción de combustibles, la gasolina especial es el combustible que más se produce. En 2013, el 94,5% del total producido se realizó en refinerías de YPFB Refinación S.A¹⁷; el restante 5,5% en la refinería Oro Negro. En el caso del diésel oíl, el 91,6 % resultó de la producción en refinerías de YPFB Refinación y el 8,4% de la refinería Oro Negro. La producción promedio de diésel oíl en 2013 alcanzó los 14.229 Bbl/día, volumen superior en 13,4% en relación a la producción de diésel oíl del año 2012.

4.5. Demanda del Mercado Interno

4.5.1. Gas Natural

El consumo de gas natural en el mercado interno, durante la gestión 2013, alcanzó un promedio de 9,14 MMm3/día, los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular son los principales consumidores con un promedio de 4,40 MMm3/día que representa el 48,09% del total comercializado, le sigue el Sector Eléctrico, con un consumo promedio de 4,12 MMm3/día que equivale al 45,05%, y

¹⁶ Producción de gas natural sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones.

¹⁷ Refinerías Guillermo Elder y Gualberto Villarroel.

Consumidores Directos y Otros con 0,63 MMm3/día que significa el 6,86% del total.

Las variaciones al alza del consumo de gas natural en los últimos años se dieron por el aumento del consumo de las termoeléctricas y del consumo de Gas Natural Vehicular (GNV), además de la ampliación de la distribución de gas natural por redes.

A través del Programa de Conversión de GNV a cargo de la Entidad Ejecutora de Conversión a GNV EEC-GNV, que tiene por objetivo el convertir los vehículos que funcionan con gasolina a GNV, así como la reposición y recalificación de los cilindros de GNV, se logró hasta diciembre de 2013 existan 256.104 vehículos convertidos a GNV¹⁸, donde el 86% de los vehículos convertidos se encuentran concentrados en los departamentos de Cochabamba (35%), Santa Cruz (30%) y La Paz (21%). Las transformaciones de vehículos efectuadas los últimos años explican la importante variación positiva en el consumo de GNV que se observa desde el año 2008.

gestión 2013 se comercializó 1.696.287 metros cúbicos. La comercialización de este combustible se centra principalmente en el departamento de Santa Cruz (37,29%), La Paz (19,95%) y Cochabamba (16,54%), representando estos tres departamentos el 73,78% del consumo total. Cabe resaltar, que la demanda de diésel oíl, es de carácter estacionario, incrementándose en épocas de cosecha y a fin de año (por mayor movimiento económico).

La gasolina para automotores es el segundo combustible de mayor consumo en el mercado interno, destinado al sector de autotransporte, por lo que su incremento se debe al crecimiento del parque automotor. Durante la gestión 2013 se comercializaron 1.294.069 metros cúbicos, donde el mayor consumo de este combustible está en los departamentos de Santa Cruz (33%) y La Paz (29%). En los últimos diez años el crecimiento anual promedio en la comercialización de gasolina fue de 9%.

4.5.2. *Petróleo y sus Derivados*

El diésel oíl es el combustible de mayor demanda en el mercado interno, durante la

Cuadro 8 Comercialización de Derivados de Petróleo en el Mercado Interno
(En metros cúbicos)

Año	Gasolina de Automotores	Diésel Oíl	Jet Fuel	GLP
1999	641,161	854,475	164,992	499,024
2000	582,070	768,947	154,667	486,487
2001	549,788	769,402	136,505	494,607
2002	533,858	798,093	143,686	534,342
2003	532,920	886,335	148,440	563,767
2004	555,271	985,582	149,273	605,324
2005	543,837	1,052,759	166,643	630,783
2006	596,037	1,157,492	166,814	657,724
2007	687,606	1,245,008	145,799	673,616
2008	828,333	1,186,846	148,563	672,233
2009	910,107	1,191,585	151,900	684,277

¹⁸ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Incluye privados.

2010	1,004,680	1,330,593	161,624	697,594
2011	1,106,177	1,478,942	175,668	697,306
2012	1,188,991	1,603,463	153,734	707,026
2013	1,294,069	1,696,287	189,361	719,015

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

En el caso del jet fuel, se observa que en los últimos diez años el crecimiento anual promedio en la comercialización de jet fuel fue de 3%. Por otro lado, el consumo de GLP mantuvo una tasa de crecimiento sostenido desde 2000, tendiendo a la baja en los últimos años (2006-2013), donde se registró una tasa de crecimiento de 2% en promedio.

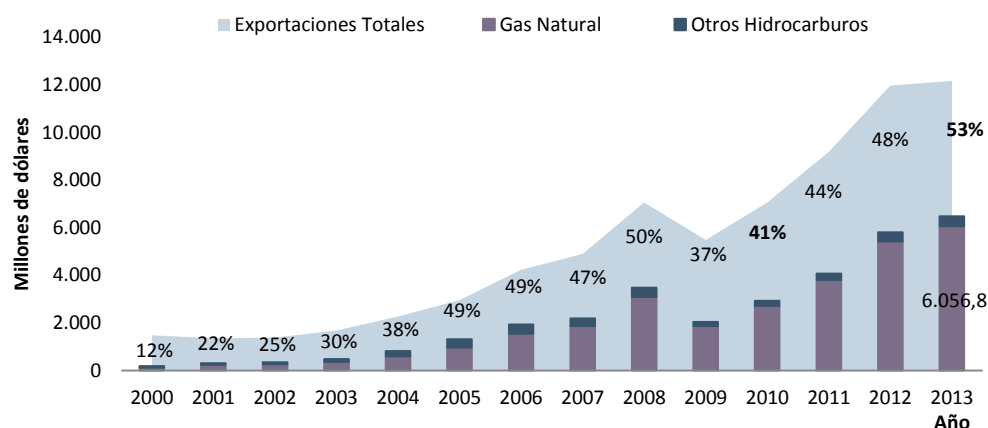
4.5.3. Exportación de Gas Natural

El valor de las exportaciones de hidrocarburos en el año 2013 fue de \$us6.056,8 millones, superior en 12% respecto a 2012, explicado

por la recuperación de la demanda de gas natural en Brasil y Argentina. La representatividad del sector dentro el conjunto de exportaciones fue de 53%, superior al alcanzado el año 2008, donde las exportaciones de hidrocarburos representaron el 50% del total de las exportaciones (Gráfico 13).

Los ingresos relacionados con las ventas de gas natural al mercado externo en relación a los ingresos generados por el resto de los productos que se exportan, demuestran la importancia de los hidrocarburos en la economía boliviana.

Gráfico 13 Participación de los hidrocarburos en las exportaciones
(Estructura porcentual y en millones de dólares)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística

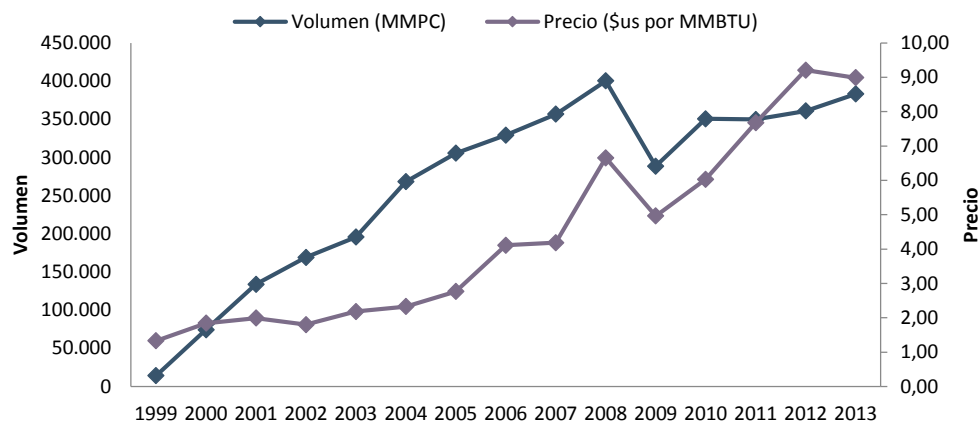
En el año 2013, el valor de las exportaciones de gas natural representó el 50% del valor total de exportaciones, mientras que el valor de las exportaciones de otros hidrocarburos (petróleo) representó aproximadamente 3%.

Durante el año 2013, Bolivia recaudó por concepto de exportación de gas natural a Brasil un total de \$us3.873 millones, mientras que los ingresos del 2012 fueron de \$us3.499 millones (11% de incremento). El promedio de los volúmenes de gas natural facturado al

Brasil el 2013, se incrementó en 14,28% en relación a la gestión 2012, alcanzando su

mayor valor como promedio mes en octubre con 32,23 MMm3/día (Gráfico 14).

Gráfico 14 Evolución de las Exportaciones de Gas Natural a Argentina, Volumen y Precio (En MMBTU y dólares/MMBTU)



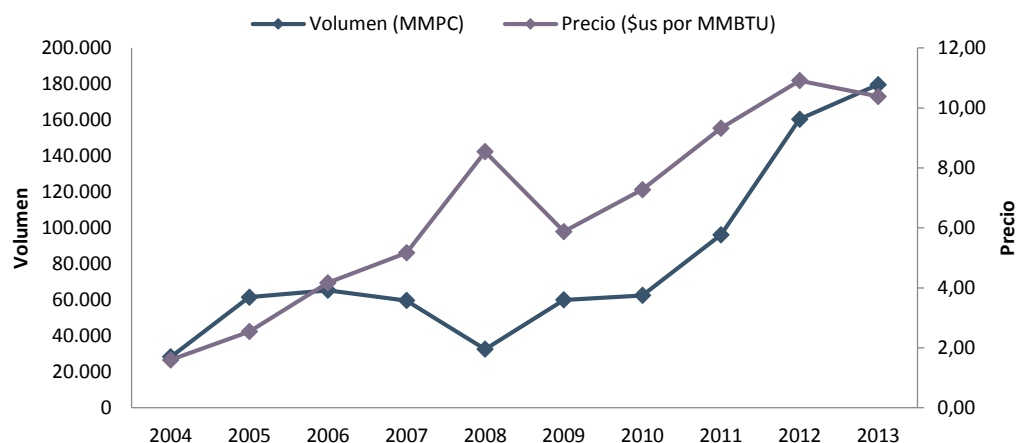
Fuente: YPF B

En cuanto a Argentina, durante el año 2013 Bolivia recaudó por concepto de exportación de gas natural un total de \$us2.184 millones, mientras que los ingresos del 2012 \$us1.912 millones.

El volumen promedio de gas natural facturado a la Argentina el 2013 fue mayor en 20,70% a lo facturado durante la gestión

2012, en el marco del cumplimiento a la adenda al contrato entre YPF B y ENARSA firmada en marzo de 2010, donde se establece un incremento en los volúmenes comprometidos para el mercado argentino y considerando además los volúmenes enviados bajo contrato interrumpible (Gráfico 15).

Gráfico 15 Evolución de las Exportaciones de Gas Natural a Brasil, Volumen y Precio
(En MMPC y dólares/MMBTU)



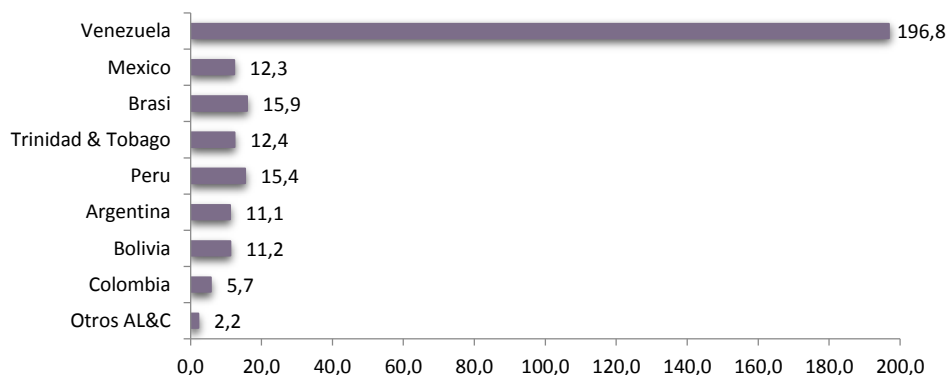
Fuente: YPFB

Respecto al precio de exportación, en 2013 el promedio del WTI, que es el precio del petróleo utilizado como referencia en Bolivia, fue de 97,98 dólares por barril, mayor a la gestión anterior (94,05 dólares por barril). Dado que la fórmula que define el precio del gas exportado a Brasil está en función del precio de combustibles cuyos precios están ligados al del petróleo, el comportamiento del WTI ocasionó mantener las condiciones externas favorables.

4.5.4. Desempeño Regional

De acuerdo al Statistical Review of World Energy de British Petroleum las reservas probadas de gas natural en América Latina y El Caribe en el año 2013 fueron de 283 Trillones de Pies Cúbicos (TPC), teniendo Venezuela las mayores reservas en la región (197 TPC), seguido de Brasil (16 TPC) y Trinidad y Tobago (12 TPC). Bolivia ocupa la séptima posición de la región en cuanto a reservas de gas natural con 11 TPC, representando estas reservas el 3,96% del total regional (Gráfico 16).

Gráfico 16 Reservas Probadas Gas Natural América Latina y El Caribe, 2013
(En TPC)



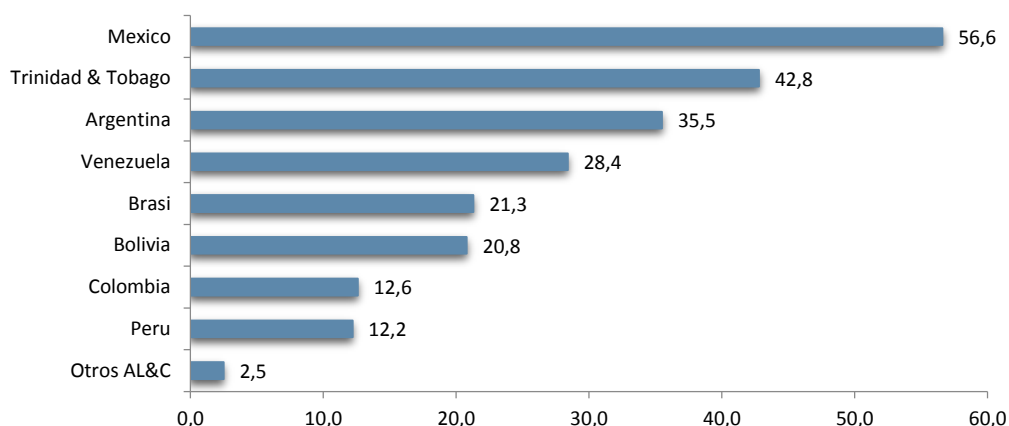
Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En cuanto a la producción de gas natural, en América Latina y El Caribe en el año 2013 la producción alcanzó a 232,7 billones de metros cúbicos (Bm³), con México como el principal productor en la región (24,3% del total), seguido en importancia por Trinidad & Tobago y Argentina. Bolivia es el sexto país productor en la región, representando la

producción nacional de gas natural el 7% de la producción total regional (Gráfico 17).

Solamente cinco países en la región exportan gas natural: Argentina, Bolivia, México, Perú y Trinidad & Tobago. El principal exportador es Trinidad & Tobago (641 Bp3) seguido de Bolivia (513 Bp3)¹⁹.

Gráfico 17 Producción Gas Natural América Latina y El Caribe, 2013
(En billones de metros cúbicos)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

5. Perspectivas

El sector de los hidrocarburos es estratégico para el desarrollo del país, debido a que constituye una de las principales fuentes de ingresos económicos. Por ello, se requieren inversiones importantes que permitan enfrentar en el corto plazo actividades de exploración, que incrementen las reservas de hidrocarburos, a fin de aumentar la producción y cumplir los compromisos de exportación asumidos, el abastecimiento al mercado interno y la consolidación del proceso de industrialización, en el marco de la estrategia de desarrollo del país.

Con este objetivo y para incrementar la producción de gas natural y petróleo e incorporar nuevas reservas, YPFB Corporación ejecutará el Programa Anual de Inversiones 2014 con un monto previsto de \$us3.029 millones. Se buscará incrementar la actividad exploratoria, con una inversión de \$us425 millones, mientras que la actividad de explotación tendrá una inversión de \$us1.249 millones.

Existen empresas petroleras interesadas en realizar estudios en diferentes áreas reservadas de interés hidrocarburífero, por lo que se espera que estas áreas sean utilizadas en los años siguientes en actividades de

¹⁹ Información EIA – Exportaciones de gas natural seco por países (2013)

exploración y explotación, a través de la firma de Contratos de Servicios Petroleros.

El desarrollo de los megacampos en producción San Alberto y San Antonio (Sábalo) y las inversiones relacionadas con estos megacampos, permitirán garantizar el contrato GSA con Brasil; mientras que el desarrollo del Bloque Caipipendi y los campos Margarita, Huacaya, Itaú en el Bloque XX y el Bloque Ipati-Aquí, permitirán cumplir el contrato y la adenda suscrita con Argentina. Con estas intervenciones además se podrá enfrentar la creciente demanda interna.

Se espera que en la gestión 2014 se consolide el cambio de la matriz energética a través de las acciones de la Entidad Ejecutora de Conversión de GNV, dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Este cambio de la matriz energética, implica la conversión de miles de vehículos del transporte público que utilizan diesel y gasolina a Gas Natural Vehicular (GNV), lo cual disminuirá la importación de combustibles sustitos y los montos por subvención. Asimismo, la expansión de las redes de gas domiciliario y abastecimiento de gas natural a través del sistema virtual, permitirá el acceso a gas domiciliario en los nueve departamentos del país con la inclusión de Beni y Pando. En el marco de las políticas de gobierno YPFB proyecta 500.000 conexiones

de gas natural domiciliario en todo el país para la gestión 2016.

Un desafío para el sector es la consolidación de los proyectos de industrialización como ser: Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco, Planta de Etileno y Polietileno, Planta de Propileno y Prolipopileno y la Planta de Urea y Amoniaco, encargadas a YPFB. Además de los proyectos de industrialización a cargo de la EBIH, como ser la implementación de la Planta Petrocasas – Caracollo y Planta de tuberías, geomembranas y agrofilm.

Entre los principales proyectos en el sector para el corto plazo están la conclusión de la construcción de la Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco, y el inicio de la construcción de la Planta de Amoniaco-Urea, así como la implementación de nuevas tecnologías para el abastecimiento de gas natural, como ser: Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuado.

Por consiguiente, para enfrentar mejor los desafíos y aprovechar de mejor manera el contexto externo favorable, es indispensable encarar en el corto plazo la elaboración y posterior promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos, que sentará las bases y el marco normativo de este sector estratégico para la economía y el desarrollo de Bolivia.

6. Referencias

Publicaciones:

British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2013.

EnergyPress (Varios Números).

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Anuario Estadístico 2013.

Organización Latinoamericana de Energía. Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

Petróleo y Gas (Varios Números). Cámara Boliviana de Hidrocarburos.

Reporte Energía (Varios Números).

UDAPE. Dossier de Estadísticas Sociales y Económicas Vol. 23. 2013.

YPFB. Boletín Estadístico 2013.

YPFB. Revisión de la Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31/12/2009. Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización.

Páginas electrónicas consultadas:

Agencia Nacional de Hidrocarburos	www.anh.gob.bo
Banco Central de Bolivia	www.bcb.gob.bo
Cámara Boliviana de Hidrocarburos	www.new.cbh.org.bo
Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia	www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo
Instituto Nacional de Estadística	www.ine.gob.bo
Ministerio de Hidrocarburos y Energía	www.hidrocarburos.gob.bo
St. Louis Federal Reserve	www.research.stlouisfed.org/fred2/series/GASPRICE
Reporte Energía	www.reporteenergia.com
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	www.ypfb.gob.bo