

# RENTA PETROLERA

La apuesta de la  
política hidrocarburífera boliviana  
2005 - 2023



El Estado capturó un total de \$us 45.000 millones de la renta de hidrocarburos (81%) desde el año 2005.

El sector hidrocarburos generaba, en promedio, 35% de ingresos del Gobierno General, el último año bajaron a 18%.

La caída en la producción de este sector, desde el año 2016, ha significado una caída en los ingresos de divisas.



**Director Ejecutivo:**  
Juan Carlos Núñez V.

**Coordinador Área de Investigación:**  
Waldo Gómez R.

**Elaboración:**  
Raúl Velásquez G.

**Edición:**  
Jorge Jiménez J.

**Dirección:**  
Calle Quintín Barrios N° 768 Sopocachi  
La Paz - Bolivia  
Telf: (591-2) 2125177 – 2154641

**Correo electrónico:**  
[fundajub@jubileobolivia.org.bo](mailto:fundajub@jubileobolivia.org.bo)

2024

Con apoyo de:



# ÍNDICE

	INTRODUCCIÓN	5
1	ESTRUCTURA DE LA RENTA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA	7
2	COSTOS RECUPERABLES	9
3	RENTA PETROLERA	13
4	PARTICIPACIÓN ESTATAL POR LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	24
5	IMPORTANCIA FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS	27
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29





# INTRODUCCIÓN

---

**H**ace aproximadamente 20 años –y como consecuencia de un periodo caracterizado por una serie de convulsiones sociales y políticas en las que el sector hidrocarburos estuvo en el centro del debate público, agravado además por sucesos como la llamada “guerra del gas”, mediante un referéndum nacional realizado en junio de 2004– se definieron las bases de la política hidrocarburífera que regiría en Bolivia hasta el presente.

El país ha tenido vasta experiencia, positiva y negativa, en la explotación de recursos naturales no renovables, incluso antes de su fundación como república. Estas actividades han oscilado entre mayor o menor presencia del Estado como actor en las actividades mineras e hidrocarburíferas, pasando de nacionalizaciones a privatizaciones y volviendo a nacionalizar.

La mayoría de las veces, la visión, tanto de actores políticos como privados, ha estado enfocada más en la captura de rentas a favor del Estado que en el desarrollo y sostenibilidad de estos sectores a largo plazo; la mejor evidencia es que ni la minería ni los hidrocarburos se han consolidado en el país y menos han generado una proyección internacional. Ninguno de estos sectores ha servido para diversificar la economía y salir del patrón primario exportador ni ha contribuido a un desarrollo sostenible.

Estos recursos no renovables son bienes comunes; por tanto, pertenecen al conjunto de la población y de las generaciones presentes y futuras. Su explotación y aprovechamiento no es de interés exclusivo de los gobiernos de turno o de los operadores que priorizaron el corto plazo; por eso existe una corresponsabilidad de la sociedad al no haber precautelado su mejor uso y destino, lo que implica el desafío de vencer la cultura rentista y proyectar un desarrollo que permita mejorar en el país las condiciones de vida.

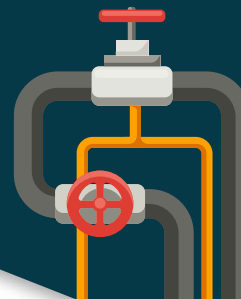
Las bases de la política hidrocarburífera, vigente en Bolivia desde el 17 de mayo de 2005, fecha en que se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 3058, se construyeron tanto sobre una demanda de mayor participación estatal en los ingresos que el país obtenía por la explotación de hidrocarburos (el referéndum por el gas de 2004 estableció que el Estado cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50% del valor de la producción de gas y petróleo) a partir de una lógica rentista que luego se reflejaría en la distribución de la misma; así como sobre la premisa de que el Estado debería tener el rol principal en el sector mediante la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

En ambos casos, los actores políticos y sociales que “lucharon” por ambas premisas no consideraron que en las décadas de los años 70 y 80 Bolivia ya había sufrido serios golpes económicos por las variaciones en los precios internacionales de recursos naturales no renovables como el estaño; asimismo, en esos años quedó demostrado que las empresas estatales en los sectores extractivos tienden a politizarse e incumplir sus objetivos empresariales cuando carecen de institucionalidad. A pesar de ello, el país decidió en este siglo 21 apostar nuevamente por la captura de rentas extractivas bajo la administración casi monopólica del Estado, y sin una clara distribución y uso que al menos busque el desarrollo de otros sectores y la diversificación de la economía.

En este contexto, Fundación Jubileo presenta un análisis de las principales variables que inciden en la renta petrolera, con el propósito de promover el debate público informado con miras a posibles reformas económicas y energéticas que deberán asumir tanto el Gobierno nacional como los gobiernos subnacionales ante el nuevo contexto nacional, regional y mundial.



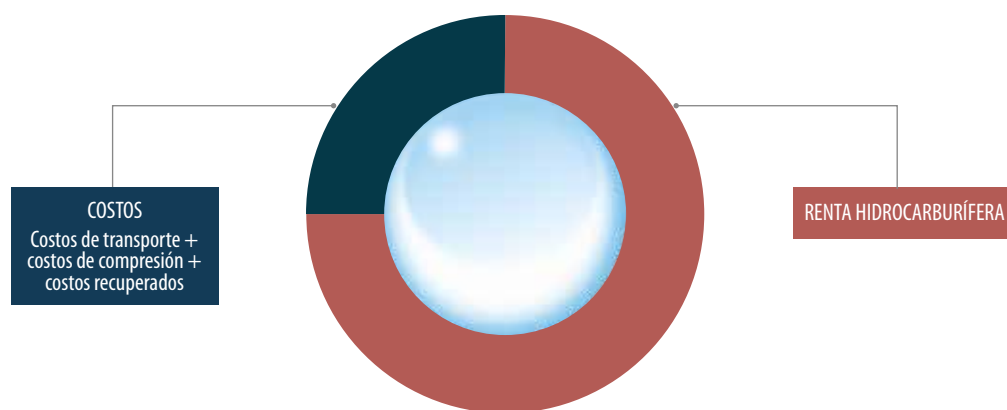
# 1. ESTRUCTURA DE LA RENTA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA



La renta hidrocarburífera es la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional, menos los costos de extracción. Dicho de otra manera más sencilla, es la diferencia de los ingresos menos los costos, de tal manera que la renta petrolera es lo que queda para repartir entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan de la actividad petrolera.

La siguiente figura representa el total de ingresos que recibe YPFB por la explotación de hidrocarburos<sup>1</sup> y su comercialización, tanto en el mercado interno como externo. La porción de color azul representa los costos de transporte, compresión, almacenaje y costos recuperados, en el marco de los contratos de operación suscritos en Bolivia en octubre de 2006. Al descontar los costos de los ingresos recibidos por la explotación y comercialización de hidrocarburos, se obtiene la porción roja que representa la renta hidrocarburífera.

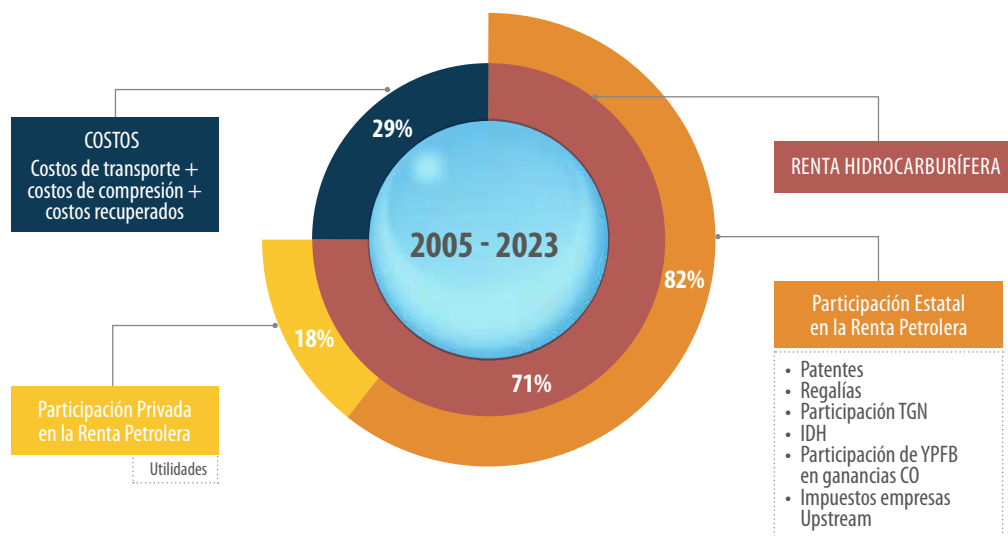
FIGURA N° 1 Distribución de los Ingresos por la Venta de Hidrocarburos



La renta hidrocarburífera beneficia tanto al Estado que participa mediante regalías, impuestos y otros, como a las empresas privadas, entre las que figuran empresas con participación estatal, como YPFB Andina y YPFB Chaco. En la siguiente figura, continuando con la anterior, se esquematiza la distribución de la renta hidrocarburífera entre el Estado (color naranja) y las empresas petroleras (color amarillo).

<sup>1</sup> De acuerdo con la Constitución Política del Estado (CPE), la empresa petrolera nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización; es decir que las empresas petroleras que operan en Bolivia (tanto bajo contratos de operación como de servicios) están obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos para que sea la empresa petrolera nacional la que comercialice los mismos.

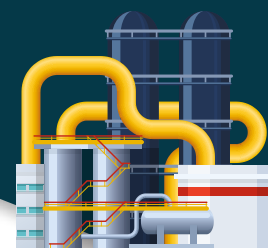




Como se observa en el gráfico, el Estado no solamente se queda con su participación en la renta hidrocarburi­fera, sino que también obtiene recursos adicionales a través del pago de impuestos que efectúan las empresas privadas, de su porción de renta. En este sentido, la renta estatal, además de depender de los niveles de producción, precios y costos de la explotación de hidrocarburos, también depende de las alícuotas de las regalías e impuestos que el Estado le aplica a la actividad hidrocarburi­fera.



## 2. COSTOS RECUPERABLES



De acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N° 28701, denominado de “nacionalización”, en octubre de 2006, la empresa petrolera nacional YPFB suscribió, en representación del Estado boliviano, 44 contratos de operación con las empresas petroleras que realizaban actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia.

Transcurridos 18 años de la suscripción de dichos contratos, resulta importante considerar que todos los campos en actual producción operan bajo ese marco legal, ello a pesar de que desde el año 2011 la empresa petrolera estatal también suscribió nuevos contratos para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; esta vez bajo la figura de prestación de servicios, conforme a la Constitución Política del Estado, aprobada el año 2009, mismos que a la fecha no reportan resultados positivos.

Probablemente, uno de los aspectos más polémicos de los contratos de operación suscritos el año 2006 ha sido la figura de costos recuperables. La cláusula 13 de esos contratos establece que una vez obtenidos los ingresos por la venta de hidrocarburos, tanto en el mercado interno como externo, por parte de YPFB, deberán ser destinados primeramente al pago de regalías, participación del Tesoro General de la Nación (TGN) e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), asegurando de esta manera la participación de 50% de estos recursos en favor del Estado boliviano; posteriormente, el monto restante deberá ser destinado al pago de costos recuperables a las empresas petroleras que entregaron la producción en propiedad a YPFB. El Anexo D de los contratos de operación clasifica en 15 ítems los costos que pueden ser reconocidos como recuperables para las empresas petroleras que operan en el país:

### Clasificación de Costos Recuperables – Anexo D Contratos de Operación

1	Costos de personal.	9	Protección al medio ambiente y seguridad industrial.
2	Costos de movilización y desmovilización del personal.	10	Costos legales
3	Costos de transporte y reubicación del personal.	11	Servicios.
4	Servicios.	12	Costos de administración y servicios.
5	Costos de materiales.	13	Otros costos.
6	Impuestos, tasas, contribuciones y compensaciones e indemnizaciones.	14	Cargos relacionados con casa matriz del operador.
7	Diferencias de cambio.	15	Depreciación de los activos fijos.
8	Servidumbres, indemnizaciones compensaciones.		

El Anexo D de los contratos de operación establece la línea recta como método de amortización de inversiones para los siguientes activos:

- a) Pozos Petroleros (5 años)
- b) Líneas de Recolección (5 años)
- c) Plantas de Procesamiento (8 años)
- d) Ductos (10 años)

En este sentido, estas inversiones son pagadas por YPFB a las empresas petroleras como un componente de los costos recuperables y, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 10 de los contratos de operación, una vez que éstas hayan sido amortizadas completamente según los plazos mencionados anteriormente, pasan a propiedad de YPFB. Es decir que este mecanismo se ha constituido en una forma de financiamiento de las empresas petroleras a YPFB para la ejecución de las operaciones petroleras.

Considerando que ya transcurrieron 18 años desde la suscripción de esos contratos, varios pozos, líneas de recolección, plantas de procesamiento y ductos deben haber pasado a engrosar el patrimonio de YPFB; por lo que es imperante que la empresa petrolera estatal transparente esa información y la haga pública.

Por otra parte, desde la perspectiva del control social y seguimiento al sector hidrocarburos, es importante considerar que las empresas petroleras que operan en Bolivia elaboran, cada año, sus Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP), donde detallan las diferentes actividades que se realizarán al año siguiente, con sus correspondientes costos según la clasificación descrita anteriormente. Estos PTP son presentados por las empresas hasta septiembre de cada año a YPFB y ésta es la encargada de revisarlos, sugerir ajustes –si fuese el caso– y, finalmente, aprobarlos; por lo que sería importante que estos documentos sean publicados por la empresa petrolera nacional.

Adicionalmente, en el transcurso de cada año, las empresas petroleras presentan de manera mensual a YPFB un detalle de los costos recuperables de acuerdo con la clasificación del anexo D de los contratos, para que la empresa petrolera estatal, previa revisión, y en su caso ajuste, los apruebe. Asimismo, los contratos establecen como mecanismo de control la realización de una auditoría externa a los costos recuperables.

A fin de poder presentar los datos sobre costos recuperables, es importante hacer notar que desde agosto de 2007 está vigente la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos que, en su artículo 6, establece que *“Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos publicará semestralmente y con carácter oficial, en su página web institucional y por escrito mediante comunicaciones oficiales, toda la información referida a los Costos Recuperables y al cálculo realizado para la determinación de la participación de YPFB y de las empresas petroleras en los beneficios de la actividad de hidrocarburos”*; especificando, además, que: *“esta información de acuerdo a los Anexos D, F y G de los Contratos de Operación suscritos entre YPFB y las empresas petroleras, deberá contener al menos para cada Campo, lo siguiente:*

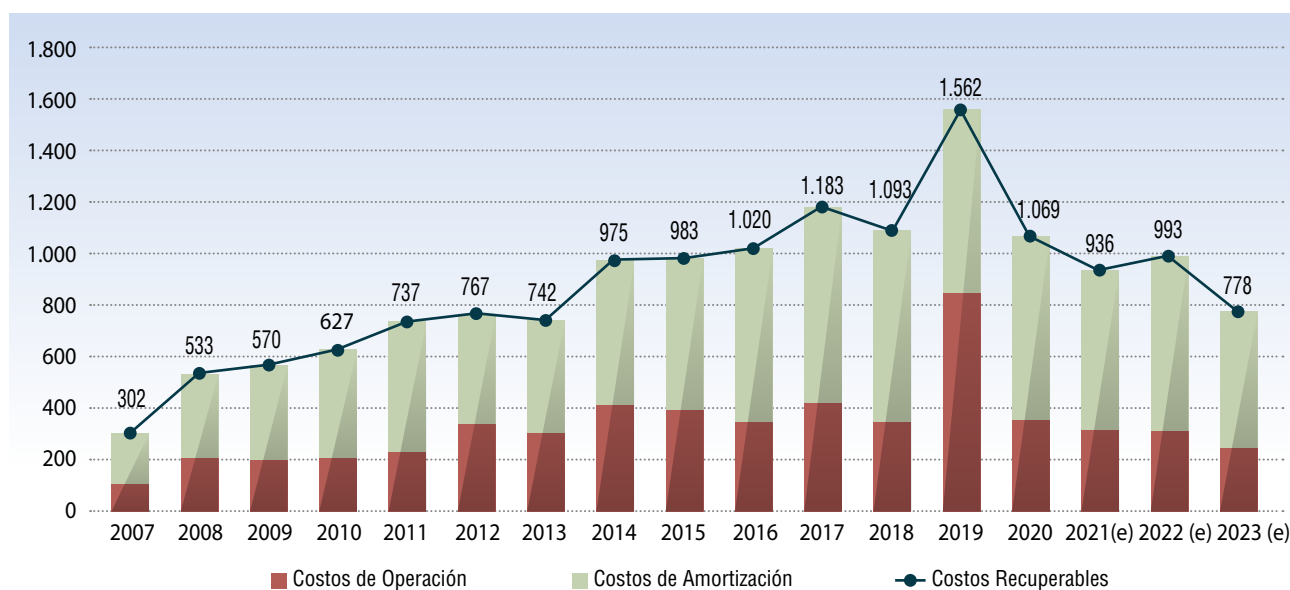
- 1 Costos de personal de las empresas operadoras.
- 2 Costos de movilización y desmovilización del personal.
- 3 Costos de transporte y reubicación del personal.
- 4 Costos de materiales.

5	Impuestos, Regalías y Participaciones, Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), tasas, patentes, contribuciones y compensaciones e indemnizaciones.
6	Diferencias de cambio.
7	Protección al medio ambiente, seguridad industrial y salud ocupacional.
8	Costos legales.
9	Seguros, costos de administración y servicios.
10	Depreciación de los activos fijos.
11	Volúmenes de producción, precios e ingresos brutos de los hidrocarburos por cada componente (gas natural, líquidos, etc.) tanto para el mercado interno como externo.
12	Inversiones realizadas.
13	El índice B".

Lamentablemente, si bien YPFB publicaba la información citada anteriormente, aunque con cierto rezago y agregada por operador, en lugar de hacerlo por campo, como indica la norma; lo hizo solamente hasta julio del año 2021, posteriormente no ha cumplido lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos sin ningún tipo de explicación ni sanción de por medio ante este incumplimiento. Esta ausencia de una política empresarial y estatal en materia de transparencia y acceso a información obliga a realizar una estimación de las variables relativas a costos recuperables, participación de YPFB y del Titular en las ganancias a distribuir para las gestiones 2021, 2022 y 2023.

Esta estimación ha sido realizada a partir del comportamiento tanto de la producción de hidrocarburos como de los ingresos por ventas que, descontando el pago por regalías e IDH que sí fueron publicados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, son datos de inicio para el cálculo de los costos recuperados, así como de las participaciones de YPFB y el Titular en la ganancia a distribuir, de acuerdo con lo establecido en el anexo F de los contratos de operación.

**GRÁFICO N° 1. Comportamiento de los costos recuperables**  
En millones de dólares



Fuente: Elaboración propia con base en información financiera de los Contratos de Servicios Petroleros publicada por YPFB.

A partir de agosto de 2021, los datos son estimados debido a que YPFB incumple con el artículo 6 de la Ley N° 3740 de agosto de 2007 sobre la publicación de costos recuperables.

En el gráfico se aprecia claramente que el costo recuperable más relevante es la amortización de activos fijos que, en promedio, representa 63% de los costos recuperables reportados por las empresas petroleras; en tanto que el restante 37% corresponde a los costos de operación que están conformados por costos de personal y de servicios de exploración.

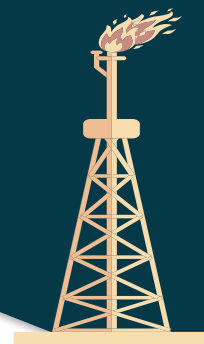
Como se aprecia en el gráfico anterior, los costos recuperables muestran una tendencia creciente hasta el año 2019, considerando la información que fue publicada por YPFB; ello a pesar de que desde el año 2015 existe una caída tanto en la producción como en los precios de exportación. Sin embargo, es importante considerar que, por una parte, por las características de la industria hidrocarburífera (largo plazo), la respuesta de los costos frente a la caída de las mencionadas variables no es inmediata; es así que los costos de inversión son planificados con años de anticipación, por lo que su ejecución no está en función a las cotizaciones de los precios o comportamiento de la demanda en el corto plazo, razón por la que desde el año 2020 se puede apreciar con mayor claridad una caída en los costos recuperables, resultado además de la disminución de inversiones en la actividad exploratoria.

Asimismo, por la importancia que han tenido los costos recuperables en el debate público sobre los contratos para las actividades de exploración y explotación, es importante subrayar que la cláusula 10 de estos contratos establece que una vez amortizadas las inversiones en los activos establecidos en el anexo D de los contratos de operación éstos pasarán a propiedad de YPFB. Considerando que varias de estas inversiones fueron realizadas hace más de 10 años, es previsible que varias plantas, ductos, líneas y pozos ya hayan pasado a la estatal petrolera e incrementado su patrimonio.

Resulta importante mencionar que en conformidad a la cláusula 16 de los contratos de operación el personal extranjero no podrá exceder el 15% de la nómina de empleados del Titular de los contratos; siendo que el personal nacional deberá estar presente en niveles jerárquicos, medios, técnicos, administrativos y laborales.



## 3. RENTA PETROLERA



Desde la perspectiva normativa, el presente documento busca analizar la renta petrolera en Bolivia para las actividades de exploración y explotación, la cual está compuesta por:

Concepto	Marco Legal
<b>Patentes</b>	Artículo 47 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
<b>Regalía Departamental</b>	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
<b>Regalía Nacional Compensatoria</b>	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
<b>Participación del TGN</b>	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
<b>Impuesto Directo a los Hidrocarburos</b>	Artículos 53 al 58 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, Ley 3320, Decretos Supremos N° 28421 y N° 29322.
<b>Participación de YPFB en la Ganancia de los Contratos de Operación</b>	Cláusula 13 y Anexo F de los Contratos de Operación suscritos en octubre de 2006.
<b>Participación del Titular en la Ganancia de los Contratos de Operación</b>	Cláusula 13 y Anexo F de los Contratos de Operación suscritos en octubre de 2006.

En forma paralela, y con el objetivo de poder dimensionar el real impacto del sector hidrocarburos en los ingresos percibidos por el Estado, más adelante se da cuenta de la recaudación por concepto de patentes, así como la recaudación tributaria del régimen general aplicada al sector hidrocarburos que, sumadas a los ingresos que las arcas estatales perciben por las actividades de exploración y explotación, permitirán dimensionar el *Government Take* (renta a favor del Estado) del sector hidrocarburos.

### 3.1 PATENTES

La patente es entendida como el pago que efectúa un titular por el uso exclusivo o aprovechamiento de un bien o recurso público por un lapso definido de tiempo. En el artículo 47 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 vigente, se establece que YPFB cancelará al TGN las patentes anuales por las áreas sujetas a contratos petroleros. Estas patentes se pagarán por anualidades adelantadas e inicialmente a la suscripción de cada contrato.

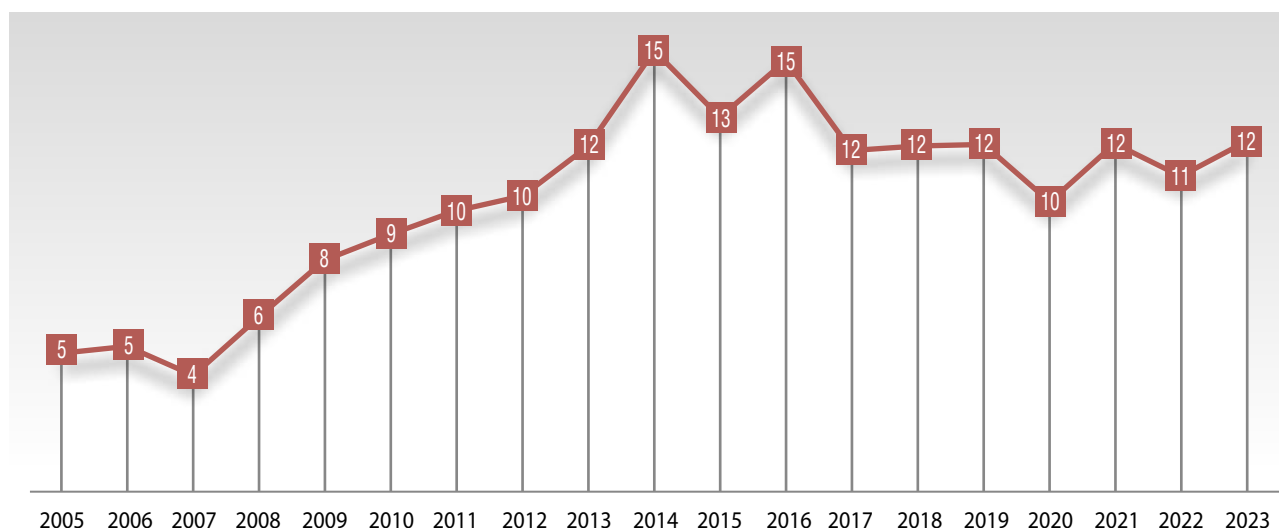
Los titulares de dichos contratos reembolsarán a YPFB el total de los montos pagados por concepto de patentes; reembolso que se hará efectivo dentro de los 30 días de ser notificados, con la correspondiente certificación de pago, importe que no debería ser considerado como un costo recuperable.

De acuerdo con lo establecido en la citada ley, el pago de patentes es realizado sobre la siguiente base:

Concepto	Base de Cálculo	Beneficiarios	Distribución
<b>Patentes</b>	Fase 1 Bs 4,93/hectárea. Fase 2 Bs 9,86/hectárea. Fase 3 Bs 19,7/hectárea. Fase 4 en adelante: Bs 39,42/hectárea.	Municipios donde se encuentran las operaciones petroleras. Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras	50% municipios. 50% Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras.

Desde el año 2005, cuando entró en vigencia la Ley de Hidrocarburos N° 3058, hasta el 2023, el país recibió en total 192 millones de dólares por la recaudación de patentes hidrocarburíferas (ver Gráfico N° 2).

**GRÁFICO N° 2. Recaudación por Patentes Hidrocarburíferas**  
En millones de dólares americanos



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.

Resulta importante mencionar que no existe una rendición de cuentas por parte de municipios o del Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras sobre el uso y destino que estas instancias dan a los ingresos percibidos por concepto de patentes hidrocarburíferas. Asimismo, estos ingresos, a diferencia de los percibidos por el resto de componentes de la renta petrolera, no dependen de la cotización de los precios de venta de los hidrocarburos o del nivel de producción, puesto que las empresas pagan las patentes por el solo hecho de tener un área de contrato.

### 3.2 Regalías Hidrocarburíferas

De acuerdo con la definición de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005, la regalía es una compensación económica obligatoria pagadera al Estado, en dinero o en especie, en favor de los departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovables.

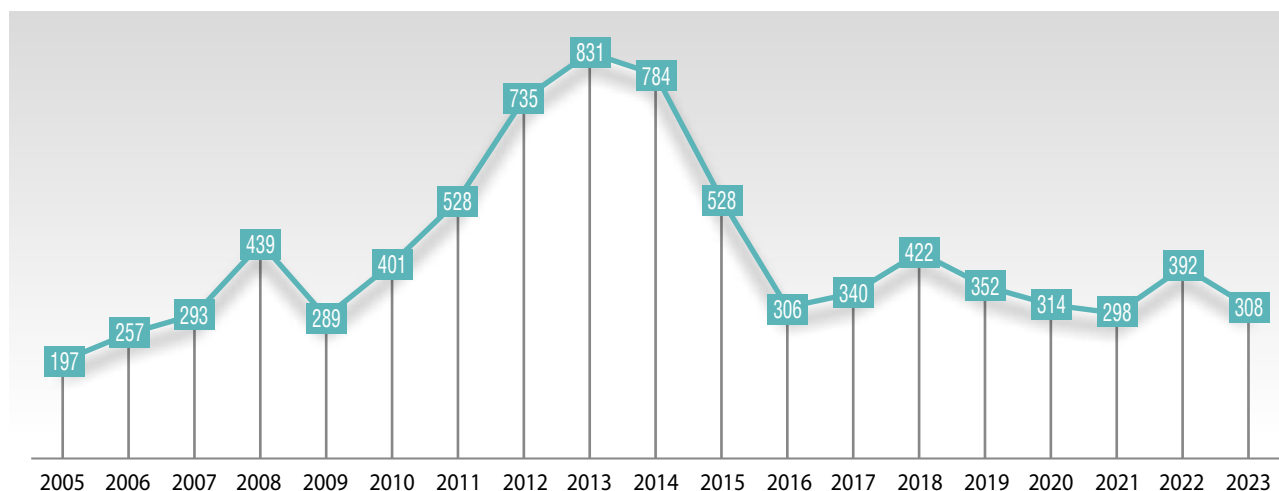
En ese sentido, según el artículo N° 52 de la citada ley, el Titular<sup>2</sup> está sujeto al pago de una regalía departamental de 11% y de una regalía nacional compensatoria de 1%, como se muestra en el cuadro.

<sup>2</sup> Son las empresas participantes de un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos suscrito con YPFB.

Concepto	Base de Cálculo	Beneficiarios	Departamentos
Regalía Departamental	11% sobre la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos.	Los departamentos donde se origina la producción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarija.</li> <li>• Santa Cruz.</li> <li>• Cochabamba.</li> <li>• Chuquisaca.</li> </ul>
Regalía Nacional Compensatoria	1 % sobre la Producción Nacional Fiscalizada de Hidrocarburos.	Beni y Pando.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beni (2/3).</li> <li>• Pando (1/3).</li> </ul>

Los ingresos por concepto de regalías departamentales han sido, y continúan siendo, uno de los principales ingresos fiscales tanto para los departamentos productores (Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba) que reciben la regalía departamental de 11%, como para los no productores de (Beni y Pando) que se benefician de la regalía nacional compensatoria de 1%. Desde la vigencia de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 2005 hasta el año 2023, estos departamentos, en total, percibieron 8.015 millones de dólares.

**GRÁFICO N° 3. Recaudación por regalías hidrocarburíferas**  
En millones de dólares americanos



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.

Como se observa en el gráfico anterior, desde el año 2005 existe una tendencia creciente en la recaudación por concepto de regalías (a excepción del año 2009 en que se registró una caída producto de la crisis financiera internacional) que continuó hasta el año 2014, teniendo como causa principal el incremento en el precio internacional del petróleo y, desde el año 2010, se adicionó el efecto de la explotación acelerada de los principales campos en producción en el país.

Sin embargo, a partir de 2015 cambió esta tendencia, observándose una importante disminución en los ingresos por concepto de regalías, producto de la caída en los precios internacionales del petróleo y cuyos efectos, específicamente sobre el precio de exportación de gas natural boliviano, recién se comenzaron a sentir seis meses después. A ello se sumó un importante decremento en la producción de gas natural, aspecto que ya se ha convertido en una tendencia luego de 8 años de constantes disminuciones en los denominados “megacampos”: San Alberto, Sábalo y Margarita-Huacaya; siendo que desde el año 2021 también se observó similar tendencia decreciente en la producción del campo Incahuasi-Aquino que inició su explotación en agosto de 2016 y fue el único campo nuevo en el periodo 2005–2023.



Resulta importante mencionar que, de acuerdo con lo establecido, tanto en la Constitución Política del Estado del año 2009 como en el Decreto Supremo N° 28701 del año 2006, YPFB ejerce a nombre y en representación del pueblo boliviano la propiedad de los hidrocarburos. Es decir, las empresas petroleras que operan en el país realizan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y entregan la producción en propiedad a la empresa petrolera nacional; por lo tanto, es YPFB quien efectúa el pago de las regalías, participación del TGN e IDH al Tesoro General de la Nación.

Un aspecto importante que debe ser considerado es que la Constitución Política del Estado aprobada en febrero de 2009, establece, en su artículo 368, que: “los departamentos productores de hidrocarburos percibirán una regalía del 11% sobre su producción departamental fiscalizada de hidrocarburos...”; pero, además menciona que: “De igual forma los departamentos no productores de hidrocarburos y el Tesoro General de la Nación obtendrán una participación en los porcentajes, que serán fijados mediante una ley especial”. Por ello, resulta urgente una nueva ley de hidrocarburos que establezca estos criterios de distribución, así como los porcentajes para cada instancia beneficiaria.

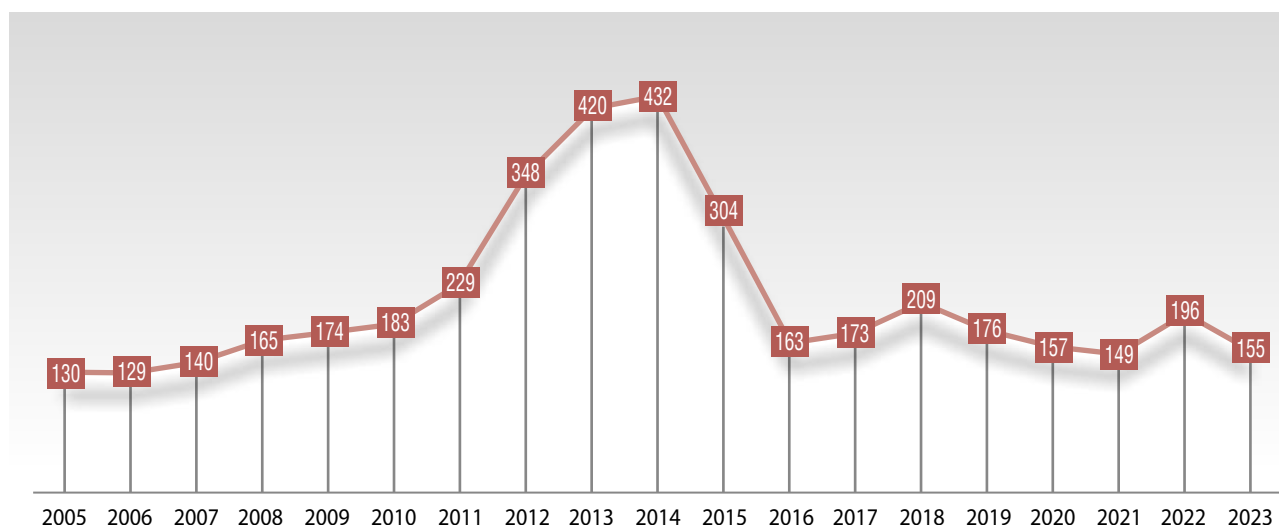
### 3.3 Participación del Tesoro General de la Nación

La Ley de Hidrocarburos, todavía vigente, en su artículo 52, establece una participación para el Tesoro General de la Nación (TGN) de 6% sobre la producción nacional fiscalizada.

Concepto	Base de Cálculo	Beneficiarios
Participación del TGN	6% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.	Tesoro General de la Nación

En el entendido de que la base de cálculo de la participación del TGN es la misma que para las regalías, las variables que explican su comportamiento son las mismas; es decir, la producción de hidrocarburos y el precio de venta al cual es valorada. En ese sentido, los ingresos obtenidos por este concepto también se han visto incrementados entre los años 2004–2014 por efecto del incremento en los precios de exportación del gas natural y descienden significativamente a partir del año 2015 por la misma razón, como se aprecia en el siguiente gráfico.

**GRÁFICO N° 4. Recaudaciones por participación del TGN**  
(En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos; Memoria de la Economía Boliviana, MEFP.

Como se observa en el gráfico anterior, el Tesoro General de la Nación ha recibido, durante el periodo 2005–2023 ha recibido 4.032 millones de dólares, es importante mencionar que se desconoce el destino del mismo y los resultados que se han podido lograr para el país a través de su uso; lo que dificulta medir el efecto positivo que puede tener el sector hidrocarburos en el desarrollo económico y social.

### 3.4 Impuesto Directo a los Hidrocarburos

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) fue creado con la Ley de Hidrocarburos N° 3058, promulgada el 17 de mayo de 2005, como respuesta a los resultados del referéndum nacional del año 2004, cuando la población boliviana estableció que el Estado cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50% del valor de la producción de gas y petróleo.

En este sentido, se creó el IDH con una alícuota de 32% aplicable sobre la producción de hidrocarburos en el punto de fiscalización; es decir que la base de cálculo de este impuesto es la misma que es utilizada para el cálculo de las regalías.

Base de Cálculo	Distribución	Beneficiarios	Beneficiarios Finales
32% Sobre la producción nacional fiscalizada.	12% Total Recaudado	Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.	YPFB Empresas Petroleras.
	88% Total de la recaudación	12,5% departamentos productores. 31,25% departamentos no productores (6,25% a cada uno).  56,25% Tesoro General de la Nación.	8,62% universidades públicas. 24,39% gobiernos departamentales. 66,9% gobiernos municipales.  5,0% del total recaudado por IDH destinado al Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas. 9,5% Fondo Compensatorio para departamentos con mayor población: Municipios (80%) y universidades públicas (20%). 5,0% Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a masificar uso de gas natural. Variable Destinado a compensar al departamento productor cuyo ingreso por concepto de IDH sea menor al de un departamento no productor. Variable Monto presupuestado para Policía Nacional y Fuerzas Armadas. Resto Tesoro General de la Nación.

En el caso del IDH, el artículo 57 de la Ley N° 3058 establece claramente que *“Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo...”*. Sin embargo, la falta de información sobre las inversiones realizadas con estos recursos impide evidenciar si realmente fueron utilizados en dichos sectores.

Adicionalmente, pese al destino de los recursos del IDH, en diciembre de 2015, el Gobierno nacional, mediante Ley N° 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, creó el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH) que es financiado con el 12% de la recaudación total por IDH.

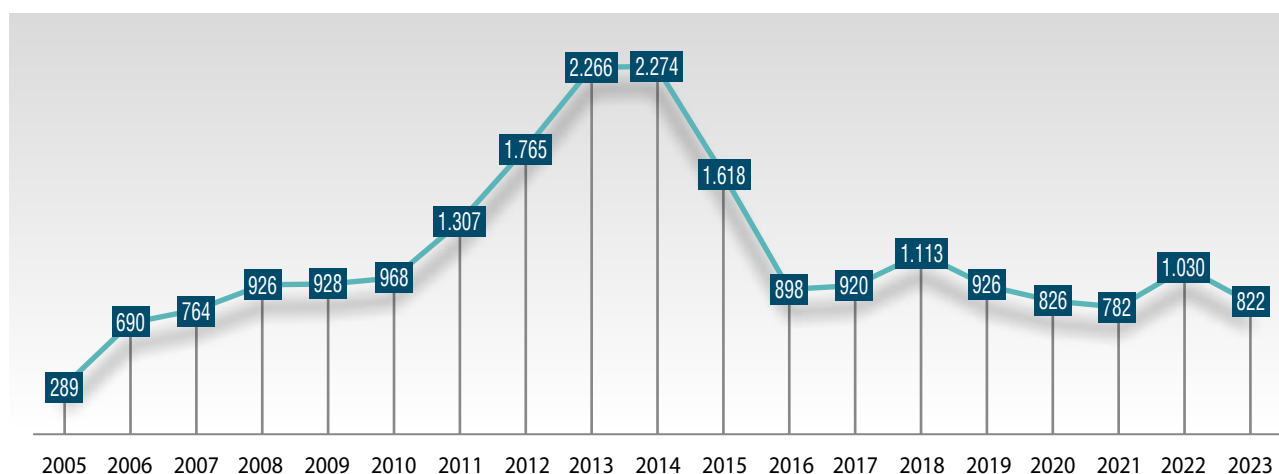
Si bien por la falta de exploración hidrocarburífera en Bolivia resultaba necesario debatir y formular políticas orientadas a promover dicha actividad con el objetivo de generar cierta sostenibilidad en los ingresos fiscales en el mediano y largo plazo, el IDH no debiera ser empleado para un fin distinto de lo establecido en el citado artículo 57 de la Ley N° 3058 que creó este impuesto.

Asimismo, la retención de 12% para el financiamiento del FIEEH, que es destinado a las empresas petroleras como incentivo para la exploración hidrocarburífera y desarrollo de áreas en actual explotación, vulnera el artículo 8 de la Ley de Hidrocarburos en el que se establece que “...el Estado retendrá el 50% del valor de la producción de gas y petróleo, conforme al mandato contenido en la respuesta a la pregunta número 5 de la Ley del Referéndum Nacional de 18 de julio de 2004”, ya que, al realizar este descuento, el IDH que realmente llega al Estado es de 28,1%.

Sin duda, un aspecto que merece ser debatido es que, desde la aplicación de la Ley N° 767 y la creación del FIEEH, la producción de hidrocarburos en Bolivia ha venido disminuyendo año tras año desde el 2015, por lo que los incentivos generados no han tenido los resultados esperados.

Desde su creación, el IDH, al funcionar de forma similar a una regalía, se ha caracterizado por su potencial recaudatorio y facilidad para el control tributario; adicionalmente, por ser su cálculo similar al de las regalías, se ve afectado por las mismas variables de precio y producción, por lo que entre los años 2005–2014 también tiene un comportamiento creciente. Posteriormente, a partir del año 2015, como se aprecia en el siguiente gráfico, se observa una disminución significativa producto de la disminución de los precios de exportación y la caída en la producción.

**GRÁFICO N° 5. Recaudación por Impuesto Directo a los Hidrocarburos**  
En millones de dólares



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y YPFB, Memoria de la Economía Boliviana 2023 del MEFP.

En el gráfico anterior se observa que la recaudación del IDH ha seguido similar tendencia a la de las regalías y participación del TGN, esto debido a que se calculan de similar manera a pesar que el IDH tiene el denominativo de impuesto. Los ingresos percibidos por el país en el periodo 2005–2023 por este concepto ha sido de 21.114 millones de dólares.

*Las fuentes de la renta petrolera mencionadas (regalías, participación TGN e IDH) tienen como base de cálculo la producción fiscalizada de hidrocarburos que, una vez valorada, es sujeta a la aplicación de una alícuota fija. Es decir, no existe una escala en función de tipo de campo (gasífero o petrolífero), etapa del proyecto, precio o producción, por lo que el régimen fiscal no promueve la actividad exploratoria en el país.*

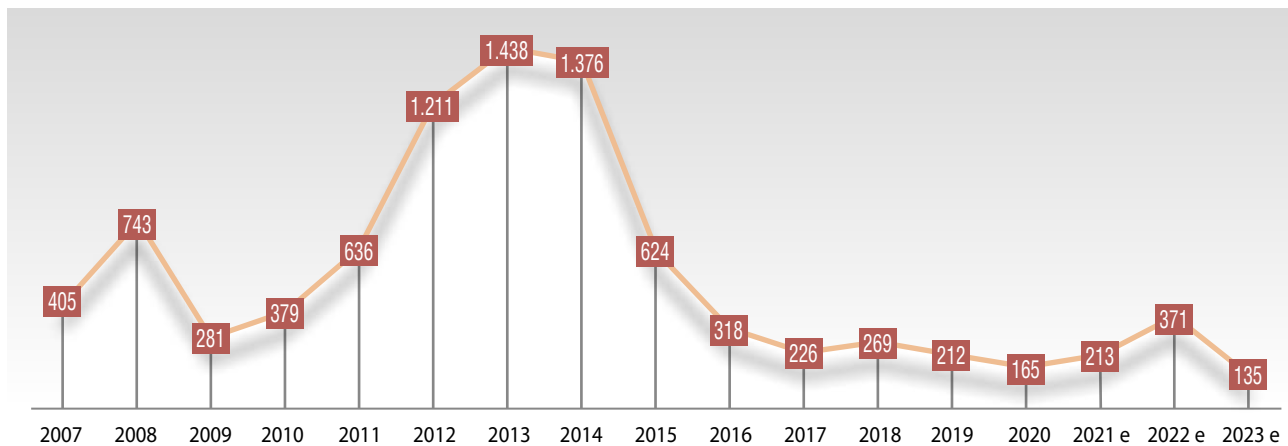
### 3.5 Participación del Titular en las ganancias de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

En el caso específico de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006, el artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece que las empresas que suscriben el contrato (Titular) ejecutarán con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación dentro del área del contrato; a cambio de recibir de YPFB una retribución que, conforme establece el artículo 78 de la misma ley, cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad.

Asimismo, los contratos de operación, en su cláusula 13, establecen que YPFB pagará al Titular las utilidades que corresponda según lo establecido en el anexo F de esos contratos. En el anexo se señala que, una vez descontados los costos recuperables a ser pagados a las empresas petroleras, el monto restante será la ganancia a distribuir proveniente de la venta de los hidrocarburos netos en punto de fiscalización. Este valor es distribuido entre el Titular y YPFB, en función de las tablas porcentuales que se encuentran en ese anexo, y varían de un contrato a otro.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento de los ingresos por concepto de participación del Titular en las ganancias de los contratos de operación que, como se mencionó anteriormente, fueron publicados por YPFB solo hasta junio de 2021, por lo que para las gestiones 2021, 2022 y 2023 se realizó una estimación que fue descrita en el apartado dos del presente documento. Realizada esta aclaración, se puede observar que en el periodo 2007–2023, los titulares de los contratos de operación recibieron cerca de 9.000 millones de dólares por concepto de participación en las ganancias a distribuir, siendo que los mismos tuvieron una tendencia creciente hasta el año 2013, al igual que ocurrió con las regalías e IDH, debido tanto al incremento en los precios internacionales del petróleo como en la explotación de los reservorios ya descubiertos anteriormente; para luego disminuir significativamente debido a una contracción en las mismas variables.

**GRÁFICO N° 6. Participación del Titular en las Ganancias de los Contratos de Operación**  
En millones de dólares



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

A partir de agosto de 2021, los datos son estimados debido a que YPFB incumple el artículo 6 de la Ley N° 3740 de agosto de 2007 sobre la publicación de la participación del Titular en los Contratos de Operación.

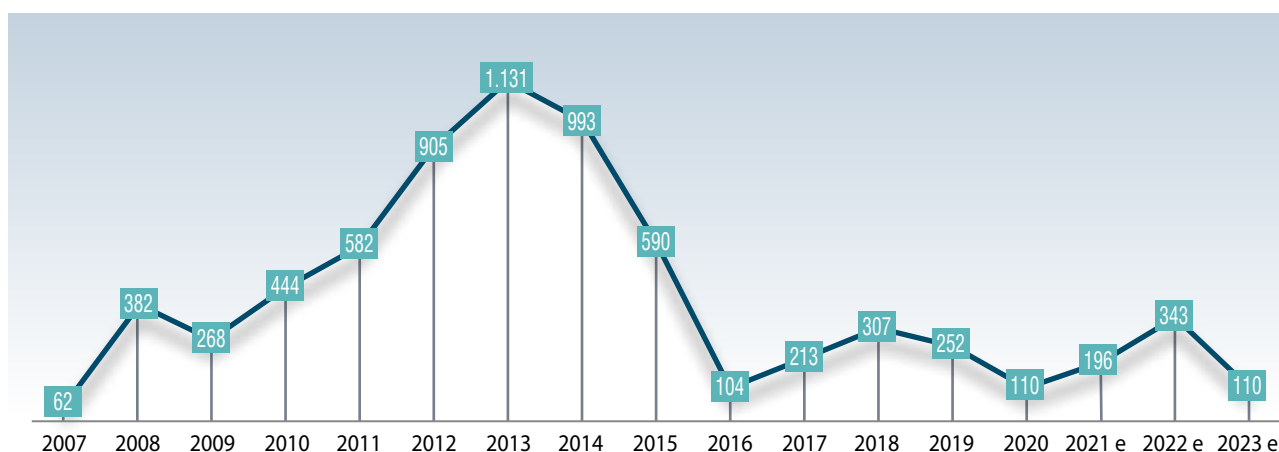
### 3.6 Participación de YPFB en las ganancias de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

Los contratos de operación establecen una participación adicional para YPFB en las ganancias que se obtengan mensualmente. Esta participación es calculada a partir de la aplicación de las tablas establecidas en el anexo F de los respectivos contratos.

Los porcentajes de participación de YPFB en las ganancias a distribuir varían de un contrato a otro y se calculan mensualmente a partir de dos variables; una es la producción promedio diaria que el o los campos del contrato hubiesen registrado en un mes determinado, y la otra es el índice B que, desde una concepción simplificada, consiste en medir la recuperación de las inversiones efectuadas por el Titular, sumadas a las ganancias que obtienen mensualmente por el contrato de operación. Tanto el promedio diario de producción como el índice B registran variación de un mes a otro por lo que son calculados mensualmente; en consecuencia, el porcentaje de participación de YPFB en las ganancias de cada contrato también varía de un mes a otro<sup>3</sup>.

En el siguiente gráfico se puede apreciar el comportamiento de la participación de YPFB en las ganancias generadas en los contratos de operación, que desde el inicio de los nuevos contratos y hasta el año 2013 fue creciente; luego, desde 2014, comienza a disminuir por la contracción en los precios de exportación del gas natural y se contrae significativamente con la caída en la producción de este energético. Si bien el año 2017 parecían existir señales de una leve recuperación como resultado de la mejora en los precios de exportación, desde el 2019 mantienen una tendencia decreciente.

**GRÁFICO N° 7. Participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación**  
En millones de dólares



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

A partir de agosto de 2021, los datos son estimados debido a que YPFB incumple el artículo 6 de la Ley N° 3740 de agosto de 2007 sobre la publicación de la participación del Titular en los contratos de operación.

Como se observa en el gráfico anterior, desde el año 2007, YPFB habría percibido cerca de 7.000 millones de dólares por concepto de participación en las ganancias de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006; es importante considerar que la razón más probable de introducir este componente en los contratos de operación era generar un mecanismo de financiamiento para que YPFB pueda ejecutar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sin la necesidad de acudir a financiamiento del Tesoro General de la Nación; sin embargo, en esos 17

<sup>3</sup> Ver ejemplo en la publicación Situación del sector hidrocarburos en Bolivia, página 33, disponible en [http://www.jubileobolivia.org.bo/recursos/files/pdfs/Situacion\\_hidrocarburos\\_Bolivia.pdf](http://www.jubileobolivia.org.bo/recursos/files/pdfs/Situacion_hidrocarburos_Bolivia.pdf)

años no se ha evidenciado el descubrimiento de nuevos reservorios de magnitud por parte de la empresa petrolera nacional, por lo que cabe cuestionar sobre el uso y destino que han tenido estos recursos que, vistos en términos relativos, representan cerca de siete veces el crédito otorgado por el Banco Central de Bolivia a YPFB para la construcción de la Planta de Amoniaco y Urea.

Asimismo, es importante considerar que, a diferencia de los otros componentes de la renta petrolera, no existe ninguna normativa que establezca el uso que la empresa petrolera estatal debería dar a estos recursos, por lo que, al parecer, los mismos podrían haber sido considerados como un ingreso más de la empresa y ser utilizados para cubrir sus gastos, y quizá algunas inversiones. En todo caso, es necesario recordar que el dinero tiene un costo de oportunidad, es decir que el dinero que se destina a la empresa petrolera estatal (considerando que las actividades extractivas demandan altas inversiones, son de alto riesgo y con retornos de largo plazo) implica renunciar a invertir en salud, educación y otras necesidades que tiene el país.

Asimismo, los ingresos percibidos por el Estado por este componente de la renta hidrocarburífera representan, en promedio, 15% del total en el periodo 2007–2023.

### 3.7 Impuesto del Régimen General pagado por el sector hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 58, establece que los Titulares (empresas participantes) de los contratos están sujetos en todos sus alcances al Régimen Tributario establecido en la Ley N° 843 y demás leyes vigentes. Asimismo, los contratos de operación, en la cláusula 12, establecen que el Titular estará igualmente sujeto a lo establecido en el Código Tributario Boliviano, la Ley N° 843 y sus reglamentos.

En este sentido, las empresas que operan en el sector hidrocarburos, en particular las actividades de exploración y explotación, además del pago de patentes, regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) descritos anteriormente, están alcanzadas por los siguientes impuestos del régimen general:

IMPUESTO	ALÍCUOTA	BASE IMPONIBLE	BENEFICIARIO
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	13%	El precio neto de venta de los bienes muebles, contratos de obras y prestación de servicios y de toda otra prestación, cualquiera fuere su naturaleza, consignado en la factura, nota fiscal o documento equivalente.	75% Tesoro General de la Nación.  20% gobiernos municipales.  5% universidades públicas.
Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE)	25%	Utilidades resultantes de los estados financieros de las empresas al cierre de cada gestión anual, ajustadas de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 843 y sus reglamentos. En el caso de utilidades remesadas al exterior, se aplica el 12,5% al monto total pagado o remesado.	
Impuesto a las Transacciones (IT)	3%	Ingresos brutos devengados por concepto de venta de bienes, retribuciones totales obtenidas por los servicios prestados, retribución por toda actividad ejercida, intereses obtenidos por préstamos de dinero y en general de las operaciones realizadas.	
Régimen Complementario al Impuesto al Valor Agregado (RC-IVA)	13%	Ingresos de las personas naturales y sucesiones indivisas provenientes de la inversión de capital, del trabajo o de la aplicación conjunta de ambos factores.	

Por otra parte, el marco normativo tributario establece que las actividades de comercialización en el mercado interno de hidrocarburos o sus derivados, sean éstos producidos internamente o importados, están alcanzadas por el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), tributo que es recaudado por el Servicio de Impuestos Nacionales, de acuerdo con el siguiente detalle:

IMPUESTO	TASA	BASE IMPONIBLE	BENEFICIARIO
Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD)	Variable por producto	Se aplica una tasa por litro (bolivianos por litro) o unidad de medida equivalente que corresponda según la naturaleza del producto. Los productos gravados son: gasolina premium, gasolina especial, gasolina de aviación, gasolina natural, gasolina blanca, fuel oil, gas natural comprimido, jet fuel, kerosene, diésel oil, aceite automotriz e industrial y grasas lubricantes.	75% Tesoro General de la Nación.  20% gobiernos departamentales.  5% universidades públicas.

En el siguiente cuadro se presenta la recaudación tributaria por concepto de IUE, IVA, IT, IEHD y el resto de impuestos, agrupados en la categoría “otros”, que provino de empresas (públicas y privadas) del sector hidrocarburos entre las gestiones 2005–2023.

**CUADRO N° 1. Recaudación tributaria – Sector Hidrocarburos**  
En millones de dólares

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>TOTAL GENERAL</b>	381,3	471,9	542,1	744,2	1.013,7	652,3	665,8	849,0	1.101,8	1.213,1	1.109,0	880,4	733,3	805,0	686,6	654,8	630,0	649,1	621,1
<b>UPSTREAM</b>																			
<b>Total Upstream</b>	81,0	120,5	137,8	333,8	560,0	262,1	213,8	370,5	519,7	601,7	444,0	194,2	119,1	199,4	177,3	157,7	158,0	182,8	169,1
IUE	55,3	80,9	52,4	190,1	477,0	209,9	145,5	237,7	340,9	400,7	298,2	105,3	35,1	51,8	76,1	54,7	31,7	29,2	27,0
IVA	5,2	27,6	64,9	77,0	68,7	45,1	53,2	116,2	163,0	188,5	118,1	52,0	56,4	80,8	54,0	69,3	90,7	111,7	103,3
IT	14,6	10,7	19,3	64,9	12,1	3,7	11,8	13,2	9,9	2,9	13,4	9,1	25,0	39,8	33,5	30,8	33,8	40,2	37,2
RESTO	6,0	1,2	1,1	1,7	2,3	3,4	3,4	3,4	5,9	9,5	14,4	27,8	2,7	27,0	13,6	3,0	1,9	1,7	1,5
<b>DOWNSTREAM</b>																			
<b>Total Downstream</b>	300,3	351,4	404,4	410,4	453,7	390,2	452,0	478,5	582,2	611,4	665,0	686,3	614,1	605,6	509,4	497,0	472,0	466,2	452,0
IEHD	240,7	246,6	299,4	332,2	312,1	302,3	344,8	349,0	395,0	415,1	426,0	474,6	453,4	451,4	354,4	349,4	343,3	309,9	300,4
IUE	9,4	36,3	37,8	12,7	65,5	18,5	32,7	54,1	97,9	91,4	108,5	96,3	59,5	54,4	45,4	29,7	24,0	69,6	67,4
IVA	27,0	44,1	45,2	43,5	43,5	46,2	47,1	46,5	55,2	68,8	81,5	77,3	71,9	59,4	65,8	56,5	67,5	53,4	51,8
IT	21,6	22,2	20,1	19,2	29,9	19,2	21,2	21,0	22,3	20,9	25,2	18,9	14,4	30,1	37,7	34,2	33,6	29,3	28,4
Otros	1,7	2,1	1,8	2,9	2,7	4,1	6,3	8,0	11,8	15,2	23,6	19,2	14,9	10,2	6,1	27,3	3,6	4,1	4,0

Fuente: Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales.

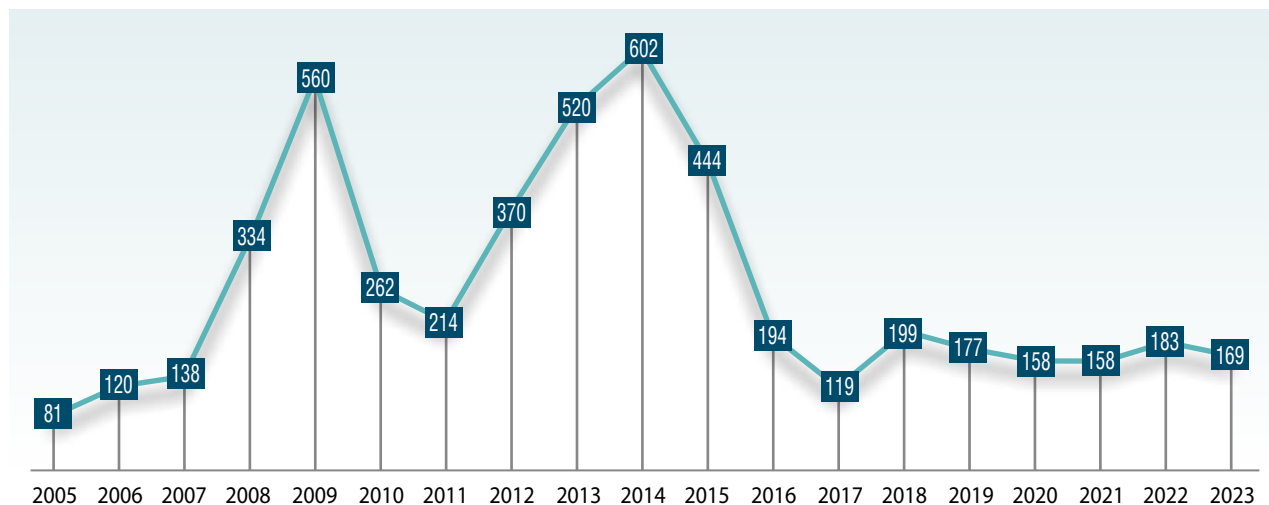
Estimación propia para el año 2023.

En el cuadro anterior se observa que, en promedio, 67% de la recaudación obtenida por los impuestos del régimen general aplicados al sector hidrocarburos proviene de las actividades agrupadas en el *downstream* (transporte, refinación y servicios). Este comportamiento se explica principalmente por la recaudación obtenida por el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), que es pagado por YPF Refinación, y, dicho sea de paso, desde finales de 2022 y durante el 2023 viene cancelando este impuesto mediante valores fiscales en lugar de hacerlo en efectivo; este no es un aspecto menor, dado que tiene un impacto negativo directo sobre los beneficiarios de la coparticipación tributaria, ya que este mecanismo solo aplica sobre los pagos tributarios que son realizados en efectivo, traduciéndose, en este caso, en una caída en los ingresos por coparticipación de los gobiernos autónomos departamentales.



Por otra parte, la recaudación de impuestos de las actividades del *upstream* (exploración y explotación) superó los 5.000 millones de dólares entre 2005–2023, habiendo alcanzado sus puntos más altos entre los años 2012 y 2015.

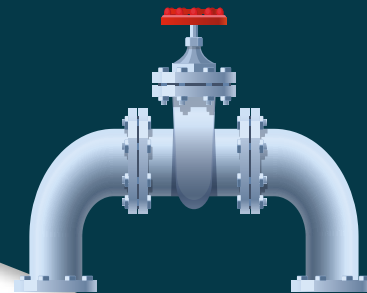
**GRÁFICO N° 8. Recaudación tributaria de las actividades del Upstream (exploración y explotación)**  
En millones de dólares



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UDAPE y SIN.



## 4. PARTICIPACIÓN ESTATAL POR LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN



Como se mencionó anteriormente, se entiende por renta hidrocarburífera la diferencia entre los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos menos los costos incurridos para su comercialización; siendo que del resultado existirá una participación, tanto privada como estatal.

En el Cuadro N° 2 se presenta un resumen de los ítems descritos anteriormente y utilizando las fórmulas del anexo F de los contratos de operación suscritos el año 2006 se estima el valor de los ingresos brutos generados por la venta de hidrocarburos en el punto de fiscalización<sup>4</sup>, a fin de establecer la participación del Estado en los ingresos generados por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos desde el año 2005, cuando se aprobó la Ley de Hidrocarburos N° 3058 que continúa en vigencia.

En lo concerniente a la participación del Estado en los ingresos brutos obtenidos por YPF B en el punto de fiscalización por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, es decir excluyendo tanto los costos recuperados como la ganancia del titular, se observa que en los 19 años de vigencia de la actual política hidrocarburífera, ésta se sitúa en un promedio de 70%. Sin embargo, a partir de la caída en el precio de exportación de gas natural y de la producción de hidrocarburos desde el año 2016, se evidencia que en los últimos ocho años la participación estatal en los ingresos brutos en punto de fiscalización fue de 67%.

Por otra parte, la participación estatal en la renta hidrocarburífera durante el periodo 2005–2023, en promedio, alcanza a 83% existiendo periodos en los que ha superado el 85%, lo cual, si bien pudo significar mayores ingresos fiscales para el país, se tradujo en una pérdida de competitividad sectorial para la inversión en exploración, debido a que ha dejado una participación de la renta extremadamente reducida para el actor privado, incluidas las empresas subsidiarias de YPF B corporación.

4  $IB = T + RT + PY$

Dónde: **IB**: son los ingresos brutos generados por la venta de hidrocarburos netos en el Punto de Fiscalización.

**T**: es el valor de las regalías, participación TGN e IDH correspondientes a los hidrocarburos netos recibidos por YPF B en el Mes “t”

**RT**: Retribución del Titular para el Mes “t”

**CUADRO N° 2. Participación estatal en los ingresos generados por la exploración y explotación de hidrocarburos**  
En millones de dólares

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
1 Patentes Petroleras	4,8	5,0	4,0	6,0	8,0	8,9	9,7	10,2	11,9	15,2	12,9	14,8	11,8	11,9	12,0	10,0	12,0	10,9	12,1	192
2 Regalías (1)	196,9	256,8	292,9	439,3	288,9	400,9	528,2	735,1	831,4	784,1	528,2	306,2	340,0	422,0	352,0	314,0	297,6	392,0	308,3	8.015
3 Participación del TGN	129,7	129,1	140,2	165,0	174,2	183,2	229,1	348,2	420,0	432,4	303,7	163,2	172,5	208,7	176,2	157,2	148,8	196,0	154,7	4.032
4 Regalía Nacional Complementaria (2)	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11
5 Participación Nacional (3)	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17
6 Impuesto Directo a los Hidrocarburos	289,4	690,3	764,0	926,0	927,6	968,2	1.307,0	1.765,5	2.265,7	2.274,0	1.618,0	898,0	920,0	1.113,0	926,3	826,4	782,3	1.030,3	821,9	21.114
7 Costos Recuperados (4)	566,7	587,0	282,0	508,5	456,7	566,3	712,6	726,5	745,7	917,5	845,4	719,8	962,1	1.014,3	965,1	868,7	759,5	805,6	631,2	13.641
8 Ganancia del Titular (5)	468,8	485,5	405,4	743,1	281,4	378,7	636,4	1.211,0	1.438,1	1.376,2	623,8	317,6	225,8	268,5	211,5	165,2	212,7	371,5	135,0	9.956
9 Participación Adicional de YPF en las Ganancias de los Contratos de Operación (6)	0,0	0,0	61,6	382,4	268,0	443,5	582,1	904,8	1.130,7	993,1	589,9	104,2	212,5	307,1	252,3	110,0	196,3	342,9	110,5	6.992
10 Ingresos por la venta de Hidrocarburos en punto de fiscalización	1.680	2.149	1.946	3.164	2.397	2.941	3.995	5.691	6.832	6.777	4.509	2.509	2.833	3.334	2.883	2.442	2.397	3.138	2.162	63.778
11 Recaudación Tributaria Upstream	81	120	138	334	560	262	214	370	520	602	444	194	119	199	177	158	158	183	169	5.002
12 Participación estatal en los ingresos por la exploración y explotación de hidrocarburos (1+2+3+4+5+6+9+11)	730,0	1.201,7	1.400,5	2.252,5	2.226,7	2.266,7	2.869,8	4.134,3	5.179,4	5.100,5	3.496,7	1.680,7	1.775,9	2.262,1	1.896,0	1.575,4	1.595,1	2.154,9	1.576,5	45.375
13 % sobre los ingresos (12/10)	43%	56%	72%	71%	93%	77%	72%	73%	76%	75%	78%	67%	63%	68%	66%	65%	67%	69%	73%	71%
14 % participación estatal sobre renta hidrocarburífera (12/1+2+3+4+5+6+9+11)	61%	71%	78%	75%	89%	86%	82%	77%	78%	79%	85%	84%	89%	89%	90%	91%	88%	85%	92%	82%

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de YPF, Ministerio de Hidrocarburos y Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas.

Notas:

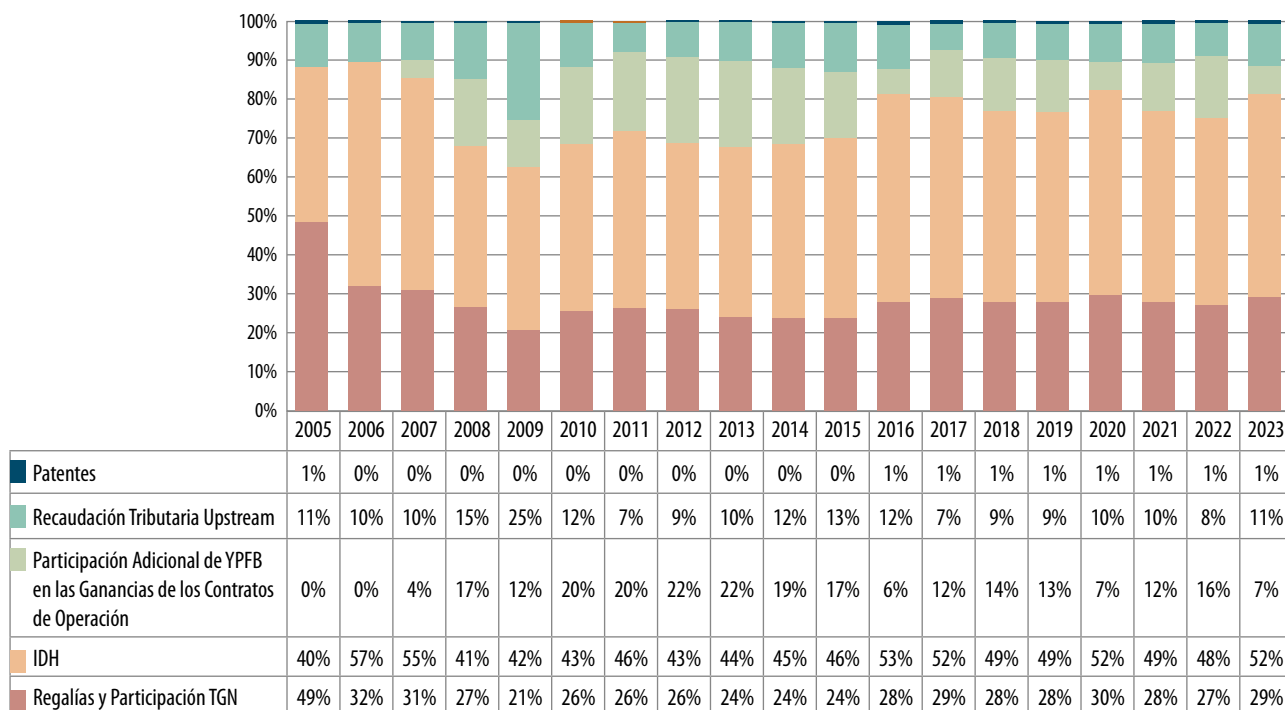
- (1) Incluye la regalía departamental de 11% y la regalía nacional compensatoria de 1%.
- (2) Regalía establecida en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 vigente hasta mayo de 2005.
- (3) Participación nacional establecida en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 vigente hasta mayo de 2005.
- (4) Datos estimados para los años 2005 y 2006 que corresponden a los costos de explotación de las empresas petroleras bajo los contratos de riesgo compartido.
- (5) Datos estimados para los años 2005 y 2006 que corresponde a las utilidades obtenidas por las empresas petroleras bajo los contratos de riesgo compartido. Para el año 2011, se realizó una estimación propia con base en cifras oficiales.
- (6) Corresponde a la aplicación del anexo F de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006 y que entran en vigencia en mayo de 2007, que establecen una participación de YPF en las ganancias de dichos contratos.

El siguiente gráfico muestra la composición de la participación estatal en la renta hidrocarburífera en el periodo 2005–2023, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) es el que ha permitido al Estado contar con una mayor renta petrolera ya que en los 19 años de análisis representa, en promedio, 48% del total, convirtiéndolo en el principal componente de la renta hidrocarburífera estatal.

En importancia, le siguen las regalías y participación del TGN con una participación promedio de 28%, y finalmente está la participación adicional de YPF en los contratos de operación suscritos el

año 2006 con 13% de importancia en el total de la participación estatal en la renta hidrocarburífera; y que sería, en realidad, el aporte de la “nacionalización” de los hidrocarburos establecida mediante Decreto Supremo N° 28701 de ese mismo año, ya que las regalías, participación del TGN e IDH fueron establecidas mediante la Ley de Hidrocarburos N°3058 del año 2005.

**GRÁFICO N° 9. Composición porcentual de la renta petrolera en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos**



A inicios del Siglo 21, el debate nacional, y posterior conflictividad social y política, estuvieron centrados en la captura de renta a favor del Estado, dando inicio a una política hidrocarburífera rentista, por lo que la participación estatal en la renta hidrocarburífera –que fue establecida con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de mayo de 2005 y posteriormente incrementada con los contratos de operación suscritos en octubre de 2006 según el D. S. N° 28701 de mayo de 2006– ha superado con creces el 50% consultado en la pregunta 5<sup>5</sup> del referéndum nacional sobre política energética del año 2004, lo que, si bien ha podido haber beneficiado al país en términos de mayores ingresos a favor de los diferentes niveles de gobierno, ha terminado desincentivando la inversión privada (extranjera o nacional) en la actividad exploratoria toda vez que la participación de los titulares de los contratos de operación en la renta hidrocarburífera terminó siendo muy pequeña.

En consecuencia, una tarea importante en el debate futuro sobre una nueva ley de hidrocarburos será el redimensionar la participación estatal en la renta hidrocarburífera, buscando un equilibrio razonable entre Estado y empresas petroleras que se deberá plasmar en un nuevo régimen fiscal que considere aspectos como la etapa del proyecto extractivo (no es lo mismo un proyecto en etapa de inicio, respecto a otro que ha alcanzado el máximo de producción u otro que está en fase de declinación), el tipo de hidrocarburo, el precio de venta o el tamaño del campo.

5 Pregunta N° 5 del Referéndum sobre el gas:

¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

## 5. IMPORTANCIA FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS



El Estado boliviano capta ingresos de la actividad hidrocarburífera mediante la aplicación de patentes, regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos, participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación y la aplicación del régimen general de impuestos a las actividades de exploración, explotación, refinación, servicios y transporte de hidrocarburos, como se muestra en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 3. Ingresos que percibe el Estado por las actividades del Sector Hidrocarburos**  
En millones de dólares

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1 Patentes	4,8	5,0	4,0	6,0	8,0	8,9	9,7	10,2	11,9	15,2	12,9	14,8	11,8	11,9	12,0	10,0	12,0	10,9	12,1
2 Regalías <sup>(1)</sup>	196,9	256,8	292,9	439,3	288,9	400,9	528,2	735,1	831,4	784,1	528,2	306,2	340,0	422,0	352,0	314,0	297,6	392,0	308,3
3 Participación del TGN	129,7	129,1	140,2	165,0	174,2	183,2	229,1	348,2	420,0	432,4	303,7	163,2	172,5	208,7	176,2	157,2	148,8	196,0	154,7
4 Regalía Nacional Complementaria <sup>(2)</sup>	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5 Participación Nacional <sup>(3)</sup>	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6 Impuesto Directo a los Hidrocarburos	289,4	690,3	764,0	926,0	927,6	968,2	1.307,0	1.765,5	2.265,7	2.274,0	1.618,0	898,0	920,0	1.113,0	926,3	826,4	782,3	1.030,3	821,9
7 Participación Adicional de YPFB en las Ganancias de los Contratos de Operación <sup>(4)</sup>	0,0	0,0	61,6	382,4	268,0	443,5	582,1	904,8	1.130,7	993,1	589,9	104,2	218,2	309,0	252,3	110,0	196,3	342,9	110,5
8 Recaudación Tributaria Upstream <sup>(5)</sup>	81,0	120,5	137,8	333,8	560,0	262,1	213,8	370,5	519,7	601,7	444,0	194,2	119,1	199,4	177,3	157,7	158,0	182,8	169,1
9 Recaudación Tributaria Downstream <sup>(6)</sup>	300,3	351,4	404,4	410,4	453,7	390,2	452,0	478,5	582,2	611,4	665,0	686,3	614,1	605,6	509,4	497,0	472,0	466,2	452,0
10 Total Renta Estatal Sector Hidrocarburos	1.026	1.548	1.801	2.657	2.672	2.648	3.312	4.603	5.750	5.697	4.149	2.352	2.384	2.870	2.405	2.072	2.067	2.621	2.028

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, y la Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales.

Notas:

- (1) Incluye la regalía departamental de 11% y la regalía nacional compensatoria de 1%.
- (2) Regalía establecida en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 vigente hasta mayo de 2005.
- (3) Participación nacional establecida en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 vigente hasta mayo de 2005.
- (4) Corresponde a la aplicación del anexo F de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006 y que entran en vigencia en mayo de 2007, que establecen una participación de YPFB en las ganancias de dichos contratos.
- (5) Corresponde a la recaudación tributaria obtenida por el Estado por la aplicación del Régimen General de impuestos nacionales a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream), sin considerar la recaudación por IDH ya que, al ser este impuesto similar a una regalía, se presenta por separado en el ítem 6.
- (6) Corresponde a la recaudación tributaria obtenida por el Estado por la aplicación del Régimen General de impuestos nacionales a las actividades de transporte, refinación y servicios del sector hidrocarburos, incluyendo los montos recaudados por el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD). Para el año 2023 se realizó una estimación propia para obtener los datos de la recaudación tributaria.

Los ingresos por regalías, participación del TGN, IDH y la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación están en relación directa con el comportamiento de la producción o los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo. Los pagos por concepto de impuestos del régimen general por parte de las empresas petroleras, incluida YPFB y sus subsidiarias son también resultado del comportamiento del sector hidrocarburos y, como se mencionó, en casos como el IUE existe una importante participación del sector hidrocarburífero.

En este sentido, un aspecto importante a considerar es el impacto que tienen estos ingresos en las finanzas públicas que, como se aprecia en el siguiente gráfico, durante el periodo 2005–2023, representan, en promedio, 35% de los ingresos fiscales del Gobierno General (nivel central y nivel subnacional), siendo que en los años de mayor bonanza —2012, 2013 y 2014— este indicador bordeó el 50%, lo cual resulta sumamente preocupante y debió encender alarmas en el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dado que estos ingresos provenían de la explotación de un recurso natural que es no renovable y que, además, se vende a un precio que depende de la cotización internacional del barril de petróleo en los mercados internacionales y sobre el cual el país no tiene influencia alguna.

**CUADRO N° 4. Participación de los ingresos fiscales del Sector Hidrocarburos en los ingresos del Gobierno General**  
En millones de dólares

Año	Ingresos estatales por el sector hidrocarburos A	Ingresos del Gobierno General B	% C = A/B
2005	1.016,3	2.894,98	35%
2006	1.547,3	3.721,63	42%
2007	1.705,2	4.273,78	40%
2008	2.548,6	5.422,13	47%
2009	2.731,3	5.653,47	48%
2010	2.614,0	6.001,65	44%
2011	3.240,9	7.793,30	42%
2012	4.563,2	9.424,57	48%
2013	5.758,2	11.181,90	51%
2014	5.777,2	12.363,22	47%
2015	4.148,8	11.827,16	35%
2016	2.352,1	10.538,79	22%
2017	2.384,0	10.906,47	22%
2018	2.869,6	11.217,53	26%
2019	2.405,4	10.968,25	22%
2020	2.072,4	8.584,20	24%
2021	2.067,1	9.742,82	21%
2022	2.621,2	11.508,76	23%
2023	2.028,5	11.457,28	18%

Fuente: YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, UDAPE y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



- En estos 19 años que lleva vigente la Ley de Hidrocarburos N° 3058, los ingresos por la explotación de hidrocarburos que ha recibido Bolivia superan los 63.000 millones de dólares, de los cuales, poco más de 45.000 millones han quedado como participación estatal en la renta petrolera, de este monto, más de 47% de este último fue transferido a los gobiernos subnacionales y universidades públicas, por lo que su administración (buena o mala) no fue solo responsabilidad del nivel central, sino también de los gobiernos autónomos regionales, departamentales, municipales y universidades públicas, especialmente en el periodo 2004–2014, caracterizado por un superciclo de precios de exportación para el gas natural.
- Si a la renta captada por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream) se suma la recaudación tributaria obtenida por las actividades de servicios, refinación y transporte de hidrocarburos (Downstream), se observa que —en los últimos 19 años, en promedio— cerca de 35% de los ingresos del Gobierno general (que incluye el nivel central y los subnacionales) provino de un solo sector económico, que fue el de hidrocarburos; en consecuencia, la caída en la producción de este sector, desde el año 2016, ha significado una caída en los ingresos por divisas y una importante contracción de la renta hidrocarburífera.
- El haber puesto tanto peso fiscal, económico y energético sobre un solo sector económico, y en particular sobre un recurso natural no renovable, ha terminado haciendo poco atractiva la inversión extranjera en el mismo, ya que si bien la quinta pregunta del referéndum sobre política energética realizado el 2004 consultaba a la población si estaba de acuerdo con que el Estado se quede con hasta el 50% del valor de la producción de hidrocarburos, en los hechos, durante estos 19 años de vigencia de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Estado se quedó, en promedio, con cerca de 71% de los ingresos obtenidos y con una participación de 82% de la renta hidrocarburífera, aunque el año 2023 este indicador llegó a 92%.
- Estos resultados confirman la condición rentista de la política hidrocarburífera en Bolivia implementada desde el año 2005, pero que fue resultado de demandas políticas y sociales construidas desde el año 2000, sobre el desconocimiento colectivo de un sector de largo plazo, con amplias perspectivas de crecimiento a nivel global; pero caracterizado por el alto riesgo geológico, intensivo en capital (no en mano de obra) y que requería de elevadas sumas de inversión para su desarrollo; el resultado fue una caída en las inversiones en actividades de exploración, que terminaron provocando la caída en la producción de hidrocarburos desde el año 2016, la pérdida de mercados para el gas natural, el incremento de las importaciones de diésel, una disminución significativa de los ingresos por divisas y la contracción de casi 70% en la participación estatal en la renta petrolera, durante los últimos 10 años.
- Desde el año 2007, YPFB percibe una participación sobre las ganancias a distribuir de los contratos de operación para las actividades de exploración y explotación, en el marco de lo dispuesto en el anexo F de esos contratos suscritos en octubre de 2006. Podría decirse que ese fue efecto fiscal directo del Decreto Supremo N° 28701, llamado de nacionalización, que en términos porcentuales representa cerca de 15% de la participación estatal en la renta



hidrocarburífera, y en valores absolutos significó un ingreso de casi 7.000 millones de dólares para YPFB; los cuales debieron servir para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos por parte de la empresa petrolera estatal, cosa que no ocurrió porque la producción, ha caído en 47% en el caso del gas natural y en 54% en el caso de hidrocarburos líquidos; entonces cabe preguntarse qué se ha hecho con ese dinero específicamente y por qué no se desarrolló una norma que regule su destino y uso.

- Otras interrogantes son: ¿En cuánto se ha incrementado el patrimonio de YPFB como resultado de las inversiones en activos (líneas, plantas, ductos y pozos) que fueron pagados como costos recuperables, según se establece en la cláusula 10 de los contratos de operación? ¿Qué está haciendo YPFB con esos activos? Finalmente, en este caso, la figura de costos recuperables habría servido como mecanismo de financiamiento para YPFB, sin costos financieros.
- Se recomienda el desarrollo de una política energética nacional, acorde con los desafíos que supone el cambio climático y la transición energética, y que establezca el marco general para la elaboración de nuevas leyes sectoriales para electricidad e hidrocarburos, que marquen políticas con criterios de sostenibilidad y eficiencia de largo plazo, devolviéndoles su cualidad energética y no fiscal.
- En el caso particular de hidrocarburos, desde Fundación Jubileo se ha desarrollado una propuesta que considera ocho aspectos que deberían ser considerados en la elaboración de una nueva ley sectorial<sup>6</sup>. En el caso particular de los aspectos referidos a la renta hidrocarburífera, se propone:
  - Mantener la regalía departamental equivalente a 11 por ciento (11%) de la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos en beneficio del departamento donde se origina la producción, como establece la Constitución Política del Estado.
  - Incrementar la regalía nacional compensatoria de 1% actual a 2% de la Producción Nacional Fiscalizada, que deberá favorecer a todos los departamentos no productores de hidrocarburos.
  - Disminuir la participación del Tesoro General de la Nación (TGN) del actual 6% a 5% de la Producción Nacional Fiscalizada, en el entendido de que esta entidad del Estado cuenta con varias otras fuentes de financiamiento.
  - Modificar la alícuota del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, aplicando un régimen de escalas móviles que oscile entre un mínimo de 10% hasta un máximo de 32%, en función de los siguientes criterios: tipo de campo (pequeño, mediano o grande), tipo de hidrocarburo, etapa del proyecto, producción y precio de comercialización. Este aspecto deberá ser normado mediante reglamento específico.
  - Eliminar la participación adicional de YPFB en las ganancias de los contratos de operación.
- En el entendido de que el país se enfrenta a una doble transición energética y fiscal, la renta hidrocarburífera generada a partir de la nueva ley sectorial debería tener tres destinos: creación de un Fondo de Desarrollo Productivo (gobiernos y municipios) que impulse sectores con potencialidad económica local, creación de un Fondo de Ahorro y Estabilización (gobiernos, municipios y universidades) que permita reservar e invertir una porción de la renta en el exterior con reglas claras, tanto de inversión como de retiro, para hacer frente a la volatilidad en los ingresos por la explotación de hidrocarburos, y un Fondo para la Transición Energética en la implementación de nuevas tecnologías.
- Finalmente, es recomendable el desarrollo de procesos amplios y participativos de información y debate con los múltiples actores de la sociedad civil, donde las autoridades puedan presentar, de forma clara y transparente, la situación real del sector hidrocarburos y, sin crear falsas expectativas, mostrar las potencialidades que solo podrán desarrollarse si se hacen los ajustes pertinentes en términos fiscales y de subvención.

6 La propuesta puede ser descargada de la página web de Fundación Jubileo en el siguiente link: <https://acortar.link/sGkVNq>





**[www.jubileobolivia.org.bo](http://www.jubileobolivia.org.bo)**



**@JubileoBolivia**



**Fundacion Jubileo**



**@fundacionjubileo**



**Fundación Jubileo**