HIDROCARBUROS

2023

JDAPE

Contenido

1 Introducción 2

2 Descripción del sector 2

2.1 Upstream 2

2.1.1 Contratos de Operación 3
2.1.2 Contratos de Servicios Petroleros - CSP 5
2.1.3 Plan de Reactivación del Upstream (PRU) 7
2.1.4 Exploración y Explotación (E&E) 8
2.1.5 Áreas Reservadas de Interés Hidrocarburífero 8

2.2 Midstream y Downstream 9

2.2.1 Refinación de Hidrocarburos 10
2.2.2 Industrialización de Hidrocarburos 10
2.2.3 Trasporte y Almacenaje de Hidrocarburos 12

2.3 Régimen Económico e Impositivo 13

2.3.1 Impuesto Directo a los Hidrocarburos – IDH 13
2.3.2 Regalías Petroleras 14
2.3.3 Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados - IEHD 15

2.4 Desarrollo del Sector de Hidrocarburos 16

2.4.1 Sector de Hidrocarburos en la economía 16

2.5 Inversiones en Hidrocarburos 16

2.6 Producción de hidrocarburos 17

2.7 Renta Petrolera 18

2.8 Destino de los Hidrocarburos 19

2.8.1 Comercialización Mercado Interno 19
2.8.2 Precios en el Mercado Interno 22
2.8.3 Comercialización Mercado Externo 23
2.8.4 Precios en el Mercado Externo 25

3 Conclusiones y perspectivas 26

4 Referencias 27

4.1 Publicaciones 27

4.2 Páginas electrónicas consultadas: 28

1 Introducción

El sector de hidrocarburos forma parte fundamental de la sociedad boliviana por ser generador de importantes ingresos por exportaciones, inversiones y sobre todo por ingresos fiscales, tanto para el gobierno central, como para los gobiernos subnacionales.

En fecha 07 de febrero de 2009, por mandato del Referéndum de fecha 25 de enero de 2009, se promulga la Nueva Constitución Política del Estado declarando a los hidrocarburos como un recurso natural estratégico y de interés público para el desarrollo del país; además, determina que los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, son de propiedad inalienable del Estado, otorgando a YPFB en nombre y representación del pueblo boliviano, la facultad para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos siendo el único habilitado para su comercialización en Bolivia.

El objetivo del presente trabajo es describir el desarrollo del sector hidrocarburífero en el año 2023. Para este efecto, el documento describe la estructura del sector, exponiendo la evolución de los indicadores más importantes en la segunda sección. Por último, la tercera sección presenta las perspectivas del sector para el año 2024 en adelante.

2 Descripción del Sector

Los objetivos estratégicos de largo plazo del sector hidrocarburífero, están programados por el Estado a través de los 13 pilares de la Agenda Patriótica del Bicentenario 2025. Asimismo, el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021 - 2025 “Reconstruyendo la Economía para Vivir Bien, Hacia la Industrialización con Sustitución de Importaciones” se constituye en el plan de mediano plazo del Estado Plurinacional de Bolivia. Este Plan, está organizado en diez Ejes Estratégicos y establece las metas, resultados y acciones para avanzar hacia el cumplimiento de ésta. En este sentido, dan al Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) la línea de acciones y metas a ser alcanzadas hasta el año 2025. La industria hidrocarburífera se encuentra dividida en tres grandes sectores: upstream, midstream y downstream.

2.1 Upstream

Las actividades del upstream comprenden la Exploración y Explotación (E&E) de yacimientos hidrocarburíferos, estos incluyen las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos (petróleo crudo y gas natural), la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente, la explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo y/o el gas natural hasta la superficie.

La exploración es el primer eslabón de la cadena y contempla estudios Geológicos y Geofísicos (G&G) que consisten en el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogravimétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos exploratorios, construcción de facilidades de producción, adecuación y mejoras de infraestructura, las cuales permitirán el incremento y/o mantenimiento de las reservas, producción de hidrocarburos y cualquier otro trabajo destinado a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

La explotación o producción, es la extracción de petróleo (Petróleo Crudo, Condensado, Gasolina Natural)[1] 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 líquidos, 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.

La Ley de Hidrocarburos Nº 3058, de 17 de mayo de 2005, en su Artículo 22, establece que YPFB representa al Estado boliviano en la suscripción de contratos petroleros. Asimismo, el Artículo 65 de la citada norma, contempla los siguientes tipos de contratos petroleros para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos:

a) Contratos de Riesgo Compartido
b) Contratos de Operación
c) Contratos de Asociación

Con este marco normativo, en el año 2006 YPFB suscribió 44 contratos de operación con 15 empresas petroleras que operaban en Bolivia. Estos contratos de operación continúan vigentes, pues tienen un plazo que varía entre 30 y 35 años, y corresponden en su mayoría a campos que ya venían siendo explotados.

Con la aprobación de una nueva Constitución Política del Estado (CPE) en febrero de 2009, se ratifican las medidas establecidas en el Decreto Supremo N° 28701, de 1 de mayo de 2006, como ser la propiedad estatal sobre la producción de hidrocarburos y que YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

Por este sentido, se autoriza a YPFB a firmar Contratos de Servicios Petroleros (CSP) con empresas, nacionales y/o extranjeras, para que estas empresas a su nombre y en su representación realicen determinadas actividades dentro de la cadena hidrocarburífera. Es decir, que si bien la Ley de Hidrocarburos establece 3 modalidades de contratos petroleros, la CPE establece como modalidad única la suscripción de CSP.

2.1.1 Contratos de Operación

Las empresas que suscriben Contratos de Operación designan a una de ellas para que sea el "Operador". El Operador es la empresa encargada de cumplir con todas las obligaciones establecidas en el contrato, y que son contraparte de YPFB. Hasta diciembre de 2023, las empresas que cuentan con producción comercial regular, son las siguientes:

1. Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia
2. Matpetrol S.A.
3. Petrobras Bolivia S.A. 2
4. Pluspetrol Bolivia Corporation
5. Repsol E&P Bolivia S.A.
6. Vintage Petroleum Boliviana

[1] El Petróleo encontrado comúnmente en reservorios bolivianos se llama "Bolivian Blend" que corresponde a una mezcla de petróleo crudo, condensado y gasolina natural.

7. YPFB Andina S.A.
8. YPFB Chaco S.A.
9. Total E&P Bolivie, Sucursal Bolivia
10. Canadian Energy Enterprises CEE Bolivia S.R.L.
11. YPFB Casa Matriz

Para lograr el cumplimiento de las actividades de E&E de hidrocarburos, a diciembre de 2023, YPFB tiene suscritos 44 Contratos de Operación y 19 Contratos de Servicios Petroleros (CSP) con empresas petroleras nacionales y extranjeras.

Cuadro N°1. Contratos de Operación, 2023

N°	Área del Contrato	Departamento	Operador
1	Chaco	Tarija	Vintage Petroleum
	Porvenir	Chuquisaca	Vintage Petroleum
	Naranjillos	Santa Cruz	Vintage Petroleum
2	Ipati	Chuquisaca Santa Cruz	Total E&P Bolivie
3	Tarija Este, La Vertiente y Los Suris	Tarija	YPFB / YPFB CHACO
4	Chimoré I	Cochabamba	YPFB Chaco S.A.
	Juan Latino II	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	San Ignacio	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Los Cusis	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Vuelta Grande	Chuquisaca	YPFB Chaco S.A.
	Santa Rosa	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Santa Rosa W	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	San Roque	Tarija	YPFB Chaco S.A.
	Palometas NW	Santa cruz	YPFB Chaco S.A.
	Bulo Bulo	Cochabamba	YPFB Chaco S.A.
	Patujusal	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Humberto Suárez Roca	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Los Monos	Tarija	YPFB Chaco S.A.
	Katari	Cochabamba	YPFB Chaco S.A.
	Junín	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
	Churumas	Tarija	YPFB Chaco S.A.
	Carrasco	Cochabamba	YPFB Chaco S.A.
	Caigua	Tarija	YPFB Chaco S.A.
	Montecristo	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
5	Patujú	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
6	Víbora	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
7	Sirari	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
8	Guairuy	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
9	Río Grande	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
10	Cobra	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
11	Yapacaní	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
12	Boquerón	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
13	Grigotá	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
14	Palacios	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
15	Amboró Espejos	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
16	Camiri	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
17	Puerto Palos	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
18	Enconada	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.

N°	Área del Contrato	Departamento	Operador
19	Sara Boomerang III	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
20	Cascabel	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
21	La Peña-Tundy	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
22	Cambeiti	Santa Cruz	Repsol E&P Bolivia
23	Surubí	Cochabamba	Repsol E&P Bolivia
24	Mamoré I	Cochabamba	Repsol E&P Bolivia
25	Tarija Oeste	Tarija	Petrobras Bolivia S.A.
26	Aquío	Santa Cruz Chuquisaca	Total E&P Bolivie
27	Yacuiba	Tarija	Pluspetrol Bolivia Corporation
	San Isidro	Santa Cruz	Pluspetrol Bolivia Corporation
	Rio Seco	Santa Cruz	Pluspetrol Bolivia Corporation
	O'Connor-Huayco	Tarija	Pluspetrol Bolivia Corporation
28	Bermejo-Toro	Tarija	Pluspetrol Bolivia Corporation
	Barredero	Tarija	Pluspetrol Bolivia Corporation
	Tigre-San Telmo	Tarija	Pluspetrol Bolivia Corporation
29	Palmar	Santa Cruz	Gas to Liquid Internacional
30	Warnes	Santa Cruz	Canadian Energy Enterprises
31	Colpa-Caranda	Santa Cruz	Petrobras Bolivia S.A.
32	Río Hondo	La Paz Beni Cochabamba	Petrobras Bolivia S.A.
33	San Alberto	Tarija	Petrobras Bolivia S.A.
34	San Antonio	Tarija	Petrobras Bolivia S.A.
35	Monteagudo	Chuquisaca	Repsol E&P Bolivia
36	Caipipendi	Tarija Chuquisaca	Repsol E&P Bolivia
37	Tatarenda	Santa Cruz	Matpetrol S.A.
38	Ñupuco	Tarija	Vintage Petroleum
39	El Dorado	Santa Cruz	YPFB Chaco S.A.
40	Sara Boomerang I	Santa Cruz	YPFB Andina S.A.
41	Tuichi	La Paz Beni	Repsol E&P Bolivia
42	Ingre	Chuquisaca	Petrobras Bolivia S.A.
43	Irenda	Santa Cruz	YPFB
44	Charagua	Santa Cruz	Repsol E&P Bolivia

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.1.2 Contratos de Servicios Petroleros - CSP

Los CSP de E&E de hidrocarburos establecen que la empresa petrolera que suscribe el contrato con YPFB, asume a su exclusiva cuenta y riesgo la actividad de exploración en dicha área de contrato. De esta manera, todo el riesgo y gasto que se realice será asumido por el operador del contrato y no por YPFB.

Los CSP son autorizados y aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional (ALP) mediante Ley según lo estipulado por la CPE. A continuación, se presenta un detalle de los 16 CSP aprobados hasta el año 2023 y 6 CSP autorizados, pero no aprobados por la ALP.

Cuadro N°2. Contratos de Servicios Petroleros para E&E, 2013 - 2023

Área de CSP	Operador	Número de Ley que autoriza el CSP	Número de Ley que aprueba el CSP
El Dorado Oeste	YPFB Chaco S.A	N° 407 (20/09/2013)	N° 469 (26/12/2013)
Huacareta	Shell Bolivia Corp.	N° 420 (01/10/2013)	N° 468 (26/12/2013)
Isarsama	YPFB Chaco S.A	N° 408 (30/09/2013)	N° 471 (26/12/2013)
San Miguel	YPFB Chaco S.A	N° 409 (30/09/2013)	N° 470 (26/12/2013)
Azero	Total E&P Bolivie	N° 379 (17/05/2013)	N° 405 (20/09/2013)
Carohuaicho 8A	YPFB Chaco S.A	N° 609 (24/11/2014)	N° 670 (09/04/2015)
Carohuaicho 8B	YPFB ANDINA S.A	N° 371 (09/04/2015)	N° 607(24/11/2014)
Carohuaicho 8C	YPFB Chaco S.A	N° 762 (27/11/2015)	N° 697 (26/05/2015)
Carohuaicho 8D	YPFB ANDINA S.A	N° 627 (13/01/2015)	N° 683 (30/04/2015)
Aguaragüe Centro	YPFB Chaco S.A	N° 857 (28/11/2016)	N° 957 (09/06/2017)
Charagua	YPFB Chaco S.A[2]	N° 858 (28/11/2016)	N° 955 (9/06/2017)
Itacaray	YPFB Chaco S.A	N° 859 (28/11/2016)	N° 958 (9/06/2017)
San Telmo Norte	Petrobras Bolivia S.A.	N° 1015 (26/12/2017)	N° 1049 (07/04/2018)
Astillero	YPFB Chaco S.A	N° 1014 (26/12/2017)	N° 1050 (07/04/2018)
Iñiguazu	Repsol E&P Bolivia S.A.	N° 1051 (12/04/2018)	N° 1081 (10/08/2018)
Abapó	YPF E&P S.A	N° 1012 (26/01/2017)	N° 1217 (22/08/2019)
Sayurenda	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	N° 1472 (12/10/2022)	N° 1540 (10/11/2023)
Florida Este	Canacol Energy Colombia S.A.S.	N° 1473 (12/10/2022)	
Yuarenda	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	N° 1474 (12/10/2022)	N° 1541 (10/11/2023)
Ovai	Canacol Energy Colombia S.A.S.	N° 1475 (12/10/2022)	
Carandaiti	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	N° 1476 (12/10/2022)	N° 1542 (10/11/2023)
Arenales	Canacol Energy Colombia S.A.S.	N° 1511 (31/05/2023)	
Tita Techi	Canacol Energy Colombia S.A.S.	N° 1585 (15/10/2024)	

Fuente: Gaceta oficial del Estado Plurinacional de Bolivia.

Los CSP para la E&E de Áreas Reservadas, establecen:

Para la actividad de exploración:

- La ejecución de las operaciones de exploración por parte del operador es 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 puede ser realizada a través de la constitución de una Sociedad de Economía Mixta (SAM) o a través de un contrato con el Titular.

[2] Mediante Ley N° 1376 (25/05/2021) se modifica el CSP a favor de YPFB como Operador.

- En el caso que el CSP los disponga, 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 y al Titular del período de exploración.
- 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.

2.1.3 Plan de Reactivación del Upstream (PRU)

Desde la gestión 2021, YPFB implementa el Plan de Reactivación del Upstream (PRU), que contempla la exploración y perforación de pozos en zonas tradicionales y no tradicionales, con el objetivo de incrementar las reservas de gas natural del país en al menos 5 trillones de pies cúbicos (TCF).
El Plan busca revertir la caída de las reservas y producción de hidrocarburos que data desde 2015 y garantizar el suministro de gas para el mercado interno, la industrialización y la exportación. Además, busca aumentar la producción de líquidos para refinar crudo y reducir la importación de carburantes bajo la línea de la sustitución de importaciones. En este sentido, se pretende aumentar las reservas de gas del país en al menos 5 trillones de pies cúbicos (TCF).

En la gestión 2023, contempla 42 proyectos exploratorios en varios departamentos del país para incrementar la producción de hidrocarburos.

Cuadro N°3. Proyectos dentro del Plan de Reactivación del Upstream

N°	Pozo	Empresa	Departamento	Estado del Proyecto
1	Astillero-X1	YPFB Chaco S.A.	Tarija	En Ejecución
2	Bermejo-X46D	YPFB Casa Matriz	Tarija	En Ejecución
3	Chaco Este X9D	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	Tarija	Concluido
4	Chaco Este-X8D	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	Tarija	En Ejecución
5	Chaco Este-X7D	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	Tarija	Concluido
6	Chaco Este-X5D	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	Tarija	Concluido
7	Chaco Oeste -X1 ST2	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	Tarija	Concluido
8	Chane NW-X1 IE	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Concluido
9	Charagua-X1	YPF E&P Bolivia S.A.	Santa Cruz	En Ejecución
10	Churumas -X2	YPFB Chaco S.A.	Tarija	En Ejecución
11	Curiche-X1010	Pluspetrol	Santa Cruz	Concluido
12	Curiche-X1011	Pluspetrol	Santa Cruz	Concluido
13	Desecho Chico X1	YPFB Casa Matriz	Tarija	En Gestión de Aprobación
14	Domo Oso-X3	Petrobras Bolivia S.A.	Tarija	Fuerza Mayor
15	Gomero X1	YPFB Casa Matriz	Pando	Concluido
16	Ingre -X3D	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	En Ejecución
17	Iñau - X3D	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	En Ejecución
18	Iñiguazu X5	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	En Gestión de Aprobación
19	Itacaray-X1	YPFB Chaco S.A.	Chuquisaca	Concluido
20	Las Delicias - X1	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Aprobado
21	Los Monos -X13D	YPFB Chaco S.A.	Tarija	Concluido

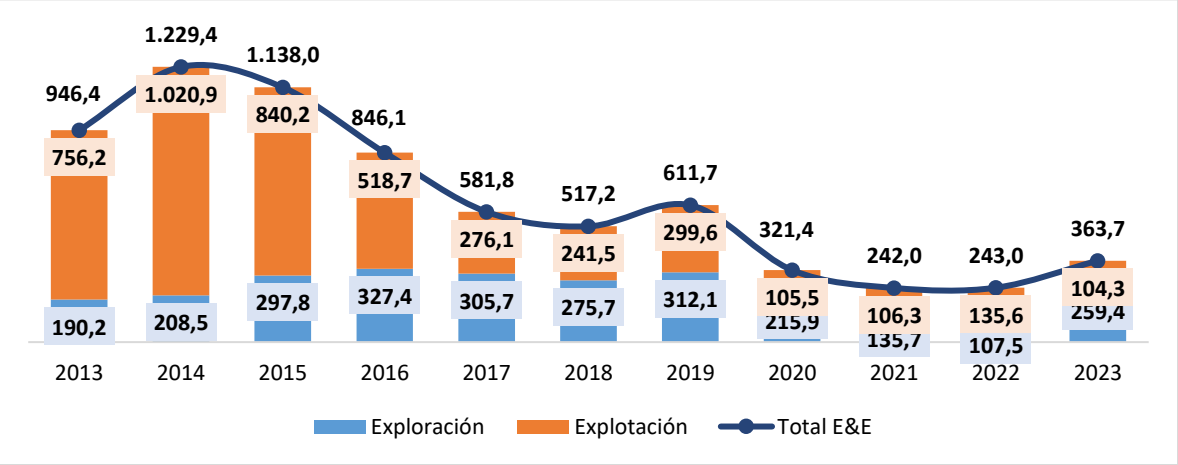
N°	Pozo	Empresa	Departamento	Estado del Proyecto
22	Madre Selva-X1 IE	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Aprobado
23	Mayaya Centro-X1	YPFB Casa Matriz	La Paz	En Ejecución
24	Remanso - X1	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	En Gestión de Aprobación
25	San Miguel-X2 Side Track 5	YPFB Chaco S.A.	Cochabamba	Concluido
26	Sararenda -X3D	YPFB Andina S.A.	Santa Cruz	Concluido
27	Sauce Mayu - X1	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	Aprobado
28	Sipotindi X1	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	Concluido
29	Tita X1001	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	En Gestión de Aprobación
30	Tomachi X1 IE	YPFB Casa Matriz	Pando	En Ejecución
31	Tomachi X2 IE	YPFB Casa Matriz	Pando	En Ejecución
32	Tomachi X3 IE	YPFB Casa Matriz	Pando	En Gestión de Aprobación
33	Tomachi X4 IE	YPFB Casa Matriz	La Paz	En Gestión de Aprobación
34	Tomachi X5 IE	YPFB Casa Matriz	La Paz	En Gestión de Aprobación
35	Tomachi X6 IE	YPFB Casa Matriz	Pando	En Gestión de Aprobación
36	Villa Montes X7	YPFB Casa Matriz	Tarija	En Ejecución
37	Vitiacua X1	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	Aprobado
38	Vuelta Grande X-1001	YPFB Chaco S.A.	Santa Cruz	En Ejecución
39	Yapucaiti-X1	YPFB Casa Matriz	Chuquisaca	En Ejecución
40	Yarará-X1	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Concluido
41	Yarará-X2	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Concluido
42	Yope - X1	YPFB Casa Matriz	Santa Cruz	Concluido

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.1.4 Exploración y Explotación (E&E)

En el marco de los CSP del upstream, a continuación, se presenta el detalle de las inversiones en E&E de los operadores petroleros.

Gráfico N°1. Inversiones en E&E Sector de Hidrocarburos, 2013 – 2023
(En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.1.5 Áreas Reservadas de Interés Hidrocarburífero

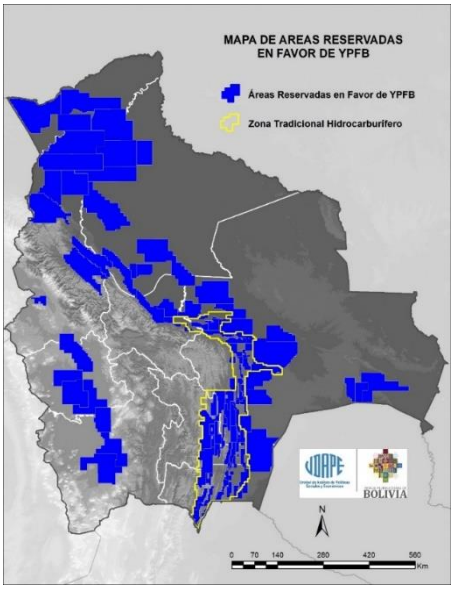
Las áreas reservadas se otorgan, conceden y adjudican a YPFB, para que la empresa proceda a su exploración y explotación por sí misma o mediante asociación con un CSP.

Debido a la necesidad de incrementar las áreas reservadas en función a la existencia de estructuras prospectables, mediante el Decreto Supremo N° 4667, de 11 de febrero de 2022, se dispuso:

- La incorporación de nuevas áreas reservadas a favor de YPFB para que se desarrolle actividades de E&E.

- Que el MHE establezca:
    - Los lineamientos para la selección de empresas y suscripción de CSP,
    - El procedimiento para la reversión de Áreas Reservadas a favor de YPFB cuando opere por sí misma,
    - El procedimiento para reservar a favor de YPFB áreas en devolución con CSP donde existan campos con el propósito de que YPFB de continuidad a las operaciones petroleras y la producción de campo.
    - El procedimiento para mantener en calidad de Áreas Reservadas a favor de YPFB, aquellas áreas con Contratos de Servicios Petroleros en periodo de Exploración con devolución total, con el propósito de que YPFB de continuidad a las operaciones petroleras.

Gráfico N°2. Distribución Departamental de Áreas Reservadas de Interés Hidrocarburífero, Decreto Supremo N°4667



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.2 Midstream y Downstream

Las actividades del midstream incluyen el trasporte por ductos y otros sistemas de trasporte que son utilizados para trasladar petróleo crudo y gas natural desde los sitios de producción a las refinerías, entregando 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, al procesamiento del gas natural, la refinación, separación de líquidos, distribución,

comercialización y almacenaje (petróleo, gas y productos derivados), llegando hasta los consumidores finales con productos como gasolina, kerosene, combustibles aeronáuticos, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y gas licuado del petróleo (GLP), así como también petroquímicos.

2.2.1 Refinación de Hidrocarburos

El refinado del petróleo es el proceso de fraccionar y transformar químicamente al crudo con el fin de producir derivados del petróleo. Funciona a través de un proceso de destilación del producto que al alcanzar una temperatura de entre 300ºC y 400ºC provoca que sus moléculas asciendan a lo alto de una torre de fraccionamiento.

Actualmente operan 3 refinerías en el territorio nacional, las dos más grandes refinerías, Refinería Gualberto Villarroel (RGV) en Cochabamba y Refinerías Guillermo Elder Bell (GEB) en Santa Cruz, son de propiedad de YPFB Refinación S.A., ambas multiproducto. Asimismo, está la Refinería Oro Negro (RON) de propiedad privada del Grupo Equipetrol S.A.

- **Refinería Gualberto Villarroel. -** Es la planta de refinación más grande del país, tiene una capacidad operativa de procesamiento de 39.750 barriles de petróleo crudo por día (BPD). Posee dos Unidades de Reformación Catalítica con una capacidad total de 13.600 Barriles por día (BPD) que incrementa el octanaje de la gasolina media para la preparación de gasolina especial y una planta de lubricantes con una capacidad de 2.210 metros cúbicos por mes (m3/mes), para la producción de aceites base y aceites lubricantes automotrices e industriales. La producción de lubricantes y grasas con la marca YPFB son comercializados por YPFB Refinación S.A.

  Los productos actualmente producidos por la Refinería Gualberto Villarroel son gas licuado de petróleo, gasolina especial, gasolinas base, jet fuel, diésel oíl, kerosene, gasolina de aviación, aceites y grasas automotrices e industriales, crudo reconstituido, cemento asfáltico, slack wax, solventes, aceite base entre los más importantes.

- **Refinerías Guillermo Elder Bell. -** Tiene una capacidad operativa de procesamiento de 24.000 BPD. Actualmente produce GLP, Gasolina Especial, gasolinas base, Gasolina Premium, jet fuel, Diésel Oíl, crudo reconstituido y kerosene.

- **Refinería Oro Negro:** Se encuentra ubicado departamento de Santa Cruz. Inició sus operaciones en el año 2002. Tiene una capacidad operativa de procesamiento de 3.250 BPD. Actualmente produce Diésel Oíl, Gasolina Especial y GLP como productos terminados y Gasolina Blanca y RECON como productos intermedios.

2.2.2 Industrialización de Hidrocarburos

YPFB ha realizado inversiones para la construcción de Plantas de Separación de Líquidos (PSL) con el fin de abastecer el mercado interno y exportar los excedentes de GLP, como parte del proceso de la industrialización de los recursos hidrocarburíferos para generar un mayor valor agregado al gas natural. Las PSL permiten la extracción de licuables, es decir, separar los licuables (Gasolinas y GLP) de la corriente de gas natural, que anteriormente eran exportados a Brasil y Argentina, aspecto que implica mayor beneficio económico para todo el país. Asimismo, se realizaron inversiones para una

planta de gas natural licuado, planta de tuberías y la planta de amoniaco y urea como componentes principales para la industrialización de hidrocarburos.

- **Planta Separadora de Líquidos Río Grande**

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande (PSLRG), se encuentra ubicada en el Municipio Cabezas de la Provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz. La inversión total realizada en esta planta fue de $us191 millones y sus operaciones iniciaron en julio de 2013.

La PSLRG tiene una capacidad de procesamiento de 5,7 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) de gas natural, con una capacidad máxima de producción de 361 toneladas métricas por día (TMD) de GLP, aproximadamente 350 BPD de gasolina estabilizada y 195 BPD de isopentano.

Con esta producción de GLP, se logró abastecer el total del mercado interno y generar un excedente destinado a la exportación. A partir de 2013, Bolivia dejó de importar GLP y comenzó con las exportaciones de este producto.

- **Planta Separadora de Líquidos de Gran Chaco "Carlos Villegas"**

La Planta de Separación de Líquidos de Gran Chaco "Carlos Villegas" (PSLCV) entró en operación en el año 2015 y está ubicada en el municipio de Yacuiba, provincia Gran Chaco del departamento de Tarija. La inversión total realizada en esta planta fue de $us695 millones.

Esta planta tiene una capacidad de procesamiento de 32,2 millones de pies cúbicos día (MMPCD) de gas natural para producir 2.247 toneladas métricas día (TMD) de GLP, 1.658 BPD de gasolina estabilizada, 3.144 TMD de etano y 1.044 BPD de gasolina rica en isopentano.

- **Planta de Gas Natural Licuado**

El proyecto de Gas Natural Licuado (GNL), fue puesto en marcha en el año 2016 en Santa Cruz, Provincia Cabezas. Incluye una Planta de Licuefacción con capacidad de producir hasta 210 TMD de GNL y de almacenar hasta 1.260 TN de GNL. La planta permite alimentar 27 estaciones satelitales de regasificación, en distintas regiones de ese país. Además, cuenta con 34 cisternas criogénicas para trasporte y 2 estaciones de regasificación móviles.

La inversión requerida para el sistema de gas natural virtual fue de $us258,2 millones y beneficia a 27 ciudades intermedias rurales de Bolivia alejadas de los gasoductos convencionales, donde es difícil ingresar con gasoductos convencionales, con el siguiente detalle:

- **La Paz:** Achacachi, Copacabana, Desaguadero, Caranavi, Coroico y Guanay.
- **Beni:** Trinidad, San Borja, Rurrenabaque, Riberalta, Guayaramerín, Santa Ana de Yacuma y San Ignacio de Moxos.
- **Oruro:** Challapata y Huanuni
- **Potosí:** Llallagua, Tupiza, Uyuni y Villazón.
- **Santa Cruz:** Mora, Robore, San Ignacio de Velasco, San José de Chiquitos, San Julián, Ascensión de Guarayos y Cabezas.
- **Pando:** Cobija.

- **Planta de Tuberías y Accesorios**

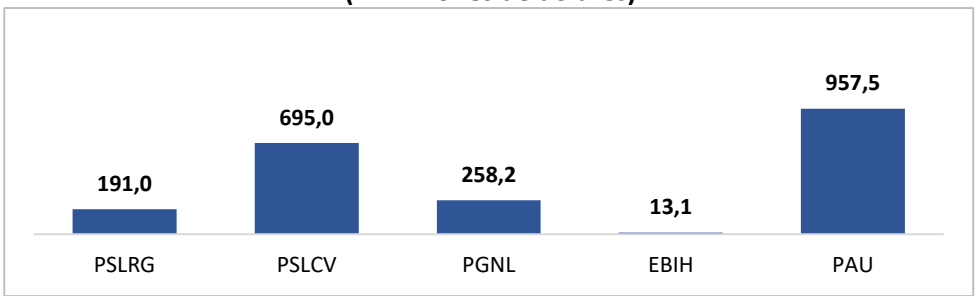
La Planta de Tuberías y Accesorios de Polietileno, operada por la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) inició con la producción de tuberías en febrero de 2018. La construcción de la planta tuvo un costo de $us13,1 millones y se encuentra ubicada en el parque Industrial Callutaca de El Alto en el municipio de Laja. Cuenta con la capacidad de producción de 3.159 toneladas al año de tuberías de polietileno de alta densidad de diferentes diámetros.

- **Planta de Amoniaco y Urea**

La Planta de Amoniaco y Urea (PAU) ubicada en el municipio de Entre Ríos del Departamento de Cochabamba, es un complejo petroquímico que produce urea y amoniaco con una capacidad de producción de hasta 2.100 TMD de urea granulada y 1.200 TMD de amoniaco, con un consumo aproximado de 1,42 MMmcd de gas natural[3]. El costo de la construcción de la PAU fue de $us957,5 millones incluyendo terrenos, equipo, transporte y vías de acceso.

La PAU estuvo paralizada desde noviembre de 2019 hasta agosto de 2021, a partir del mes de septiembre, la PAU reinició operaciones, con un costo aproximado de $us53,43 millones. YPFB estimó que las pérdidas económicas por el prolongado paro de la PAU, fueron de $us375,57 millones.

Gráfico N°3. Inversiones en Plantas de Industrialización
(En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.2.3 Trasporte y Almacenaje de Hidrocarburos

El transporte de hidrocarburos se realiza a través de líneas conformadas por ductos metálicos. Estos dependiendo del producto que transportan pueden ser Oleoductos, Poliductos o Gasoductos. El transporte de hidrocarburos por ductos en Bolivia se rige por el principio de libre acceso, es decir, que toda empresa tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo. La empresa transportadora no es dueña del producto y no comercializa con el producto, obtiene un ingreso por el servicio de transporte garantizado por tarifas estampilla reguladas mediante la metodología de tasa de retorno.

[3] El consumo de la PAU es de gas natural seco, es decir, gas natural luego de extraer los licuables en la PSLRG

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

Actualmente la empresa Gas TransBoliviano S.A es la empresa filial de YPFB que opera el sistema de transporte de gas natural de Bolivia a Brasil. El sistema de transporte que inició su operación en julio de 1999, tiene 557 kilómetros de longitud y un ducto de acero de 32 pulgadas de diámetro, con capacidad de entrega en frontera de 32,85 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd).

Por otra parte, el sistema de oleoductos conecta diferentes departamentos en la parte sur y central del país, ejerce un papel fundamental en el abastecimiento de combustibles al mercado local 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. YPFB Transporte S.A. también opera y administra la terminal marítima ubicada en Arica-Chile.

La función principal de YPFB Logística S.A. es el almacenaje de hidrocarburos líquidos (diésel oíl, kerosene, jet fuel, gasolinas y GLP) en todo el territorio Nacional. Actualmente cuenta con plantas de almacenaje en las ciudades de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Puerto Villarroel, San José de Chiquitos, Trinidad, Riberalta, Oruro, potosí Uyuni, Sucre, Monteagudo, Camiri Tupiza, Villa Montes y Tarija.

Asimismo, YPFB casa matriz cuenta con plantas de almacenaje en poblaciones fronterizas, como ser Cobija, Guayaramerín, Puerto Suarez, Pocitos, Bermejo y Villazón.

2.3 Régimen Económico e Impositivo

La Ley N° 3058 dispone que el Estado retendrá el 50% del valor de la producción de gas y petróleo nacional para lo cual se modificó el régimen impositivo en el upstream con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) (32%) y la redistribución de las regalías (18%). 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.

2.3.1 Impuesto Directo a los Hidrocarburos – IDH

El IDH se grava en la primera etapa de comercialización de los hidrocarburos producidos y representa el 32% del valor de la producción nacional fiscalizada. Se aplica de manera directa no progresiva sobre el valor de producción medido en el punto de fiscalización. La metodología de cálculo, la base imponible y el sujeto pasivo son los mismos que para las regalías.

El Artículo 57 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, establece que los beneficiarios de los recursos percibidos por concepto de IDH destinarán estos ingresos a los sectores de educación, salud, caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de empleo.

De acuerdo con la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, antes de la distribución del IDH, se debe traspasar el 12% al Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH). Los recursos del FPIEEH serán utilizados únicamente contra entrega de la

producción de petróleo o condensado resultante de las actividades de E&E exitosas. A continuación, se presenta el detalle de los beneficiarios finales de IDH:

Cuadro N°4. Distribución y Beneficiarios finales de IDH

<table>
<tr><th>IDH</th><th>Distribución</th><th colspan="2">Beneficiarios Finales</th></tr>
<tr><td>12%</td><td>Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos - FPIEEH[4]</td><td colspan="2">YPFB y Empresas Petroleras Titulares</td></tr>
<tr><td rowspan="3">88%</td><td>12,5% Departamentos Productores (distribución según la producción departamental fiscalizada)[5]</td><td rowspan="2">• 8,62% Universidades Públicas
• 24,39% Gobierno Departamental
• 66,99% Gobiernos Municipales (el cual será distribuido entre los beneficiarios de acuerdo al número de habitantes de su jurisdicción municipal, establecido en el censo nacional de población y vivienda vigente)[5]</td><td rowspan="3">Fondo de la Renta universal de Vejez. 30% de todos los recursos percibidos del IDH, de las Gobernaciones, Municipios, Fondo Indígena y TGN.

Fondo de Fomento a la Educación Cívico Patriótica. 0,2% de los Gobiernos Autónomos Departamentales, Gobiernos Autónomos Municipales, Universidades Públicas, Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Campesinas, y Tesoro General de la Nación.[6]</td></tr>
<tr><td>31,25% Departamentos no productores (distribución 6,25% por departamento)[7]</td></tr>
<tr><td>56,25% Tesoro General de la Nación</td><td>• 5,0% Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas, Originarios y Comunidades Campesinas.[8]
• 9,5% Fondo Compensatorio departamentos con mayor población.[9]
• 5,0% Fondo de Ayuda Interna para el Desarrollo Nacional[5]
• Resto: TGN</td></tr>
</table>

Fuente: Elaboración propia

2.3.2 Regalías Petroleras

Las regalías son una compensación económica obligatoria en favor del Estado Boliviano por la explotación de sus recursos naturales no renovables. El Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos Nº 3058, señala que el Titular está sujeto al pago de una regalía de 11% a favor del departamento productor y de una regalía nacional compensatoria de 1%. La base imponible de las regalías es el valor de producción en punto de fiscalización, es decir la producción de hidrocarburos y el precio de venta a la cual es valorada.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos, en su Artículo N° 52, establece que el Titular está sujeto al pago de una participación para el TGN del 6% sobre el valor de la producción nacional fiscalizada.

Cuadro N°5. Distribución y Beneficiarios finales de IDH

Regalías	Distribución
6%	**TGN**
11%	**Departamentos Productores** (distribución según la producción departamental fiscalizada)
1%	**Regalía Nacional Compensatoria** (distribución: Beni 2/3; Pando 1/3)

Fuente: Elaboración propia

[4] Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015
[5] Decreto Supremo N° 29322, 24 de octubre de 2007.
[6] Decreto Supremo N° 859, 29 de abril de 2011.
[7] Decreto Supremo N° 28223 de 27 de junio de 2005
[8] Decreto Supremo N° 28571, 22 de diciembre de 2005.
[9] Ley N° 3322, 16 de enero de 2007.

De acuerdo al Decreto Supremo N° 29528, de 23 de abril de 2008, establece que el pago de Regalías y Participación al TGN se realizará 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 TGN emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

2.3.3 Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados - IEHD

El IEHD fue creado mediante Ley N° 1606, de 22 de diciembre de 1994, modificado mediante Ley N° 2493, de 4 de agosto de 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 o $us/Bbl) que son establecidas para cada producto comercializado. Los productos gravados son: Gasolina Premium, Gasolina Especial, Gasolina Especial+, Gasolina de Aviación, fuel oíl, jet fuel, kerosene, diésel oíl, entre los principales.

Cuadro N°6. Alícuotas IEHD vigentes en 2023
(En bolivianos por litro)

Producto	Alícuota
Gasolina Especial	1,23
Gasolina Premium	2,18
Gasolina de aviación	1,85
Kerosene	0,29
Jet fuel nacional	0,32
Jet fuel internacional	4,24
Diésel oíl nacional	1,25
Fuel Oíl	0,39
Gasolina Especial +	0,892
Súper Etanol 92	0,856
Aceites automotrices	1,4
Grasas automotrices	1,4

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En lo que se refiere al IEHD, se distribuye un 25% a los Gobiernos Departamentales y el resto (75%) al TGN. De la distribución de los gobiernos departamentales, un 20% retorna al TGN para la subvención ordinaria a universidades públicas y el restante 80% se va a las gobernaciones, del cual un 50% se divide en montos iguales entre todos los departamentos y un 50% se distribuye sobre la base del tamaño de la población.

Cuadro N°7. Beneficiarios finales de IEHD

IEHD	Distribución	Beneficiarios Finales
25%[10]	**Gobierno Departamental**	**80% Gobernación**
		20% Universidades Publicas[11]
75%	**Tesoro General de la Nación**	**10% Fondo de Compensación Departamental** [12]
		15% Administradora Boliviana de Carreteras [13] (recursos provenientes del IEHD, correspondiente a la Gasolina Especial y el Diésel Oíl)
		Resto: TGN

Fuente: Elaboración propia

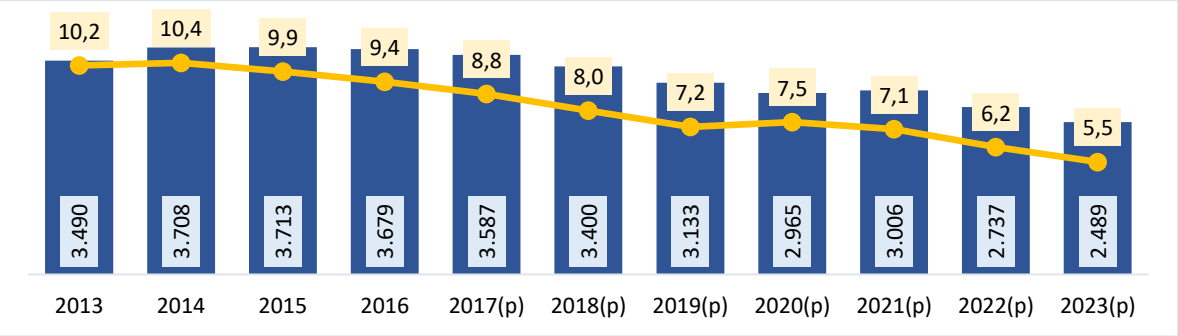
[10] Ley N° 31 de Autonomías y Descentralización, 19 de julio de 2010.
[11] Decreto Supremo N° 25746, 20 de abril de 2000.
[12] Ley N° 1551, 20 de abril de 1994 y Ley N° 31, 19 de julio de 2010.
[13] Decreto Supremo N° 26487, 23 de enero de 2002 y N° 28946, 25 de noviembre de 2006.

2.4 Desarrollo del Sector de Hidrocarburos

2.4.1 Sector de Hidrocarburos en la economía

En la gestión 2023, se presentó una disminución de 0,9 puntos porcentuales en la participación del sector de hidrocarburos en el PIB, pasando en el año 2022 de 6,2%, que representa Bs2.737 millones a 5,5% en el año 2023, que representa Bs2.489 millones. Este efecto se debe principalmente a la disminución del volumen producido de petróleo y gas natural.

Gráfico N°4. PIB del Sector de Hidrocarburos[14] y su participación, 2013 – 2023(p)
(En millones de bolivianos de 1990 y en porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)
(p): Preliminar

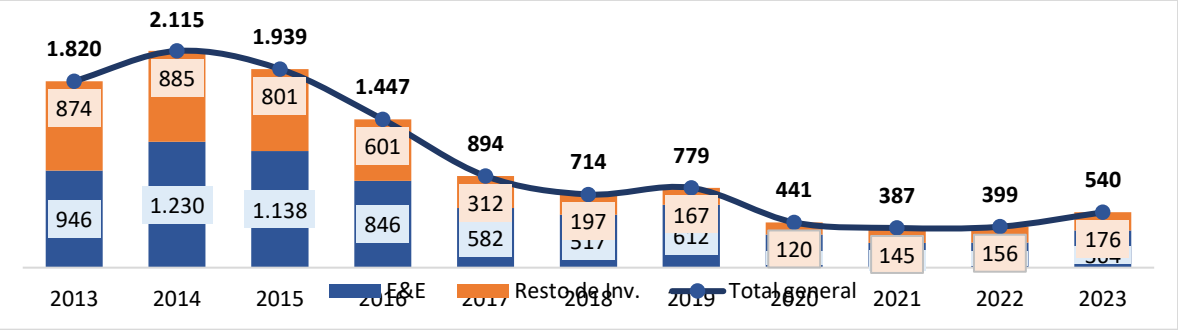
2.5 Inversiones en Hidrocarburos

Las inversiones totales en hidrocarburos llegaron a su máximo nivel en el año 2014 superando los $us2.115 millones. Las inversiones en upstream se concentran principalmente en E&E de hidrocarburos, los cuales se incrementaron hasta llegar a un máximo de $us1.230 millones en 2014. Sin embargo, a partir de entonces estas inversiones fueron reduciéndose hasta llegar a los $us242 millones en el año 2021.

Por su parte, el resto de las inversiones ejecutadas en 2023 fueron destinadas a las actividades de Transporte $us46,5 millones, Refinación $us22,2 millones, Plantas e Industrialización $us36,4 millones, Distribución de Redes de Gas $us62,8 millones, Comercialización $us3,3 millones, Almacenaje $us3,7 millones y otras actividades $us1 millones.

[14]Corresponde a las Actividades económicas Petróleo Crudo y Gas Natural y Productos de refinación del petróleo.

Gráfico N°5. Inversiones en Hidrocarburos, 2013 – 2023
(En millones de $us)

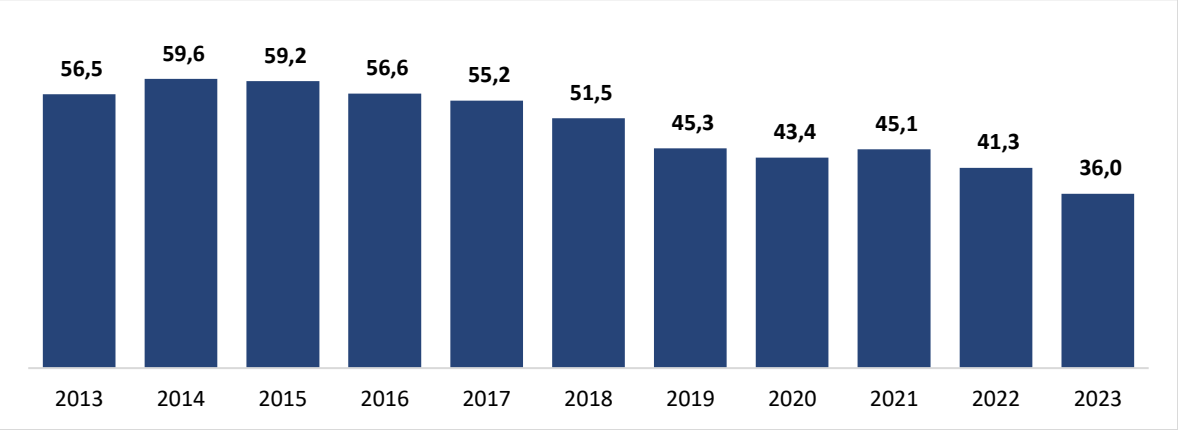


Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.6 Producción de hidrocarburos

La producción fiscalizada de gas natural llegó a un máximo histórico de producción en la gestión 2014 de 59,6 millones de metros cúbicos por día (MMmcd). Sin embargo, a partir de 2015, la producción fiscalizada de gas natural comienza a disminuir, hasta el año 2020 con una producción de 43,4 MMmcd. La producción para la gestión 2023 fue de 36,0 MMmcd, la misma disminuyó respecto a la gestión 2022 en un 13%. Esta disminución, se debe principalmente a la declinación de los campos maduros de producción de gas natural.

Gráfico N°6. Producción Fiscalizada de Gas Natural, 2013 – 2023
(En millones de metros cúbicos por día)

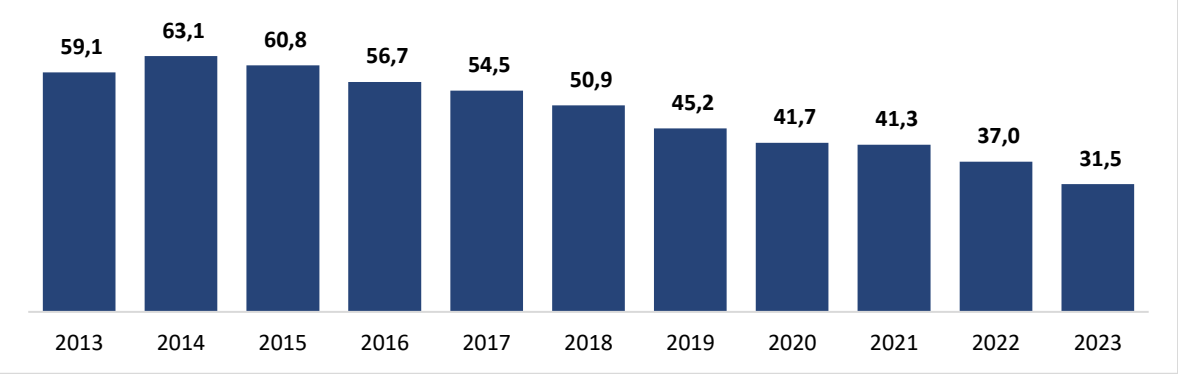


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

Por otro lado, la producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos (petróleo, condensado y gasolina natural) registró una disminución pasando de 37,0 miles de barriles por día (MBbl/día) a 31,5 MBbl/día en el año 2023; 15% menor respecto al periodo anterior, a consecuencia de una disminución en la producción de condensado asociado y petróleo por la declinación de los campos maduros.

La tendencia de la producción de hidrocarburos líquidos es decreciente desde 2015, debido principalmente a la falta de nuevos descubrimientos de reservas y a la declinación natural de los pozos productores, en particular los campos San Alberto, Sábalo y Margarita.

Gráfico N°7. Producción Fiscalizada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural, 2013 – 2023
(En miles de barriles por día)



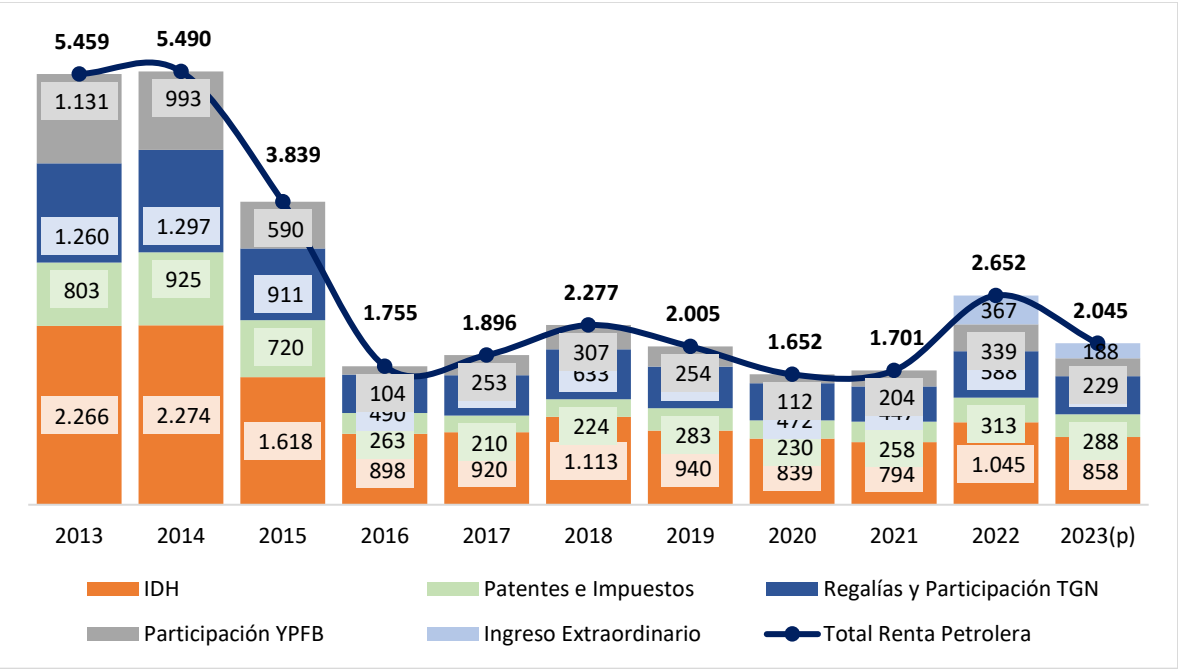
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.7 Renta Petrolera

La Renta Petrolera es un ingreso fundamental en la economía del país, debido a la distribución de divisas por medio de la coparticipación hacia las gobernaciones, municipios, escuelas, hospitales y bonos hacia la población. Sin embargo, la Renta Petrolera se ha visto disminuida en los últimos años, alcanzando el 2020 uno de los niveles más bajos.

Para la gestión 2023, se presentó un decrecimiento de la renta petrolera del 23% respecto al 2022, debido principalmente a la disminución de la producción de campos petroleros y gas natural.

Gráfico N°8. Renta Petrolera Sector Hidrocarburos, 2013 - 2023
(En millones de $us)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).
(p): Preliminar.

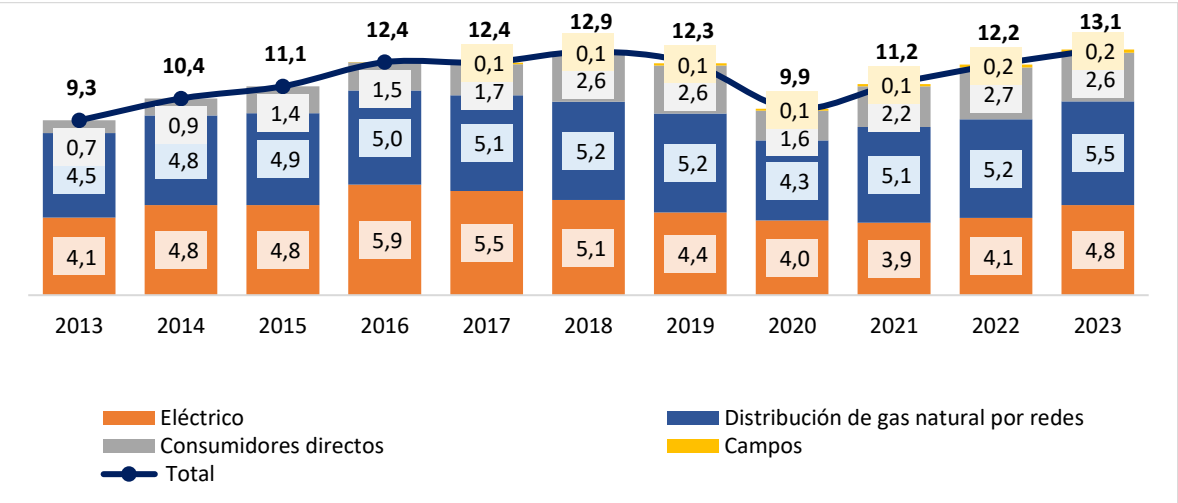
2.8 Destino de los Hidrocarburos

2.8.1 Comercialización Mercado Interno

Gas Natural

Los volúmenes de Gas Natural se comercializan en el mercado interno a distintos sectores, el Eléctrico, Redes de Gas, Consumidores directos y Campos.

Gráfico N°9. Volúmenes comercializados de Gas Natural en el mercado interno, 2013 – 2023 (En millones metros cúbicos día)



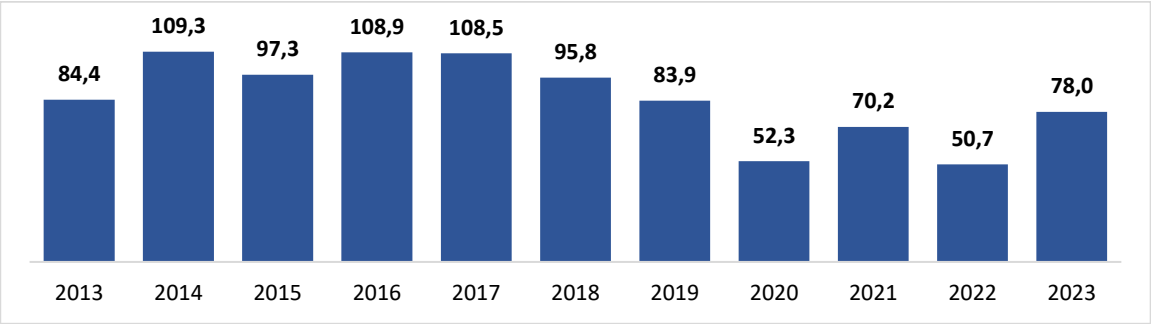
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

La tendencia en el consumo de Gas Natural ha ido en crecimiento, gracias a la expansión de redes de gas y al programa de promoción de GNV con excepción de las gestiones 2019 y 2020 debido a la cuarentena impuesta por la pandemia de Covid-19.

El consumo de gas natural en el mercado interno, durante la gestión 2023 fue de 13,1 MMmcd, lo que representa un aumento de 6,6% respecto al año 2022. El sector de mayor consumo fue el sector Gas Natural por Redes que consiste en los usuarios de Residencial, Comercial, Industrial y Gas Natural Vehicular (GNV), con un consumo de 5,5 MMmcd que equivale al 42%, seguido por el sector de Generación Eléctrica con un consumo de 4,8 MMmcd que equivale al 37%, seguido por Consumidores Directos, con un consumo de 2,6 MMmcd que equivale al 20% y por ultimo Campos con 0,2 MMmcd lo que representa el 1% del total consumido.

Con el programa de gas domiciliario, se logró entre 2006 y 2023, 1.184.545 instalaciones internas de gas domiciliario convencional en Bolivia. El programa además incluye la construcción de redes primaria y secundaria de gas en todo el país.

Gráfico N°10. Instalaciones Internas de Gas Domiciliario, 2013 – 2023
(En miles de instalaciones)

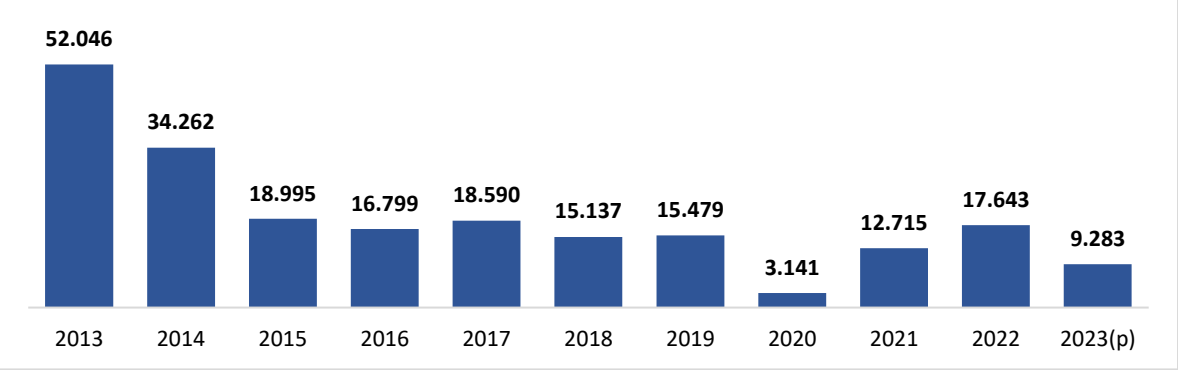


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

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, entre el año 2006 y 2023 se logró la conversión de 412.778 vehículos a GNV.

La conversión de vehículos representa, por un lado, un ahorro para el usuario por el bajo precio del GNV en Bolivia, pero además un ahorro para el Estado por la reducción de la subvención a la importación de combustibles en especial de Gasolina.

Gráfico N°11. Número de Vehículos Convertidos de Gasolina A GNV[15], 2013 - 2023



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
(p): Preliminar.

Derivados de Petróleo

La Producción de petróleo nacional está destinado en su totalidad hacia las refinerías nacionales para la producción de derivados de petróleo para abastecer la demanda nacional y sus excedentes ser exportado a otros países. Desde la gestión 2023, YPFB inició la importación de petróleo crudo desde Arica - Chile con el fin de aumentar la producción de derivados. Sin embargo, el volumen importado sigue siendo muy inferior a los niveles requeridos para reducir significativamente la compra de diésel y gasolinas del exterior.

[15] El número de conversiones toma en cuenta las realizadas por la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural vehicular (EEC-GNV) + Privados.

El diésel oíl es el combustible de mayor demanda en el mercado interno, durante la gestión 2023 se comercializaron 2.383,8 millones de litros destinados principalmente al sector de trasporte pesado y maquinaria pesada. Cabe resaltar que la demanda de diésel oíl es de carácter estacionario, incrementándose en épocas de cosecha y a fin de año por la zafra.

Las gasolinas para automotores (Gasolina Especial, Gasolina Especial+, Súper Etanol 92 y Gasolina Premium) son el segundo combustible de mayor consumo en el mercado interno, durante la gestión 2023 se comercializaron en total 2.301,5 millones de litros y está destinado principalmente al sector de transporte vehicular público y privado, por lo que su incremento en los últimos años se debe principalmente al crecimiento del parque automotor.

Además de la Gasolina Especial y la Gasolina Premium, en la gestión 2018 se inició la comercialización de la Gasolina Especial+ que consiste en una mezcla de 8% de etanol anhidro y 92% de Gasolina Base RON 81. Asimismo, en la gestión 2019, se introdujo al mercado un nuevo combustible, el Súper Etanol 92 compuesto por la mezcla de 12% de Etanol Anhidro y 88% de gasolina base RON 85, contribuyendo de esta forma con la política de cambio de la matriz energética nacional hacia combustibles más amigables con el medio ambiente. Desde marzo 2023, la Gasolina Especial+ contiene una mezcla del 10% de etanol anhidro amparado dentro del Decreto Supremo N° 3672, de 25 de septiembre de 2018 y la Ley N° 1098, de 15 de septiembre de 2018.

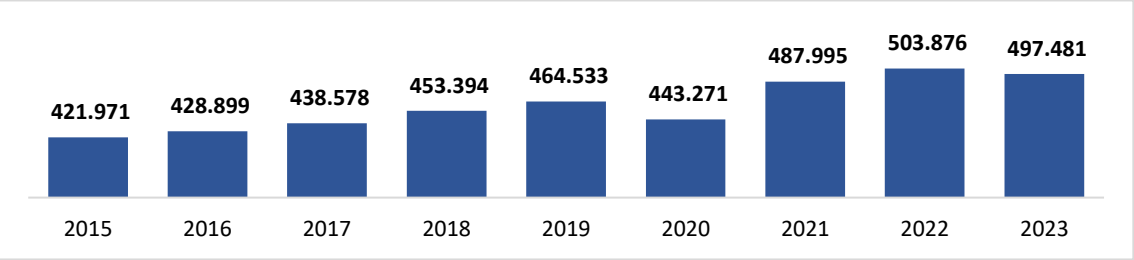
En la gestión 2023, en Bolivia se comercializaron 2.264,6 millones de litros de Gasolina Especial y Gasolina Especial+.

Cuadro N°8. Comercialización de combustibles liquidos y Kerosen, 2015 - 2023
(En millones de litros)

Volúmenes	Diésel Oíl	Gasolina Especial	Gasolina Especial +	Súper Etanol 92	Gasolina Premium	Kerosen	JetFuel*	AV-GAS
2015	1.792,5	1.510,4	0,0	0,0	4,0	7,4	223,0	6,1
2016	1.812,5	1.646,6	0,0	0,0	3,9	7,0	224,2	5,6
2017	1.915,3	1.757,3	0,0	0,0	3,9	5,9	219,3	6,2
2018	1.983,2	1.824,0	0,0	5,5	3,2	6,1	218,4	6,6
2019	2.009,4	1.415,6	465,6	28,3	3,9	5,6	212,4	6,3
2020	1.662,7	686,7	868,3	15,8	2,6	3,5	97,6	5,3
2021	2.067,8	811,8	1.201,4	22,0	3,6	5,1	142,3	6,3
2022	2.289,3	553,2	1.611,7	27,5	2,2	4,4	182,8	5,4
2023	2.383,8	463,5	1.801,1	35,7	1,2	4,5	205,1	4,8

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).
(*): Incluye Jet fuel Nacional e Internacional.

Gráfico N°12. Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, 2015 – 2023
(En toneladas métricas)



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Urea y Amoniaco

La Planta de Amoniaco y Urea (PAU) procesa gas natural que es suministrado por el Gasoducto Carrasco – Yapacani. La capacidad de producción de la Planta es 2.100 Toneladas Métricas Día (TMD) de Urea Granulada.

La PAU estuvo paralizada desde noviembre de 2019 hasta agosto de 2021, a partir del mes de septiembre la Planta de Amoniaco y Urea reinició operaciones.

Cuadro N°9. Produccion de Amoniaco y Urea, 2017 - 2023
(En toneladas)

Producción	Amoniaco	Urea
2017	25.541	32.467
2018	161.333	279.419
2019	189.133	330.767
2020	0	7.084
2021	88.416	157.985
2022	208.345	364.603
2023	195.177	347.260
Total	**867.944**	**1.519.585**

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

Cuadro N°10. Comercialización de Urea Mercado Interno, 2017 - 2023
(En toneladas y millones de dolares)

Mercado Interno	En toneladas	En millones de dólares
2017	6.372	2,2
2018	24.756	8,7
2019	36.683	13,2
2020	19.320	6,2
2021	27.575	14,9
2022	66.029	38,7
2023	117.422	29,9
Total	**298.157**	**113,8**

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.8.2 Precios en el Mercado Interno

Con el Decreto Supremo Nº 27691, de 19 de agosto de 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 WTI. Además, se establece una banda de precios donde se fija un precio máximo de venta del crudo en $us27,11 por barril y un precio mínimo de $us24,53 por barril. Debido a que el precio del petróleo internacional está por encima del precio máximo, el precio vigente nacional es de $us27,11 por barril.

Este precio de petróleo 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.

Debido a la subvención en los costos de producción de los principales derivados de petróleo, en Bolivia se hace una diferenciación al precio de los productos regulados de acuerdo al tipo de consumo, nacional o internacional.

Se factura el precio internacional de los combustibles en el caso de vehículos si la placa es extranjera o en caso de aviones, si el vuelo es de tramo internacional o si la empresa es extranjera.

Cuadro N°11. Precios del Mercado Interno de los productos regulados (En bolivianos por litro)

Gestión	Gasolina Especial+	Gasolina Premium	Gasolina Súper 91*	Súper Etanol 92	Gasolina de Aviación	Diésel Oíl	Jet Fuel Nacional	GLP (**)	GNV(***)
2015	3,74	4,79	-	-	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2016	3,74	4,79	-	-	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2017	3,74	4,79	4,40	-	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2018	3,74	4,79	4,40	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2019	3,74	4,79	-	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2020	3,74	4,79	-	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2021	3,74	4,79	-	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2022	3,74	4,79	-	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66
2023	3,74	4,79	-	4,50	4,57	3,72	2,77	2,25	1,66

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
Nota: Los precios de cada producto son los reportados a diciembre de cada gestión.
(*): Solo se comercializó en 2017 y 2018.
(**): En bolivianos por kilogramo.
(***): En bolivianos por metro cúbico.

Cuadro N°12. Precios Internacionales de los productos regulados (En bolivianos por litro)

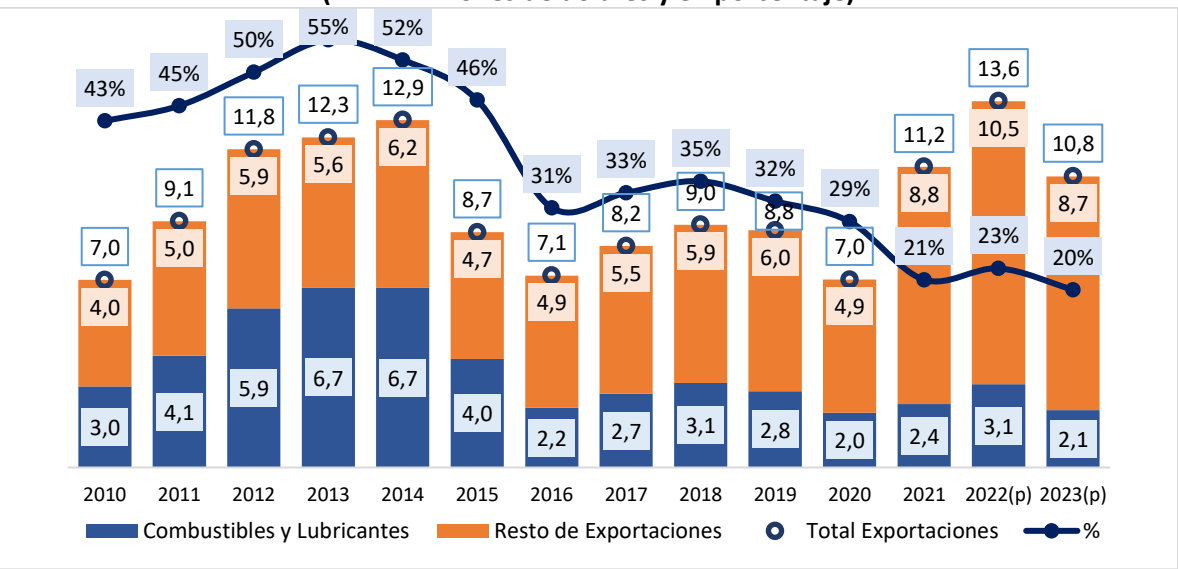
Gestión	Gasolina Especial+	Diésel Oíl	Jet Fuel Internacional	GNV(*)
2015	8,68	8,88	6,65	2,62
2016	8,68	8,88	6,65	2,31
2017	8,68	8,88	6,65	2,54
2018	8,68	8,88	6,65	3,03
2019	8,68	8,88	6,65	2,81
2020	8,68	8,88	2,77 (01 al 11 de dic) 6,65 (12 al 31 de dic.)	2,36
2021	8,68	8,88	6,65	2,96
2022	9,41	9,97	7,56	3,44
2023	8,68	8,88	6,74	3,26

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
(*): En bolivianos por metro cúbico

2.8.3 Comercialización Mercado Externo

La categoría Combustibles y Lubricantes, representó el 20% del total del monto exportado en el 2023. El valor total de las exportaciones de hidrocarburos en el año 2023 fue de $us2.133,9 millones, lo que representa un decrecimiento del 21% respecto al 2022, que presentó $us3.089,7 millones.

Gráfico N°13. Participación de los Hidrocarburos en las Exportaciones, 2010 - 2023
(En mil millones de dolares y en porcentaje)

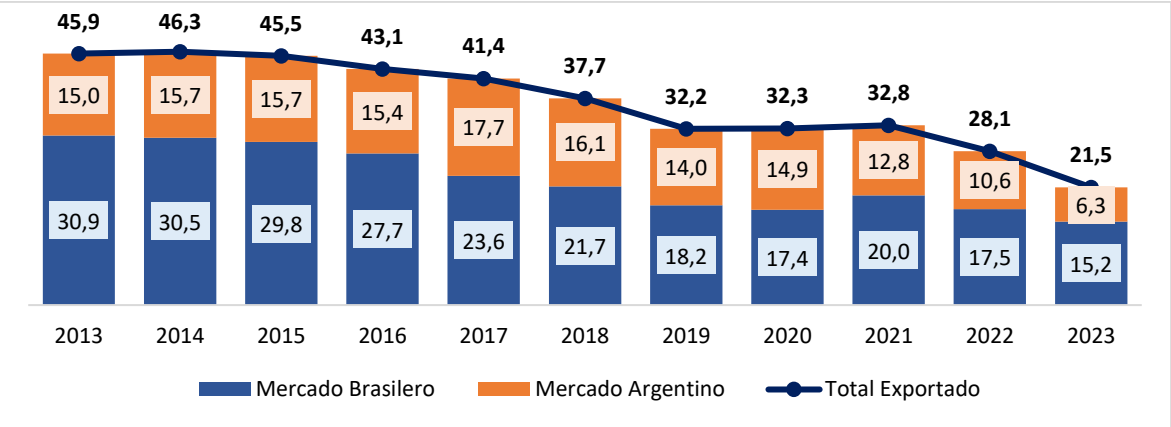


Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE).
(p): Preliminar.

Gas Natural

El gas natural se exporta desde los campos productores hasta la frontera mediante gasoductos hacia los paises vecinos de Argentina y Brasil. YPFB es quien firma los contratos de exportacion con las empresas extranjeras.

Gráfico N°14. Volumen Exportado de Gas Natural por Mercado, 2010 - 2023
(En millones de metros cúbicos por día a 60°F)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

Urea

En la gestión 2023, la urea Granulada fue exportada hacia Brasil, Argentina, Paraguay y Perú, representando el 81%, 2%, 9% y 8% de los volúmenes totales, respectivamente. Los ingresos totales por las exportaciones alcanzaron los $us95,8 millones.

Cuadro N°13. Comercialización de Urea Mercado de Exportación, 2017 - 2023
(En toneladas)

COMERCIALIZACIÓN	Mercado Externo
2017	0
2018	240.502
2019	306.947
2020	19.058
2021	60.216
2022	330.099
2023	253.413
Total	**1.210.235**

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

GLP

En la gestión 2022, el GLP fue exportado hacia Paraguay, Brasil y Perú, representando el 28%, 54% y 18% de los volúmenes totales, respectivamente. Los ingresos totales por las exportaciones alcanzaron los $us79,2 Millones.

Cuadro N° 14. Comercialización e ingresos de GLP mercado de exportación, 2015 – 2023
(En toneladas y Millones de dólares)

Mercado Externo	Comercialización (En Toneladas)	Ingresos (En Millones de dólares)
2015	46.711	16,2
2016	122.533	40,1
2017	110.927	53,5
2018	102.527	52,8
2019	125.981	39,7
2020	101.474	29,2
2021	134.040	73,2
2022	132.799	79,2
2023	76.701	28,8
Total	**953.693**	**412,6**

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).

2.8.4 Precios en el Mercado Externo

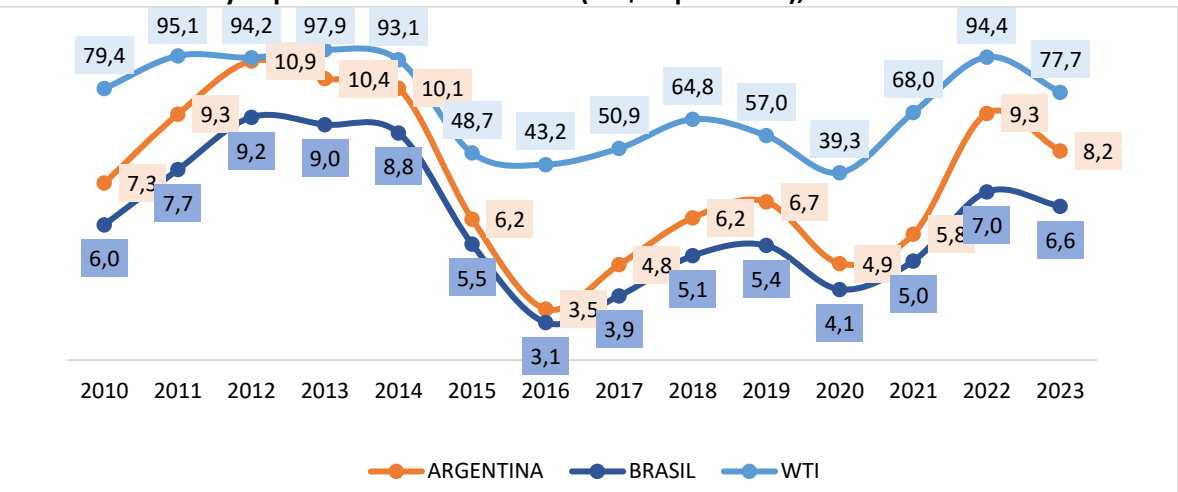
El precio para el contrato de exportación hacia Brasil (GSA)[16] depende del promedio de los precios diarios en el trimestre anterior de tres Fuel Oils avaluados internacionalmente, por lo que las variaciones del precio internacional del barril de petróleo se reflejan en el precio de exportación del 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 Oíl y Diésel Oíl del semestre anterior.

[16] El contrato de compra-venta de gas natural *Gas Supply Agreement* (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 millones de m3/día de gas natural, sin embargo, tras la firma de dos adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 millones de m3/día, que actualmente se encuentra en vigencia.

A continuación, se muestra la evolución de los precios promedios anuales de exportación de gas natural al Brasil y Argentina respecto al WTI[17]. En el año 2021, los precios promedio anual de exportación de gas natural fueron $us4,68 y $us5,75 millones de BTU[18] para Brasil y Argentina respectivamente. Como se puede observar a continuación, los precios de exportación del gas natural tienen una correlación muy alta con el precio del WTI.

Gráfico N°15. Evolución del Precio Promedio Anual del Gas Natural (En $us por MMBTU) y el precio internacional WTI (En $us por barril), 2010 - 2023



Fuente: Banco Central de Bolivia (BCB) – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

3 Conclusiones y Perspectivas

Es fundamental para el sector hidrocarburífero consolidar una cartera sólida de proyectos exploratorios que permita reponer las reservas de gas y petróleo, incrementar la producción y garantizar el cumplimiento de los compromisos tanto en el mercado interno como en las exportaciones. La última certificación de reservas en Bolivia, correspondiente a diciembre de 2018, estableció un volumen de 8,79 TCF de gas natural. En este contexto, los proyectos contemplados hasta 2025 priorizan la exploración y explotación para incrementar las reservas y optimizar el aprovechamiento de los recursos existentes. Bajo el Plan de Reactivación del Upstream (PRU), YPFB impulsa perforaciones en áreas tradicionales y no tradicionales con el objetivo de sumar al menos 5 TCF hasta 2025. Con estas acciones se busca revertir la declinación en las reservas y la producción registrada desde 2015, garantizando el abastecimiento interno, la industrialización y las exportaciones, así como aumentar la producción de petróleo para reducir la importación de combustibles.

El país avanza en la producción y uso de biocombustibles como parte de la estrategia de industrialización y sustitución de importaciones. En el caso de los biocombustibles líquidos, el etanol anhidro ya se mezcla con gasolina en proporciones del 12% y 10% para producir Súper Etanol 92 y Gasolina Especial+, respectivamente. Además, se analiza ampliar tanto el porcentaje de mezcla como la cobertura de distribución nacional, con el objetivo de reducir la importación hidrocarburos, disminuir el gasto por subvención y fortalecer la cadena productiva cañera. En marzo de 2023, el

[17] West Texas Intermediate, punto de referencia en la fijación de precios del petróleo.
[18] BTU: Unidades Térmicas Británicas por sus siglas en ingles.

porcentaje de mezcla para la Gasolina Especial+ aumentó de 8% a 10%, con la proyección de alcanzar 12% en el mediano plazo.

En cuanto al biodiésel, se ejecutan inversiones cercanas a USD 111,4 millones para la construcción de las plantas Biodiésel I en Santa Cruz y Biodiésel II en El Alto, previstas para iniciar operaciones entre 2023 y 2024. Ambas instalaciones utilizarán aceites vegetales, como soya, palma africana, jatropha, totai y macororó, para producir aproximadamente 3.000 barriles diarios de biodiésel, contribuyendo a la reducción de importaciones de diésel y del gasto en subvención. Se espera, además, dinamizar la producción agrícola de oleaginosas en La Paz, Cochabamba, Beni y Santa Cruz, generando alrededor de 500 empleos directos y 864 indirectos.

Paralelamente, YPFB evalúa la construcción de una planta de diésel renovable (HVO) con capacidad de 9.000 barriles diarios y una inversión estimada de 360 millones. Este combustible renovable presenta características equivalentes al diésel fósil, permitiendo su uso directo sin necesidad de mezclas.

En cuanto a la producción de fertilizantes, la Planta de Amoniaco y Urea alcanzó en 2023 una producción superior a 347 mil toneladas, equivalente al 85% de su capacidad, destinando alrededor del 80% a la exportación y generando más de USD 95 millones en divisas. Sin embargo, la declinación en la producción de gas obliga a priorizar el suministro hacia compromisos de exportación, lo que limita la operación plena de la PAU. Asimismo, en octubre de 2023 se puso en marcha la planta de fertilizantes NPK, con una inversión de Bs 63,7 millones y capacidad para producir 60.000 toneladas anuales, con el propósito de abastecer a los productores locales con fertilizantes de menor costo.

Respecto a las exportaciones de gas, la caída en la producción ha reducido los volúmenes enviados al exterior, pasando de 46,3 MMmcd en 2014 a 21,5 MMmcd en 2023, lo que ha disminuido los ingresos estatales. El contrato con Brasil rige hasta 2029, aunque mediante adendas se redujeron volúmenes de 30 MMmcd en 2014 a 15 MMmcd en 2023. En Argentina, la quinta adenda al contrato con IEASA estableció entregas mínimas de 14 MMmcd en invierno y 8 MMmcd en verano, aunque en 2023 solo se exportaron 6,3 MMmcd. La reducción de exportaciones hacia Argentina afecta la operación de la Planta de Separación de Líquidos de Gran Chaco, que procesa el gas destinado a ese mercado para producir GLP y gasolina estabilizada, y se suma la posibilidad de terminación anticipada del contrato por el crecimiento de la producción argentina, particularmente de Vaca Muerta.

Finalmente, dadas las tendencias de producción de petróleo en el país, se perfila como necesario complementar la oferta interna mediante la importación de crudo para su refinación local, en lugar de depender únicamente de la importación de derivados. Esta estrategia permitiría producir gasolina, diésel, GLP, jet fuel y otros combustibles a menor costo, fortalecer la capacidad de refinación nacional y reducir el gasto en importaciones.

4 Referencias

4.1 Publicaciones

- **Ministerio de Hidrocarburos y Energías.** Información 2023, Rendición Pública de Cuentas Final 2023.

- **Yacimientos Petrolíferos Fiscales bolivianos.** Información histórica a 2023, Rendición Pública de Cuentas 2023.
- **Banco Central de Bolivia.** Memoria 2023.
- **ANH:** Informe de Precios 2023.

4.2 Páginas electrónicas consultadas:

• **Agencia Nacional de Hidrocarburos**	www.anh.gob.bo/
• **Agencia Internacional de Energía**	www.iea.org/statistics/
• **Banco Central de Bolivia**	www.bcb.gob.bo
• **Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia**	www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo
• **Instituto Nacional de Estadística**	www.ine.gob.bo
• **Ministerio de Hidrocarburos y Energías**	www.hidrocarburos.gob.bo
• **US Energy Information Administration - EIA**	www.eia.gov/
• **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos**	www.ypfb.gob.bo/es/