



BICENTENARIO DE
BOLIVIA



SOMOS ENERGÍA



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



Gestión de **RESULTADOS**

2022 al 2024



SEPTIEMBRE 2025



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1 CARTA DEL PRESIDENTE EJECUTIVO	12
1.2 DIRECTORIO	14
1.3 PLANTEL EJECUTIVO LÍDER	15
2. NUESTRA EMPRESA	17
2.1 MISIÓN	17
2.2 VISIÓN	17
2.3 NUESTROS VALORES CORPORATIVOS	17
2.4 NUESTROS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS CORPORATIVOS	18
2.5 ¿QUÉ HACEMOS?	20
2.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	36
2.7 NORMATIVA	36
3. CONTEXTO NACIONAL E INTERNACIONAL	44
3.1 ANÁLISIS DE LA COYUNTURA INTERNACIONAL	44
3.2 ANÁLISIS DE LA COYUNTURA NACIONAL	45
4. ANÁLISIS DE MERCADOS	52
4.1 DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	55
4.2 DEMANDA DE GAS NATURAL BOLIVIANO EN EL MERCADO EXTERNO	57
4.3 IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN LA OFERTA ENERGÉTICA EN LA REGIÓN	59
5. GESTIÓN DE RESULTADOS EFICIENTE	67
5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES	67
5.2 INGRESOS OPERATIVOS POR VENTA	68
5.3 RENTA PETROLERA	69
5.4 PRODUCCIÓN Y PRONÓSTICO DE GAS NATURAL, HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y PETRÓLEO.	70
5.5 PRODUCCIÓN DE GLP	73
5.6 PRODUCCIÓN DE UREA	74
5.7 INGRESOS POR LA VENTA DE UREA SEGÚN MERCADO	75
5.8 CONSUMO HISTÓRICO ANUAL DE UREA EN MERCADO INTERNO	76
5.9 EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA SECTORIAL DE INVERSIÓN 2022 AL 2024	77
6. INVERSIÓN EN PROYECTOS	80
6.1 RESULTADOS DE PROYECTOS EXPLORATORIOS	80
6.1.1 PROYECTOS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA 2022-2024	80
6.1.2 PROYECTOS INICIALES EXPLORATORIOS (PIE), CONVENIOS DE ESTUDIO (CE) Y CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS (CSP)	83

6.1.3	NUEVA ERA DE LOS HIDROCARBUROS	84
6.1.3.1	PROYECTOS DE GEOLOGIA & GEOFÍSICA	85
6.2	RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO	87
6.2.1	PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN	87
6.2.2	ADQUISICIÓN DE DATOS EN CAMPOS MADUROS Y CERRADOS	89
6.3	RESERVAS Y PRODUCCIÓN HIDROCARBURÍFERA	91
6.4	IMPLEMENTACIÓN PLANTAS DE BIOCOMBUSTIBLES EN TERRITORIO NACIONAL	95
6.5	AMPLIACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMICILIARIO Y REDES DE GAS	98
6.6	PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN EN ARICA	100
7.	ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE Y EFICIENTE	102
7.1	PROCESO DE MEZCLA DE GASOLINAS	103
7.2	PROVISIÓN DE COMBUSTIBLES Y EL COMERCIO EXTERIOR	106
7.3	NUEVOS PROVEEDORES EN EL MERCADO	114
7.4	PUNTOS DE ENTREGA	117
7.5	IMPORTACIÓN DE CRUDO	118
7.6	CAMBIO LOGÍSTICO IMPLEMENTADO: RELACIÓN VOLUMEN COSTO DE IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES	120
7.7	COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINAS CON ETANOL ANHIDRO	121
7.8	INNOVACIÓN CONTINUA DE YPF: EL LANZAMIENTO DE GASOLINAS PREMIUM 95, PREMIUM 100 Y DIÉSEL ULS	124
7.9	PUESTOS DE VENTA DE COMBUSTIBLE	126
7.10	CISTERNAS MÓVILES PARA EL ABASTECIMIENTO	127
7.11	FORTALECIMIENTO PARA EL CONTROL EN LA COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES	128
8.	CONTRATOS Y FIRMA DE CONVENIOS	133
8.1	EVALUACIÓN PRECONTRACTUAL Y NUEVOS CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS (CSP)	133
8.2	CONTRATOS DE COMPRA Y VENTA DE GAS	134
8.3	PREMIOS	136
9.	RELACIONES INTERNACIONALES	138
9.1	GESTIÓN INTERNACIONAL	138
9.2	RELACIONES BILATERALES 2022 – 2024	139
10.	YPFB AVANZA EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	141
11.	PROYECTOS SOCIALES Y PROGRAMAS DE COMPENSACIÓN SOSTENIBLES	145
11.1	RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA	145
11.2	COMPENSACIÓN FINANCIERA POR IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES	149
12.	INDICADORES DE DESEMPEÑO FINANCIERO	153
13.	ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS	159



FIGURAS

FIGURA 1.	MAPA ESTRATÉGICO	18
FIGURA 2.	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	36
FIGURA 3.	DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL MERCADO INTERNO (EXPRESADO EN MMMCD)	56
FIGURA 4.	DEMANDA DE GAS NATURAL DE LOS PRICIPALES SECTORES 2022 – 2024 (EXPRESADO EN MMMCD)	57
FIGURA 5.	DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL (EXPRESADO EN MMMCD)	58
FIGURA 6.	CONSUMO DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA (EXPRESADO EN MMMCD)	59
FIGURA 7.	OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN AMÉRICA LATINA DE ENERGÍA, 2023 (EXPRESADO EN PORCENTAJES)	60
FIGURA 8.	ENERGÍA PRIMARIA EN PAÍSES VECINOS 2023 (EXPRESADO EN EXAJULIOS- EJ)	60
FIGURA 9.	COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA (EXPRESADO EN PORCENTAJES)	61
FIGURA 10.	COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BRASIL	62
FIGURA 11.	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA	62
FIGURA 12.	OFERTA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA	64
FIGURA 13.	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE BRASIL	65
FIGURA 14.	OFERTA DE GAS NATURAL EN BRASIL HISTÓRICO	66
FIGURA 15.	COMPOSICIÓN DE LA OFERTA DE GAS NATURAL EN BRASIL	67
FIGURA 16.	INGRESOS OPERATIVOS POR VENTA	68
FIGURA 17.	RENTA PETROLERA Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	70
FIGURA 18.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	71
FIGURA 19.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	72
FIGURA 20.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	72
FIGURA 21.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE BIODIÉSEL	73
FIGURA 22.	PRODUCCIÓN DE GLP (EXPRESADO EN TONELADAS MÉTRICAS DÍA)	74
FIGURA 23.	PRODUCCIÓN DE UREA (EXPRESADO EN MILES DE TONELADAS MÉTRICAS)	75
FIGURA 24.	INGRESOS POR LA VENTA DE UREA (EXPRESADO EN MILLONES DE DOLARES)	76
FIGURA 25.	CONSUMO HISTÓRICO ANUAL DE UREA EN MERCADO INTERNO 2007 – 2024 (EXPRESADO EN MILES DE TONELADAS MÉTRICAS)	77
FIGURA 26.	INVERSIÓN SECTORIAL POR ACTIVIDAD DE LA CADENA	78
FIGURA 27.	INVERSIÓN SECTORIAL POR TIPO DE EMPRESA	79
FIGURA 28.	POZOS EXPLORATORIOS Y ESTRATIGRÁFICOS	82
FIGURA 29.	ÁREA LLIQUIMUNI – MAYAYA CENTRO	85

FIGURA 30.	PROYECTOS G&G EJECUTADOS, YPFB	85
FIGURA 31.	EVALUANDO EL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO	87
FIGURA 32.	ESTADO DE LA ADQUISICIÓN DE DATOS EN CAMPOS MADUROS Y CERRADOS	91
FIGURA 33.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GAS DE VENTA, MMMCD (2020-2024)	93
FIGURA 34.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, MBPD (2020-2024)	93
FIGURA 35.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CONDENSADO, MBPD (2020-2024)	94
FIGURA 36.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GASOLINA, MBPD (2020-2024)	94
FIGURA 37.	PLANTA DE BIODIÉSEL I (SANTA CRUZ DE LA SIERRA)	95
FIGURA 38.	PLANTA DE BIODIÉSEL II (HÉROES DE SENKATA)	96
FIGURA 39.	INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA POR DEPARTAMENTO DEL 2022 AL 2024	99
FIGURA 40.	INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA	99
FIGURA 41.	REESTRUCTURACIÓN LOGÍSTICA	103
FIGURA 42.	IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES RESPECTO AL TOTAL DE LAS IMPORTACIONES, EN PORCENTAJE RESPECTO AL VALOR (%)	107
FIGURA 43.	REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO, COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD EN USO EN EL MUNDO, 2023	108
FIGURA 44.	VOLÚMENES COMERCIALIZADOS	109
FIGURA 45.	PARQUE AUTOMOTOR REGISTRADO EN EL RUAT SEGÚN COMBUSTIBLE	110
FIGURA 46.	COMPARACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR QUE UTILIZA/REGISTRA GASOLINAS, 2015 AL 2024 (NÚMERO DE VEHÍCULOS)	110
FIGURA 47.	COMPARACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR QUE UTILIZA/REGISTRA DIÉSEL, 2015 AL 2024 (NÚMERO DE VEHÍCULOS)	111
FIGURA 48.	VOLÚMENES COMERCIALIZADOS DE DIÉSEL POR TIPO DE CLIENTE	112
FIGURA 49.	VOLÚMENES COMERCIALIZADOS DE DIÉSEL A CLIENTES DIRECTOS Y GRACOS	112
FIGURA 50.	VOLÚMENES DE IMPORTACIÓN 2015-2024, EN MILLONES DE LITROS	113
FIGURA 51.	CANTIDAD DE PROVEEDORES POR TIPO DE PRODUCTO	114
FIGURA 52.	PUNTOS DE ENTREGA DE DIÉSEL	117
FIGURA 53.	PUNTOS DE ENTREGA DE INSUMOS Y ADITIVOS	117
FIGURA 54.	VOLÚMENES IMPORTADOS DE CRUDO	118
FIGURA 55.	VOLUMEN IMPORTADO	120
FIGURA 56.	MONTO DE IMPORTACIÓN	120
FIGURA 57.	CAMBIO LOGÍSTICO EN EL CORTO PLAZO	121
FIGURA 58.	VOLUMENES DE COMPRA DE ETANOL ANHIDRO	122
FIGURA 59.	COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINAS CON ETANOL ANHIDRO	124
FIGURA 60.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE GASOLINAS EN PAÍSES DE LA REGIÓN	125
FIGURA 61.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE DIÉSEL EN PAÍSES DE LA REGIÓN	126



FIGURA 62.	ESTACIONES DE SERVICIO/ PUESTOS DE VENTA DE COMBUSTIBLES	127
FIGURA 63.	CISTERNAS MÓVILES DE YPFB PARA EL ABASTECIMIENTO A POBLACIONES LEJANAS	128
FIGURA 64.	PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO AL DECRETO SUPREMO N°4910	129
FIGURA 65.	VOLUMEN COMERCIALIZADO GASOLINA ESPECIAL: EFECTO DEL DECRETO SUPREMO N° 4910	130
FIGURA 66.	VOLUMEN COMERCIALIZADO DIÉSEL OIL: EFECTO DEL DECRETO SUPREMO N° 4910	131
FIGURA 67.	REDUCCIÓN NACIONAL EN LA VENTA DE COMBUSTIBLES POR CUMPLIMIENTO DEL DS N° 4910	131
FIGURA 68.	VOLUMEN DE VENTA DE COMBUSTIBLES EN ESTACIONES QUE NO CUMPLIERON CON EL DS N° 4910	132
FIGURA 69.	PREMIO GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO	137
FIGURA 70.	UTILIDAD NETA (EN MILLONES DE BS)	153
FIGURA 71.	MARGEN DE UTILIDAD (EN PORCENTAJES)	154
FIGURA 72.	INDICE DE LIQUIDEZ	155
FIGURA 73.	PRUEBA ACIDA	155
FIGURA 74.	CAPITAL DE TRABAJO (EN MILLONES DE BOLIVIANOS)	156
FIGURA 75.	ROE (EN PORCENTAJES)	157
FIGURA 76.	ROA (EN PORCENTAJES)	157
FIGURA 77.	RAZON DE ENDEUDAMIENTO	158
FIGURA 78.	ESTRUCTURA DE CAPITAL (EN PORCENTAJES)	158

TABLAS

TABLA 1.	PRINCIPALES BLOQUEOS Y CONFLICTOS SOCIALES	46
TABLA 2.	RESERVAS, PRODUCCIÓN, CONSUMO EN LATINOAMÉRICA DE GAS NATURAL AL 2023	53
TABLA 3.	DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA AL 2023	54
TABLA 4.	INVERSIÓN SECTORIAL YPFB – GESTIÓN 2022-2023-2024	77
TABLA 5.	INVERSIÓN SECTORIAL YPFB – GESTIÓN 2022-2023-2024	78
TABLA 6.	PROYECTOS EXPLORATORIOS EJECUTADOS	81
TABLA 7.	PROYECTOS INICIALES EXPLORATORIOS (PIE)	83
TABLA 8.	CONVENIOS DE ESTUDIO (CE)	83
TABLA 9.	CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS APROBADOS (CSP) EN EJECUCIÓN.	84
TABLA 10.	PROYECTOS G&G (SÍSMICA)	86
TABLA 11.	POZOS DE INVESTIGACIÓN ESTRATIGRÁFICA	86
TABLA 12.	PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN 2022	87
TABLA 13.	PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN GESTIÓN 2023	88
TABLA 14.	PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN GESTIÓN 2024	89
TABLA 15.	DETALLE DE PROYECTOS PROGRAMADOS Y ADICIONADOS AL PRU – CAMPOS MADUROS	90
TABLA 16.	RESUMEN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA CON FECHA EFECTIVA	92
TABLA 17.	RESUMEN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA CON FECHA EFECTIVA	92
TABLA 18.	INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA	98
TABLA 19.	INSTALACIONES INTERNAS ACUMULADAS DE 1994 AL 2024	100
TABLA 20.	PROYECTOS DE INVERSIÓN ARICA	101
TABLA 21.	REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO CAPACIDAD Y USO, 2023	108
TABLA 22.	PROVEEDORES DE DIÉSEL OÍL	115
TABLA 23.	PROVEEDORES DE INSUMOS Y ADITIVOS	116
TABLA 24.	PROVEEDORES DE PETRÓLEO CRUDO	116
TABLA 25.	PROVEEDORES ETANOL ANHIDRO	122
TABLA 26.	PRECIOS DEL ETANOL	123
TABLA 27.	PUESTOS DE VENTA DE COMBUSTIBLE	126
TABLA 28.	CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS VIGENTES	133
TABLA 29.	CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS CON NEGOCIACIÓN FINALIZADA	133
TABLA 30.	CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS EN PROCESO DE SUSCRIPCIÓN	134
TABLA 31.	DEMANDA PROYECTADA PARA EXPORTACIÓN – CONTRATOS EN FIRME	134
TABLA 32.	NUEVOS CONTRATOS INTERRUMPIBLES	136
TABLA 33.	GESTIÓN INTERNACIONAL	138

1. INTRODUCCIÓN

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB ha sido creada por Decreto Ley del 21 de diciembre de 1936 y refundada mediante Ley N° 3058 del 17 de mayo de 2005, como empresa autárquica de derecho público, de duración indefinida, que goza de personalidad jurídica propia y autonomía administrativa, técnica y económica, así como de capital y patrimonio propio. YPFB está presente en todas las actividades de la cadena de los hidrocarburos en Bolivia, desde la exploración, producción, transporte, distribución y comercialización.

YPFB es una empresa estatal boliviana que ejerce a nombre del Estado Boliviano el derecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos, tomando control y dirección plenos de toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos. La empresa de los bolivianos, distribuye sus ganancias a gobiernos departamentales, municipales y universidades del sistema estatal; aportando, asimismo, al bono Juancito Pinto y la Renta Dignidad.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) ha sido el pilar fundamental en la economía de Bolivia durante décadas y un actor clave en la industria de los hidrocarburos en América Latina, siendo reconocida al nombrarla la empresa más importante de Bolivia en rankings como los que elaboran la revista internacional América Economía, la Revista Energy Business Review o revista Latin Trade.

El Gas Natural es utilizado en el territorio nacional como fuente de energía para la industrialización, para que empresas públicas y privadas transformen nuestra riqueza y diversidad a productos con valor agregado. Ejemplo de ello es la Planta de Amoniaco y Urea, que ha consolidado a Bolivia como principal proveedor de urea granulada en la región, batiendo récord en su producción durante este periodo industrializador superando las 525 mil toneladas el año 2024, y destacando la exportación de 504 mil toneladas.

Entre los productos de YPFB que sustituyen las importaciones tenemos: la urea granulada, el gas licuado de petróleo y biodiesel. Una vez realizado el abastecimiento con estos productos al mercado interno, el excedente es exportado, contando entre los principales mercados para el Gas Licuado de Petróleo los mercados de Argentina, Brasil, Paraguay, Perú y Uruguay; habiendo además exportado urea a los mercados de: Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, Perú y Cuba.

YPFB está comprometida con la población y sus necesidades, por lo que constantemente se revisa la gama de productos que se ponen a disposición contemplando estrategias que permitan una mayor estabilidad económica y competitividad.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) el 21 de diciembre de 2024 celebró 88 años de su creación e inicia en esta gestión un nuevo capítulo en la historia petrolera boliviana con el descubrimiento del campo Mayaya Centro-X1, en la cuenca del Subandino Norte, escenario que impulsa una segunda era de producción de hidrocarburos en el país.

1.1 CARTA DEL PRESIDENTE EJECUTIVO



Armin Ludwig Dorgathen Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO DE YPFB



¡CON ESFUERZO, COMPROMISO Y ESPERANZA!

YPFB es la empresa más importante del país, contamos con un equipo humano capacitado con el cual nos encontramos enfrentando los desafíos de la coyuntura, uno de los más fuertes: el abastecimiento de combustibles a la población, que de ser un tema operativo de YPFB, pasó a ser nuestra mayor preocupación, dado que es nuestro compromiso con el país.

Simultáneamente, no descuidamos el proceso de industrialización ni el agresivo plan de exploración que en la actualidad ya cuenta con resultados.

Sin dudar lo debemos sentirnos orgullosos de nuestra empresa y nuestro capital humano, que tomando en cuenta el contexto nacional marcado por un bloqueo de créditos, especulación, contrabando entre otros, hemos confirmado la capacidad operativa y el compromiso, reafirmando que estamos preparados para grandes retos, por lo que con nuestro esfuerzo y compromiso seguiremos trabajando para garantizar la distribución de gasolina y diésel a todos los bolivianos.

En los últimos meses hemos sido testigos de logros corporativos trascendentales, como la consolidación del Plan de Reactivación del Upstream (PRU) con proyecciones que nos permitirán aumentar los índices de recuperación en reservas que nos vuelvan a posicionar como un referente regional en la producción de gas para lograr una mayor producción de gas durante los siguientes años trabajando con 57 proyectos exploratorios.

A través del PRU, hemos fortalecido y recuperado información para agudizar la exploración en el Subandino sur (área tradicional) así como buscamos otros yacimientos para encaminar nuevas cuencas tanto en el Subandino Norte (área no tradicional) como en el Madre de Dios, que abarcan los departamentos de La Paz, Beni y Pando. Sin embargo, no solo incurrimos en áreas no tradicionales sino no dejamos de lado, la evaluación y optimización de los yacimientos existentes en las zonas tradicionales como Subandino Sur y Boomerang que abarcan los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija.

Es trascendental resaltar que centrarse en las zonas no tradicionales es una oportunidad muy importante para consolidar una Segunda Era del Gas, con Mayaya Centro estamos seguros de lograrlo, tenemos nuestro esfuerzo y esperanza puestos en ello, lo de Mayaya es un hallazgo espectacular, y no lo decimos nosotros, se encuentra entre los 10 descubrimientos más importantes del año 2024, citado por una instancia internacional.

La industrialización es ícono de nuestra gestión, por lo que debemos hacer énfasis en uno de nuestros megaproyectos: la producción de biocombustible en nuestra consolidada Planta de Biodiésel I, ubicada en Palmasola en la ciudad de Santa Cruz, en la que nos encontramos produciendo biodiésel, reduciendo así las importaciones de combustibles con un producto amigable para el medioambiente.

Simultáneamente, nos encontramos trabajando sin tregua

para poner en marcha, la Planta de Biodiésel II y la HVO, las cuales además de ser una muestra más de la industrialización son garantía de seguridad energética en el país con el ahorro de divisas.

En este contexto, no hemos descuidado el compromiso social de YPFB, que está presente a través de nuestro proyecto Redes de Gas. El gas es de los bolivianos y para los bolivianos, y nuestra misión es acercarnos a la gente cumpliendo con el mandato de la Constitución Política del Estado (CPE): mejorando de esta manera la calidad de vida de los habitantes, por ello, no dejamos de expandir las instalaciones de redes de gas domiciliario en nuestro territorio nacional, que a la fecha logró consolidar 1.294.823 conexiones del servicio básico beneficiando a más de 4 millones de ciudadanos bolivianos.

Otro de nuestros proyectos estrella es la Planta de Amoníaco y Urea (PAU), que registró una producción acumulada de 525.574 toneladas métricas (TM) de urea granulada en el año 2024, cantidad que supera en 51,35% a la producción alcanzada en 2023. El complejo petroquímico de YPFB produce un fertilizante de alta calidad, producción que contribuye a la sustitución de importaciones en el país.

Es esencial mencionar a la empresa Botrading, su creación ha generado múltiples beneficios como el ahorro en la compra de combustibles, la ruptura del monopolio de algunos proveedores de combustibles, la generación de utilidades para YPFB y la transparencia financiera pues las operaciones de Botrading son claras y transparentes, documentadas y auditadas por empresas internacionales. Botrading es una empresa rentable, intentan desprestigiarla por temas políticos, pero el tiempo nos brindará la razón.

Estamos haciendo las cosas con transparencia, de la mejor manera posible con todos los recursos que tenemos. Hemos hecho grandes proyectos para importar el combustible de forma más económica, por ejemplo, Arica, para mí y mi equipo es un motivo de orgullo, de haber logrado duplicar la capacidad de ingreso de cisternas al país, reducir los costos e incrementar la capacidad de descarga por temas climáticos.

Finalmente, YPFB tiene el ferviente propósito de motivar a nuestra juventud mediante una estrategia de inserción laboral llevando adelante el programa Explorando Nuevos Talentos, mismo que fomenta la formación de jóvenes profesionales que no cuentan con experiencia laboral, pero sí con la actitud y responsabilidad para forjar una carrera profesional.

Tenemos muchos y grandes desafíos; el amor por Bolivia y el compromiso con nuestra gente nos impulsa a fortalecer a la industria, a través de la empresa de todos los bolivianos: YPFB.

Continuaremos trabajando sin tregua para garantizar el abastecimiento de diésel y gasolina en el país, mantener la subvención de los carburantes con el compromiso de encarar un manejo transparente de los recursos, con miras a producir nuestro propio combustible y reducir las importaciones.

1.2 DIRECTORIO

NOMBRE

REPRESENTA A

Jorge Alvarado Rivas

MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

Raul Daniel Mayta Jimenez

MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

Yushenka Corina Conde Balboa

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

Edson Leonil Apaza Otalora

MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO

Lorena Vanisse Tapia Marquez

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS

Carlos Hugo Sosa Arreaza

GOBIERNO AUTÓNOMO DEL DEPARTAMENTO DE SANTA CRUZ

Manuel Campero De Aguirre

GOBIERNO AUTÓNOMO DEL DEPARTAMENTO DE TARIJA

Pedro Juan Carvajal Sarmiento

GOBIERNO AUTÓNOMO DEL DEPARTAMENTO DE COCHABAMBA

Ivan Isidoro Reynaga Calderon

GOBIERNO AUTÓNOMO DEL DEPARTAMENTO DE CHUQUISACA

1.3 PLANTEL EJECUTIVO LÍDER

NOMBRE	CARGO
Armin Ludwig Dorgathen Tapia	PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.
Wilman Yabeta Viera	VICEPRESIDENTE DE ADMINISTRACIÓN, CONTRATOS Y FISCALIZACIÓN a.i.
Fernando Porfirio Claire Venegas	GERENTE DE ADMINISTRACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE CONTRATOS a.i.
Mayra Campos Daza	GERENTE DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS Y EVALUACIÓN E&E a.i.
Oscar Claros Dulon	GERENTE DE CONTRATOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL a.i.
Israel Gutierrez Mendoza	GERENTE NACIONAL DE FISCALIZACIÓN a.i.
Paulo Adhemar Santivañez Vaca Diez	DIRECTOR DEL CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN HIDROCARBURIFERA a.i.
Ariel Ernesto Montaña Rojas	VICEPRESIDENTE NACIONAL DE OPERACIONES a.i.
Erick Ramiro Echalar Orihuela	GERENTE DE COMERCIALIZACIÓN a.i.
Marco Antonio Rocabado Caso	GERENTE DE INDUSTRIALIZACIÓN a.i.
Edgar David Cortez Mendiola	GERENTE DE INGENIERÍA, PROYECTOS E INFRAESTRUCTURA
Fernando Arteaga Pinto	GERENTE NACIONAL DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
Gabriela Delgadillo Salazar	GERENTE DE PRODUCTOS DERIVADOS E INDUSTRIALIZADOS a.i.

NOMBRE	CARGO
Maria Alejandra Perez Cabrera	GERENTE DE REDES DE GAS Y DUCTOS
Danny Ronald Roca Jimenez	GERENTE DE PLANIFICACIÓN CORPORATIVA
Marieta Paredes Quispe	GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS CORPORATIVA a.i.
Cinthia Pedraza Rodriguez	GERENTE DE CONTRATACIONES CORPORATIVA a.i.
Felipe Callisaya Mamani	GERENTE DE SEGURIDAD SALUD MEDIO AMBIENTE SOCIAL Y GESTIÓN CORPORATIVA a.i.
Julio Randy Guzman Duran	GERENTE DEL TALENTO HUMANO CORPORATIVA a.i.
Julio Randy Guzman Duran	GERENTE DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN CORPORATIVA
Richard Duran Chuquimia	GERENTE LEGAL CORPORATIVA a.i.
Maria Elisa Cueto Gutierrez	DIRECTORA DE GESTIÓN CORPORATIVA
Edwin Jose Espejo Mamani	DIRECTOR DE AUDITORIA INTERNA CORPORATIVA
Jorge Javier Montero López	DIRECTOR DE TRANSPARENCIA CORPORATIVA
Misael Franco Melgar	DIRECTOR DE COMUNICACIÓN CORPORATIVA a.i.
Danny Ronald Roca Jimenez	DIRECTOR DE INVESTIGACIÓN FORMACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO a.i.



2. NUESTRA EMPRESA

2.1 MISIÓN

Operar y desarrollar la cadena de hidrocarburos, garantizando el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los contratos de exportación y la apertura de nuevos mercados, generando el mayor valor para beneficio de los bolivianos.

2.2 VISIÓN

Corporación estatal de hidrocarburos, pilar fundamental del desarrollo de Bolivia, reconocida como un modelo de gestión eficiente, rentable y transparente, con responsabilidad social y ambiental y presencia internacional.

2.3 NUESTROS VALORES CORPORATIVOS

INTEGRIDAD

Conducta ética, respeto, honestidad y transparencia.

SEGURIDAD

Cuidado de la salud de las personas, medio ambiente y los activos de la Corporación.

EXCELENCIA

Mejora continua, orientación a resultados, innovación, pasión por el trabajo.

PROACTIVIDAD

Generación y aprovechamiento de oportunidades, liderazgo, iniciativa y creatividad.

TRABAJO EN EQUIPO

Creación de sinergias para el logro de objetivos comunes.

COMPROMISO

Con nuestra gente, la Corporación y el País. Trabajamos por convicción y no por imposición ni obligación.

RESPONSABILIDAD

Asumir los resultados de nuestros actos, de manera individual y colectiva.

DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

Trato justo e igualdad de oportunidades para todos.

2.4 NUESTROS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS CORPORATIVOS

Los objetivos estratégicos se formularon bajo el enfoque del Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard), un sistema de Gestión Estratégica que mide y focaliza la actuación de la empresa desde cuatro (4) perspectivas equilibradas: Financiera, Clientes, Procesos y Aprendizaje y Crecimiento.

Se han definido los siguientes objetivos estratégicos corporativos en sus cuatro perspectivas, esto se presenta en el siguiente mapa estratégico:

FIGURA 1.
MAPA ESTRATÉGICO



Fuente: GPC - YPFB



Por consiguiente, para el cumplimiento de la filosofía de la gestión empresarial que establece el propósito fundamental y la razón de ser de la empresa y en la búsqueda de alcanzar consolidarnos en el mediano y largo plazo en el contexto nacional e internacional, YPFB planteó los siguientes objetivos estratégicos corporativos para el período 2021 – 2025.

Nº **OBJETIVOS ESTRATÉGICOS CORPORATIVOS 2021 – 2025**

1

MAXIMIZACIÓN DE BENEFICIO Y SOSTENIBILIDAD

Maximizar la obtención de beneficios y la sostenibilidad financiera de la Corporación.

2

DIVERSIFICACIÓN DE RECURSOS MONETARIOS

Diversificar los recursos monetarios en favor del sistema financiero nacional

3

OPTIMIZACIÓN DE COSTOS

Optimizar costos administrativos y operativos en la Corporación.

4

MERCADO INTERNO

Garantizar el abastecimiento de gas natural, hidrocarburos líquidos y comercializar productos industrializados en el mercado interno, precautelando su sostenibilidad financiera.

5

MERCADO EXTERNO

Potenciar y diversificar la exportación hidrocarburos y productos industrializados.

6

EXPLORACIÓN

Reponer las reservas hidrocarburíferas, priorizando mayores inversiones en las actividades de exploración.

7

EXPLOTACIÓN

Optimizar la producción de hidrocarburos a fin de atender la demanda interna y los contratos de exportación.

8

FACILIDADES Y SUMINISTRO

Asegurar las facilidades logísticas para el suministro de los hidrocarburos de manera permanente e ininterrumpida.

9

INDUSTRIALIZACIÓN

Dar continuidad a la industrialización y generar nuevos complejos productivos que garanticen la generación de excedentes, a través de proyectos que agreguen valor a la materia prima.

10

COMBUSTIBLES CON MENOS EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

Promover la producción de combustibles de mayor calidad y menores emisiones de gases de efecto invernadero, a precios con mayores márgenes de beneficios.

11

GESTIÓN CORPORATIVA

Implementar un modelo de gestión corporativa eficiente.

12

TALENTO HUMANO

Desarrollar e implementar un modelo de gestión de talento humano corporativo que promueva su contribución estratégica.

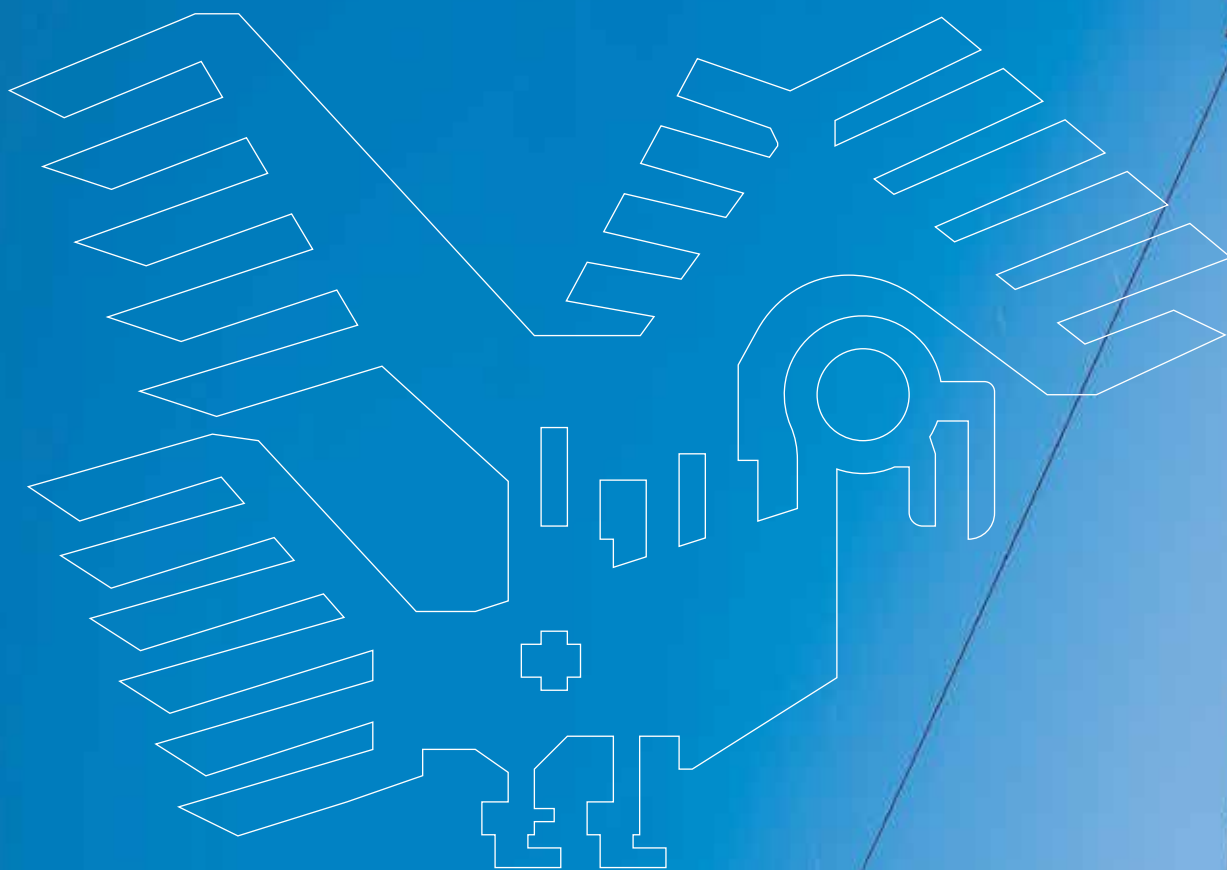
2.5 ¿QUÉ HACEMOS?

EXPLORACIÓN

Corresponde a las primeras actividades en la cadena de hidrocarburos que se valen de métodos directos o indirectos para identificar, descubrir y evaluar estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en el subsuelo, estos métodos pueden incluir una fase de reconocimiento previo, estudios de superficie y/o subsuelo (geología, geofísica, geoquímica y otros).

La evaluación de la información geológica da curso a la perforación de pozos exploratorios, de hasta 8.000 metros de profundidad y la introducción de tubos entre 7 a 32 pulgadas de diámetro, que permiten confirmar o descartar la existencia de hidrocarburos, la estimación del tamaño de los reservorios y la calidad de su contenido.





EXPLOTACIÓN - PRODUCCIÓN

Es toda actividad o conjunto de actividades que permitan mantener, incrementar o reactivar la producción de hidrocarburos de un campo, incluyendo de forma enunciativa y no limitativa, la intervención de pozos con equipo, la perforación de pozos de desarrollo y de producción, tendido de líneas de recolección, construcción e instalación de plantas de almacenaje, de procesamiento y separación de líquidos y licuables, de recuperación primaria y mejorada y toda otra actividad en superficie y/o subsuelo, dedicada a la producción, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Las subsidiarias YPFB Chaco y YPFB Andina están comprometidas con las actividades de exploración de bloques, a través de análisis de documentación, nuevos registros geológicos, perforación exploratoria, instalación de plantas de separación y tratamiento de crudo y/o plantas de procesamiento de gas, transporte por ductos a las plantas de refinación o separación de líquidos e industrialización.



1500HP







TRANSPORTE

El gas natural y los hidrocarburos líquidos deben ser transportados hasta las plantas de separación de líquidos y/o refinerías, plantas petroquímicas o mercados de consumo a través de ductos.

La construcción de un ducto supone una gran obra de ingeniería y, por ello, en muchos casos es realizada por varias empresas que invierten en estudios económicos, técnicos y financieros con el fin de garantizar su operatividad y el menor impacto posible al medio ambiente.

En el país, para transportar el petróleo crudo se emplea los oleoductos y camiones cisternas. El gas licuado de petróleo (GLP), gasolina, diésel y productos refinados derivados del petróleo son transportados por poliductos y en algunos casos en camiones cisternas; mientras que el gas natural es transportado en su mayor porcentaje a través de gasoductos. La tarea de transportar hidrocarburos por ductos se encuentra a cargo de la subsidiaria YPFB Transporte.

En un porcentaje menor se realiza la distribución a redes de gas alejadas a través de Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR), con el objetivo mayor de llegar a la mayor cantidad de la población con el beneficio de uso de gas natural.



REFINACIÓN

Para la obtención de gasolinas, diésel, kerosene, fuel oíl, jet fuel, GLP, aceites y grasas; el petróleo crudo extraído de los campos y transportado por los oleoductos debe ser sometido a procesos de refinación en las refinerías Gualberto Villarroel, de Cochabamba, y Guillermo Elder Bell, de Santa Cruz.

Los productos refinados son conducidos, a través de poliductos, a las terminales de almacenamiento y distribución. Ambas refinerías corresponden a la subsidiaria YPFB Refinación.





ALMACENAMIENTO

YPFB logística es la encargada de las facilidades de almacenamiento, con el objetivo de optimizar la logística de hidrocarburos a lo largo y ancho del país, garantizando eficiencia en el abastecimiento del energético.

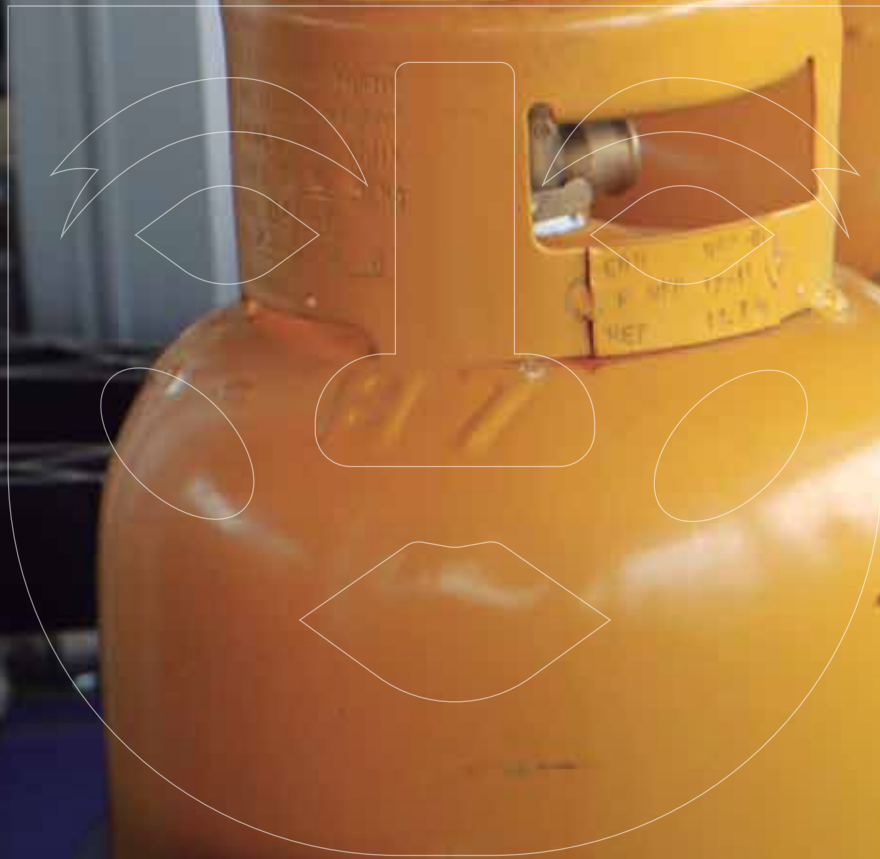




INDUSTRIALIZACIÓN

En el país el complejo industrial de Amoniac y Urea, ubicado en la localidad de Bulu Bulu municipio de Entre Rios en el departamento de Cochabamba, procesa gas natural para la producción de amoniac y la producción de urea, fertilizante nitrogenado, el cual se comercializa en los mercados internos y externos.







COMERCIALIZACIÓN

Bolivia comercializa gas natural en el mercado interno y también en el externo; similar situación acontece con el gas licuado de petróleo (GLP), mientras que los hidrocarburos líquidos como las gasolinas, kerosene, diésel y aceites son principalmente destinados al mercado interno.

La exportación del gas natural boliviano se realiza a través de gasoductos, que llegan a Brasil y Argentina, con el objeto de cumplir contratos de compra-venta. Para comercializar este recurso en el mercado interno, existen redes de ductos menores, que llegan a los centros de consumo de todo el país.

Para el abastecimiento de domicilios, comercios, industrias y estaciones de servicio; el gas natural es odorizado para ser percibido al olfato y así evitar contingencias, además de proveer a las termoeléctricas.

El GLP que se obtiene, principalmente, de las plantas de separación de licuables, plantas tratamiento de gas natural y, en menor grado, de las refinerías, es enviado a las plantas engarrafadoras, en las que se realiza la odorización y el trasvase a garrafas de 5, 10 y 45 kilos para que pueda ser distribuido a los domicilios.

La Urea es otro producto que se comercializa en el complejo de industrialización de Bulo Bulo y en puntos de distribución específicos. Con la urea se efectúa la fertilización de tierras agrícolas.

PLANTAS DE EXTRACCIÓN DE LICUABLES Y GNL

Las plantas de separación de líquidos ubicadas en Rio Grande (departamento de Santa Cruz) y Gran Chaco (departamento de Tarija), permiten separar los componentes licuables del gas natural de la corriente de este producto destinada a la exportación, de esta manera, se obtiene el GLP que permite el abastecimiento del mercado interno y la exportación de excedentes, gasolina estabilizada e isopentano.

La Planta de Licuefacción de Gas Natural (GNL) de Rio Grande, convierte el gas natural de estado gaseoso a estado líquido, mediante un proceso de enfriamiento extremo, lo que permite su transporte en camiones criogénicos a diferentes puntos del país. Forma parte del sistema de distribución de gas natural a regiones alejadas que no están conectadas a gasoductos convencionales, Asimismo, cuenta con Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR) en las diferentes poblaciones que permiten almacenar y convertir el GNL nuevamente a su estado gaseoso para su distribución a hogares, comercios, industrias y estaciones de servicio de gas natural vehicular (GNV).

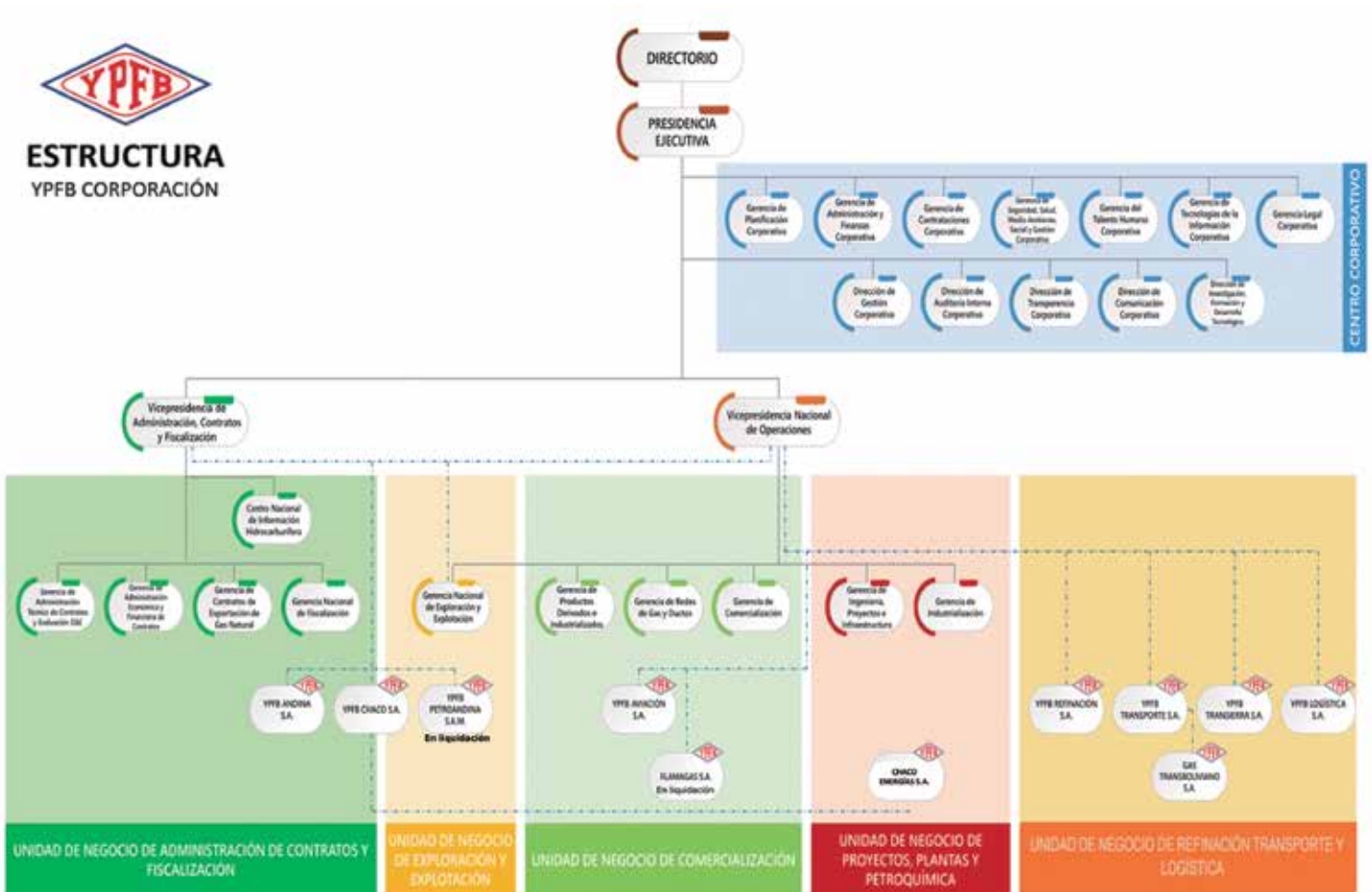




2.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La estructura organizacional de YPFB se muestra a continuación:

FIGURA 2.
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Fuente: GTHC

2.7 NORMATIVA

Las principales normas que regulan el funcionamiento de la empresa, así como la identificación de sus atribuciones y competencias son las siguientes:

- **Constitución Política del Estado (CPE).**

La planificación y las operaciones de YPFB se enmarcan en los siguientes artículos de la Constitución Política del Estado (CPE):

- Referente a la industrialización de los recursos naturales y la articulación de la explotación de los mismos, según los Artículos 316 y 319 de la CPE.
- En cuanto a los Recursos Naturales, en el Artículo 351, donde el Estado debe asumir el control y dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales.

- Los Artículos 355 y 356 que hacen referencia a la industrialización y comercialización de los recursos naturales con carácter prioritario del Estado.
- En tanto los Artículos 359 y 360 referentes al capítulo de Hidrocarburos, el Estado definirá la política de hidrocarburos, promoviendo el desarrollo integral, sustentable y equitativo, que garantice la soberanía energética, estableciendo que los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano.
- El Artículo 362, en su numeral I. se autoriza a YPFB suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. La suscripción de estos contratos no podrá significar en ningún caso pérdidas para YPFB o para el Estado. En el numeral II. Los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional. En caso de no obtener esta autorización serán nulos de pleno derecho, sin necesidad de declaración judicial ni extrajudicial alguna.
- El Artículo 361, establece a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos.
- El Artículo 363, YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.
- Por último, mencionar que el Artículo 367 determina que la explotación, consumo y comercialización de los Hidrocarburos y sus derivados deberán sujetarse a una política de desarrollo que garantice el consumo interno y que la exportación de la producción excedente, incorporará la mayor cantidad de valor agregado.

- **Ley de Hidrocarburos.**

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005, que en su Artículo 6, Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, establece que se refunda YPFB, recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos. Además, la Ley de Hidrocarburos plantea en su Artículo 9, la Política de Hidrocarburos, Desarrollo Nacional y Soberanía, donde el Estado establecerá la política hidrocarburífera del país en todos sus ámbitos, bajo principios de eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, neutralidad, competencia y adaptabilidad.

Adicionalmente, la Ley de Hidrocarburos plantea en su Artículo 11, Los objetivos de la Política Nacional de Hidrocarburos, que apuntan a:

- a) Utilizar los hidrocarburos como factor de desarrollo nacional e integral de forma sostenible y sustentable, en todas las actividades económicas y servicios, tanto públicos como privados.
- b) Ejercer el control y la dirección efectiva, por parte del Estado, de la actividad hidrocarburífera en resguardo de su soberanía política y económica.
- c) Generar recursos económicos para fortalecer un proceso sustentable de desarrollo económico y social.
- d) Garantizar a corto, mediano y largo plazo, la seguridad energética, satisfaciendo adecuadamente la demanda nacional de hidrocarburos.

- e) Fortalecer, técnica y económicamente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como la empresa estatal encargada de ejecutar la Política Nacional de Hidrocarburos, para garantizar el aprovechamiento soberano de la industria hidrocarburífera.
- f) Garantizar y fomentar el aprovechamiento racional de los hidrocarburos, abasteciendo con prioridad a las necesidades internas del país.
- g) Garantizar y fomentar la industrialización, comercialización y exportación de los hidrocarburos con valor agregado.
- h) Establecer políticas competitivas de exportación, industrialización y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, en beneficio de los objetivos estratégicos del país.

El Artículo 86 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005 establece que YPFB será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se efectúe desde territorio boliviano.

De igual forma, se tiene la Ley N° 970 de 16 de agosto de 2017, que modifica la Ley N° 3058, el Decreto Supremo N° 28701 de 1 de mayo de 2006 "Héroes del Chaco", así como el Decreto Supremo N° 28324 de 1 de septiembre de 2005, que aprueba los Estatutos de YPFB y su Estructura Orgánica, que conjuntamente norma las acciones de YPFB.

NORMATIVA UPSTREAM

Ley N° 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera de 11 de diciembre de 2015, Tiene por objeto promover las inversiones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mismas que se declaran de interés nacional en todo el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia.

Decreto Supremo N° 3398 que aprobó el **Reglamento de Contrataciones para Operaciones Petroleras** en el marco de los Contratos de Servicios Petroleros de 20 de noviembre de 2017, tiene por objeto normar los procesos de contratación de Bienes y/o Servicios, necesarios para llevar adelante las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en el marco de los Contratos de Servicios Petroleros y normativa vigente.

Resolución Ministerial N° 162-18 de 19 de diciembre de 2018, Reglamento de las Unidades de Seguimiento y Control (USC) para las Operaciones petroleras.

Decreto Supremo N° 1150 de 29 de febrero de 2012, tiene por objeto reglamentar las transferencias de recursos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB Casa Matriz a instituciones públicas y/o privadas, en el marco de la política de responsabilidad social corporativa adoptada por YPFB, a fin de viabilizar sus inversiones.

Decreto Supremo N° 2195 de 28 de noviembre de 2014, tiene por objeto establecer un mecanismo para la asignación porcentual de la compensación financiera por impactos socio ambientales de las Actividades, Obras o Proyectos hidrocarburíferos, cuando se desarrollen en Territorios Indígena Originario Campesinos – TIOCs, tierras comunales, indígenas o campesinas.

Resolución de Directorio N° 65/2022 de 30 de septiembre de 2022, "Reglamento para la administración de la disposición de bienes en el marco de los contratos de servicios petroleros"

NORMATIVA MODIFICADA ENTRE 2022 Y 2024

Se presenta a continuación la normativa modificada o ajustada entre las gestiones 2022 y 2024, la misma ha permitido viabilizar una gestión más eficiente de los recursos hidrocarburíferos en el Upstream.

DECRETOS SUPREMOS

Decreto Supremo N° 4667 de 10 de febrero de 2022, tiene por objeto:

- a) Incrementar el número de Áreas Reservadas a favor de YPFB para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación, por si misma, en asociación, o a través de Contratos de Servicios Petroleros;
- b) Disponer la previsión para que el Ministerio de Hidrocarburos y Energías establezca los lineamientos para la selección de empresas y suscripción de Contratos de Servicios Petroleros;
- c) Determinar el procedimiento para la reversión de Áreas Reservadas a favor de YPFB cuando opere por si misma;
- d) Establecer el procedimiento para reservar a favor de YPFB áreas en devolución con Contratos de Servicios Petroleros donde existan Campos, con el propósito de que YPFB de continuidad a las operaciones petroleras y a la producción del Campo;
- e) Establecer 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.

Para el cumplimiento de los incisos a), b), c), d) y e) se modificó el Decreto Supremo N° 29130, de 13 de mayo de 2007, Reglamento de Áreas Reservadas a Favor de YPFB, y su Anexo, modificado por los Decretos Supremos: N° 29226 de 9 de agosto de 2007, N° 0459 de 24 de marzo de 2010, N° 0676 de 20 de octubre de 2010, N° 1203 de 18 de abril de 2012, N° 2549 de 14 de octubre de 2015 y N° 3107 de 8 de marzo de 2017.

Decreto Supremo N° 4738 de 15 de junio de 2022, en su objeto establece que: "Con el propósito de evaluar, actualizar, maximizar la disponibilidad de la información del potencial hidrocarburífero y su difusión, para promover el aprovechamiento de los recursos estratégicos, el presente Decreto Supremo tiene por objeto reglamentar el Artículo 33 de la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, estableciendo requisitos, procedimientos y lineamientos para la Autorización de la ejecución del Reconocimiento Superficial".

Decreto Supremo N° 5114 de 31 de enero de 2024, aprobó el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos – RNTS y abrogó los Decretos Supremos N° 28397, de 6 de octubre de 2005 y N° 29219, de 8 de agosto de 2007 que, aprueba y modifica el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Decreto Supremo N° 5209 de 28 de agosto de 2024, tiene por objeto:

- a) Establecer que las áreas de interés hidrocarburífero reservadas a favor de YPFB se definan mediante Resolución Ministerial;

- b) Ajustar el procedimiento para la continuidad de las operaciones petroleras en las Áreas Reservadas devueltas.

Para su cumplimiento se modificó el Decreto Supremo N° 29130 de 13 de mayo de 2007, Reglamento de Áreas Reservadas a Favor de YPFB, y su Anexo, modificado por los Decretos Supremos: N° 29226, de 9 de agosto de 2007, N° 0459 de 24 de marzo de 2010, N° 0676 de 20 de octubre de 2010, N° 1203 de 18 de abril de 2012, N° 2549 de 14 de octubre de 2015, N° 3107 de 8 de marzo de 2017 y N° 4667 de 10 de febrero de 2022.

Decreto Supremo N° 5206, de 28 de agosto de 2024

La actual dinámica comercial para el Gas Natural en la región, ha generado nuevas oportunidades comerciales para YPFB y otros agentes económicos, tales como productores, comercializadores y consumidores de Gas. En este contexto, YPFB ha generado una nueva línea de negocio a partir del tránsito de Gas argentino por su sistema de ductos con destino al mercado brasileño. Para este efecto, ha sido necesario incorporar nuevas facultades a YPFB, en el marco de sus estatutos, y modificar el Decreto Supremo N° 29018 que aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD).

Mediante Resolución de Directorio de YPFB N° 70/2024 de 26 de julio de 2024, se aprobó la incorporación de nuevas atribuciones a los Estatutos de YPFB, que la faculta a: i) negociar y suscribir contratos de compra y venta de gas natural proveniente de terceros países para su comercialización en el mercado internacional, ii) ser el Agregador del Gas en Tránsito, encargado de prestar los servicios de recepción, programación, transporte internacional y entrega del Gas en Tránsito por el Sistema Integrado de Transporte del Gas en Tránsito y iii) ser el Transportador Internacional del Gas en Tránsito.

Mediante el D.S. N° 5206, de 28 de agosto de 2024, se aprobó las modificaciones a los Estatutos de YPFB e incorporó al RTHD la figura de Gas en Tránsito para consolidar la gestión óptima del Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos, quedando reglamentadas las nuevas atribuciones de YPFB de la siguiente manera:

Disposición Adicional Primera.- Se incorporan los incisos e) y f) en el Artículo 4 de los Estatutos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB con el siguiente texto:

- e). Negociar y suscribir contratos de compra y venta de gas natural proveniente de terceros países, para su comercialización en el mercado internacional.
- f). Ser el Agregador del Gas en Tránsito y prestar los servicios de recepción, programación, transporte internacional y entrega del gas natural en tránsito por el Sistema Integrado de Transporte del Gas en Tránsito, a los vendedores y compradores internacionales de gas natural. En su calidad de Agregador del Gas en Tránsito, ser el Transportador Internacional del Gas en Tránsito y obtener las autorizaciones correspondientes a tales operaciones y servicios.

Disposición Adicional Cuarta.- YPFB establecerá el precio del Servicio de Agregación a ser pagado por el vendedor o comprador internacional en las operaciones de Gas en Tránsito.

Disposición Final Única. - En tanto el Ente Regulador fije las tarifas aplicables al Gas en Tránsito, se aplicarán las tarifas vigentes de los ductos de exportación.

RESOLUCIONES MINISTERIALES Y RESOLUCIÓN DE DIRECTORIO

Resolución Ministerial N° 068-2022 de 21 de julio de 2022, del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, establece los **“Lineamientos para la Ejecución de las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, Selección de Empresas y Suscripción de Contratos bajo el Régimen de Prestación de Servicios para la Exploración y/o Explotación**

de Hidrocarburos” los cuales fueron modificados por la Resolución Ministerial N° 016-2024 de 08 de febrero de 2024.

Resolución Ministerial N° 145-2024 de 09 de septiembre de 2024, del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, define el **listado y coordenadas de los vértices de las Áreas Reservadas a favor de YPFB**, en el marco de lo establecido en el Decreto Supremo N° 5209 de 28 de agosto de 2024.

Resolución de Directorio N° 66/2022 de 30 de septiembre de 2022, que aprueba el **“Reglamento para la Ejecución de Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos”**, modificado por la **Resolución de Directorio N° 33/2024 de 29 de abril de 2024**.

Resolución Ministerial 039/22 de 12 de abril de 2022, modifica las Resoluciones Ministeriales N° 255/2006 de 22 de diciembre de 2006 y N° 088/2010 de 25 de marzo de 2010, se establecen lineamientos para la Asignación de Volúmenes de Hidrocarburos, estableciendo lo siguiente:

- II. La Asignación de los Hidrocarburos producidos a los mercados deberá seguir el siguiente orden de priorización:
 1. Para Gas Natural
 - a) Primero: Mercado Interno
 - b) Segundo: Mercado de exportación, considerando los siguientes criterios:
 - Compromisos asumidos
 - Oportunidades de mercado
- III. Para el mercado de exportación, YPFB podrá aplicar intercambios de volúmenes de Hidrocarburos asignados a los mercados de exportación, de acuerdo a las condiciones más favorables para los intereses del Estado boliviano.

Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN 0480/2024 de 04 de septiembre de 2024, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) aprobó el Reglamento que establece los “Requisitos Técnicos y Legales para la Autorización de Transportador Internacional de Gas en Tránsito”, que, entre otros aspectos, determina la vigencia de la Autorización de Transportador Internacional de Gas en Tránsito, la renovación de la Autorización cuando el volumen de Gas en Tránsito exceda el máximo autorizado y la información que el Agregador de Gas en Tránsito debe remitir a la ANH de manera mensual.

Resolución Ministerial N° 150-2024 de 12 de septiembre de 2024, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías declaró de Interés Nacional la Operación de los Ductos, conforme a la Política Nacional y del Sector Energético, para el transporte de Gas en Tránsito.

Resolución RD 01.088-24 de 25 de septiembre de 2024 de la Aduana Nacional aprobó el Reglamento para Tránsito Aduanero de Gas a Tercer País por Ductos, mismo que estableciendo los requisitos y formalidades para el control aduanero. En este marco, el Transportador Internacional por ductos debe estar autorizado por la ANH, y registrado ante la Aduana Nacional; y para poder realizar el transporte internacional de gas por ductos a un tercer país, deberá contar con un Contrato de Servicio de Agregación y Transporte, que detalle las características de la operación de transporte y la descripción, así como la modalidad de ejecución. Asimismo, define los aspectos generales de la operación de Gas en Tránsito por ductos, como la documentación y respaldos establecidos para el control aduanero y las autorizaciones de ingreso y cierre del Tránsito Aduanero de Gas a un tercer país.

Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN 0634/2024 de 01 de septiembre de 2024, la ANH otorgó a YPFB la Autorización para que en su calidad de Transportador Internacional realice las operaciones necesarias para el transporte de Gas en Tránsito, proveniente de la

Argentina y con destino al mercado de Brasil, considerando la capacidad de transportar Gas Natural de hasta cuatro (4) millones de metros cúbicos, utilizando un volumen para combustible con una proporción no mayor al 5% del volumen a ser transportado, para uso de los compresores y otros requeridos para el servicio de transporte, esta proporción o uso del sistema será considerado como "demérito"¹ a efectos aduaneros. Adicionalmente, se registraron los ductos e instalaciones de compresión con sus respectivas características y especificaciones, asimismo se estableció el Punto de Recepción (Interconexión GIJA¹) y los Puntos de Entrega (Mutún y San Matías).

NORMATIVA DOWNSTREAM

Se presenta a continuación la normativa para el downstream, Decretos Supremos y Resoluciones Ministeriales que son relevantes para la **comercialización de combustibles con mezcla del Biodiesel** (DO+, DO ULS y DO ULS+):

Decreto Supremo N° 5135 de 13 de marzo de 2024, determina las mezclas de Biodiesel y Etanol Anhidro hasta un 25% con combustibles fósiles, así también permite mezclas de Etanol Anhidro hasta un 85% en los combustibles a ser comercializados para vehículos con tecnología Flex Fuel.

Decreto Supremo N° 5197 de 14 de agosto de 2024, con la finalidad de sustituir gradualmente las importaciones de Diésel Oil, el presente Decreto Supremo tiene por objeto establecer incentivos para la Producción de Biodiésel en el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia.

Decreto Supremo N° 5194 de 14 de agosto de 2024, Tiene por objeto autorizar el reintegro del costo por concepto de flete de transporte a las EESS, ubicadas a más de treinta y cinco (35) kilómetros de la planta de almacenaje más cercana, que distribuyan combustibles finales resultantes de la mezcla de Aditivos de Origen Vegetal con Diésel Oil Base. Además, en la disposición adicional parágrafo II se señala que: Las previsiones establecidas en el Decreto Supremo N° 25835, de 7 de julio de 2000, serán aplicadas a los Grandes Consumidores de Productos Regulados - GCPR de combustibles finales resultantes de la mezcla de Aditivos de Origen Vegetal con combustibles base.

Decreto Supremo N° 5222 de 11 de septiembre de 2024, Con la finalidad de incorporar los combustibles con mezcla de aditivos de origen vegetal en la comercialización a los Grandes Consumidores de Productos Regulados en plantas de almacenaje, el presente Decreto Supremo tiene por objeto modificar el Decreto Supremo N° 25835, de 7 de julio de 2000.

Resolución Ministerial R.M. N°036-2024 de 08 de abril de 2024, Reglamento para el transporte y almacenaje de **Biodiesel**

Resolución Ministerial R.M. N°037-2024 de 08 de abril de 2024, Reglamento para la comercialización en EESS de **Diésel Oil +**

Resolución Ministerial R.M. N°037-2024 de 08 de abril de 2024, Metodología para establecer y actualizar el Precio de **Diésel Oil +**, RM impugnada, ratificada con la RM N° 62-2024, aprueba la metodología para la determinación y actualización de precios de los combustibles finales resultantes de la mezcla de Biodiésel con Diésel Oil base; así como los aspectos de comercialización de los combustibles finales y del diésel oil base empleado para su mezcla.

Resolución Ministerial R.M. N°042-2024, Precios Ex-Refinería y Pre Terminal para el Diésel Oil Base, RM impugnada, ratificada con la RM 62-2024.

¹ Gasoducto de Integración Juana Azurduy



Resolución Ministerial R.M. N°043-2024, especificaciones de calidad para el Diésel Oíl Base.

Resolución Ministerial R.M. N°054-2024, especificaciones de calidad para el Biodiesel.

Resolución Ministerial R.M. N°055-2024, metodología para la determinación del precio del Biodiesel.

Resolución Ministerial R.M. N°165-2024, Metodología para la determinación del precio del Diésel ULS (para GRACOS y Clientes Directos) y otros aspectos para su comercialización.

Resolución Ministerial R.M. N°198-2024, Metodología para la determinación del precio del Diésel ULS + (en EESS) y otros aspectos para su comercialización.

Se presenta a continuación la normativa de los Decreto Supremos y Resoluciones Ministeriales que son relevantes para la comercialización de combustibles con mezcla del Etanol Anhidro (GE+, GP+ Y GUP100):

Decreto Supremo N° 3672 de 26 de septiembre de 2018, determina el porcentaje de mezcla del Aditivo de Origen Vegetal Etanol Anhidro con gasolinas base, para su comercialización como combustible.

Decreto Supremo N° 3992 de 24 de julio de 2019, tiene por objeto: a) tratamiento tributario para la importación para la obtención de Gasolinas Base; b) Autorizar la subvención a la importación para la obtención de Gasolinas Base.

Decreto Supremo N° 5135 de 13 de marzo de 2024, determina el porcentaje de mezcla de Biodiésel y Etanol Anhidro con combustibles fósiles base, para su comercialización.

Decreto Supremo N° 5194 de 14 de agosto de 2024, tiene por objeto autorizar el reintegro del costo por concepto de flete de transporte a las Estaciones de Servicio, ubicadas a más de treinta y cinco (35) kilómetros de la planta de almacenaje más cercana, que distribuyan combustibles finales resultantes de la mezcla de Aditivos de Origen Vegetal con Diésel Oíl Base. Además, en la disposición adicional parágrafo II se señala que: Las previsiones establecidas en el Decreto Supremo N° 25835, de 7 de julio de 2000, serán aplicadas a los Grandes Consumidores de Productos Regulados - GCPR de combustibles finales resultantes de la mezcla de Aditivos de Origen Vegetal con combustibles base.

DECRETO SUPREMO N° 5256 de 23 de octubre de 2024 tiene por objeto establecer los lineamientos para la determinación del precio de Gas Natural utilizado en la Planta de Gas Natural Licuado - GNL de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPF, el presente Decreto Supremo tiene por objeto realizar modificaciones e incorporaciones al Decreto Supremo N° 29510, de 9 de abril de 2008, modificado y complementado por los Decretos Supremos N° 1719, de 11 de septiembre de 2013, N° 2863, de 3 de agosto.

Resolución Bi Ministerial R.B. N°1-2019 de 18 de octubre de 2019 MEFP y MHE, tiene por objeto aprobar la metodología de cálculo de la subvención por la obtención de gasolinas base resultantes de la mezcla o no de insumos y aditivos con gasolina blanca y los procedimientos correspondientes para solicitar la emisión de notas de crédito fiscal (NOCRE's) por la importación de insumos y aditivos para la obtención de gasolinas base.

Resolución Bi Ministerial R.B. N°1-2023 de 29 de diciembre de 2023 MEFP y MHE, Incorpora a la Gasolina Premium + en la metodología aprobada en 2019.

3. CONTEXTO NACIONAL E INTERNACIONAL

3.1 ANÁLISIS DE LA COYUNTURA INTERNACIONAL

CONFLICTO BÉLICO RUSIA-UCRANIA Y EL IMPACTO EN LOS PRECIOS DE COMPRA DE COMBUSTIBLES

El conflicto bélico entre Rusia y Ucrania impactó en los precios de gasolina y diésel oíl que compra YPFB con la finalidad de garantizar el abastecimiento de combustibles y satisfacer la demanda del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida en el país.

Tras el inicio del conflicto bélico el año 2022, se registró no sólo un incremento en los precios de los hidrocarburos líquidos, sino que también se evidenció una limitada oferta de los mismos en el mercado internacional. En ese escenario, los actuales proveedores de combustibles reportaron la imposibilidad de garantizar volúmenes de combustibles.

El conflicto bélico fue el principal factor de riesgo, que ocasionó incertidumbre de la oferta en el mercado global de petróleo lo que ha dado como resultado un incremento considerable de precios en la compra de combustibles debido a un desequilibrio respecto a la oferta de petróleo en el mercado global.

Para dar continuidad al suministro de hidrocarburos líquidos en el país, la estatal petrolera en el marco de su Plan Anual de Abastecimiento de Hidrocarburos Líquidos y del Programa de Importación de Hidrocarburos Líquidos, realizó los procesos de contratación necesarios para contar con puntos de importación adicionales que permitieron el suministro de combustibles en ese contexto adverso y en el marco de la normativa vigente. Asimismo, algunos de los contratos suscritos con empresas proveedoras de combustibles líquidos fueron extendidos mediante adendas y debido al conflicto bélico, contemplando la actualización en los precios para asegurar el abastecimiento continuo y la viabilidad del sector.

Pese al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, así como a eventualidades registradas en el mercado interno, YPFB continuó garantizando el abastecimiento de hidrocarburos líquidos en el país. El Plan de Contingencia implementado por YPFB permitió sostener la logística de distribución a nivel nacional frente a estos shocks transitorios. En ese marco, YPFB comercializó un promedio de 2,32 millones de metros cúbicos (MMm3) de diésel oíl y 2,25 MMm3 de gasolina especial, asegurando los volúmenes suficientes para el normal desarrollo de las actividades agrícolas, industriales, comerciales y de transporte en el territorio nacional.

CONFLICTO ISRAEL - PALESTINA CONTINÚA GENERANDO INCERTIDUMBRE EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Décadas de represión y conflicto, un bloqueo impuesto por Israel desde 2007 a la Franja de Gaza en Palestina, estallaron el 7 de octubre de 2023 cuando Hamás atacó a Israel a gran escala. En respuesta, Israel lanzó ataques masivos contra Gaza. Hasta ahora el



enfrentamiento entre Israel y Hamás ha tenido un impacto económico y financiero limitado, pero si el conflicto escala podría producirse una crisis petrolera con impactos globales. Este conflicto prolongado tendrá repercusiones en el medio oriente.

El conflicto israelí-palestino entre 2022 y 2024 influyó en los precios del petróleo principalmente a través de la generación de incertidumbre geopolítica y la percepción de un riesgo potencial de interrupción del suministro en la crucial región de Medio Oriente, la escalada del conflicto en octubre de 2023 demostró la sensibilidad de los mercados energéticos a la inestabilidad en la región. La persistencia del conflicto a lo largo de 2024 mantuvo una prima de riesgo latente en los precios del petróleo, aunque sin materializarse en grandes aumentos sostenidos debido a la ausencia de interrupciones significativas en el suministro. El impacto final en los precios dependió de la evaluación continua por parte de los mercados de la probabilidad de una escalada regional con consecuencias directas para la producción y distribución de petróleo.

3.2 ANÁLISIS DE LA COYUNTURA NACIONAL APOYO A LA ESTABILIDAD ECONÓMICA

Como resultado de la aplicación del Modelo Económico Social Comunitario Productivo implementado desde el 2011 cuyo enfoque prioriza el fortalecimiento de la economía nacional, soberanía energética y el bienestar colectivo mediante la participación del Estado en sectores estratégicos, garantizando así un desarrollo inclusivo, sostenible y orientado al beneficio de toda la población boliviana, a lo largo de los años, ha evolucionado para adaptarse a las necesidades cambiantes del país y los precios de los combustibles en el territorio nacional se mantienen fijos, lo que permite preservar la calidad de los insumos, brinda certidumbre a las actividades económicas y reduce el riesgo de una escalonada inflacionaria.

YPFB contribuyó a mantener la estabilidad económica en el país y proteger el poder adquisitivo de la población boliviana. Para ello, se garantizó el abastecimiento de combustibles, mediante la producción nacional y la importación de combustibles.

La subvención al diésel oil y la gasolina ha contribuido al desarrollo de las diversas actividades agrícolas, industriales, comerciales, transporte y otras en el país. Este escenario ha permitido favorecer a la estabilidad económica en Bolivia.

En este contexto, YPFB ha implementado diversas medidas orientadas a optimizar la logística, con el objetivo de contribuir a la reducción de los costos asociados a la importación y a la subvención de hidrocarburos. En este marco, la terminal de Sica Sica ha desempeñado un papel relevante, ya que la importación desde el puerto de Arica resulta más económica. Esto se debe, entre otros factores, a la disponibilidad de una planta de almacenaje operada directamente por YPFB, lo que constituye una ventaja competitiva para la importación.

Para poder emplear un enfoque dinámico y permitir que YPFB pueda anticiparse a las fluctuaciones del mercado y asegurar un abastecimiento adecuado, la demanda de diésel oil y gasolina fue proyectada tomando en cuenta el crecimiento histórico mensual, con ajustes específicos para los periodos en los que la demanda se vio afectada por eventos particulares, como la pandemia del COVID 19, eventos internos y la guerra entre Rusia y Ucrania. Cabe mencionar que la programación de los volúmenes es aprobada por la ANH mediante resoluciones administrativas mensualmente.

BLOQUEOS OBSTACULIZARON LA GESTIÓN, PROVOCANDO DEMORAS Y PÉRDIDAS MILLONARIAS

Los años del 2022 al 2024 representaron un periodo complejo para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), marcado por un entorno internacional inestable y a su vez, por un contexto nacional caracterizado por bloqueos de carreteras y conflictos sociales. Estos eventos afectaron directamente la gestión de la empresa estatal de hidrocarburos.

Los bloqueos y movilizaciones sociales, que en muchos casos adoptaron características vandálicas, no solo generaron pérdidas millonarias para la empresa, sino que también ocasionaron una escasez de combustible en diversas regiones del país. Este escenario impactó de manera directa en sectores clave como el transporte, la industria y en general, la vida cotidiana de cada uno de los bolivianos y bolivianas.

En la siguiente tabla presenta los principales bloqueos y conflictos sociales que afectaron la gestión de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB):

TABLA 1.
**PRINCIPALES BLOQUEOS
Y CONFLICTOS SOCIALES**

FECHA	MOTIVO DE LOS BLOQUEOS	EFEECTO E IMPACTO DE LOS BLOQUEOS	DEPARTAMENTOS AFECTADOS POR LOS BLOQUEOS	TIEMPO DE DURACION
Del 22 de octubre hasta el 26 de noviembre de 2022	Sectores opositores al gobierno organizaron bloqueos en Santa Cruz, el principal motor económico de Bolivia. Medida impulsada por el comité Pro Santa Cruz, la Universidad Autónoma Gabriel René Moreno (UAGRM) y el gobernador cruceño Luis Fernando Camacho, demandando que el censo se realice en 2023, estos hechos tuvieron un impacto directo en la distribución de combustible.	<ul style="list-style-type: none"> * Transporte de Combustibles paralizado de octubre a noviembre de 2022 * Este bloqueo provoco enfrentamientos violentos, desabastecimiento y paralizó la mayoría de las actividades económicas del departamento por las medidas asumidas por los bloqueadores. Estos bloqueos generaron problemas, no solamente en las plantas de YPFB, sino también en la salida del combustible hacia las estaciones de servicio. * Dentro de estos hechos el Cerco a la Refinería Guillermo Elder Bell en Santa Cruz, impidió la salida de cisternas con combustible. * La logística de abastecimiento de combustibles líquidos y GLP en Santa Cruz se registraba desde las refinerías Guillermo Elder Bell y Oro Negro y adicionalmente, desde los puntos de importación de Paraguay, Puerto Quijarro y Argentina. 	Santa Cruz Beni Pando La Paz Oruro Tarija Chuquisaca	36 días de paro en Santa Cruz

FECHA	MOTIVO DE LOS BLOQUEOS	EFFECTO E IMPACTO DE LOS BLOQUEOS	DEPARTAMENTOS AFECTADOS POR LOS BLOQUEOS	TIEMPO DE DURACION
Del 2 al 18 de enero 2023	Las medidas asumidas por cívicos cruceños tras la detención del gobernador de Santa Cruz Luis Fernando Camacho esta crisis se desato a partir de la convocatoria a movilizaciones por el Comité Cívico Cruceñista, que determinó la realización de un paro cívico y el cierre de pasos fronterizos con puntos de bloqueo en carreteras y accesos a instituciones clave, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.	Los bloqueos impidieron el traslado normal de combustibles desde la refinería de Palmasola hacia las estaciones de servicio y otros centros de distribución, lo cual generó acumulación de cisternas en puntos estratégicos y retrasos en la entrega de diésel y gasolina a nivel regional. Por otro lado, también se generaron pérdidas millonarias diarias en la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) debido a que se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento.	Santa cruz Municipios: La Guardia, San Carlos, Roboré, San Ramón y Pailón	15 días de paro en Santa Cruz
Del 22 de enero hasta el 7 de febrero 2024	Manifestaciones convocadas por afines a Evo Morales, aduciendo elecciones judiciales y renuncia de magistrados electos prorrogados	Los principales puntos de bloqueo se localizaron en las rutas troncales del país, afectando de manera directa a la Planta de Amoniaco y Urea "Marcelo Quiroga Santa Cruz", operada por YPFB en el trópico de Cochabamba. Ante los bloqueos que se desarrollaban en el país, la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) registraba pérdidas diarias de más de un millón de dólares que pusieron en alto riesgo y en una situación crítica a la operatividad de la Planta, dado que no dejaba de producir y se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento.	Cochabamba y Oruro	16 días de paro en Cochabamba
Del 30 de julio al 2 de agosto de 2024	Transportistas de Oruro bloquearon la Planta San Pedro de YPFB, impidiendo la salida de aproximadamente 17 camiones cisterna que transportaban combustible.	Esta acción detuvo el normal flujo de distribución hacia las estaciones de servicio del departamento de Oruro, generando largas filas y acumulación de combustible en la planta de engarrafado, lo que derivó en un desabastecimiento temporal en la región y un impacto en el suministro a nivel local.	Oruro	4 días de paro en Oruro

FECHA	MOTIVO DE LOS BLOQUEOS	EFEECTO E IMPACTO DE LOS BLOQUEOS	DEPARTAMENTOS AFECTADOS POR LOS BLOQUEOS	TIEMPO DE DURACION
Del 14 de octubre al 5 de noviembre 2024	Los seguidores de Evo Morales, llevaron a cabo bloqueos en el departamento de Cochabamba en demanda del cese de las investigaciones judiciales contra Evo Morales, solicitando su habilitación de la candidatura presidencial; además del reconocimiento de la directiva del MAS elegida.	Durante este período, se registraron hasta 24 puntos de bloqueo a nivel nacional, con 20 de ellos concentrados en Cochabamba. Estas interrupciones afectaron significativamente el transporte y la distribución de productos de la canasta familiar, provocando desabastecimiento de combustible en varias regiones. Este bloqueo ocasiono la paralización de más de 570 cisternas que se encontraban en el eje central de Bolivia transportando gasolina, diésel y crudo. Además, por otra parte, los bloqueos no sólo generaron costos adicionales en el transporte del carburante, sino también pérdidas millonarias diarias en la Planta de Amoniaco y Urea (PAU), ya que se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento. Se perjudicó el mercado nacional, puesto que los productores y el agricultor local no tuvieron la urea en los tiempos adecuados por fuerza mayor.	Cochabamba Santa Cruz Oruro	23 días de paro

Fuente: ABL.bo; La Razón; El Deber; Infobae.com; Noticias Fides y Opinión

A continuación, por gestión se detalla los principales bloqueos y conflictos sociales que paralizaron e interrumpieron el transporte de combustibles y generaron pérdidas millonarias, afectando significativamente la operatividad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

GESTIÓN 2022: TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES PARALIZADO DE OCTUBRE A NOVIEMBRE

Uno de los episodios más críticos se produjo entre octubre y noviembre de 2022, cuando sectores opositores al gobierno organizaron bloqueos en Santa Cruz, el principal motor económico de Bolivia. La medida fue impulsada por el Comité Pro Santa Cruz, la Universidad Autónoma Gabriel René Moreno (UAGRM) y el gobernador cruceño Luis Fernando Camacho, quienes demandaban que el censo se realice en la gestión 2023. Estos hechos tuvieron un impacto directo en la distribución de combustible.

El paro, que duró 36 días (se inició desde el 22 de octubre y concluyó el 26 de noviembre del 2022) provocó una pérdida aproximada de 1.200 millones de dólares. A su vez estos bloqueos provocaron enfrentamientos violentos, desabastecimiento y paralizó la mayoría de las actividades económicas del departamento, debido a las medidas asumidas por los bloqueadores. Las acciones de violencia, impulsadas principalmente por los cívicos, afectaron no solo a las plantas de almacenamiento de YPFB, sino también a la salida del combustible hacia las estaciones de servicio. Además, estas acciones de violencia tuvieron

un impacto directo en la logística de distribución del combustible, creando una situación de extrema tensión al emplear juegos pirotécnicos de alto riesgo. Este escenario puso en riesgo la seguridad de las personas e instalaciones, así como las zonas aledañas a la planta.

Las pérdidas diarias de YPFB superaron un millón de dólares debido a que se paralizó el transporte y la comercialización de combustibles, este impacto fue negativo para los ingresos estatales. Asimismo, YPFB enfrentó serias limitaciones operativas cuando más de 500 camiones cisternas quedaron varados, lo que interrumpió la distribución de gasolina especial y diésel oíl a varias regiones del país. Ante esta situación, fue necesaria la intervención de la Policía Nacional y Fuerzas Armadas quienes escoltaron las cisternas cargadas de combustible para evitar el desabastecimiento provocado por los bloqueos.

Entre estos hechos, se destaca también el Cerco a la Refinería Guillermo Elder Bell en Santa Cruz, lo que impidió la salida de cisternas con combustible. Una vez más, este tipo de actos vandálicos y los intentos de bloqueo pusieron en riesgo la seguridad de las instalaciones, las personas y posibles daños ambientales.

La logística de abastecimiento de combustibles líquidos y GLP en Santa Cruz se realiza desde las refinerías Guillermo Elder Bell y Oro Negro y adicionalmente desde los puntos de importación ubicados en Paraguay, Puerto Quijarro y Argentina. En este contexto, cualquier bloqueo en las rutas de Santa Cruz hacia Puerto Quijarro o en el tramo desde Camiri hacia el sur del país, afectaba de manera directa el tránsito de cisternas, considerando que diariamente circulan centenares de estas unidades en ambos sentidos.

YPFB llevó a cabo gestiones y negociaciones para viabilizar la salida de cisternas, con el objetivo de asegurar suministro de combustible a todos los sectores que lo requerían. Adicionalmente desde los puntos de importación de Paraguay (mediante camiones cisterna), Puerto Suárez (a través de barcazas, camiones cisterna y vagones) y Argentina (camiones cisterna), YPFB ejecutó un Plan de Contingencia orientado a garantizar el abastecimiento de diésel oíl, gasolina especial y gas licuado de petróleo (GLP).

GESTIÓN 2023: BLOQUEOS REGISTRADOS POR EL IBCE Y LA CAC

En el año 2023, las medidas asumidas nuevamente por cívicos cruceños tras la detención del gobernador de Santa Cruz, Luis Fernando Camacho, a fines del año 2022. La crisis se desató a partir de la convocatoria a movilizaciones por el Comité Cívico Cruceñista, que anunció un paro cívico y el cierre de pasos fronterizos, así como puntos de bloqueo en carreteras y accesos a instituciones clave, particularmente en la ciudad de Santa Cruz. Producto de estas medidas, se registró la quema de más de 20 instituciones, incluyendo oficinas de la Fiscalía y otros edificios públicos, lo que causó daños materiales significativos y dejó varias personas heridas.

Los bloqueos se extendieron por más de 15 días, aislando parcialmente a la región y afectó la movilidad de personas y mercancías generando un impacto significativo en la economía local y nacional.

Según el Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE), durante la gestión 2023 se registraron 185 puntos de bloqueo en el Departamento de Santa Cruz, con 211 días de restricción al libre tránsito y a poder trabajar con normalidad. Según la Cámara Agropecuaria de Cochabamba (CAC), se registraron 180 días de bloqueo durante el 2023.

Todos esos bloqueos impidieron el traslado normal de combustibles desde la refinería de Palmasola hacia las estaciones de servicio y otros centros de distribución, lo cual generó acumulación de cisternas en puntos estratégicos y retrasos en la entrega de diésel oíl y gasolina especial a nivel regional. Para garantizar el combustible se redoblaron esfuerzos para el normal funcionamiento productivo del país, por lo tanto, se asumen costos adicionales porque

se usa una logística más cara con rutas alternas, evitando los bloqueos o puntos de conflicto en las que transportistas viajan más horas para el abastecimiento de diésel oil y gasolinas. Por otro lado, también se generaron pérdidas millonarias diarias en la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) debido a que se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento.

GESTIÓN 2024: MÁS CONFLICTOS

El año 2024 se caracterizó por una agudización de las problemáticas por conflictos sociales, convirtiéndose en uno de los periodos más críticos para la logística de abastecimiento de combustibles. La intensidad y frecuencia de los conflictos sociales alcanzaron niveles sin precedentes, generando mayores interrupciones en el transporte y el abastecimiento energético, pérdidas económicas más severas y una afectación directa y sostenida a la operatividad de YPFB.

BLOQUEO EN LA PLANTA DE AMONIACO Y UREA (PAU) - ENERO DE 2024

El 22 de enero de 2024, manifestaciones convocadas por afines a Evo Morales, aduciendo elecciones judiciales y renuncia de magistrados electos prorrogados, dieron lugar al inicio de un bloqueo que duró 16 días. Los principales puntos de bloqueo se localizaron en las rutas trocales del país, afectando de manera directa a la Planta de Amoniaco y Urea "Marcelo Quiroga Santa Cruz", operada por YPFB en el trópico de Cochabamba. Ante los bloqueos que se desarrollan en el país, la Planta de Amoniaco y Urea (PAU) registraba pérdidas diarias de más de un millón de dólares que pusieron en alto riesgo y en una situación crítica a la operatividad de la Planta, dado que no dejaba de producir y se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento.

Los bloqueos en las vías de acceso a la Planta de Amoniaco y Urea impidieron la distribución del producto, generando pérdidas diarias de aproximadamente un millón de dólares, la planta alcanzó su capacidad máxima de almacenamiento, poniendo en riesgo su operatividad perjudicando el mercado nacional, puesto que los productores y el agricultor local no iba a contar con la urea en los tiempos adecuados. Además, por fuerza mayor, no se logró cumplir con la entrega del fertilizante a los mercados de exportación, lo que implicó un riesgo latente de incumplimiento de los contratos previamente asumidos y la posible pérdida de estos compromisos comerciales.

PLANTA SAN PEDRO DE URURO - JULIO DE 2024

Otro evento perjudicial nuevamente en contra de YPFB, fue el bloqueo en la Planta San Pedro de Ururo el 30 de julio de 2024, donde transportistas de Ururo bloquearon la Planta San Pedro de YPFB, impidiendo la salida de aproximadamente 17 camiones cisterna que transportaban combustibles. Esta acción detuvo el normal flujo de distribución hacia las estaciones de servicio del departamento de Ururo, generando largas filas y acumulación de combustible en la planta de engarrafado. La convocatoria de YPFB a una reunión con el sector del transporte, orientada a garantizar el abastecimiento de diésel oil y gasolina especial, fue rechazada por los representantes del gremio, evidenciando la falta de voluntad de diálogo. Pese a los intentos posteriores de coordinación con otros sectores del transporte, los bloqueos persistieron, afectando directamente el despacho de carburantes y generando una interrupción temporal en la cadena logística y el suministro a nivel local.



CRISIS DE COMBUSTIBLE - OCTUBRE DE 2024

En octubre de 2024, simpatizantes de Evo Morales protagonizaron bloqueos en el departamento de Cochabamba, exigiendo el cese de las investigaciones judiciales en su contra y solicitando su habilitación como candidato presidencial. Asimismo, demandaron el reconocimiento de la directiva del MAS-IPSP elegida por su facción y la atención urgente a la crisis económica que atraviesa el país.

Las medidas de presión comenzaron el 14 de octubre de 2024 y se extendieron durante 23 días, afectando significativamente la transitabilidad en la región. Durante este período, se registraron más de 24 puntos de bloqueo a nivel nacional, con 20 de ellos concentrados en Cochabamba. El desabastecimiento de combustibles generado por los bloqueos afectó directamente la distribución de productos de la canasta familiar, dificultando su transporte y generando escasez en varios puntos del país.

La extensión de estas medidas de presión representó un riesgo significativo para las reservas de diésel oíl y gasolina especial disponibles en las terminales de almacenamiento a nivel nacional. Asimismo, se incrementaron los costos del transporte de combustibles líquidos debido a la necesidad de implementar una logística más costosa, con rutas alternativas que requerían más tiempo y recursos. Esta situación puso en crisis tanto al sistema de transporte como al suministro de diésel oíl, generando un efecto en cadena sobre los costos de producción, el precio de los alimentos y el funcionamiento general de la logística que sostiene la actividad productiva en Bolivia. La falta de un suministro constante de diésel oíl no solo impacta la producción, sino también al transporte interdepartamental y de mercancías, esenciales para la dinámica comercial diaria del país.

La ANH denunció que el bloqueo impidió la distribución de más de 16 millones de litros de combustible y ocasionó la paralización de más de 570 cisternas que se encontraban en el eje central de Bolivia transportando gasolina especial, diésel oíl y crudo. Al respecto, la Gerencia de Productos Derivados e Industrialización - GPDI, señaló que la afectación en la logística de distribución, puso en riesgo el abastecimiento de combustibles en todo el país. Las cisternas paradas que estaban con combustible eran un peligro para la población y para los bloqueadores, debido a que transportaban producto inflamable.

Como se indica líneas arriba el repetido perjuicio de los bloqueos por distintos motivos ocasionó, en cuanto a distribución de combustible, la suspensión del movimiento normal de cisternas, el retraso en la distribución provocando a su vez una disminución en el flujo de ventas y, en consecuencia, una disminución en los ingresos de YPFB. Para superar este problema la estatal petrolera implementó medidas para mitigar la situación, con un plan de Contingencia orientado a garantizar el abastecimiento de combustible para el retorno a la normalidad y con el propósito de restablecer el abastecimiento de alimentos y combustible en todo nuestro país.

Además, por otra parte, los bloqueos no sólo generaron costos adicionales en el transporte del carburante, sino nuevamente pérdidas millonarias diarias en la Planta de Amoniaco y Urea (PAU), ya que se encontraba al límite de su capacidad de almacenamiento. Se perjudicó el mercado nacional, puesto que los productores y el agricultor local no tuvieron la urea en los tiempos adecuados por fuerza mayor.

A nivel internacional, no se entregó el fertilizante al mercado de exportación lo que involucró grandes pérdidas para Bolivia. Los precios de la urea en el mercado internacional subieron alrededor de 50 USD/TM, lo que provocó la pérdida de este costo de oportunidad para generar mayores ingresos a los que ya se habían proyectado. Al mismo tiempo, la imagen del país en la comercialización de urea en el mercado internacional se vio seriamente dañada.

4. ANÁLISIS DE MERCADOS

El complejo panorama visualizado para el periodo 2022 - 2024 comenzó con las disrupciones en las cadenas de suministros derivadas de la pandemia, seguido por una crisis energética y alimentaria mundial provocada por la guerra de Rusia y Ucrania, y una notable escalada de la inflación, que desencadenó en una contracción monetaria sincronizada a nivel global.

Se preveía que la inflación mundial descendiera de manera sostenida, de 6,8% en 2023 a 5,9% en 2024 y 4,0% en 2025. Aunque la disminución de la inflación no ha impactado negativamente al empleo y a la actividad económica tanto como se temía, en el futuro presenta desafíos. Las políticas monetarias más restrictivas están destinadas a contener la inflación, lo que implica tasas de interés más altas. La inflación se observa en mayor medida en las economías emergentes y en desarrollo cuyo promedio para el 2025 será de 5,9%, en cambio en las economías desarrolladas esta alcanzará a 2%, los diferentes niveles de deuda elevada junto con las restricciones fiscales podrían ralentizar el crecimiento económico para la gestión 2025.

Según el informe: "Actualización de las Perspectivas de la Economía Mundial²", del FMI (International Monetary Fund, 2024), publicado en enero de 2024, se anticipa que el crecimiento económico mundial sea de 3,1% en 2024 y en 3,2% para el 2025. Estos pronósticos se basan en una resiliencia mayor de la esperada, en Estados Unidos y en varias economías de Mercados Emergentes y en Desarrollo, así como al estímulo fiscal en China. En varios casos, el gasto tanto público como privado contribuyó a la reactivación; el aumento de la renta real disponible ha respaldado el consumo en un contexto de escasez persistente de mano de obra, y los hogares han recurrido a los ahorros acumulados durante la pandemia.

Es importante examinar los perfiles de producción y comercialización de la energía de los países vecinos, sobre todo bajo el panorama actual en relación con la situación macroeconómica, energética y de emisiones de carbono de gases de efecto invernadero en la región de América Latina. Se podría resaltar diferencias incluso entre los países productores. Por ejemplo, Argentina, con su amplia experiencia en la explotación y uso del gas; Bolivia, que ha impulsado recientemente el desarrollo industrial a través de políticas estatales; Brasil, con un perfil de consumo más industrial y consolidado; Perú, que busca expandir el uso del gas tras convertirse en un productor reciente; Colombia, que, aunque tiene menores volúmenes de gas, cuenta con una amplia cobertura territorial; y México, donde predominan el uso industrial y la generación eléctrica. Es importante destacar que países como Bolivia, Argentina, Trinidad y Tobago y México demandan y ofertan Gas Natural como la principal fuente de energía para la generación eléctrica.

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2021), la producción de energía primaria corresponde a las distintas fuentes de energía, tal como se obtienen en la naturaleza, ya sea en forma directa (como en el caso de la energía hidráulica, eólica, solar, y otros combustibles) y la secundaria que se refiere a la energía que proviene de la transformación de productos energéticos primarios; su destino son los diversos sectores de consumo y/u otros centros de transformación (como en el caso de las gasolinas, la electricidad y el gas licuado, entre otros).

Según la publicación anual del Instituto de Energía, América del Sur ha experimentado un crecimiento en la producción de petróleo, con países como Brasil y Argentina mostrando incrementos en su producción en el 2023. Brasil, por ejemplo, tuvo un aumento del 11,15% en su producción de petróleo, alcanzando 183.7 millones de toneladas, mientras que Argentina mostró un crecimiento del 11,49%.

² Disponible en: <https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2024/01/30/world-economic-outlook-update-january-2024>

Sin embargo, el informe también señala que la región enfrenta desafíos en términos de acceso a la energía y dependencia de combustibles fósiles. A pesar de los avances en la producción, la región aún tiene un acceso limitado a la energía en comparación con otras partes del mundo, lo que afecta su desarrollo económico y social. Además, se destaca que la producción de energía en América del Sur no siempre satisface la demanda interna, lo que puede llevar a la necesidad de importar energía en algunos casos.

Según la recopilación del "Statistical Review of World Energy 2024", la producción mundial de gas natural en 2023 fue de aproximadamente 4,06 mil millones de metros cúbicos (0,26 % de incremento con respecto a la gestión 2022). En cuanto a América Latina, la producción de gas natural en 2023 fue de aproximadamente 162 millones de metros cúbicos (menor al año pasado), lo que representa alrededor del 3,99% de la producción global. En lo que respecta a las reservas de gas natural en América Latina, estas ascienden a 7,90 mil millones de metros cúbicos, lo que representa aproximadamente el 4,20% de las reservas mundiales.

TABLA 2.
RESERVAS, PRODUCCIÓN, CONSUMO EN LATINOAMÉRICA DE GAS NATURAL AL 2023

	Reservas probadas MMm ³ (2020)	Producción MMm ³	Consumo MMm ³	Consumo MMmcd
AÑO	2020		2023	
Argentina	385.567,7	41.583	44.936	123,1
Brasil	348.528,3	23.423	29.988	82,16
Chile	-	-	7.014	19,22
Colombia	86.207,5	12.061	13.054	35,77
Ecuador	-	-	494	1,35
Perú	261.442,1	15.425	10.098	27,67
Trinidad & Tobago	289.866,4	24.994	14.504	39,74
Venezuela	6.260.173,4	29.683	29.683	81,32
Otros S. & Cent. América	265.691	14.853	11.931	32,69
Total S. & Cent. América	7.897.477	162.021	161.704	443,02

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial, publicación anual de Instituto de Energía³, 2024.

Nota: Elta Instituto de Energía no realizó la publicación anual de la gestión 2024.

El balance entre el consumo y producción de la región que realizó el Instituto de Energía para el 2023 muestra que ambos volúmenes están bastante cercanos. El consumo de la región se sitúa en 161.704 MMm³, siendo Argentina, Brasil, Venezuela y Trinidad y Tobago, quienes consumen el 73,66% del volumen y quienes producen cerca del 73,87%. Por ello, se proyecta que los países de América Latina y el Caribe, incluso productores, deberán aprovechar el fuerte crecimiento del comercio y de la infraestructura de GNL, promoviendo las condiciones adecuadas para realizar inversiones y satisfacer necesidades del mercado interno y externo.

Sin embargo, con una perspectiva de crecimiento de la demanda de energía, impulsado por una parte por el aumento demográfico, se visualiza una oportunidad de desarrollo de gases

3 Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review>

bajos en carbono, como biogás, biometanol e hidrogeno. La industria de Gas Natural deberá avanzar en nuevas alternativas más eficientes, de esa manera contribuya a la reducción a la huella de carbono, los mercados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que tienen como objetivo a corto y largo plazo, garantizar el acceso universal a una energía segura, sostenible y moderna, para mejorar las condiciones de vida de millones de personas y con ello reducir el uso de combustibles fósiles.

En la siguiente tabla se puede observar que en América Latina la demanda de energía primaria se compone principalmente por el Petróleo (41,6%), las Hidroeléctricas (22,4%) y el Gas Natural (18,6%). Proporcionalmente, América Latina lidera la demanda de energía generada por Hidroeléctricas, sin embargo, esta representa solo el 1,1% de la demanda mundial de energía.

TABLA 3.
**DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA
PRIMARIA AL 2023**

REGIÓN / PAÍS	PETRÓLEO	GAS NATURAL	CARBÓN	ENERGÍA NUCLEAR	HIDROELÉCTRICA	RENOVABLES	TOTAL
Argentina	1,41	1,62	0,05	0,08	0,28	0,24	3,67
Brasil	5,11	1,08	0,57	0,13	4,01	2,97	13,87
Chile	0,83	0,25	0,18	-	0,22	0,33	1,81
Colombia	0,98	0,47	0,16	-	0,56	0,09	2,26
Ecuador	0,58	0,02	-	-	0,24	0,01	0,84
Perú	0,52	0,36	0,03	-	0,27	0,05	1,24
Trinidad & Tobago	0,07	0,52	-	-	-	-	0,59
Venezuela	0,84	1,07	0,01	-	0,61	-	2,53
Otros S. & Cent. América	2,68	0,43	0,18	-	0,82	0,36	4,46
Total S. & Centro América	13,01	5,82	1,16	0,21	7,01	4,06	31,28
Total Norte América	44,05	39,77	8,83	8,23	5,81	9,99	116,68
Total Europa	28,33	16,68	8,39	6,60	5,97	11,86	77,85
Total CIS	9,16	21,46	5,49	2,08	2,37	0,17	40,72
Total Medio Oriente	18,28	20,80	0,38	0,35	0,26	0,39	40,46
Total África	8,49	6,16	4,08	0,08	1,51	0,54	20,87
Total Asia Pacífico	75,10	33,67	135,7	7,01	16,72	23,57	291,77
Total Mundo	196,43	144,37	164,03	24,57	39,65	50,58	619,63

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial, publicación anual de Instituto de Energía, 2024.

Nota: El Instituto de Energía no realizó la publicación anual de la gestión 2024.



No obstante, los países latinoamericanos productores de hidrocarburos están ampliando sus márgenes de recuperación mediante la expansión de nuevas reservas y la adopción de tecnologías para la extracción de hidrocarburos no convencionales, especialmente gas de esquisto⁴, lo que les permite diversificar su matriz energética y fortalecer su seguridad energética a mediano y largo plazo.

El gas de esquisto se ha convertido en uno de los productos de mayor exportación a nivel mundial, especialmente en países como Estados Unidos, que lidera la producción y exportación gracias a sus avanzadas tecnologías de extracción. Esta fuente de energía, impulsada por la revolución del gas de esquisto, ha permitido a varios países no solo satisfacer su demanda interna de gas natural, sino también exportar grandes volúmenes, contribuyendo significativamente a sus economías.

Bolivia no ha quedado ajena a estos procesos globales, ya que ha empezado con una reactivación en la exploración y explotación de sus recursos hidrocarbúrferos, obteniendo resultados positivos que auguran un futuro prometedor. Además, es importante destacar que el gas está jugando un papel cada vez más relevante en Bolivia, el gas se está usando cada vez más en la industria, lo que refleja un crecimiento en su demanda y una mayor diversificación en su uso.

En los siguientes acápites se presenta el comportamiento y composición de la demanda de gas natural en el mercado interno y la demanda en el mercado externo.

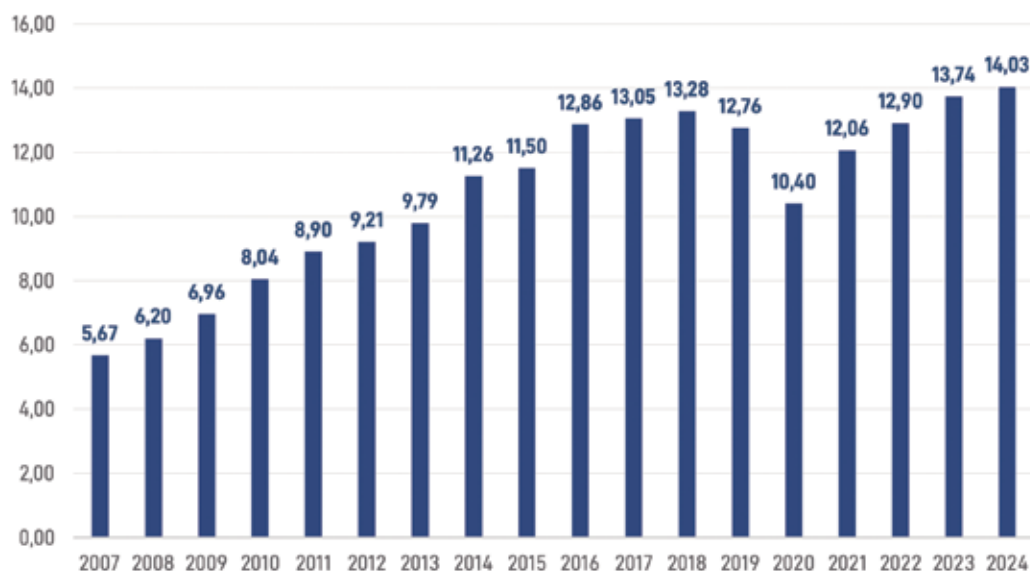
4.1 DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO

La Comercialización de Gas Natural en el Mercado Interno es una de las variables importantes que nos permite reflejar el comportamiento de la actividad económica nacional, debido a la relación que existe entre el Producto Interno Bruto (PIB) y el consumo de Gas Natural, debido a que el Gas Natural se ha convertido en la materia prima más importante en la industria boliviana.

En los últimos años, la demanda de Gas Natural en el Mercado Interno mostró una tendencia creciente, la cual se vio interrumpida en las gestiones 2019 y 2020. Este descenso fue producto, por un lado, de los conflictos sociales registrados en el último trimestre de 2019, y por otro, de las restricciones impuestas por la pandemia del COVID – 19 en 2020, que paralizaron gran parte de las actividades económicas. Sin embargo, con el retorno gradual a la normalidad, impulsado por las campañas de vacunación masiva y el levantamiento de las medidas de confinamiento, la demanda de Gas Natural comenzó a recuperarse progresivamente.

⁴ El gas de esquisto es un tipo de gas natural que se encuentra atrapado en formaciones de roca sedimentaria de esquisto, se compone principalmente de metano, aunque también puede contener otros hidrocarburos como etano, propano y butano, así como trazas de otros gases.

FIGURA 3.
**DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL
 MERCADO INTERNO**
 (EXPRESADO EN MMmcd)



Nota: Los datos incorporan volúmenes por el Sistema de Transporte de Gasoductos y Planta de GNL (Volúmenes no Facturados)

Fuente: YPFB-GCGN.

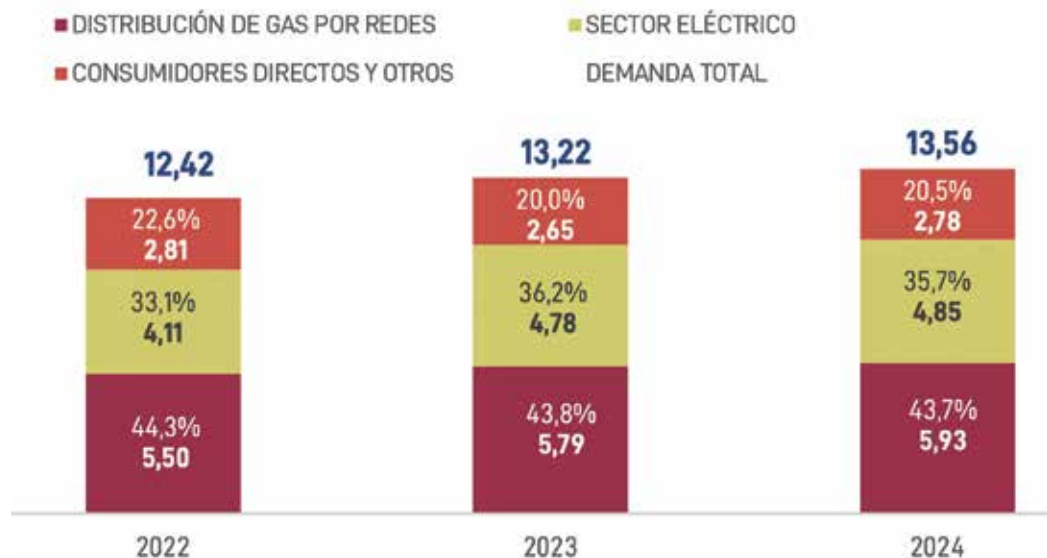
Este repunte entre las gestiones 2022 al 2024, refleja una consolidación en el uso del gas como fuente clave para el desarrollo productivo del país, donde el consumo de Gas Natural se incrementó en 8,8%, equivalente a más de 1,13 MMmcd. Este incremento refleja el papel estratégico del gas como fuente de energía para el fortalecimiento del aparato productivo y el bienestar de la población. Cabe señalar que el Mercado Interno del Gas Natural se subdivide en tres grupos, los cuales se describen a continuación.

- Sector Eléctrico (Termoelectricidad), comprende a los Sistemas Aislados y al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual es el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión.
- Distribución de Gas Natural por Redes, en el sector residencial, el consumo está estrechamente vinculado al número de instalaciones domiciliarias planificadas por la Gerencia de Redes de Gas y Ductos (GRGD), así como al consumo histórico registrado por la Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS). En el sector comercial, el gas es utilizado en locales comerciales para actividades como la cocción, sanitaria, calefacción y/o generación de agua caliente. Por su parte el Gas Natural Vehicular (GNV) ha mostrado un crecimiento impulsado por las conversiones de vehículos realizadas por la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular (EEC-GNV) y las conversiones que se realizan de manera particular. Finalmente, el sector industrial dentro de la distribución presenta variaciones asociadas principalmente al comportamiento del consumo de grandes usuarios como las empresas cementeras y aceiteras.
- Consumidores Directos y otros, está conformado por usuarios cuyo consumo se caracteriza por altos volúmenes y usos estratégicos. Este sector está liderado por las Refinerías, así como por el gas natural utilizado como combustible en estaciones de bombeo, Gas Lift⁵ y compresión de los sistemas de ductos. También incluye el suministro

⁵ Se refiere al sistema de inyección de Gas Natural a los pozos productores para la recuperación de Hidrocarburos Líquidos.

destinado a las Plantas de Separación de Líquidos Carlos Villegas y Río Grande, la Planta de Gas Natural Licuado y la Planta de Amoniaco y Urea. Además, se consideran dentro de este grupo algunas industrias de gran escala como ITACAMBA, NUTRIOIL, COMASA, Minera Unificada, Minera Paitití, y la Empresa Siderúrgica del Mutún.

FIGURA 4.
DEMANDA DE GAS NATURAL DE LOS PRINCIPALES SECTORES 2022 - 2024
 (EXPRESADO EN MMMCD)



Fuente: YPFB - GCGN

4.2 DEMANDA DE GAS NATURAL BOLIVIANO EN EL MERCADO EXTERNO

Una vez abastecido el mercado interno, los saldos de Gas Natural fueron destinados para exportación a mercados como Brasil y Argentina, por lo que a continuación se presenta brevemente la composición de las demandas de gas natural en ambos países.

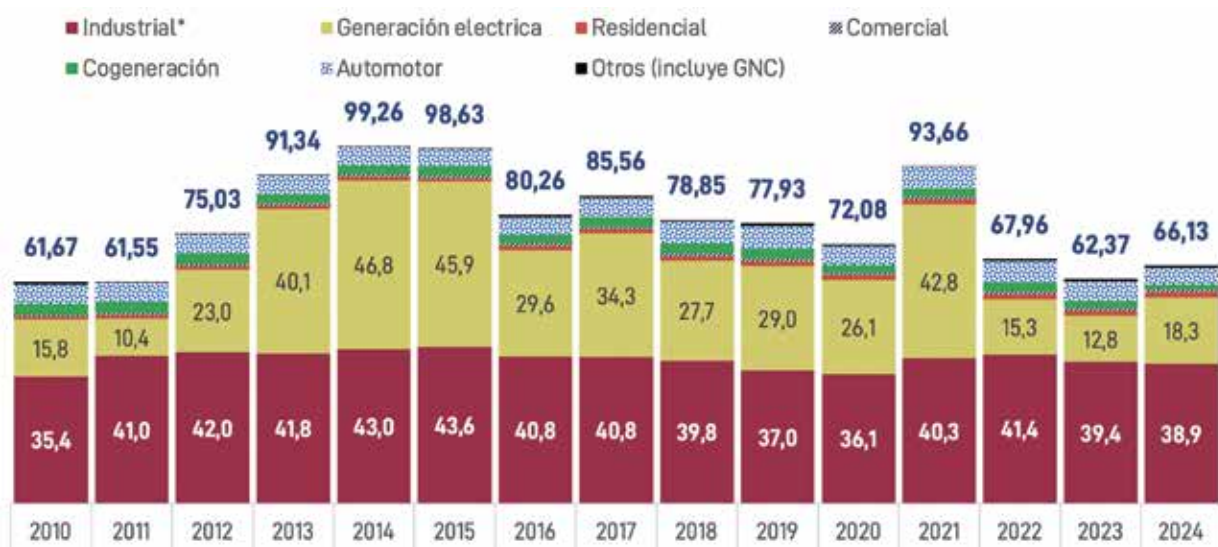
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL

El consumo de gas natural promedió los 66,13 MMmcd en la gestión 2024, mostrando un incremento de 6,0% en términos interanuales. Este incremento estuvo marcado especialmente por el aumento de consumo de gas natural de generación termoeléctrica, con un incremento interanual de 43,2%. Los sectores que presentan disminuciones de consumo son los automotores, es decir el gas natural vehicular, residencial y co generación.

Cabe analizar el comportamiento de las termoeléctricas, toda vez que estas están vinculadas a las lluvias y a la capacidad utilizada de los embalses. Las gestiones 2020 y 2021 se caracterizaron por registros bajos de lluvia en la zona Sureste de Brasil, por lo que los embalses llegaron a un promedio de 39% y 45%, en los años mencionados. Durante el 2022 y

2023 el registro fue aumentando, permitiendo una recuperación parcial de los niveles de los embalses. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento seguía siendo inferior a los niveles óptimos, y el uso de termoeléctricas se mantuvo elevado. En la gestión 2024, Brasil enfrentó la sequía más severa en 74 años, con los embalses alcanzando un mínimo del 43.7% de su capacidad en noviembre. Esto obligó al gobierno a implementar medidas de emergencia, como la restricción del drenaje en embalses clave y la preparación de termoeléctricas para operar a plena capacidad.

FIGURA 5.
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
(EXPRESADO EN MMMCD)



Nota: *Industrial (Incluye consumo de refinerías, fábricas de fertilizantes y uso de gas como materia prima.
Cogeneración: Se refiere a la generación combinada de calor y electricidad mediante el uso de gas natural como combustible en plantas industriales u otras instalaciones. Esto es eficiente porque se aprovecha el calor que normalmente se desperdiciaría, usándolo para calentar edificios o para otros procesos industriales.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

DEMANDA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

El consumo interno de Gas Natural en Argentina se concentra mayoritariamente en tres (3) tipos de clientes: residenciales (domiciliarios), centrales eléctricas e industriales. Según datos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), el consumo de Gas Natural total en la gestión 2024 fue en promedio de 112,0 MMmcd, significando un incremento del 1,24% respecto a la gestión 2023 (110,7 MMmcd).

FIGURA 6.
CONSUMO DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA
(EXPRESADO EN MMMCD)



Nota: /1 Total gas entregado a usuarios finales (incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo). /2 Incluye RTP-Cerri. /3 Incluye consumos de gas en boca de pozo.

Fuente: Secretaría de Energía Argentina.

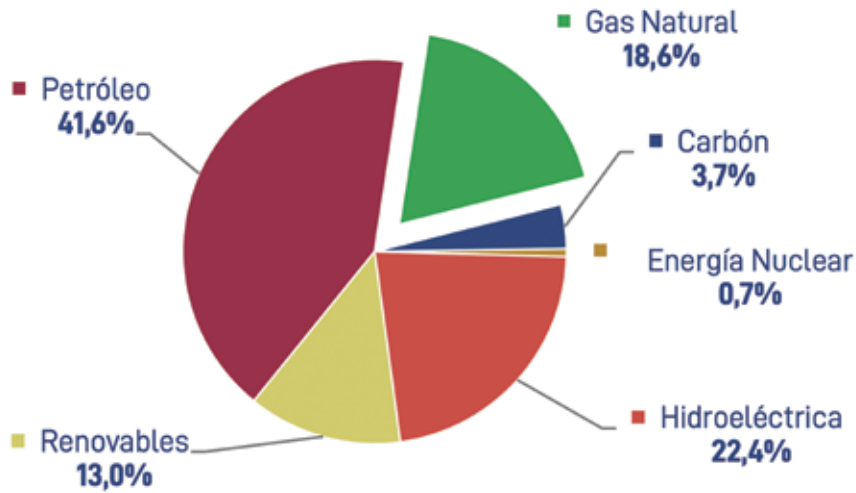
La demanda de gas de Centrales Eléctricas destaca por su mayor participación respecto del total del consumo, alcanzando en la gestión 2024 un 33,3% con un consumo de 37,3 MMmcd. Por su parte, el sector de consumo residencial tiene un fuerte comportamiento estacional, con picos en las épocas invernales y descensos en los tiempos de verano, por lo cual, la participación de este tipo de cliente en el consumo total de gas crece considerablemente en las épocas invernales, haciendo que el consumo interno total se incremente.

Por lo tanto, el consumo de gas se comporta de manera inversa a la temperatura, según los datos publicados por el Ente Nacional Regulador del Gas – ENARGAS, presentado cierto comportamiento cíclico.

4.3 IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN LA OFERTA ENERGÉTICA EN LA REGIÓN

Según el informe "Revisión Estadística de la Energía Mundial", y los datos de los países, la oferta de Gas Natural ocupa el tercer lugar en la matriz energética en América Latina, representando 18,6%, considerando que el petróleo representa el 41,6% y la energía Hidroeléctrica representa un 22,4%.

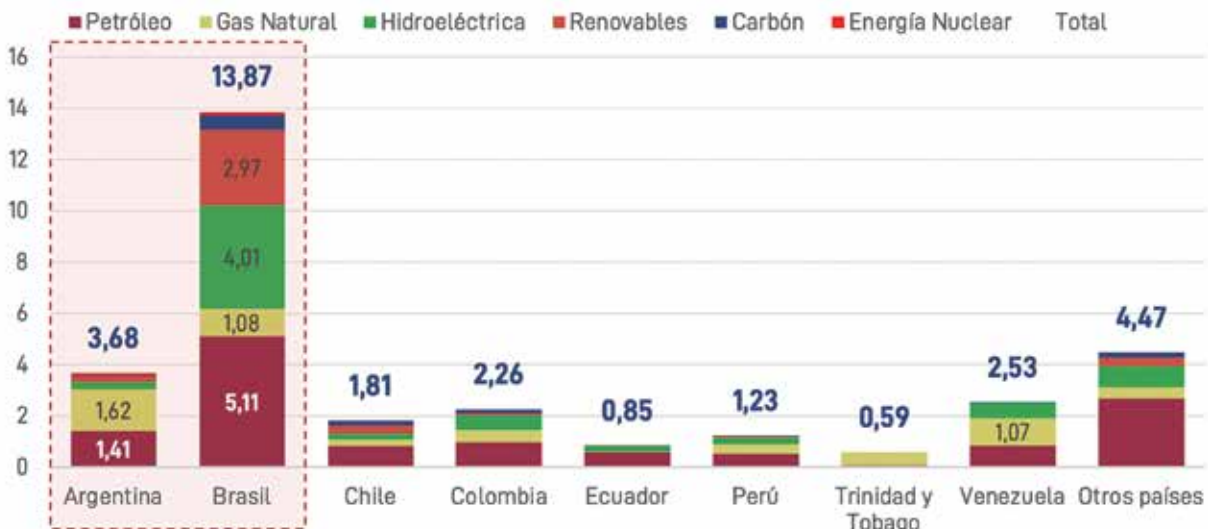
FIGURA 7.
OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN AMÉRICA LATINA DE ENERGÍA, 2023
 (EXPRESADO EN PORCENTAJES)



Nota: El Instituto de Energía no realizó la publicación anual de la gestión 2024.
Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial, publicación anual de Instituto de Energía, 2024.

Es importante mostrar que la composición de la oferta de energía primaria antes presentada tiene diferencias entre los países en cuanto a su estructura, así como a los niveles que alcanzan; en la siguiente figura se destacan justamente Brasil y Argentina que se destacan en cuanto al nivel de energía que requieren producir.

FIGURA 8.
ENERGÍA PRIMARIA EN PAÍSES VECINOS 2023
 (EXPRESADO EN EXAJULIOS- EJ)



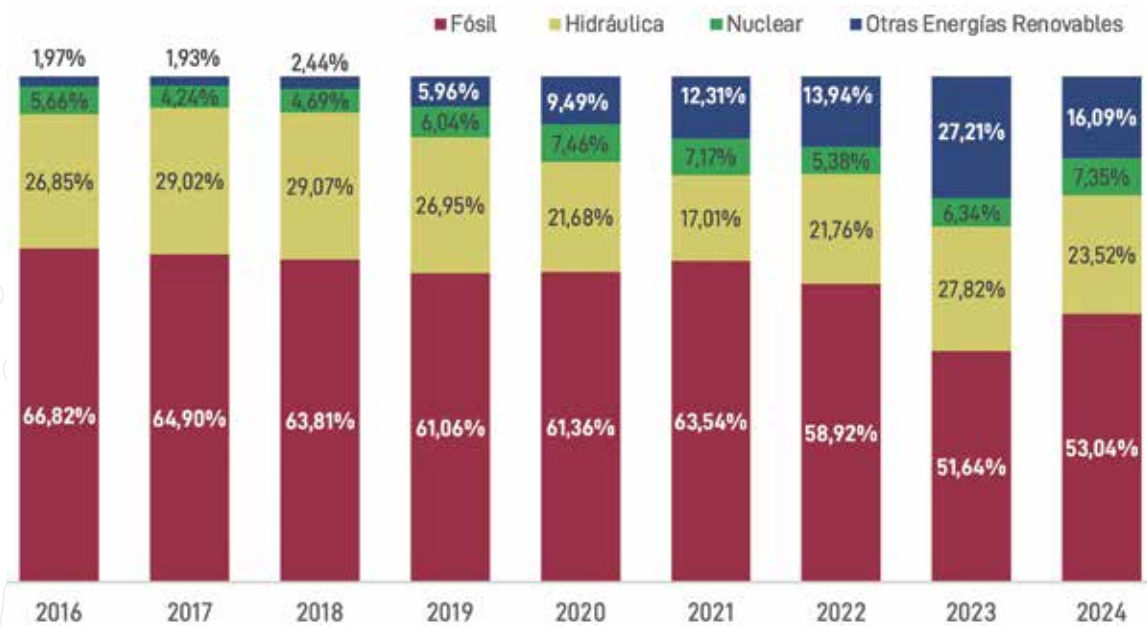
Nota: El Instituto de Energía no realizó la publicación anual de la gestión 2024.
Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial, publicación anual de Instituto de Energía, 2024.

Al focalizar la mirada en la generación eléctrica se puede acceder a datos más recientes y revisar la composición que existe en estos dos países con relación al único destino del Gas Natural que se exportaron históricamente a ambos países.

En Argentina, por ejemplo, se destaca la evolución la generación total neta de energía, que según información disponible de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la generación total neta de energía alcanzó los 11.844,8 GWh durante la gestión 2024. De esta generación, 53,0% tuvo como fuente la generación fósil, 23,5% hidráulica, 16,1% otras energías renovables y 7,4% nuclear.

Como se ve en la siguiente figura, la generación que proviene de fuente fósil ha ido disminuyendo desde el 2017, aunque los hidrocarburos han mantenido el primer lugar. Se destaca la disminución de la energía proveniente de otras fuentes renovables (principalmente eólica y fotovoltaica), entre la gestión 2023 y 2024, al mismo tiempo se debe destacar la participación de la energía nuclear, ya que solo Argentina y Brasil tienen este tipo de tecnología.

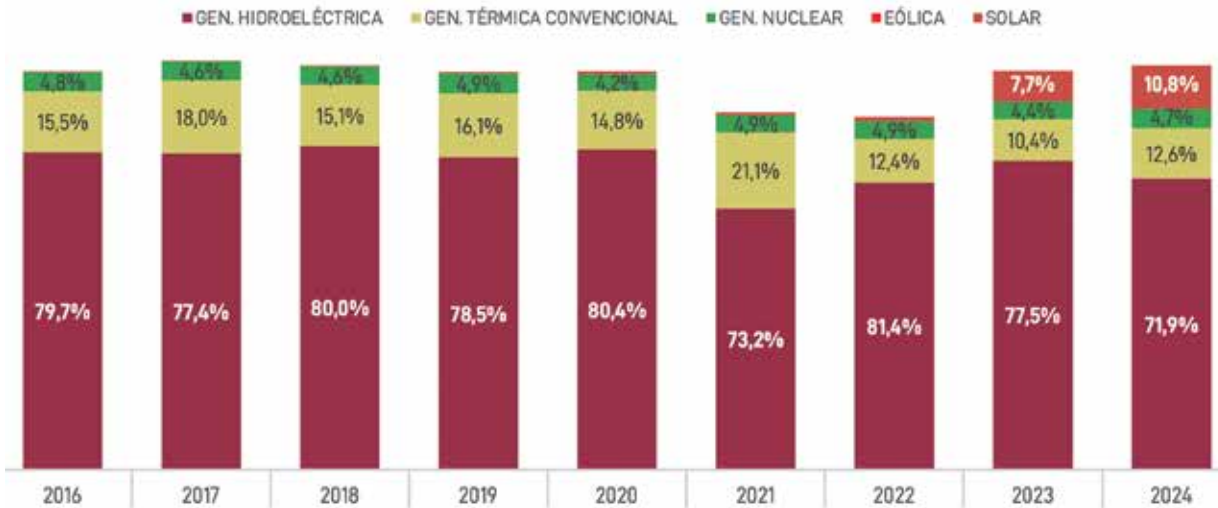
FIGURA 9.
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA
 (EXPRESADO EN PORCENTAJES)



Fuente: Comisión Nacional de Energía Atómica CNEA.

En Brasil, la generación de electricidad es muy diferente, ya que se compone principalmente de la generación hidroeléctrica, generación térmica, generación nuclear, solar y finalmente la generación eólica. En los últimos años se destaca la gestión 2022, que representó un cambio en la tendencia de la participación del gas natural, con un crecimiento del 10% con relación a la gestión 2021. En la gestión 2024, se destaca el crecimiento de la energía solar con un crecimiento del 42% con respecto a la gestión 2023.

FIGURA 10.
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BRASIL
 (EXPRESADO EN PORCENTAJES)



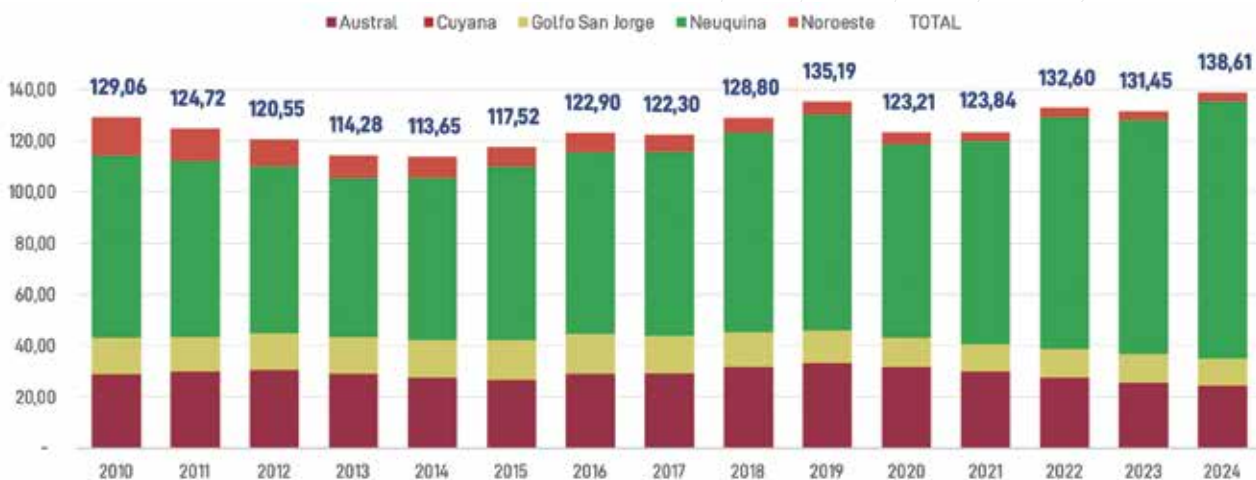
Fuente: Operador nacional del sistema eléctrico ONS-Brasil.

A continuación, se revisará la oferta de gas natural en ambos países, ya que, si bien son productores, ambos realizan importaciones.

OFERTA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

La producción de Gas Natural en la gestión 2024 alcanzó a 138,61 MMMcd, mostrando un incremento del 5,5% respecto al año 2023.

FIGURA 11.
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA
 (EXPRESADO EN MMMCD)



Fuente: Secretaría de Energía Argentina.



La República Argentina cuenta con una base sólida y diversificada de producción de gas natural, compuesta por cinco cuencas productivas: Austral, Cuyana, Golfo San Jorge, Neuquina y Noroeste, de las cuales la Cuenca Neuquina representa el principal polo de desarrollo gracias al impulso del shale gas en Vaca Muerta. Dicha cuenca aportó 100,24 MMmcd en el 2024, representando el 72,3% del total de la producción en Argentina.

La producción de Gas Natural en Argentina se concentra principalmente en cuatro (4) operadores según el siguiente orden: YPF S.A., Total Austral S.A. (Total), Pan American Energy SL y Tecpetrol S.A. Estas empresas tienen un 73,2% del total de la producción de Gas Natural. Al respecto, YPF S.A. presenta la mayor producción (33,1%) respecto a las demás empresas.

Con respecto a la producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, el promedio en la gestión 2024, de la producción de hidrocarburos no convencionales representó el 62,6% de la producción total (138,61 MMmcd). La importancia del gas no convencional se encuentra en aumento (12,8%), siendo que en la gestión 2023 se había registrado una producción no convencional de 76.86 MMmcd comparada con la producción del 2024 que fue de 86,82 MMmcd.

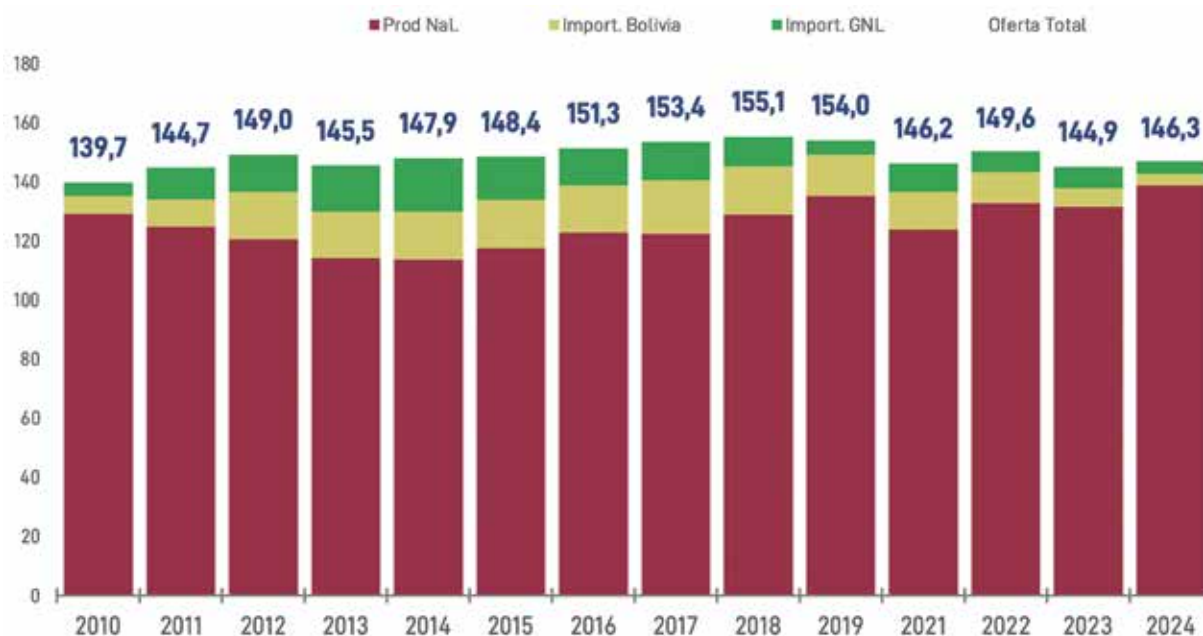
En 2024, las importaciones promedio de Gas Natural boliviano alcanzaron 3,98 MMmcd, las cuales fueron en el marco del contrato firme hasta septiembre, contemplando la estacionalidad de la demanda argentina, y que durante noviembre se utilizó un contrato interrumpible.

En relación a marzo de la gestión 2023, se verificó una disminución del 39,62%. Es importante señalar que las importaciones desde Bolivia representaron en promedio 2,72% de la oferta total de Gas Natural de Argentina.

A nivel estructural, el país argentino dispone de una red de transporte de 16.000 km y plantas de tratamiento que permiten acondicionar el gas para su distribución masiva y eventual exportación. Las proyecciones realizadas por la Secretaría de Energía muestran un crecimiento sostenido de la producción no convencional, especialmente en Vaca Muerta, aunque limitado por la capacidad de transporte. Las ampliaciones previstas hasta 2028 como la del Gasoducto Centro-Oeste, NEUBA II y la reversión del Norte permitirán alcanzar una capacidad máxima de 200 MMmcd. Superado ese umbral, será necesario complementar la oferta interna con importaciones de GNL para cubrir los picos invernales.

A partir del 2008, Argentina también importa GNL para abastecer la demanda nacional de Gas Natural. Para ello, incluso se han construido dos terminales de regasificación: Bahía Blanca y Escobar, las cuales cuentan con una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación.

FIGURA 12.
OFERTA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA
 (EXPRESADO EN MMMCD)



Fuente: Secretaría de Energía Argentina.

Las importaciones de GNL históricamente han ido creciendo hasta la gestión 2014, en comparación a las gestiones 2022 al 2024 que presentaron caídas mayores al 10%. Históricamente el volumen importado de GNL, para atender la demanda sobre todo de la capital y del Norte de Argentina, está fuertemente vinculada al invierno, pero también al precio.

Sin embargo, tomando en cuenta el desarrollo de infraestructura, la producción creciente y futura de los hidrocarburos No Convencionales en el Sur argentino, probablemente estas importaciones se reduzcan considerablemente.

El proyecto liderado por Southern Energy representa la iniciativa más ambiciosa de gas natural licuado (GNL) en Argentina en décadas, con el objetivo de conectar al país con el mercado global del GNL a una velocidad sin precedentes. Desde octubre de 2023, cuando PAE y Golar firmaron su primer acuerdo de trabajo conjunto, el proyecto ha avanzado rápidamente. En febrero de 2024 se firmó el Acuerdo Marco para trasladar el buque Hilli Episeyo a Argentina en 2027, y en julio del mismo año se concretaron los acuerdos definitivos para la creación de Southern Energy y el suministro de gas (GSA). A partir de allí, se sucedieron hitos clave como la presentación del Estudio de Impacto Ambiental ante la Provincia de Río Negro (octubre de 2024), la aplicación al régimen RIGI con solicitud de permiso de exportación (noviembre).

OFERTA DE GAS NATURAL EN BRASIL

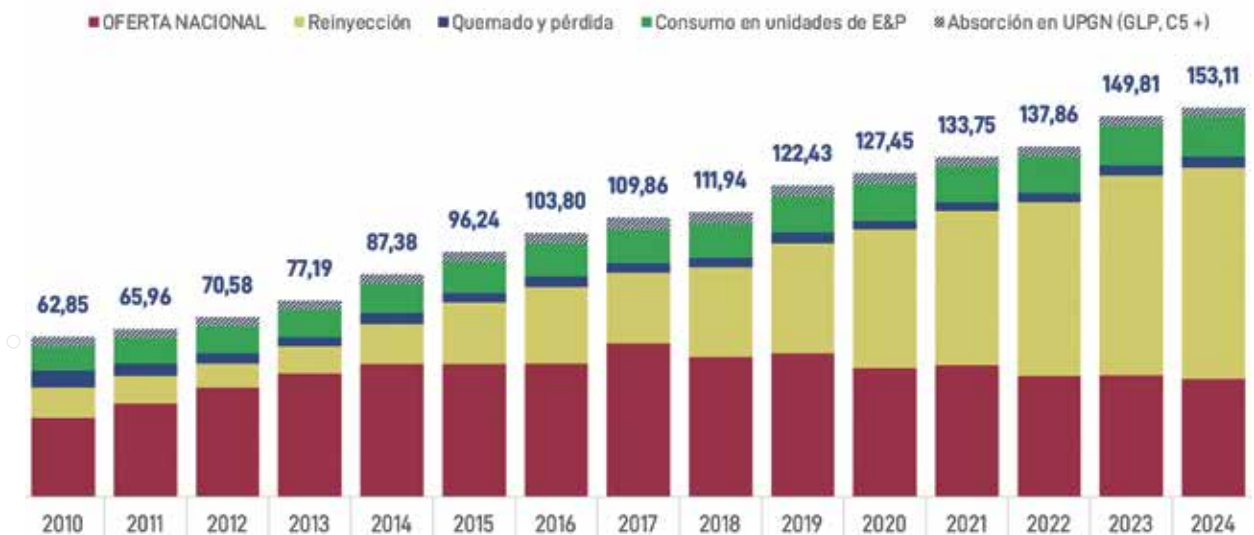
La producción nacional de gas natural en Brasil mostró una trayectoria creciente entre 2010 y 2024. En la gestión 2024, la producción promedio fue de 153,11 MMmcd, del cual el 54,3% de este volumen fue destinado a la reinyección. Este alto porcentaje de reinyección responde a la necesidad de mantener la presión en los yacimientos para maximizar la recuperación de petróleo, una práctica especialmente común en los campos offshore del Pre-sal (formación

geológica rica en petróleo y gas natural que se encuentra debajo de una espesa capa de sal en el lecho marino, principalmente en la costa atlántica de Brasil).

Según datos de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), la estatal Petrobras se consolidó como la principal operadora en Brasil, registrando en la gestión 2024 una producción promedio de 2.969.512 BPD. Durante ese mismo periodo, Petrobras fue responsable del 91% del gas natural extraído en el país, con una producción promedio de 139,48 MMmcd. El 9% restante correspondió a otras operadoras, destacándose Total Energies EP, Origem Alagoas y Eneva SA.

A pesar de su creciente producción, una parte significativa del gas extraído se destina a la reinyección. Este proceso, junto con la quema de gas, las pérdidas durante el procesamiento, el consumo interno en unidades de Exploración y Producción (E&P) y en plantas de procesamiento de gas natural (UPGN), reducen la cantidad disponible para el mercado.

FIGURA 13.
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE BRASIL
(EXPRESADO EN MMMCD)



Nota: La reinyección responde a la necesidad de mantener la presión en los yacimientos para maximizar la recuperación de petróleo

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

La distribución geográfica de Brasil, caracterizada por regiones sin acceso al suministro de gas natural o sin proyectos de exploración y explotación, junto con una alta demanda energética interna, define la composición de su oferta total de gas natural. Esta oferta está integrada por la oferta nacional, que considera la producción nacional ajustada por factores como la quema, pérdidas, reinyección y consumo interno en unidades de Exploración y Producción (E&P) y en plantas de procesamiento de gas natural (UPGN); y por la oferta importada (proveniente principalmente de Bolivia).

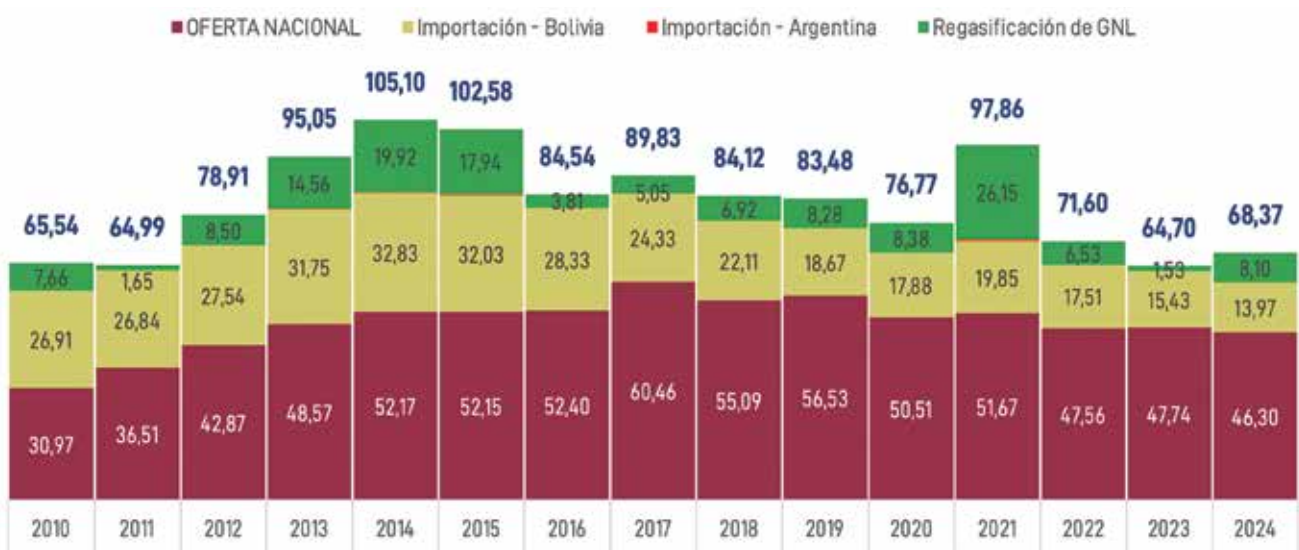
La oferta promedio de Gas Natural en la gestión 2024 alcanzó a 68,37 MMmcd, mostrando un incremento del 6% respecto del año 2023.

Con respecto a la composición de la oferta de Gas Natural en Brasil, la regasificación del GNL presentó una tendencia creciente desde la gestión 2016 hasta el 2021, con un aumento del 1% anual para el 2020 y un incremento abrupto de más de 212%, explicado por el incremento de la demanda de ese año. Empero, considerando el fuerte crecimiento de los precios durante

el 2022 y la reducción de la demanda de los siguientes años en Brasil, la importación de GNL se redujo a 8,10 MMmcd en promedio en la gestión 2024.

El consiguiente aumento en el número de proyectos de terminales de GNL con el objetivo de suministrar Gas Natural a las centrales térmicas en la costa brasileña trae mayor diversidad de suministro al mercado de gas natural siempre y cuando los precios sean ventajosos para el país vecino. Sin embargo, existen barreras de infraestructura para abastecer a la zona donde se exporta gas boliviano (centro oeste).

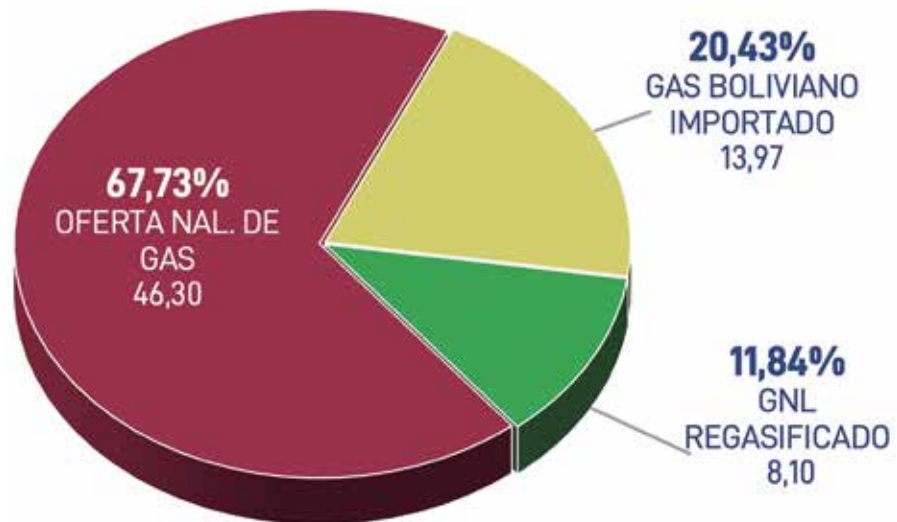
FIGURA 14.
OFERTA DE GAS NATURAL EN BRASIL HISTÓRICO
(EXPRESADO EN MMMCD)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

Las importaciones realizadas por Brasil, de origen boliviano presentan una tendencia estacionaria en los últimos 2 años. Tomando en cuenta lo registrado en el 2024, el gas boliviano representa el 20,43% de la oferta en Brasil.

FIGURA 15.
**COMPOSICIÓN DE LA OFERTA DE GAS
 NATURAL EN BRASIL**
 (EXPRESADO EN PORCENTAJES)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

5. GESTIÓN DE RESULTADOS EFICIENTE

5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES

La descripción correspondiente a las gestiones 2022, 2023 y 2024, presentan un conjunto de datos que reflejan el funcionamiento de las principales variables de gas natural e hidrocarburos líquidos.

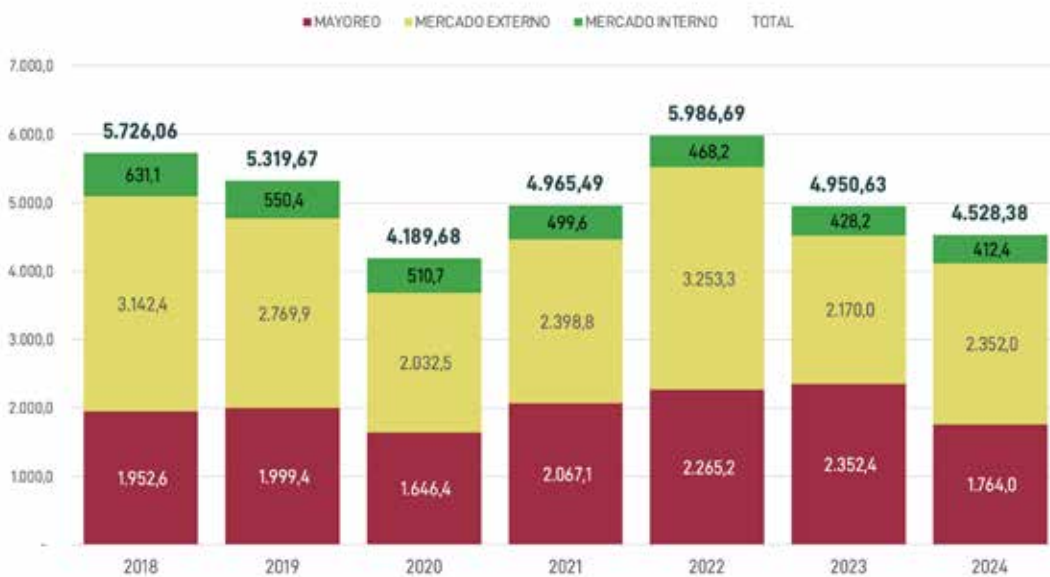
5.2 INGRESOS OPERATIVOS POR VENTA

Los ingresos consolidados por la venta de productos se han incrementado en 20,6% en la gestión 2022 respecto a la gestión 2021.

Durante la gestión 2022, la estatal petrolera garantizó la entrega de estos productos al mercado interno. Los excedentes de gas natural y sus productos derivados se exportaron a diferentes mercados de la región: gas natural se envió a Brasil y Argentina; urea se vendió a Brasil, Argentina, Paraguay, Perú y Uruguay; y GLP se comercializó a Brasil, Paraguay y Perú. Además, desde octubre de 2016, se exporta isopentano a Brasil, Perú y a otros países.

La gestión 2024 se destacó por la reducción de los precios internacionales de los productos derivados de hidrocarburos, una tendencia que se ha mantenido desde la gestión 2023. Esta disminución, junto con la declinación en la producción, ha tenido un impacto directo en la reducción de los ingresos operativos.

FIGURA 16.
INGRESOS OPERATIVOS POR VENTA
(EXPRESADO EN MMUSD)



Nota: Datos 2024 preliminares sujeto a modificaciones por el pago de deuda flotante y auditorías externas.

Fuente: YPFB.

MERCADO INTERNO

Petróleo Crudo
Gas Licuado de Petróleo
Gas Natural (Sector Eléctrico y Clientes Directos)

MERCADO EXTERNO

Petróleo Crudo Reconstituido
Gas Natural
Gas Licuado de Petróleo
Gasolina Rica en Iso Pentano
Urea

MAYOREO

Combustibles líquidos
(Gasolinas, Diésel oíl, kerosene)
GLP (Engarrafadoras Privadas)
Gas Natural Vehicular
Gas Natural - Redes
Urea



5.3 RENTA PETROLERA

La Renta Petrolera representa el conjunto de ingresos efectivamente percibidos por el Estado boliviano como resultado de la explotación y comercialización de los recursos hidrocarburíferos del país, entre ellos el Gas Natural, el Petróleo Crudo y el Gas Licuado de Petróleo (GLP). La Renta Petrolera se compone principalmente de los siguientes mecanismos de captación fiscal: el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), Regalías y Participación al Tesoro General de la Nación (TGN), Participación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Patentes Petroleras y otros impuestos vinculados a las actividades de Exploración y Explotación (Upstream).

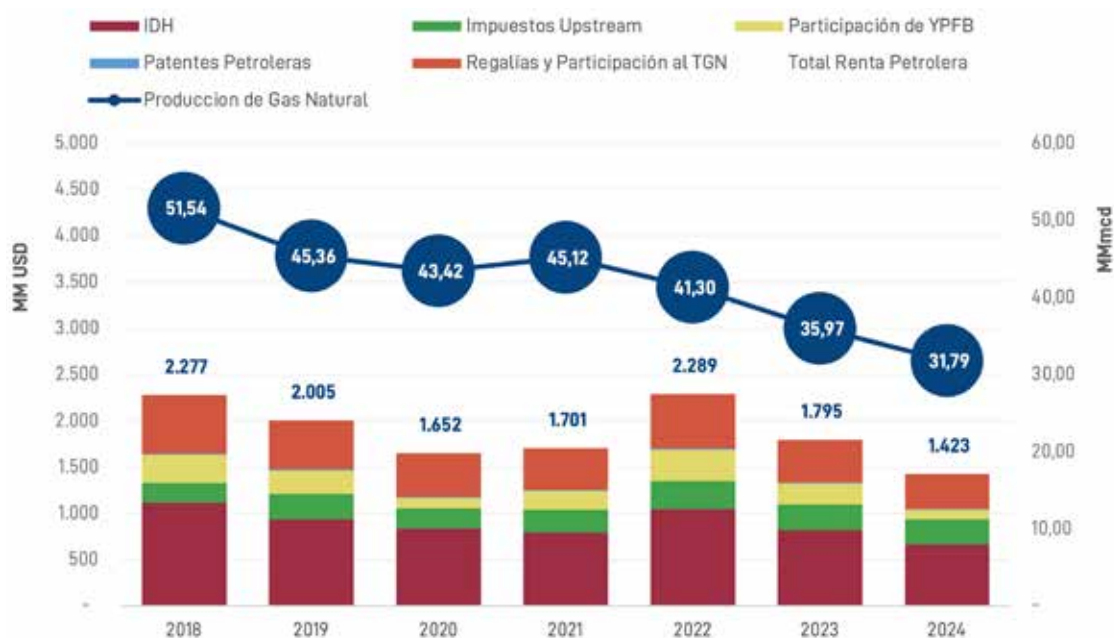
“El pueblo boliviano se favorece con los ingresos”

Los ingresos derivados de esta actividad estratégica benefician directamente a los nueve departamentos del país, así como a los gobiernos departamentales, gobiernos municipales, universidades públicas y al propio TGN. Estos recursos financian programas y proyectos orientados al desarrollo económico y social, tales como la mejora en el acceso a servicios de salud, educación, vivienda, generación de empleo, infraestructura básica y promoción de la diversificación productiva.

Priorizamos las iniciativas para incrementar la Renta Petrolera a pesar de la declinación en la producción. Durante el 2023, nuestro objetivo fue reponer e incrementar reservas de gas que permitan continuar con la recaudación de IDH y Regalías. Además, YPFB reinvierte en el desarrollo de las familias bolivianas, con instalaciones de gas domiciliario y el desarrollo de proyectos. Es importante hacer notar que la gestión comercial y negociación de contratos de compra venta de gas natural, permitió generar ingresos extraordinarios y evitar el pago de penalidades (AHORRO) por fallas de suministro y el 2024 se continuó con la gestión comercial y la negociación de contratos de compra-venta de gas natural, lo que permitió mantener ingresos extraordinarios incluso hasta la finalización del contrato con Argentina en septiembre.

A continuación, se presenta el comportamiento de la Renta Petrolera en el período 2018-2024.

FIGURA 17.
RENDA PETROLERA y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2018 – 2024(P)
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES Y MILLONES DE METROS CÚBICOS DÍA)



Fuente: GAEF.

5.4 PRODUCCIÓN Y PRONÓSTICO DE GAS NATURAL, HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y PETRÓLEO

La producción fiscalizada de Gas Natural en el gobierno de facto, fue la menor registrada en 10 años, sin embargo, a partir de noviembre 2020 y hasta octubre de 2021 la producción promedio alcanzó a 46,3 MMmcd, gracias a la política de reactivación llevada adelante en el gobierno democrático.

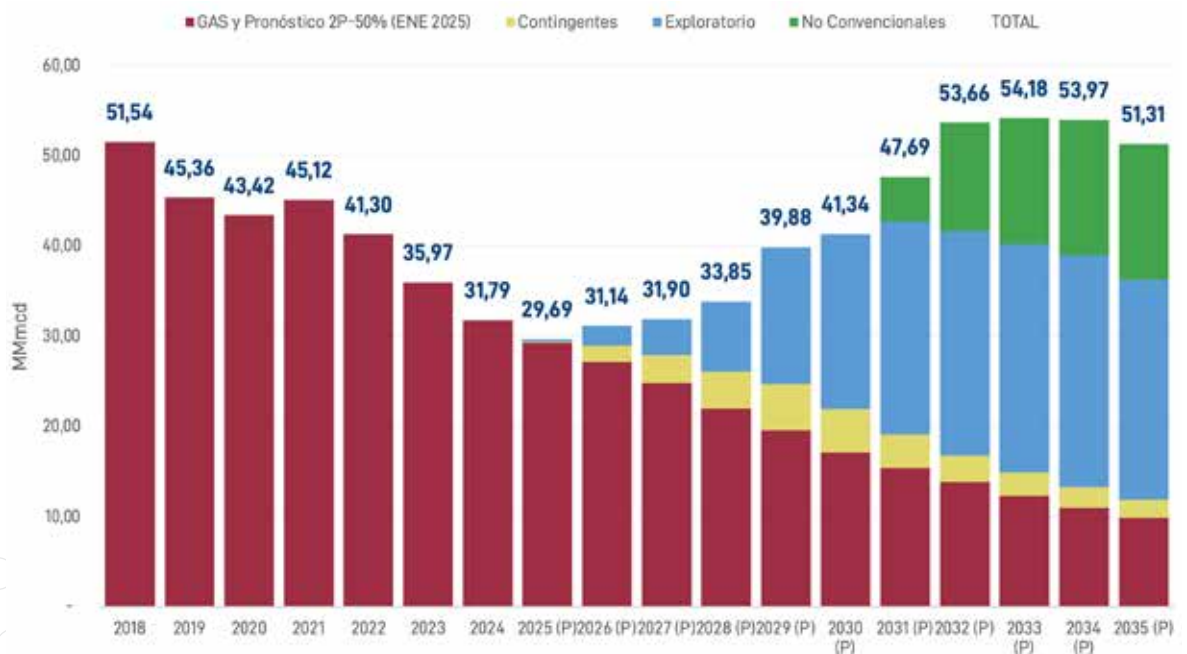
A pesar de la declinación en la producción de Gas Natural, provocada por la falta de reposición de reservas a través de inversión, el consumo de Gas Natural para mercado interno está garantizado y coadyuva el proceso industrializador de la economía boliviana, ya que entre el 2023 y el 2024 se advierte un incremento de 2,15%, llegando a registrarse un consumo promedio de 14,03 MMmcd. Sin embargo, esta situación habría sido diferente de no haberse realizado la inversión en el Upstream en el año 2021.

De acuerdo con las estimaciones de producción y demanda, en un escenario base (sin las inversiones del PRU) existe disponibilidad de saldos para exportación hasta la gestión 2031, pero estos volúmenes serían cada vez más reducidos y desde la gestión 2032 la demanda interna no llegaría a cubrirse en su totalidad.

De los 57 proyectos de pozos, treinta y uno están concluidos, diez en ejecución, nueve en contratación y licencia ambiental, tres proyectos ya están aprobados y cuatro en formulación y gestión de aprobación, priorizando los proyectos según su madurez exploratoria y realizando un esfuerzo enorme de impulsar las inversiones en la exploración y explotación.

Actualmente, resultado del Plan de Reactivación del Upstream (PRU), se prevé incorporar nuevos volúmenes de producción para generar mayores excedentes para la exportación a partir del 2026, y un incremento en los hidrocarburos líquidos, lo que ayudará al aprovechamiento de las refinerías.

FIGURA 18.
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2018 a 2035(P)
 (EXPRESADO EN MILLONES DE METROS CÚBICOS DÍA)



Nota: (p) Datos proyectados en octubre 2024.

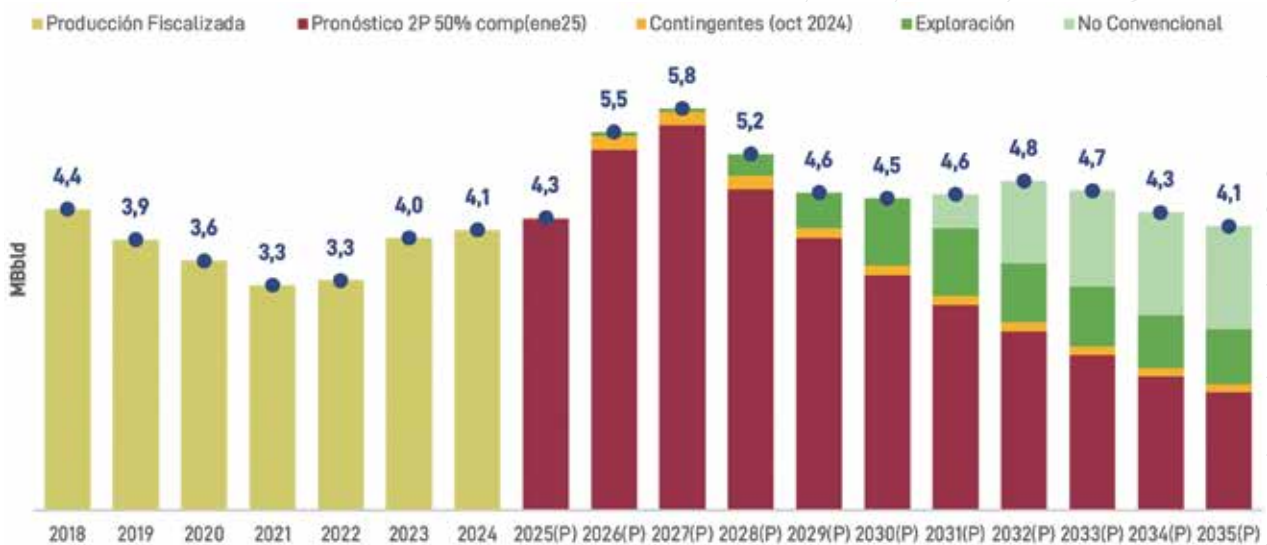
Fuente: YPFB.

FIGURA 19.
**PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS
 LÍQUIDOS 2018 a 2035**
 (EXPRESADO EN MILES DE BARRILES DÍA)



Nota: (p) Datos proyectados en octubre 2024.
 Fuente: YPFB.

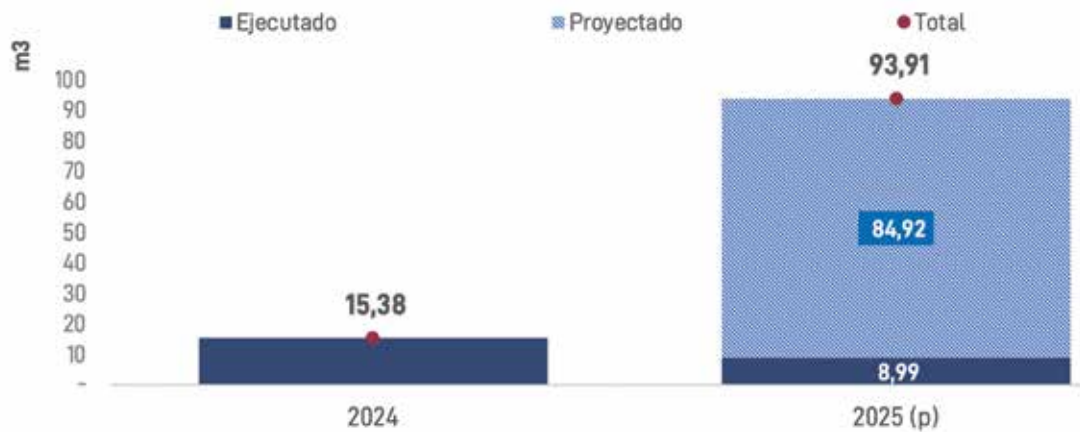
FIGURA 20.
**PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
 2018 A 2035(P)**
 (EXPRESADO EN MILES DE BARRILES DÍA)



Nota: (p) Datos proyectados en octubre 2024.
 Fuente: YPFB.

En 2024, la producción de biodiesel ha experimentado un crecimiento, a continuación, los datos de producción:

FIGURA 21.
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE BIODIÉSEL
2024 A 2025(P)
 (EXPRESADO EN MM LITROS)



Fuente: GIND, GIPI.

Elaboración: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

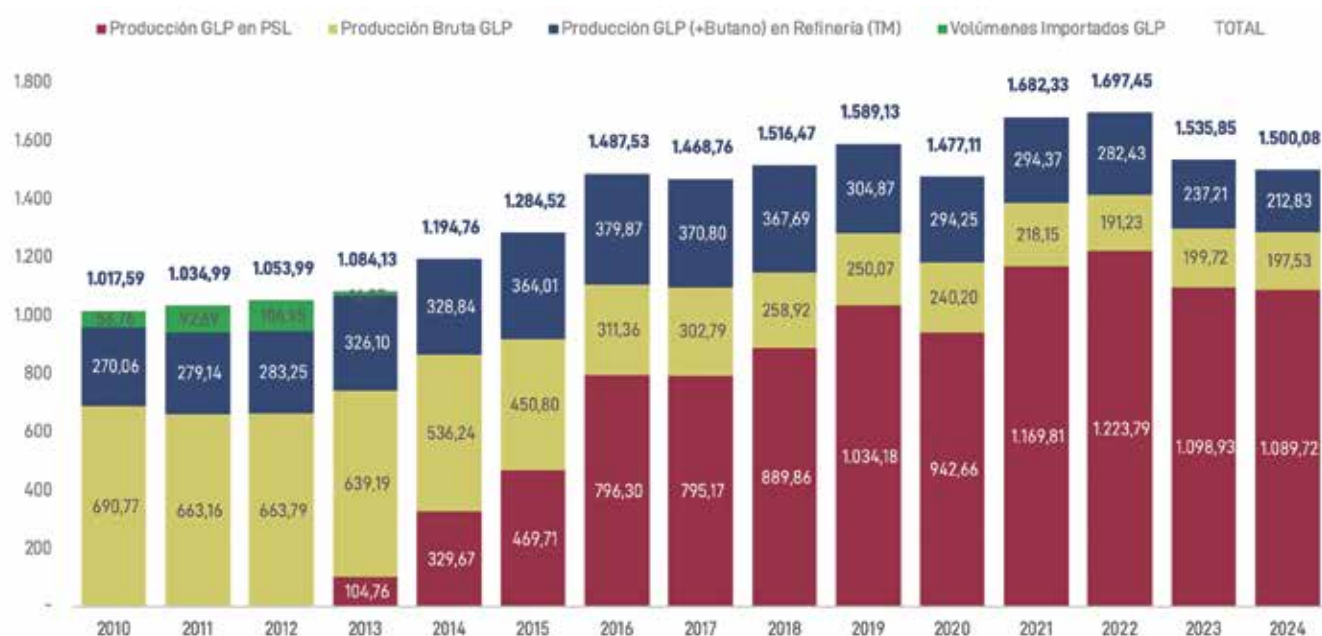
(*) Se contempla la entrega definitiva de la planta de Senkata en julio 2025. Son datos programados, que dependen de la dotación de materia prima y que se actualizan periódicamente por ello.

5.5 PRODUCCIÓN DE GLP

La producción de GLP en las Plantas de Separación de Líquidos (PSL) ha incrementado su participación en la producción total, evitando así una disminución en la producción. Este aumento permite cubrir el mercado interno y, al mismo tiempo, destinar volúmenes para la exportación, fortaleciendo así la balanza comercial del país.

En 2024, la producción de GLP en Bolivia ha experimentado variaciones en comparación con el año anterior. En total, la oferta de GLP ha disminuido un 3,69% en comparación con el año anterior. A pesar de ello no se tienen preocupaciones ya que Bolivia tiene sobreproducción de GLP, por lo que no existen problemas para el abastecimiento del insumo.

FIGURA 22.
PRODUCCIÓN DE GLP
 (Expresado en Toneladas Métricas día)



Fuente: YPFB

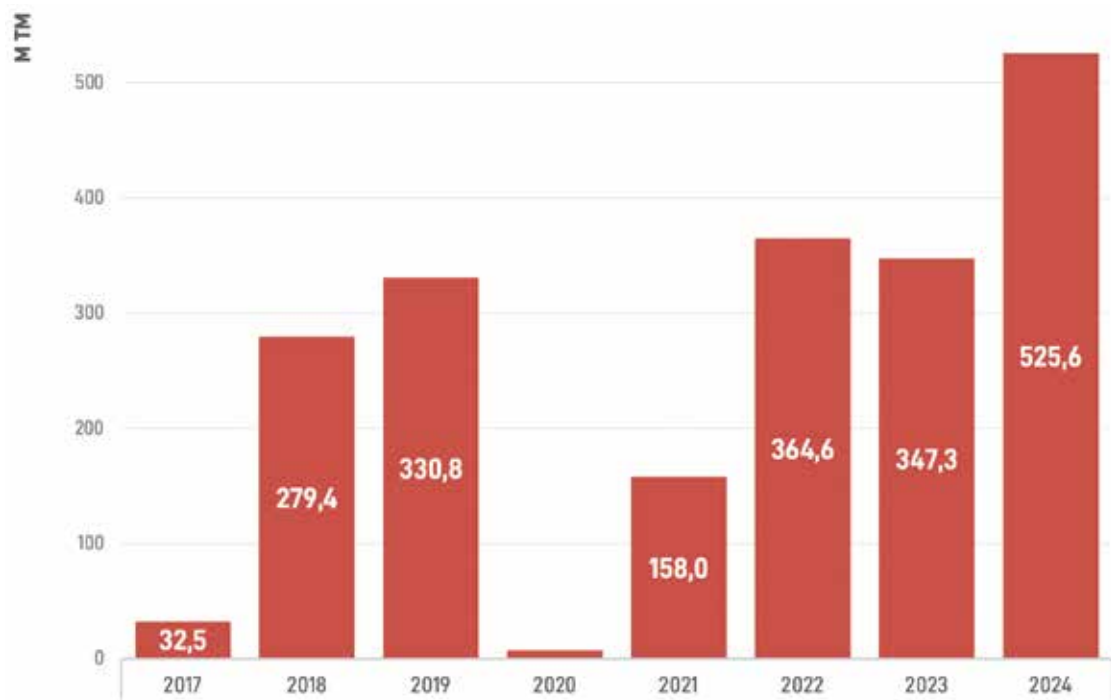
5.6 PRODUCCIÓN DE UREA

Un logro importante que destacar es el siguiente: Se elaboró e implementó un plan de reactivación de la Planta Amoniaco y Urea (PAU), que contempló la adquisición de insumos químicos, maquinaria, repuestos y reparación de equipos críticos como el turboexpander, la turbina 101 JGT, el generador de nitrógeno y habilitación de calderos. Tras reparar esos daños, las operaciones de la PAU fueron reiniciadas el 6 de septiembre de 2021, de ahí en adelante comenzó a operar gradualmente, con lo que se cumplió con la meta del 2021: reactivar la Planta de Amoniaco y Urea con enfoque de industrialización, con sustitución de importaciones.

La producción de la PAU, desde su reactivación en septiembre de 2021 y con el mantenimiento realizado en 2023, ha sido más estable que en gestiones pasadas, la producción de la gestión 2022 es 10,23% mayor que la alcanzada en la gestión 2019.

La Planta de Amoniaco y Urea ha consolidado a Bolivia como principal proveedor de urea granulada en la región, batiendo record en su producción y registrando un crecimiento interanual del 553,75% respecto al 2023. Con lo cual el 2024 marca el hito del potencial productivo registrado, llegando a un promedio cercano al 85% de su capacidad.

FIGURA 23.
PRODUCCIÓN DE UREA
 (Expresado en Miles de toneladas métricas)



Fuente: YPFB e Instituto Nacional de Estadística (INE).

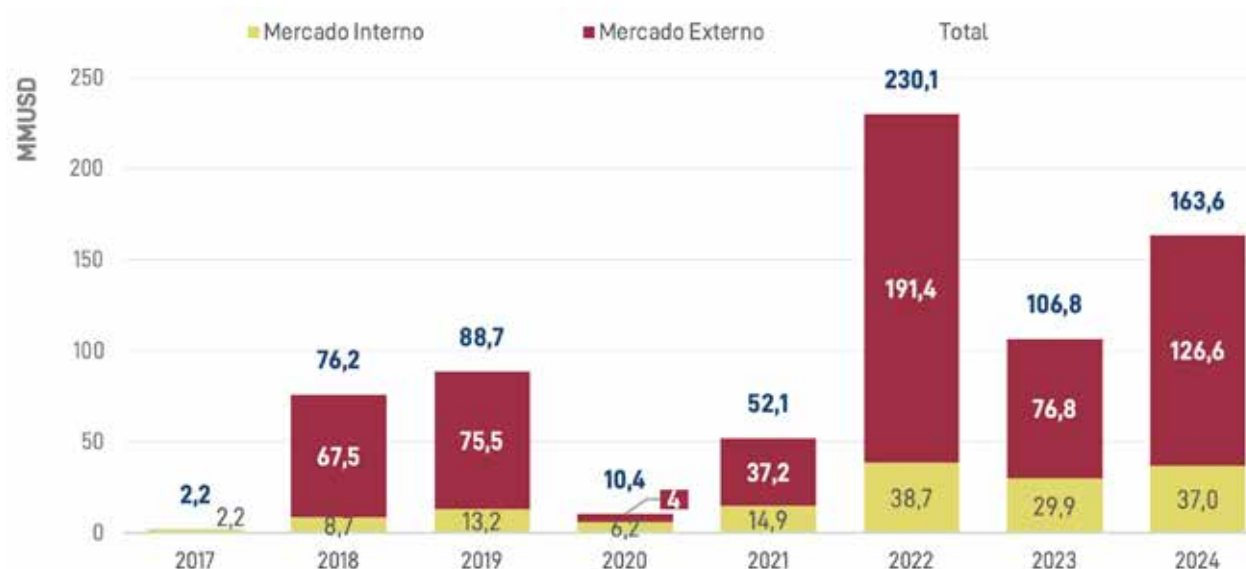
Nota: (2020) La PAU estuvo sin producción desde noviembre del 2019 hasta septiembre de 2021. En la gestión 2020, por instrucción de la Dirección de la PAU y con la aprobación de UPS-UAF, se registra un volumen de ajuste de medición efectuado por planta.

5.7 INGRESOS POR LA VENTA DE UREA SEGÚN MERCADO

Se debe hacer notar que en la gestión 2023 se ha dado una reducción importante en los precios de la urea a nivel internacional, pese a ello se generaron importantes ingresos por la venta de urea que alcanzan los 108 MMUSD, mismos que superan a los ingresos por comercialización de urea de las gestiones 2017-2021.

Las metas para el año 2024, fueron ambiciosas: sustituir las importaciones del mercado interno y que el volumen comercializado sea superior a años anteriores, si bien en términos de volumen, la meta no fue alcanzada, en términos de ingresos, en la gestión 2024 se superaron en 41,28 % los ingresos con relación a la gestión 2023.

FIGURA 24.
INGRESOS POR LA VENTA DE UREA
 (Expresado en Millones de dolares)



Fuente: YPFB.

5.8 CONSUMO HISTÓRICO ANUAL DE UREA EN MERCADO INTERNO

El 2024 se ha superado nuevamente la meta de volumen comercializado en el mercado interno y con ello también se ha logrado alcanzar el porcentaje de sustitución de importaciones establecido en la meta del quinquenio, vale decir desplazar totalmente las importaciones de urea a nivel nacional. Durante el 2024 se importó solo 300 TM, lo que representa sólo el 0,39% de consumo interno.

Al inicio de la gestión 2024 se esperaba acercar el consumo interno a las 70 mil toneladas destinadas a los agricultores de todo el país; la meta se consiguió y se sobrepasaron las 76 mil TM, registrándose un crecimiento interanual de 12%.

En consecuencia, el consumo del fertilizante en el mercado interno ha **consolidado la sustitución de importaciones**. En este sentido, el productor agrícola interno ganó con la producción de este fertilizante de alta calidad, puesto que los precios que ofrece Bolivia son competitivos, respecto la urea importada. Al respecto es posible señalar que bajo la política de sustitución de importaciones el Gobierno Nacional, ha cubierto más del 99% del mercado nacional.

FIGURA 25.
**CONSUMO HISTÓRICO ANUAL DE UREA
 EN MERCADO INTERNO 2007 – 2024**
 (Expresado en Miles de toneladas métricas)



Nota: La PAU estuvo sin producción desde noviembre del 2019 hasta septiembre de 2021, por lo que la comercialización registrada corresponde a saldos de almacén.

Fuente: YPFB e Instituto Nacional de Estadística (INE).

5.9 EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA SECTORIAL DE INVERSIÓN 2022 AL 2024

A continuación, se presenta la ejecución presupuestaria sectorial para las gestiones 2022, 2023 y 2024, por actividad de la cadena de hidrocarburos:

TABLA 4.
**INVERSIÓN SECTORIAL YPFB – GESTIÓN 2022-2023-2024
 POR ACTIVIDAD DE LA CADENA.**
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)

Actividad Cadena	Ejecución 2022	% Participación	Ejecución 2023	% Participación	Ejecución 2024	% Participación
Exploración	107,48	27%	259,44	48%	138,35	31%
Explotación	135,56	34%	104,28	19%	93,84	21%
Distribución	72,09	18%	62,81	12%	64,18	14%
Transporte	45,93	11%	46,54	9%	48,05	11%
Refinación	18,67	5%	22,19	4%	17,81	4%
Plantas e Industrialización	11,24	3%	36,43	7%	71,06	16%
Comercialización	3,14	1%	3,37	1%	3,68	1%
Almacenaje	2,91	1%	3,69	1%	5,89	1%
Otras Inversiones	2,41	1%	0,99	0,2%	0,22	0,05%
Total Inversión	399,43	100%	539,74	100%	443,07	100%

Fuente: YPFB

FIGURA 26.
INVERSIÓN SECTORIAL POR ACTIVIDAD DE LA CADENA
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)



Fuente: YPFB.

En la anterior figura, se puede apreciar que se invirtió mayor cantidad de recursos financieros en Exploración y Explotación. Asimismo, en la siguiente tabla, se detalla la Ejecución Presupuestaria Sectorial de la gestión 2022, 2023 y 2024 por tipo de empresa:

TABLA 5.
INVERSIÓN SECTORIAL YPFB – GESTIÓN 2022-2023-2024
POR TIPO DE EMPRESA.
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)

Tipo de Empresa	Ejecución 2022	% Participación	Ejecución 2023	% Participación	Ejecución 2024	% Participación
Casa Matriz	117,37	29%	265,79	49%	237,83	54%
Empresas Filiales y Subsidiarias	225,01	56%	238,62	44%	169,25	38%
Empresas Operadoras	57,07	14%	35,33	7%	36,27	8%
Total general	399,43	100%	539,74	100%	443,07	100%

Fuente: YPFB.

FIGURA 27.
INVERSIÓN SECTORIAL POR TIPO DE EMPRESA
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)



Fuente: YPFB.

6. INVERSIÓN EN PROYECTOS

6.1 RESULTADOS DE PROYECTOS EXPLORATORIOS

6.1.1 PROYECTOS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA 2022-2024

Las estrategias propuestas para el desarrollo y ejecución del Plan de Reactivación del Upstream (PRU)-2021, estuvieron enfocadas considerando la madurez exploratoria de cada proyecto con el siguiente lineamiento:

- Evaluación y clasificación de oportunidades.
- Optimización técnica y económica de los proyectos (Polos de Desarrollo).
- Negociación de nuevos contratos para el mercado externo.
- Optimización de la normativa para la ejecución de actividades exploratorias.

Estas estrategias contribuyeron a mejorar las condiciones de los proyectos en cuanto a economía, tiempos, procedimientos, administración y clasificación de los mismos, la ejecución de los proyectos coadyuvó a la reactivación económica generando fuentes de empleo para el beneficio de los bolivianos.

El Portafolio de Proyectos Exploratorios del PRU-2021, contaba con 30 proyectos exploratorios, posteriormente producto de la madurez exploratoria se adicionó 27, haciendo un total de 57 proyectos, de los cuales 29 fueron ejecutados, 18 con resultados positivos.

TABLA 6.
PROYECTOS EXPLORATORIOS EJECUTADOS

Operador	Área/Campo	Oportunidad Exploratoria	Resultados / Estado
YPFB	Yarará	Yarara-X1	Ejecutado, 350 Bpd.
	Yarará	Yarará-X2	Ejecutado, 120 Bpd.
	Yarará	Yope-X1	Ejecutado, 82 Bpd.
	Remanso	Remanso-X1	Intervención, 19 Bpd.
	Lliquimuni	*Mayaya Centro-X1	Ejecutado, 12,6 MMpcd.
	Huayco	Huayco-X1	Intervención, 4,3MMpcd.
	Aguaragüe Norte	Sipotindi-X1	Ejecutado, No comercial.
	Rio Seco	Rio Seco-X1001, X1002	Intervencion, 6,0 MMpcd.
	Villamontes	Villamontes-X7	Ejecutado. No productivo.
YPFB Chaco	Astillero	Astillero-X1	Ejecutado,reevaluación por YPFB Chaco.
	Itacaray	Itacaray-X1 ST2	Ejecutado, No comercial.
	San Miguel	San Miguel-X2ST5	Ejecutado, No comercial.
	Vuelta Grande	Vuelta Grande-X1001	Ejecutado, No comercial.
	Churumas	Churumas-X2	Intervención, 4,7 MMpcd.
	El Dorado	Florida-X2D	Ejecutado, 1,9 MMpcd.
	Los Monos	Los Monos-X13D	Ejecutado, 10,3 MMpcd.
YPFB Andina	Churumas	Churumas-X3D	Ejecutado, 19 MMpcd.
	Carohuaicho 8D	Sararenda-X3	Ejecutado, No comercial.
Vintage	Yapacani	Sirari West-X1	Ejecutado, 300 Bpd.
	Ñupuco	Chaco Este-X7D	Ejecutado, 35 Bpd.
	Chaco Sur	Chaco Este-X5D ST	Ejecutado, 4,1 MMpcd.
	Chaco Sur	Chaco Este-X8D	Ejecutado, No comercial.
	Chaco Sur	Chaco Este-X9D	Ejecutado, 2,2 MMpcd.
	Ñupuco	Ñupuco-X1001D	Ejecutado, No comercial.
	Chaco Sur	Chaco Oeste-X1 ST2	Ejecutado, 4,5 MMpcd.
Pluspetrol (Fluxus)	Curiche	Curiche-X1010	Ejecutado, cerrado por arenamiento, 0,52 MMpcd.
	Curiche	Curiche-X1011	Ejecutado, cerrado por arenamiento, 0,15 MMpcd.
Repsol	Caipipendi	Boicobo Sur-X1	Ejecutado, No productivo.
Petrobras	Caranda	Caranda-X1005ST2	Ejecutado, en evaluación

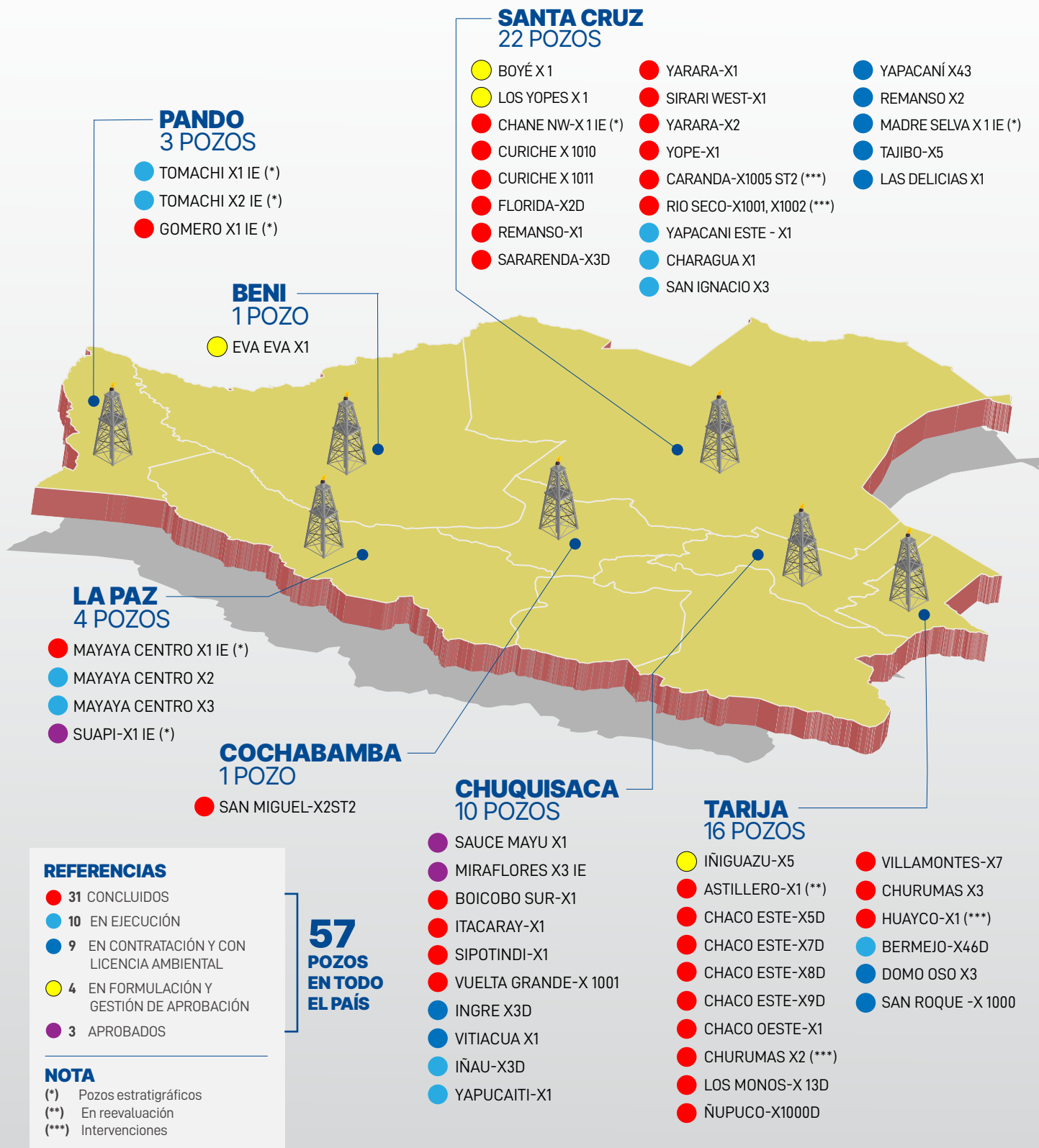
Fuente: GATC

*El Proyecto Mayaya Centro-X1(MYC-X1) correspondía a un pozo de Investigación Estratigráfica (MYC-X1IE) que posterior a los resultados se clasificó como Pozo de Exploración.

En la siguiente figura se pueden identificar los pozos exploratorios en sus distintas etapas en el marco del PRU.

FIGURA 28.

POZOS EXPLORATORIOS Y ESTRATIGRÁFICOS



6.1.2 PROYECTOS INICIALES EXPLORATORIOS (PIE), CONVENIOS DE ESTUDIO (CE) Y CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS (CSP)

A continuación, se detallan los Proyectos Iniciales Exploratorios (PIE), Convenios de Estudio (CE) y Contratos de Servicios Petroleros (CSP) gestionados durante el periodo 2021-2024.

TABLA 7.
PROYECTOS INICIALES EXPLORATORIOS (PIE)

Nº	ÁREA	EMPRESA	AÑO	ESTADO
1	RÍO BENI	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
2	SAUCE MAYU	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
3	CUPECITO	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
4	SAN TELMO SUR	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
5	OKINAWA	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
6	MADRE DE DIOS	YPFB Chaco S.A.	2022	FINALIZADO
7	VITIACUA	YPFB Andina S.A.	2023	FINALIZADO
8	SAUCE MAYU	YPFB Andina S.A.	2023	FINALIZADO
9	MENONITA	YPFB Chaco S.A.	2023	FINALIZADO
10	SAN JOAQUÍN	YPFB Chaco S.A.	2023	FINALIZADO
11	VITIACUA	YPFB Andina S.A.	2024	FINALIZADO
12	INGRE	YPFB Andina S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
13	SAN SIMÓN	YPFB Chaco S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
14	YAPACANÍ ESTE	YPFB Andina S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
15	SIRARI OESTE	YPFB Andina S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
16	IÑIGUAZU	YPFB Chaco S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
17	MIRAFLORES	YPFB Andina S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
18	ALMENDRO	YPFB Chaco S.A.	2024	EN EJECUCIÓN
19	ABEJA	YPFB Chaco S.A.	2024	EN EJECUCIÓN

Fuente: GATC

TABLA 8.
CONVENIOS DE ESTUDIO (CE)

Nº	ÁREA	EMPRESA	AÑO	ESTADO
1	TITA TECHI	CANACOL ENERGY	2023	FINALIZADO
2	SAN TELMO SUR	FLUXUS	2024	EN EJECUCIÓN
3	IÑIGUAZU	FLUXUS	2024	EN EJECUCIÓN

Fuente: YPFB.

TABLA 9.
**CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS APROBADOS
 (CSP) EN EJECUCIÓN**

Nº	ÁREA	EMPRESA	AÑO	ESTADO
1	CARANDAITI	VINTAGE Petroleum Boliviana Ltda.	2024	VIGENTE, EN EJECUCIÓN
2	SAYURENDA	VINTAGE Petroleum Boliviana Ltda.	2024	VIGENTE, EN EJECUCIÓN
3	YUARENDA	VINTAGE Petroleum Boliviana Ltda.	2024	VIGENTE, EN EJECUCIÓN

Fuente: YPFB.

6.1.3 NUEVA ERA DE LOS HIDROCARBUROS

El mayor éxito del PRU de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para la gestión 2024, es el descubrimiento de hidrocarburos en la estructura Mayaya Centro del Área Lliquimuni, ubicado en el Municipio de Alto Beni del departamento de La Paz; mediante la perforación del pozo Mayaya Centro-X1 confirmando la existencia de hidrocarburos en el Subandino Norte, una Zona No Tradicional para la producción boliviana. Los estudios iniciales identificaron potencial de recursos estimados de 1,7 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural en la estructura Mayaya Centro, además, se interpretan al menos cinco estructuras aledañas de similares características. Se tienen planes de perforar tres pozos adicionales para maximizar el potencial hidrocarburífero del Área Lliquimuni. A continuación, se muestra parte del plan de desarrollo del ÁREA LLIQUMUNI – MAYAYA CENTRO.

FIGURA 29.
ÁREA LLIQIMUNI – MAYAYA CENTRO

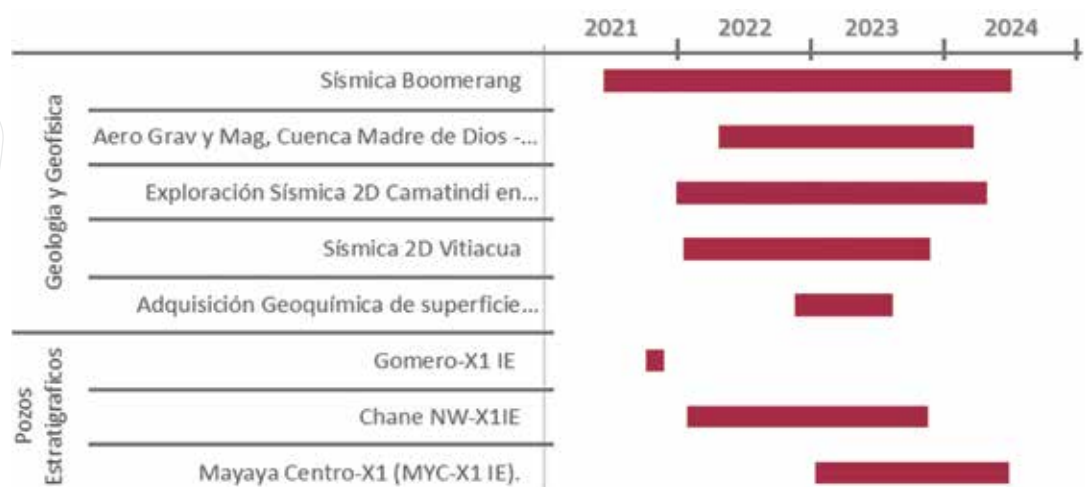


Fuente: YPFB.

6.1.3.1 PROYECTOS DE GEOLOGIA & GEOFÍSICA

A objeto de alcanzar las metas a largo plazo, YPFB programó la ejecución de proyectos G&G, tales como, adquisición de datos sísmicos, Aero gravimetría, magnetometría, geoquímica y pozos de Investigación Estratigráfica. A continuación, se detalla los estudios ejecutados en el periodo 2021-2024:

FIGURA 30.
PROYECTOS G&G EJECUTADOS, YPFB



Fuente: GATC

Es necesario indicar que, como parte del análisis de factibilidad de costo y beneficio, se vio por conveniente postergar la ejecución de los proyectos Sísmica 2D Madre de Dios y Sísmica 2D Madre Selva, asimismo, se desestimó la ejecución de la Sísmica 2D de Irenda, producto de la reevaluación del Área que lleva el mismo nombre.

Conforme lo detallado anteriormente, es necesaria la adquisición de nueva información de G&G para poder reducir la incertidumbre y alcanzar la madurez de una oportunidad hasta convertirse en prospecto y posteriormente en proyecto de perforación exploratoria. En ese sentido, YPFB tiene programado dos (2) proyectos de Adquisición Sísmica, conforme el siguiente detalle:

TABLA 10.
PROYECTOS G&G (SÍSMICA)

PROYECTOS PROGRAMADOS	SITUACIÓN ACTUAL DIC/2024
Explor. Adquisición Sísmica en Tatarenda del Dpto. de Santa Cruz.	En procesos de consulta y participación para la obtención de Licencia Ambiental.
Explor. Sísmica 2D en Alto Beni del Dpto. de la Paz	En fecha 27 de septiembre del 2024 el proyecto fue aprobado en el Directorio de YPFB. Actualmente, se encuentra en actividades de gestión de proyectos.

Fuente: GATC

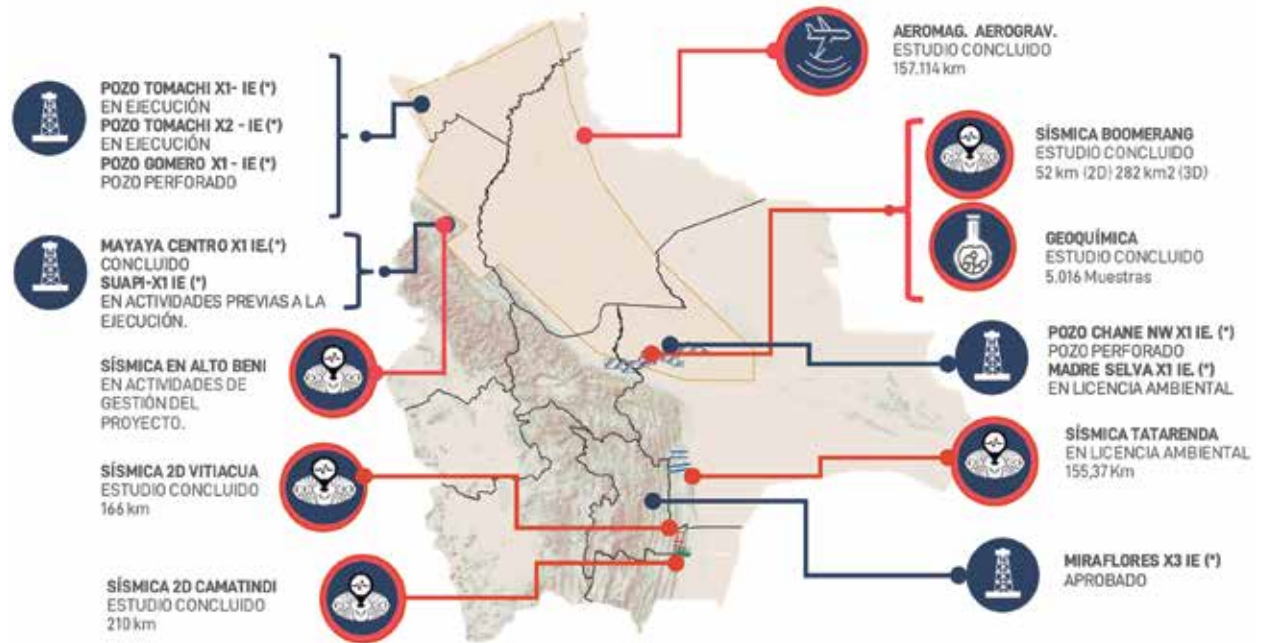
Por otra parte, también se tiene programada la perforación de pozos de Investigación Estratigráfica (IE) en las zonas del Boomerang (Cuña Silúrica), Subandino Norte, Madre de Dios y Llanura Chaqueña.

TABLA 11.
POZOS DE INVESTIGACIÓN ESTRATIGRÁFICA

PROYECTOS PROGRAMADOS	SITUACIÓN ACTUAL
Madre Selva-X1 (MSV-X1 IE)	En proceso de Licenciamiento Ambiental.
Tomachi-X1 (TMC-X1 IE)	En ejecución de obras civiles.
Tomachi-X2 (TMC-X2 IE)	En ejecución de obras civiles.
Miraflores-X3 (MFL-X3 IE)	Gestiones previas a la ejecución del proyecto.
Suapi-X1 IE (SAP-X1 IE)	Con Licencia Ambiental

Fuente: GATC

FIGURA 31.
**EVALUANDO EL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO
 DE LAS DIFERENTES ZONAS A NIVEL NACIONAL**



(*) Pozos Estratigráficos.

Fuente: GATC

6.2 RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO

6.2.1 PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN

TABLA 12.
PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN 2022

N°	Actividad	PRINCIPALES RESULTADOS
1	Perforación de pozos de desarrollo.	Se perforaron con resultados positivos, los siguientes pozos de desarrollo: <ul style="list-style-type: none"> ● CHE-4 ● BQN N-12H ● BQN N-13D ● TTR-33A ● PLC-3D ● ECD-6 ● PPL-2

N°	Actividad	PRINCIPALES RESULTADOS
2	Implementación de Facilidades de Producción Pozo YRA-X1.	Contrato suscrito e inicio de la ejecución.
3	Transferencia Operativa del Área Bermejo, Campos Bermejo-Toro.	Reactivación de Operaciones Petroleras.
4	Transferencia Operativa del Área La Vertiente; Campos Los Suris, Escondido y Palo Marcado.	Reactivación de Operaciones Petroleras.
5	Reactivación de Campos Maduros/ Cerrados.	Se licitaron los servicios para la adquisición de datos en las áreas/campos a favor de YPFB

Fuente: GNEE -YPFB.

TABLA 13.
PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN GESTIÓN 2023

N°	Actividad	PRINCIPALES RESULTADOS
1	Perforación de pozos de desarrollo.	Se perforaron con resultados positivos, los siguientes pozos de desarrollo: <ul style="list-style-type: none"> ● BQN N-24D ● CHE-6D ● BQN N-16H ● BQN N-18D ● PLC-4D ● PPL-3D ● PLC-4D ● PLC-5D ● PNW-6D
2	Puesta en producción del Pozo YRA-X1.	Se realizó la construcción y puesta en marcha del ducto y las facilidades de producción para la línea de recolección del Pozo YRA-X1.
3	Transferencia Operativa de las Áreas Mamoré I y Surubí.	Continuidad operativa Área Mamoré I y Surubí.
4	Transferencia operativa de los Campos Huayco y Río Seco.	Reactivación de pozos. Prueba de producción del Campo Huayco. Inicio de gestiones para la construcción de facilidades de producción y líneas de recolección del Campo Río Seco.
5	Reactivación Campos Maduros/ Cerrados.	Campaña de intervenciones de pozos sin equipo. Se concluyó la contratación de los servicios para la adquisición de datos, consecuencia de esto se seleccionaron 29 pozos para realizar la adquisición de datos mediante una campaña de intervenciones de pozos sin equipo. Durante el 2023, se adquirieron datos en las Áreas/Campos: <ul style="list-style-type: none"> ● Bermejo ● Tita ● Toro ● Villamontes ● Remanso Prueba de Producción exitosa pozo Remanso-X1 (RMS-X1). Prueba de Producción exitosa pozo Churumas-X2 (CHU-X2).

Fuente: GATC -GNEE

TABLA 14.

PRINCIPALES RESULTADOS EN EXPLOTACIÓN GESTIÓN 2024

N°	Actividad	PRINCIPALES RESULTADOS
1	Perforación de pozos de desarrollo.	Se perforaron con resultados positivos, los siguientes pozos de desarrollo: <ul style="list-style-type: none"> ● CHE-10H ● DRS-1005 ● ECD-5
2	Puesta en producción y desarrollo Área Yará.	Ejecución de la ingeniería básica e inicio de gestiones para la Construcción de Facilidades de Producción y Líneas de Recolección para los pozos YRA-X2 y YOP-X1.
3	Continuidad Operativa de los Campos Bermejo y Toro.	Continuidad operativa de la Planta de acondicionamiento de gas natural Bermejo.
4	Operaciones Petroleras en las Áreas Mamoré I y Surubí.	Operación y desarrollo de las Áreas Mamoré I y Surubí. Inicio de gestiones para la perforación de pozos de desarrollo para los Campos Surubí Bloque Bajo, Chasqui y Surubí.
5	Transferencia operativa campos Cambeiti y Monteagudo.	Continuidad operativa de las Áreas de Explotación, campos Cambeiti y Monteagudo.
6	Reactivación de campos maduros y cerrados.	Durante el 2024, se adquirieron datos en las Áreas/Campos: <ul style="list-style-type: none"> ● Sayurenda ● Huayco ● Algarrobilla Prueba de Producción exitosa pozo Ibibobo-X2 (IBB-X2).

Fuente: GATC

6.2.2 ADQUISICIÓN DE DATOS EN CAMPOS MADUROS Y CERRADOS

Las actividades ejecutadas para la reactivación de campos maduros, durante las gestiones 2023-2024 contemplan la adquisición de datos en los pozos de Villamontes, Tita, Bermejo, Toro, Remanso, Ibibobo, Huayco y Algarrobilla. Los servicios realizados se encuentran divididos en:

- Lote 1: Servicio de Preservación de Infraestructura para Campos Maduros.
- Lote 2: Servicio de Mantenimiento, Provisión y Alquiler de Herramientas para Armadura de Surgencia.
- Lote 3: Servicio de Slickline y Perfilaje a Pozo Entubado.
- Lote 4: Servicio de Equipos de Superficie para Pruebas de Pozo (Well Testing).

Entre las actividades ejecutadas se encuentran la adquisición de datos para 25 pozos, el resultado de la información adquirida permitió: realizar oportunidades de desarrollo para el área de Okinawa, pruebas de producción extendida para el campo Huayco, evaluación de nuevos niveles de interés en los campos de Bermejo -Toro, confirmar presencia de petróleo en el campo Ibibobo y gas en Algarrobilla, evaluación del estado subsuperficial de los pozos del campo Tita.

A continuación, se presenta el detalle de los campos, pozos y estado de ejecución a diciembre 2024:

TABLA 15.
**DETALLE DE PROYECTOS PROGRAMADOS Y ADICIONADOS
AL PRU – CAMPOS MADUROS**

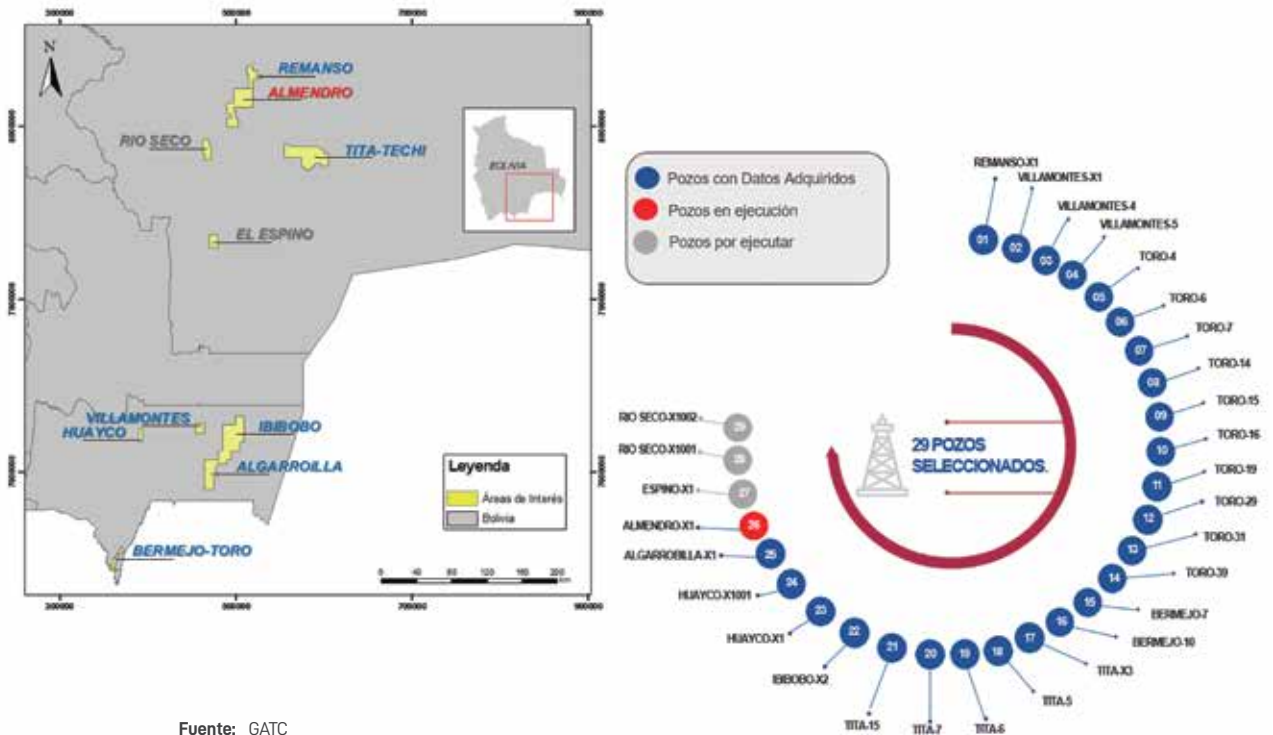
Campo	Pozos seleccionados	Estado
Villamontes	VMT-X1, VMT-4 y VMT-5	Ejecutados
Tita	TIT-3, TIT-5, TIT-6, TIT-7 y TIT-15	Ejecutados
Bermejo	BJO-7 y BJO-10	Ejecutados
Toro	TOR-4, TOR-6, TOR-7, TOR-14, TOR-15, TOR-16, TOR-19, TOR-29, TOR-31 y TOR-39	Ejecutados
Remanso	RMS-X1	Ejecutado
Ibibobo	IBB-X2	Ejecutado
Huayco	HYC-X1 y HCY-X1001	Ejecutados
Algarrobilla	AGR-X1	Ejecutado
Almendo	ALM-X1	En ejecución
El Espino	EPN-X1	Por ejecutar
Río Seco	RSC-X1001 y RSC-X1002	Por ejecutar

Fuente: GATC

Dentro de las actividades en ejecución para la reactivación de campos maduros, se encuentra el pozo Almendo X1.

Actualmente, se está realizando la evaluación e identificación de pozos con el propósito de adquirir datos que permitan analizar su estado y potencial. Estas acciones responden a la necesidad de reactivar campos maduros, lo que requiere la ejecución de estudios multidisciplinarios orientados a la evaluación técnica de campos en áreas a favor de YPFB.

FIGURA 32.
ESTADO DE LA ADQUISICIÓN DE DATOS EN CAMPOS MADUROS Y CERRADOS



Fuente: GATC

6.3 RESERVAS Y PRODUCCIÓN HIDROCARBURÍFERA

YPFB conforme lo establecido en el Artículo 7 de la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, de 31 de agosto del 2007, anualmente realiza las licitaciones internacionales para la Certificación de Reservas de hidrocarburos del país. Se detalla a continuación los procesos de licitación realizados:

- En la gestión 2021, se realizó el proceso de licitación para la consultoría de "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2021", se declaró desierto, en aplicación del inciso b) del Artículo 29 del reglamento de Contrataciones Directas en el marco del DS 29506, el cual establece: "Si la o las propuestas no hubieran cumplido con los requisitos del Documento Base de Contratación (DBC)".
- En la gestión 2022, se realizó el proceso de licitación para la consultoría de "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2022", el cual fue adjudicada a la empresa RYDER SCOTT CO, L.P., con los siguientes resultados a nivel nacional:

TABLA 16.
RESUMEN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA
CON FECHA EFECTIVA
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

Categoría	Gas de Venta (TCF)	Petróleo (MMbbl)	Condensado (MMbbl)	Gasolina (MMbbl)	GLP (MMbbl)
Probadas Totales	4,04	10,57	50,56	23,85	3,03
Probadas + Probables Totales	4,61	11,08	57,23	27,04	3,22
Probadas + Probables + Posibles Totales	5,15	11,64	62,55	30,11	3,47

Fuente: RYDER SCOTT CO, L.P.

- En la gestión 2023, se realizó el proceso de licitación para la consultoría de "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2023", el cual fue adjudicada a la empresa DEGOLYER AND MACNAUGHTON CORP., con los siguientes resultados a nivel nacional:

TABLA 17.
RESUMEN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA
CON FECHA EFECTIVA
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

Categoría	Gas de Venta (Tcf)	Petróleo (MMbbl)	Condensado (MMbbl)	Gasolina (MMbbl)	GLP (MMbbl)
Probadas Totales	4,49	12,62	51,14	26,75	3,19
Probadas + Probables Totales	4,86	13,28	54,47	29,22	3,46
Probadas + Probables + Posibles Totales	5,25	14,54	57,77	31,43	3,65

Fuente: DeGolyer and MacNaughton Corp.

- Respecto al proceso de licitación para la consultoría de "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2024", YPFB realizó la publicación del proceso de contratación y actualmente se encuentra en gestiones administrativas para su ejecución.



Por otro lado, la producción histórica certificada de gas de venta y de hidrocarburos líquidos para el periodo 2020 a 2024, se reporta a continuación:

FIGURA 33.
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GAS DE VENTA, MMMCD
(2020-2024)



Fuente: GATC

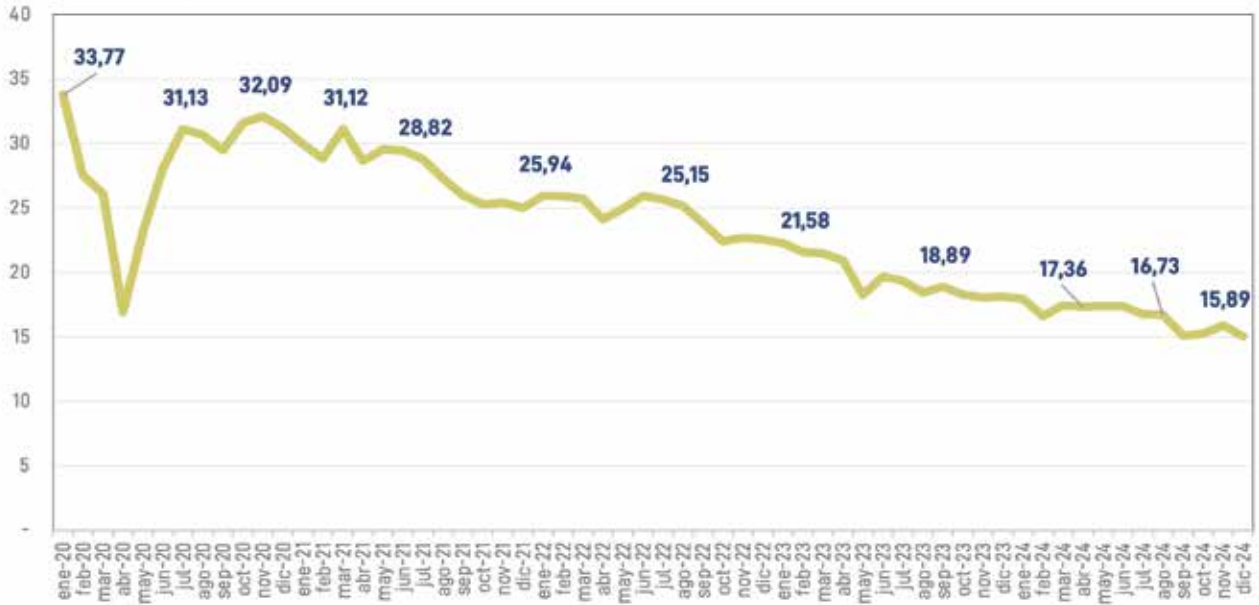
FIGURA 34.
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, MBPD
(2020-2024)



Fuente: GATC

FIGURA 35.
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CONDENSADO, MBPD
 (2020-2024)

Condensado Mbpd



Fuente: GATC

FIGURA 36.
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GASOLINA, MBPD
 (2020-2024)

Gasolina Mbpd



Fuente: GATC

6.4 IMPLEMENTACIÓN PLANTAS DE BIOCOMBUSTIBLES EN TERRITORIO NACIONAL

Otro de los logros importantes de YPFB tiene el objetivo de reducir la importación de diésel oíl y la subvención de diésel mediante la producción de Biocombustibles, se vienen construyendo las plantas de Biocombustibles cuyo estado se describe a continuación

FIGURA 37.
PLANTA DE BIODIÉSEL I
(SANTA CRUZ DE LA SIERRA)

PLANTA DE BIODIESEL I - SANTA CRUZ:

- Avance Físico: Alcanzó el 100% de avance físico acumulado.
- Avance Financiero: 37,37 MMUSD.
- Planta concluida.
- Producción el 2024: 13.538,38TM.



Fuente: YPFB

Una planta moderna, con tecnología de punta y adaptada para procesar diversas materias primas como las que existen en Bolivia son las características de la Planta de Biodiésel I, ubicada en Santa Cruz. Además, el complejo tiene tanques de 6,4 millones de litros para recepción y de 3,1 millones de litros para despacho de este combustible, proyecto con características y alcances muy particulares como la flexibilidad de los equipos para producir biodiésel con diferentes materias primas como aceite de soya, aceites usados de cocina y aceites vegetales que se obtienen del macororo y distintos cultivos disponibles. Además de producir energía limpia, la instalación contribuye al crecimiento económico del país mediante la creación de empleos y la reducción de emisiones de carbono.

El primer semestre de la gestión 2024, se dio inicio a la puesta en marcha de la Planta de Biodiésel I con las etapas de prueba y verificaciones dinámicas para asegurar el correcto desempeño de todos los equipos y procesos necesarios para iniciar la producción de biodiésel y garantizar la seguridad energética en el país.

Este avance permite a Bolivia, disminuir su dependencia de las importaciones de diésel y reducir la subvención estatal a este combustible, lo que fortalece la seguridad energética nacional. YPFB destaca que la planta es clave para avanzar hacia un futuro más sostenible.

FIGURA 38.
PLANTA DE BIODIÉSEL II
(HÉROES DE SENKATA)



PLANTA DE BIODIESEL II "HÉROES DE SENKATA":

- Avance Físico: Alcanzó un 91,14% de avance físico acumulado.
- Avance Financiero: 24,45 MMUSD.
- Capacidad de producción: 1.500 BPD de Biodiesel.

Fuente: YPFB



La Planta de Biodiesel II, se encuentra ubicada en el departamento de La Paz – Municipio de El Alto, tendrá capacidad para producir 1.500 barriles por día de biodiesel, lo que permitirá reducir las importaciones de diésel, la subvención a este combustible, generará 500 empleos directos, 864 empleos indirectos y evitará la salida de divisas. La ejecución de la obra está a cargo de YPFB Refinación y el inicio de operaciones se prevé a fines de 2025.

El biodiesel es un combustible que utiliza principalmente aceites vegetales como materia prima. Además, es un combustible verde amigable con el medioambiente por sus bajas emisiones de dióxido de carbono (Co2).

Cabe aclarar que el precio del biodiesel se establece en Bs 9,03 por litro, según la resolución RAR-ANH-DJ-UGJN-0389-2024 del 31 de julio de 2024 y enmarcado dentro de la Resolución Ministerial N° 55-2024, emitida el 13 de mayo de 2024, que regula los precios y condiciones de comercialización del biodiesel en el país. Este ajuste refleja las políticas implementadas para garantizar la estabilidad del mercado y promover el uso de energías renovables en la matriz energética nacional.

PLANTA DE DIÉSEL RENOVABLE HVO:

- Estudios de ingeniería básica concluidos.
- En elaboración de estudios de Ingeniería Feed.

YPFB avanza con los estudios de la planta HVO (aceite vegetal hidrogenado), para una infraestructura de mayor envergadura diseñada para reciclar una amplia gama de materias primas, que incluyen aceites, aceite crudo y grasa animal, entre otros.

El biodiesel, producido por YPFB, generará beneficios adicionales, ya que no solo promete ventajas económicas, sino también sociales y ambientales. Al impulsar la producción local de biodiesel, allana el camino para disminuir la dependencia de importaciones y los subsidios estatales al diésel convencional.

Este proyecto no solo se limita a la producción de biodiesel, sino que también fomentará el desarrollo de la agricultura local al incentivar la producción de diversas oleaginosas. La obtención de aceite vegetal a partir de estas materias primas fortalecerá la cadena de suministro de la planta de biodiesel y generará oportunidades económicas en el sector agroindustrial.

La integración de biodiesel en la composición del diésel automotriz disminuirá el contenido de azufre en el diésel convencional. Este cambio tiene un impacto positivo en la reducción de las emisiones de dióxido de azufre y partículas finas, representando un paso crucial hacia la mejora de la calidad del aire. También tendrá un efecto en la prolongación de la vida útil de los motores, que representa un beneficio adicional de esta transición.

La inversión estimada para todo el complejo es de aproximadamente USD 387,5 millones, estimándose que la sustitución de la importación llegaría a cifras de entre USD 400 y 450 millones por año.

6.5 AMPLIACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMICILIARIO Y REDES DE GAS

El servicio de gas natural domiciliario se constituye en un derecho de acceso universal para todos los bolivianos según el Artículo 20 de nuestra Constitución Política del Estado. La instalación de redes de gas en los domicilios de las familias bolivianas se constituye en el proyecto social más importante de YPFB. El uso del energético permite un ahorro en los hogares de los beneficiarios, que en promedio consumían mensualmente dos garrafas de Gas Licuado de Petróleo.

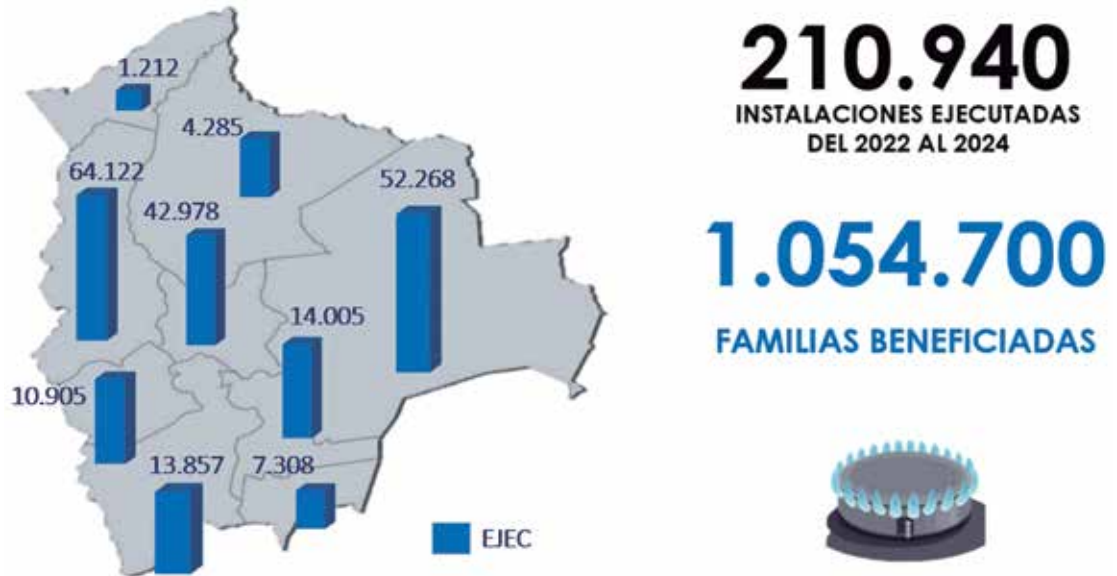
En las gestiones 2022, 2023 y 2024 la Gerencia de Redes de Gas y Ductos de YPFB programó la construcción de 60.000 instalaciones por año en la categoría doméstica en la perspectiva de masificar el uso y consumo de gas natural, para cubrir la demanda de los usuarios de este servicio básico, dándose de alta un total acumulado de 210.940 instalaciones internas superando la meta de 180.000 instalaciones internas programadas, en un porcentaje del 17 % adicional, como se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 18.
INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA
GESTIÓN 2022 - 2023 - 2024

N°	DEPARTAMENTO	2022	2023	2024	TOTAL ACUMULADAS DEL 2022 AL 2024
1	LA PAZ	18.452	22.591	23.079	64.122
2	ORURO	1.664	4.124	5.117	10.905
3	POTOSÍ	2.868	5.958	5.031	13.857
4	CHUQUISACA	2.307	5.885	5.813	14.005
5	COCHABAMBA	9.890	14.706	18.382	42.978
6	SANTA CRUZ	13.437	19.786	19.045	52.268
7	BENI	905	1.700	1.680	4.285
8	PANDO	273	625	314	1.212
9	TARIJA	902	2.610	3.796	7.308
TOTAL		50.698	77.985	82.257	210.940

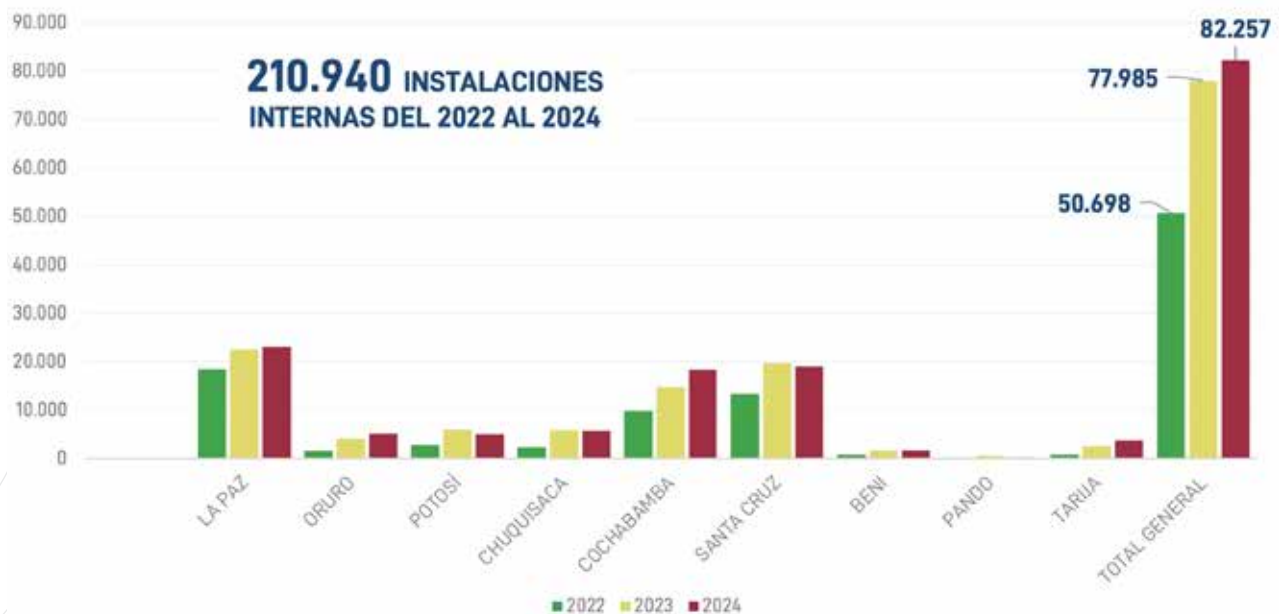
Fuente: GRGD - YPFB

FIGURA 39.
INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA POR DEPARTAMENTO DEL 2022 AL 2024



Fuente: GRGD - YPFB

FIGURA 40.
INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DADAS DE ALTA GESTIÓN 2022 - 2023 - 2024



Fuente: GRGD - YPFB

YPFB está incentivando el crecimiento del consumo del gas domiciliario. En las gestiones 2022 al 2024, se habilitaron un total de 210.940 instalaciones internas a nivel nacional, lo cual significa que 1.054.700 bolivianos se beneficiaron con el servicio de gas natural directo a sus hogares en este periodo.

TABLA 19.
**INSTALACIONES INTERNAS ACUMULADAS
DE 1994 AL 2024**

N°	DEPARTAMENTO	INSTALACIONES INTERNAS DE GAS
1	LA PAZ	485.619
2	ORURO	86.226
3	POTOSÍ	85.905
4	CHUQUISACA	72.889
5	COCHABAMBA	268.735
6	SANTA CRUZ	276.086
7	BENI	9.454
8	PANDO	2.059
9	TARIJA	7.850
TOTAL - INSTALACIONES INTERNAS DE GAS ACUMULADAS 1994-2024		1.294.823

Fuente: GRGD - YPFB

En el Sistema de Distribución de Gas Natural la estatal petrolera invierte en la instalación y puesta en marcha de Estaciones Distritales de Regulación (EDR), redes primarias y secundarias, instalaciones internas y acometidas. Estas actividades realizadas permitieron generar empleos directos e indirectos, es así que hasta la gestión 2024 las instalaciones internas de gas acumuladas son de 1.294.823, que benefician a 6.474.115 bolivianos.

6.6 PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN EN ARICA

En la Terminal Sica Sica Arica, se realizó de forma efectiva y segura, el mantenimiento bienal de la Terminal Marítima Sica Sica, asimismo se obtuvo la aprobación de la Auditoría Marítima, lográndose mantener vigente el Certificado de Operación otorgado por la Capitanía del Puerto de Arica hasta marzo del 2025.



Durante la gestión 2024, se concluyó de forma oportuna el mantenimiento mayor del tanque 20001, lo cual permite disponer de la capacidad operativa total de almacenaje de la Terminal Arica (capacidad nominal 700.000 Bbl), para el almacenaje de Insumos y Aditivos, Diésel Oil y Petróleo Crudo importado para el abastecimiento del país.

Es importante destacar que, en la Terminal Arica se logró instalar en muy corto tiempo en la Isla de Carga B, una tercera manga de carga para Diésel Oil a camiones cisterna, incrementándose la capacidad de despacho de Diésel Oil de 10.000 Bpd a poco más de 15.000 Bpd.

Asimismo, en la gestión 2024, se incrementó la cantidad de volumen desembarcado de Hidrocarburos Líquidos Importados, de un valor de 9.585 Bpd en la gestión 2023 a 10.614 Bpd en la gestión 2024. Asimismo, se incrementó la cantidad de cisternas cargadas del 2023 con respecto al 2024, de una cantidad de 16.136 a 19.451 camiones cisterna cargados.

Para la Terminal Marítima Sica Sica, se adjudicó la adquisición de una boya meteorológica, mediante el cual se dispondrá de los parámetros de altura de ola, corrientes marinas y vientos en tiempo real, así como el servicio de pronóstico de oleaje. Esta información que estará disponible a partir de abril de 2025, y permitirá coordinar con mayor precisión con la Autoridad Marítima los parámetros operativos que determinan la apertura y operación de la Terminal Marítima.

Con el incremento de la capacidad de despacho de cisternas en la Terminal Arica se garantiza la capacidad necesaria para atender los requerimientos de hidrocarburos líquidos con el fin de lograr una mayor agilidad en el suministro de combustibles importados para el mercado boliviano.

Sumamos esfuerzos y trabajamos en la reducción de los costos por importación de combustibles ante la creciente demanda del mercado y la reducción en la oferta de crudo nacional, esto se traduce en la implementación de los siguientes proyectos de inversión en Arica:

TABLA 20.
PROYECTOS DE INVERSIÓN ARICA

NUEVO ESTUDIO DE MANIOBRABILIDAD	INCREMENTO DE CAPACIDAD DE CARGA DE CISTERNAS	MANTENIMIENTOS PARA ASEGURAR LA CAPACIDAD DE ALMACENAJE
Incrementará la condición de altura de Ola actual de 1 metro para atraque y desatraque, a un nuevo valor hasta 1,5 m de altura, incrementándose al año los días de operación del Terminal y como consecuencia el número de desembarques.	Se incrementó la capacidad de despacho de cisternas de 108 a 135 cisternas.	En la gestión 2024, se operan al 100% los tanques logrando disponer de una capacidad operativa nominal de 700.000 Bbl, para el almacenaje de Diésel Oil, Gasolina y Petróleo Crudo importados por YPFB para garantizar el abastecimiento de Bolivia.

Fuente: YPFB

7. ABASTECIMIENTO SOSTENIBLE Y EFICIENTE

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) se esfuerza por garantizar en forma eficiente el abastecimiento de combustibles de manera sostenible, a través de la diversificación de sus actividades.

Ahora bien, las demandas de los principales combustibles presentan un comportamiento estable, luego de la recuperación económica se garantizó el abastecimiento a pesar que el costo por litro se encareció considerablemente. Para este cometido se implementaron tres medidas importantes:

- 1) Se empezó a importar crudo, buscando estabilizar la carga y producción de las refinerías nacionales;
- 2) Se redujo el costo de la importación optimizando la logística por el occidente, sobre todo para el Diésel Oíl; y
- 3) Se avanzó con el programa de etanol para la sustitución de las importaciones.

Respecto a la restructuración de la logística, esto permitió el uso de ductos, reduciéndose los costos de transporte y a su vez permitieron incrementar los volúmenes de importación por occidente, cuyos proveedores presentan costos menores.

Desde el punto de vista de transporte por ductos se resalta lo siguientes logros:

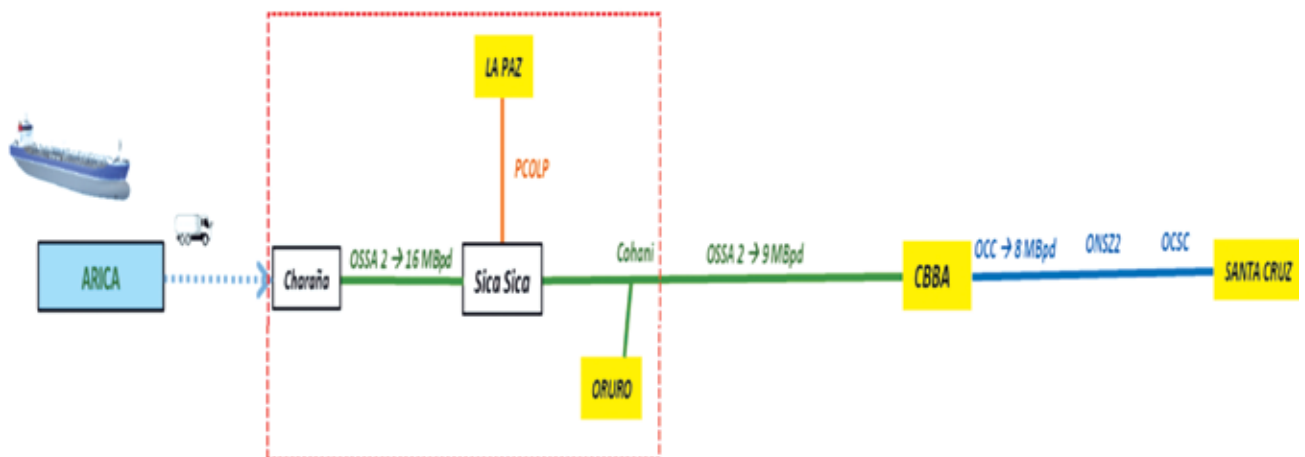
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS – SISTEMA SUR

- Se consolidó la importación de Crudo desde el mes de marzo de 2023, habilitando el Sistema Sur para el transporte de este producto.
- Bajo el criterio de optimización de activos, fue factible implementar en corto plazo las adecuaciones en Terminal Santa Cruz para las entregas de Insumos y Aditivos (Gasolina) desde el Sistema de Oleoductos Sur buscando con ello cumplir el requerimiento del cargador YPFB y facilitar una logística más eficiente para atender la demanda del mercado interno. Aprovechando la capacidad disponible de los oleoductos OCY1 – OCSZ2 se habilitó el sistema permitiendo el servicio de transporte de Insumos & Aditivos (Gasolina) procedente de Campo Durán (REFINOR), desde Estación Pocitos hasta Santa Cruz de la Sierra.

TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS OCCIDENTE, FASE 1 (REVERSA ORURO – COCHABAMBA – SANTA CRUZ)

- Al cierre de la gestión 2023, el proyecto fue concluido físicamente marcando así un hito importante en la historia de nuestra empresa ya que es la primera fase de reversión del ducto OSSA-2, el cual una vez concluido en todas sus etapas cambiara significativamente la forma de abastecimiento de Bolivia.
- Este proyecto requirió de un alto compromiso técnico y un efectivo soporte de parte todas las áreas de la empresa, lográndose la habilitación de un importante sistema de oleoductos OSSA-2, OCC, ONSZ-2 y OCSC que unirá las ciudades de Oruro, Cochabamba y Santa Cruz, permitiendo el transporte de combustibles líquidos desde occidente a oriente de una manera más segura, económica y eficiente.

FIGURA 41.
REESTRUCTURACIÓN LOGÍSTICA



Si bien el abastecimiento está garantizado y es subvencionado, YPFB continúa trabajando en consolidar la política de sustitución de importaciones para garantizar la seguridad energética del país.

7.1 PROCESO DE MEZCLA DE GASOLINAS

La tradicional forma de obtener la gasolina en el país es por destilación del petróleo, el petróleo crudo se transporta por oleoductos hasta las refinerías, donde se somete a procesos para obtener gasolina, diésel, kerosene, fuel oíl, aceites y GLP.

Actualmente YPFB cuenta con dos refinerías: Gualberto Villarroel y Guillermo Elder Bell, la función de estas refinerías es procesar el crudo importado y el producido en los campos, para obtener productos terminados para abastecer el mercado interno.

Nuestros productos son los siguientes:

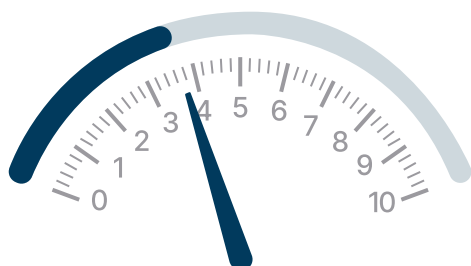


GASOLINA ESPECIAL

Hidrocarburo líquido que se obtiene por destilación fraccionada del petróleo bruto; se emplea como combustible en los motores de combustión interna y como disolvente, con un octanaje RON 85.

GASOLINA ESPECIAL +

Producto resultante de la mezcla de gasolina base y aditivos de origen vegetal con un octanaje final mínimo de RON 85.



DIESEL OIL

Hidrocarburo líquido de densidad sobre 850 kg/m^3 ($0,850 \text{ g/cm}^3 @ 15^\circ\text{C}$), compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores diésel.

DIESEL OIL +

Resultado de la mezcla de Diésel Oil base con un 4,77% de biodiésel de origen vegetal. Este producto está diseñado para motores diésel convencionales, utilizados principalmente en transporte pesado, maquinaria agrícola e industrial. Su contenido de biodiésel contribuye a una combustión más eficiente, reduce las emisiones contaminantes y favorece el uso de energías renovables en el mercado interno. Se comercializa a un precio de 3,72 Bs por litro.





DIESEL ULS

Hidrocarburo líquido de Ultra Bajo Contenido de Azufre (ULS), con una concentración máxima de azufre de 15 ppm, formulado con un 10% de biodiesel. Este producto es exclusivo para Clientes Directos y Grandes Consumidores. El Diésel ULS es ideal para vehículos de transporte de pasajeros, flotas de carga y maquinaria que requiere un combustible más limpio y amigable con el medio ambiente. Se comercializa a un precio de 6,84 Bs por litro.

DIESEL ULS +

Producto que combina Diésel Oíl con un 10% de biodiesel de origen vegetal, mejoran la eficiencia energética y reducen significativamente las emisiones contaminantes. Este producto es exclusivo para su venta en estaciones de servicio. Se comercializa a un precio de 6,84 Bs por litro.



GASOLINA SUPERETANOL 92

Producto resultante de la mezcla de Gasolina Base y aditivos de origen vegetal con un octanaje final de RON 92.

GASOLINA PREMIUM +

Nuevo producto resultante de la mezcla de Gasolina Base y aditivos de origen vegetal con un octanaje final de RON 95.

Este combustible se comercializa a Bs 5,96 el litro, precio que podrá ser modificado de acuerdo a las variaciones del precio internacional del petróleo. Resulta de la mezcla de Gasolina Base (RON 91) y 12% de etanol anhidro. En la gestión 2024 se comercializó en 58 estaciones de servicio de los departamentos de Santa Cruz, La Paz y Cochabamba. Esta gasolina está orientada a satisfacer la demanda de vehículos modernos, tanto de pasajeros como de carga, y contribuye a diversificar la gama de productos en el mercado interno.





GASOLINA ULTRA PREMIUM 100

Nuevo producto resultante de la mezcla de Gasolina Base y aditivos de origen vegetal con un octanaje final de RON 100.

Este nuevo combustible tiene un octanaje mínimo de RON 99 hasta RON 100. Resulta de la mezcla de Gasolina Base 88% con 12% de etanol anhidro. El litro de esta gasolina tiene un costo de Bs 6,72 el mismo fluctuará de acuerdo a la variación del precio internacional del petróleo. Este combustible es amigable con el medio ambiente y cumple con la normativa internacional EURO.

El nuevo producto está destinado al parque automotor de vehículos de alta gama importados desde la gestión 2021, asimismo para vehículos destinados a carreras automovilísticas que anteriormente utilizaban gasolinas de aviación para obtener la potencia necesaria. Entre los vehículos objetivo están camionetas, vehículos utilitarios deportivos (SUV, por sus siglas en inglés) y automóviles. Inicialmente se comercializará el producto en aproximadamente 15 estaciones de servicio de La Paz y Santa Cruz, para posteriormente expandirse a Cochabamba y el resto del país.

El aumento del octanaje hasta RON 100 mejora significativamente el rendimiento del motor, permitiendo recorrer una mayor distancia con una cantidad menor de combustible. Además, la nueva gasolina contribuye a la protección del medio ambiente por la reducción de emisiones contaminantes. Nivelan los precios de mercado con los países limítrofes, para frenar el contrabando de combustibles. Además, reduce también la subvención para el país por la importación de gasolinas. Al incorporar etanol de origen nacional, se disminuye la salida de divisas y se fortalece la economía del Estado.

7.2 PROVISIÓN DE COMBUSTIBLES Y EL COMERCIO EXTERIOR

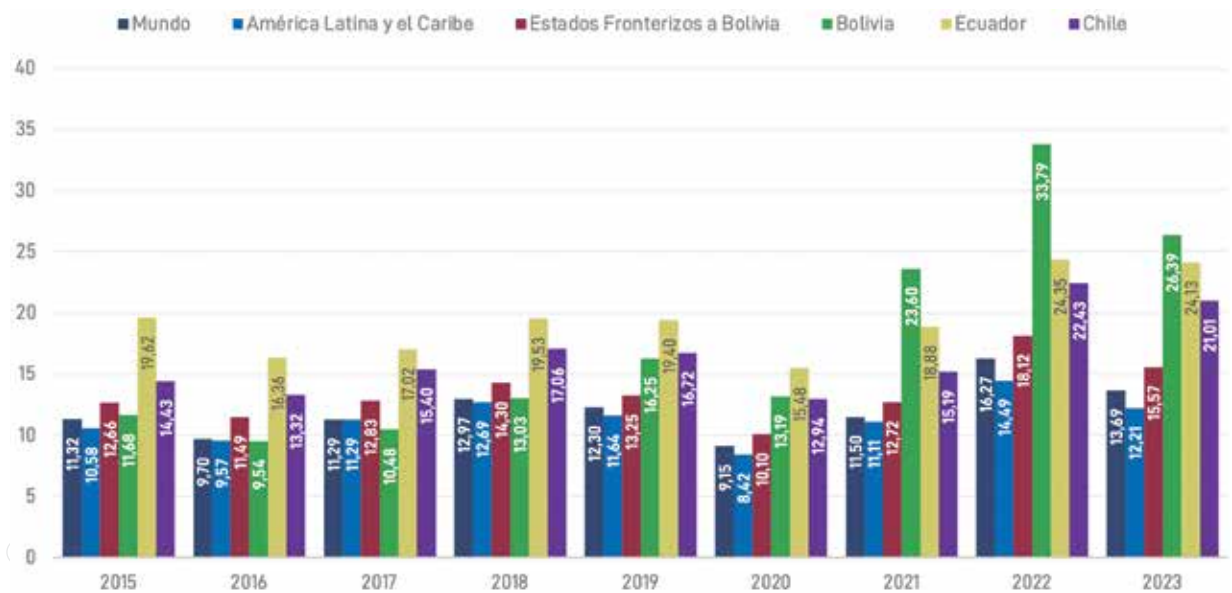
NIVEL INTERNACIONAL

En el mundo, como en Latinoamérica, la producción de productos derivados del petróleo está fuertemente concentrada en países como Brasil, México, Venezuela y Argentina, que cuentan con refinerías clave que abastecen buena parte de sus mercados internos y, en algunos casos, a ciertos mercados internacionales. Sin embargo, la capacidad de refinación varía significativamente entre países. En el caso de México, a pesar de

tener una de las mayores capacidades de refinación de la región, enfrenta problemas operativos y de mantenimiento en sus refinerías, lo que le impide cubrir completamente la demanda interna y lo obliga a complementar con importaciones de productos refinados. Situaciones similares ocurren en Argentina, Ecuador y Colombia, donde las limitaciones en la infraestructura de refinación también generan dependencia de las importaciones.

En la siguiente figura se analiza la evolución de las importaciones de combustibles a nivel internacional y nacional, en relación con el total de sus importaciones, utilizando datos del Banco Mundial (2015-2023).

FIGURA 42.
**IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES RESPECTO AL
 TOTAL DE LAS IMPORTACIONES, EN PORCENTAJE
 RESPECTO AL VALOR (%)**



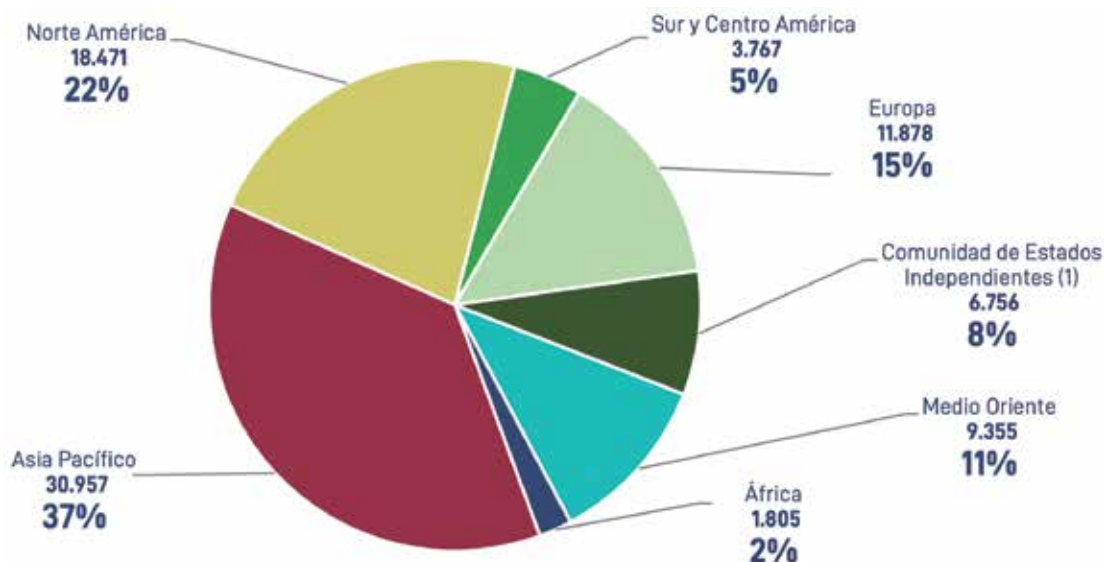
Fuente: Banco Mundial.

Entre 2022 y 2023, Bolivia registró una disminución significativa en el peso de las importaciones de combustibles, pasando del 33,79% al 26,39% del total de sus importaciones. Esta reducción de 7,4 puntos porcentuales refleja los efectos de políticas activas para reducir la dependencia externa. Aunque, también es importante indicar que el pico alcanzado en 2022 (33,79%) estuvo vinculado a factores exógenos, particularmente el impacto de la guerra en Ucrania en los precios internacionales del petróleo y un aumento en la demanda interna post-pandemia.

Al comparar a Bolivia con sus pares regionales, se observa que en 2023 el país presentó una dependencia de importaciones de combustibles solo 2,26 puntos porcentuales mayor que la de Ecuador (26,39% vs. 24,13%), a pesar de que este último es un exportador neto de crudo. Los países fronterizos de Bolivia mostraron un promedio más elevado del indicador en relación al total de países latinoamericanos.

Por otro lado, también es importante indicar como se distribuye la capacidad de refinación del Petróleo Crudo en el mundo, y cuál es el porcentaje de uso de ella. En la figura se destaca Brasil como referencia en Sudamérica, esto debido a que Brasil contribuye a la oferta global (exportador), considerando que también es el mayor productor y consumidor de biocombustibles en la región y el segundo a nivel mundial.

FIGURA 43.
REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO, COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD EN USO EN EL MUNDO, 2023



Fuente: "Revisión Estadística de la Energía Mundial", 2024 (World Energy Outlook 2024).
 Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/home>

CIS: Se refiere a una organización internacional que agrupa a varios países exsoviéticos.

TABLA 21.
REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO CAPACIDAD Y USO, 2023

Región/ País	Capacidad	Uso
Norte América	21.941	84,2%
Sur y Centro América	6.239	60,4%
Europa	14.876	79,8%
Comunidad de Estados Independientes CIS (1)	8.421	80,2%
Medio Oriente	11.601	80,6%
África	2.956	61,1%
Asia Pacifico	37.463	82,6%
Mundo	103.498	80,2%

Fuente: "Revisión Estadística de la Energía Mundial", 2024 (World Energy Outlook 2024).
 Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/home>

CIS (1): Se refiere a una organización internacional que agrupa a varios países exsoviéticos.

NIVEL NACIONAL

La comercialización de combustibles ha enfrentado desafíos significativos en términos de control de venta y seguridad en las transacciones. A nivel nacional, la demanda de combustibles se ve impulsada por múltiples factores: el crecimiento del parque automotor, la expansión de actividades industriales y comerciales, la estacionalidad del consumo, por ejemplo, durante la temporada de cosechas.

Estas variaciones en la demanda hacen necesario un monitoreo constante de los volúmenes de importación, que deben ajustarse para garantizar el suministro constante y evitar situaciones de desabastecimiento.

En la siguiente figura se puede observar el volumen comercializado durante el periodo 2015-2024.

FIGURA 44.
VOLÚMENES COMERCIALIZADOS
(EXPRESADO EN MM3)



Nota: DO&DO+ se refiere a Diésel Oil y Diésel Oil plus respectivamente.

GE&GE+ se refiere a Gasolina Especial y Gasolina Especial plus respectivamente.

Fuente: GCOM - YPFB.

Un aspecto importante que se debe ser analizar como primer componente de la demanda de combustibles es el crecimiento del parque automotor. En la siguiente figura se puede observar un crecimiento casi constante en los últimos años donde la variación por gestión oscila entre 4% y 11% aproximadamente.

Para la gestión 2024, el parque automotor que utiliza y/o declara Diésel se registró un incremento del 0,9% y mientras que para la proporción que utiliza Gasolina se registró un incremento de 4,9%, ambos en comparación con la gestión 2023. Se puede observar claramente que, en lo que concierne al uso de combustibles, lo más preponderante son los vehículos automotores con motores a Gasolina y Diésel, ya que corresponden al 87,5% y 9,8% respectivamente, de todo el parque automotor, aun sin tomar en cuenta el sector de híbridos, que corresponde a un grupo muy pequeño de automotores.

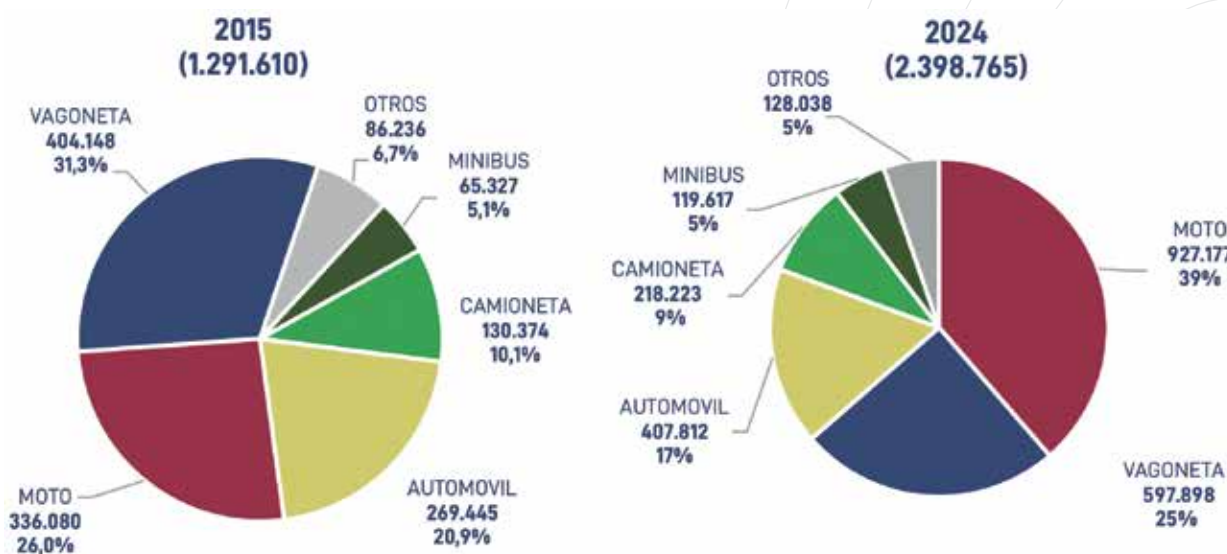
FIGURA 45.
**PARQUE AUTOMOTOR REGISTRADO EN EL RUAT
 SEGÚN COMBUSTIBLE DE 2015 AL 2024**
 (NÚMERO DE VEHÍCULOS)



Nota: La categoría OTROS incluye: Híbrido (Diésel/Eléctrico o Gasolina/Eléctrico), Eléctrico, Alcohol y no declarado.
Fuente: RUAT.

Dentro de la clasificación de los vehículos registrados en el RUAT, destaca el crecimiento de motocicletas en el grupo que utiliza gasolina. Entre el 2015 y 2024, esta categoría casi se ha triplicado, con una tasa de crecimiento acumulada de 176,0%, el total de vehículos que utilizan gasolina registró un incremento del 85,7% en el mismo periodo, lo que evidencia una expansión sostenida de este segmento en el parque automotor nacional.

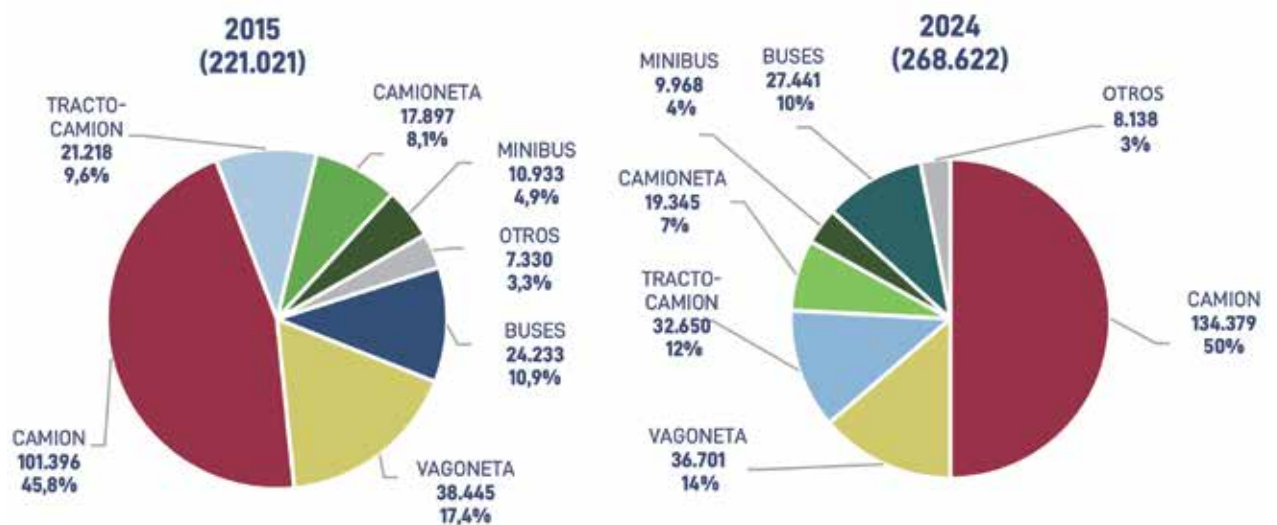
FIGURA 46.
**COMPARACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR
 QUE UTILIZA/REGISTRA GASOLINAS, 2015 AL 2024**
 (NÚMERO DE VEHÍCULOS)



Fuente: RUAT

Por otro lado, los vehículos registrados en el RUAT que utilizan diésel han mostrado un crecimiento más moderado, con una tasa acumulada del 21% en el período 2015 - 2024. Dentro de este grupo, destacan los Tracto-Camiones, cuya cantidad aumentó en un 53,9% durante la última década. En contraste, se observa una reducción en las vagonetas y minibuses a diésel, lo que sugiere un cambio positivo en las decisiones de los usuarios, quienes han comenzado a reevaluar la conveniencia del uso de vehículos diésel fuera del transporte pesado o del traslado de grandes grupos de personas.

FIGURA 47.
COMPARACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR QUE UTILIZA/REGISTRA DIÉSEL, 2015 AL 2024
 (NÚMERO DE VEHÍCULOS)

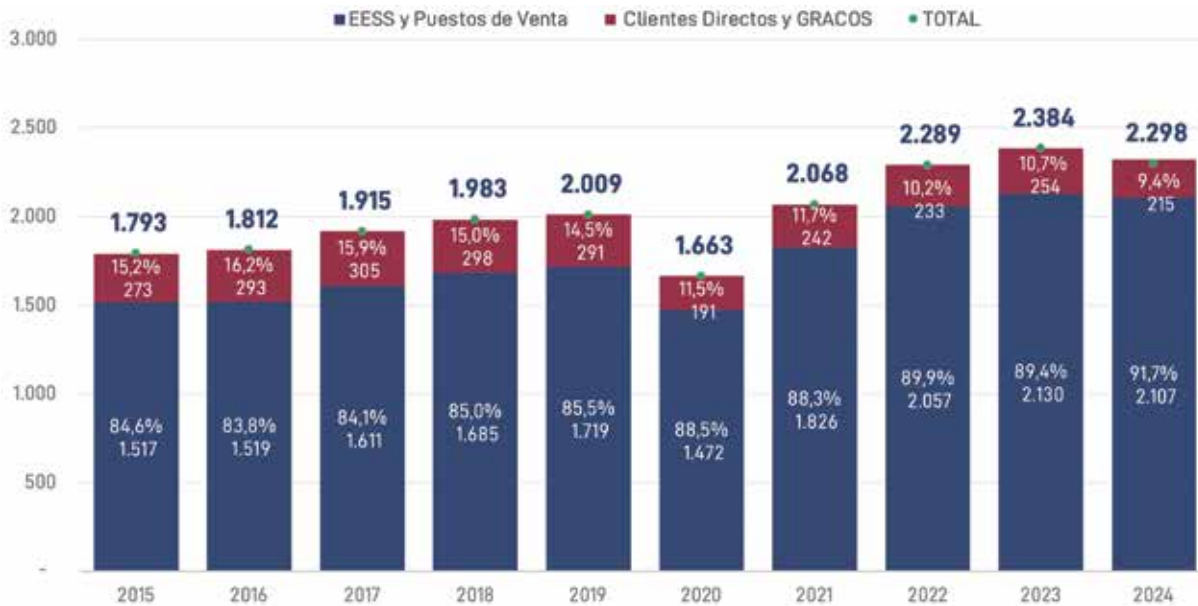


Fuente: RUAT.

El segundo componente de la demanda son las empresas con categoría de grandes consumidores de productos regulados o como clientes directos; ambos tipos de clientes son quienes retiran combustibles directamente de las Plantas de Almacenamiento y su consumo está vinculado a actividades económicas productivas, de construcción o similares.

Este tipo de usuarios están registrados en la Agencia Nacional de Hidrocarburos y en la Dirección General de Sustancias Controladas, y cuentan con autorización para retirar a partir de 5.001 litros desde las Plantas. Cuando el volumen es de 5.001 a 19.999 litros es un Cliente Directo y volúmenes mayores a 20.000 litros es un cliente GRACO.

FIGURA 48.
**VOLÚMENES COMERCIALIZADOS DE DIÉSEL
 POR TIPO DE CLIENTE**
 (EXPRESADO EN MM3)



Nota: 2024 incluye nuevos productos: DO+, DO ULS y DO ULS+.

Fuente: YPFB.

La demanda del mercado interno de diésel oil en 2024 se dividió en 4,43% para clientes Directos y GRACOS y 91,07% para Estaciones de Servicio y Puestos de Venta; la demanda de este tipo de clientes mensual denota estacionalidad tanto en el volumen consumido, como en el número de clientes.

FIGURA 49.
**VOLÚMENES COMERCIALIZADOS DE DIÉSEL A CLIENTES
 DIRECTOS Y GRACOS**
 (EXPRESADO EN MILLONES DE LITROS)



Nota: 2024 incluye nuevos productos: DO+, DO ULS y DO ULS+. El Diésel ULS se comercializó a nivel de GRACOS y Clientes Directos desde el mes de octubre 2024.

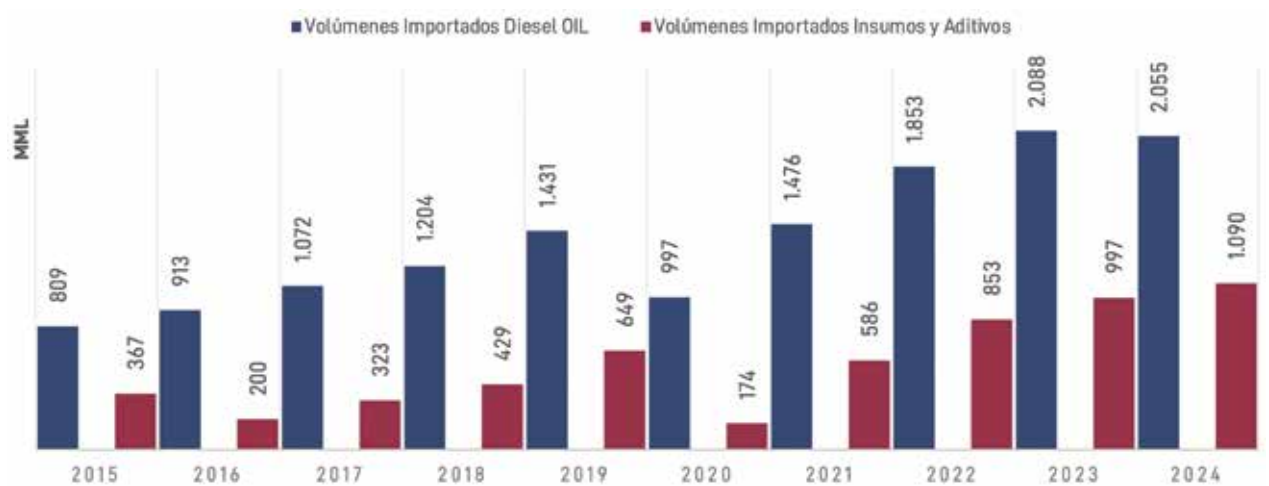
Fuente: GCOM - YPFB.

En el caso de las gasolinas, este grupo de clientes no es tan importante, representando menos de 1% de la demanda total, llegando a 48 empresas que retiraron desde las Plantas en la gestión 2024; es relevante aclarar que el registro de empresas es independiente en cada zona comercial, es decir, alguna empresa habilitada en La Paz no puede ir a Oruro a retirar producto.

En nuestro país la producción nacional de combustibles no cubre las necesidades del mercado interno, la importación juega un papel clave en la estabilidad del mercado y abastecer a la población y los sectores económicos.

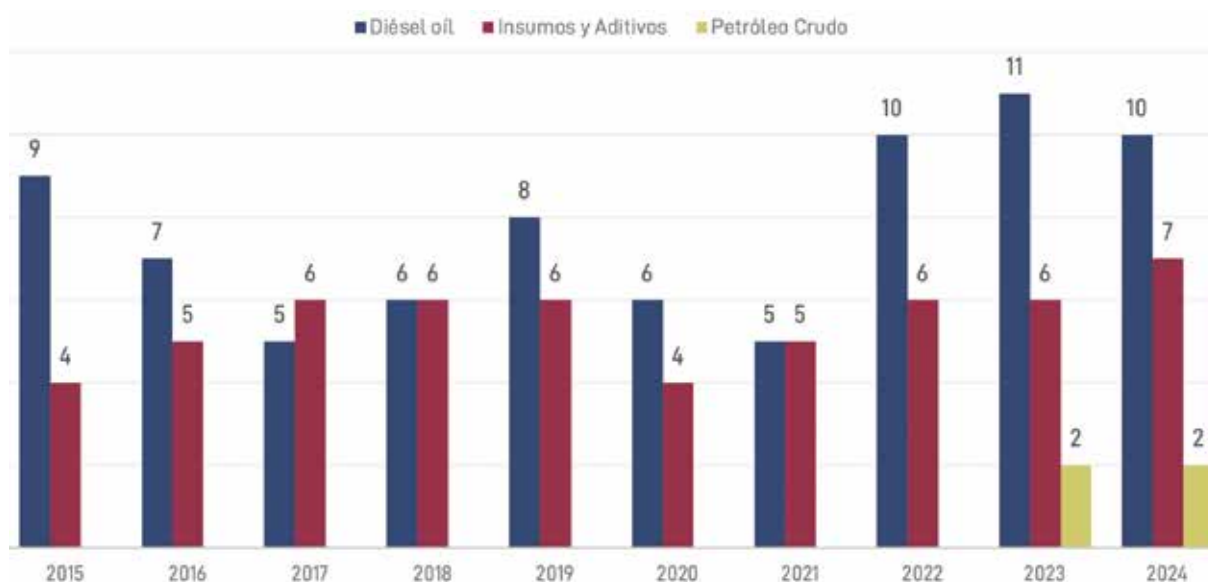
El seguimiento y análisis del volumen de importación es fundamental para identificar posibles desequilibrios en el suministro de combustibles y tomar decisiones estratégicas orientadas a garantizar la estabilidad del mercado interno. Además, permite evaluar el impacto fiscal de las importaciones, especialmente cuando se destinan recursos públicos a subvencionar los precios con el objetivo de mitigar los efectos de las variaciones internacionales sobre los consumidores.

FIGURA 50.
**VOLÚMENES DE IMPORTACIÓN 2015-2024,
EN MILLONES DE LITROS**



Fuente: GPDI

FIGURA 51.
CANTIDAD DE PROVEEDORES POR TIPO DE PRODUCTO



Fuente: GPDI.

7.3 NUEVOS PROVEEDORES EN EL MERCADO

El mercado de hidrocarburos ha estado dominado por un número reducido de proveedores, configurando una estructura oligopólica. Esta situación ha limitado la competencia, generando distorsiones en los precios y condiciones de acceso al producto. En escenarios de reducción de la oferta, los precios tienden a incrementarse, y la interdependencia entre proveedores puede derivar en prácticas colusorias, lo que ha llevado a Bolivia a pagar precios elevados por los combustibles.

Sin embargo, la implementación de una estrategia de diversificación de proveedores ha comenzado a transformar esta dinámica. Al ampliar la base de proveedores, el país ha logrado acceder a un mayor número de ofertas, con precios más competitivos y mejores condiciones de negociación, reduciendo así su vulnerabilidad frente a los efectos de un mercado concentrado.

Los nuevos proveedores de diésel oil, insumos y aditivos y petróleo crudo de la estatal petrolera comprendidos durante las gestiones 2022, 2023 y 2024 se muestran en las siguientes tablas:

TABLA 22.
PROVEEDORES DE DIÉSEL OÍL

DIÉSEL OÍL		
GESTIÓN	SECTOR DE INGRESO	PROVEEDOR
2022	OCCIDENTE - SUR - ORIENTE	TRAFIGURA PTE.
	OCCIDENTE	VITOL S.A.
	OCCIDENTE	COPEC S.A.
	OCCIDENTE	TRAFIGURA CHILE LIMITADA
	OCCIDENTE	ENEX S.A.
	OCCIDENTE	PETROPERU
	SUR - ORIENTE	PANCHITA G DE NAVEGACION
	SUR - ORIENTE	REFINOR
	SUR - ORIENTE	PETROPAR
	SUR - ORIENTE	MONTE ALEGRE S.A.
2023	SUR - ORIENTE	MONTE ALEGRE S.A.
	SUR - ORIENTE	TRAFIGURA PTE LTD
	OCCIDENTE - SUR - ORIENTE	BOTRADING
	SUR - ORIENTE	PETROPAR
	OCCIDENTE	VITOL S.A.
	ORIENTE	OILY LUBRICANTES E QUIMICOS TDA.
2024	OCCIDENTE	TRAFIGURA CHILE LIMITADA
	OCCIDENTE - SUR - ORIENTE	BOTRADING S.A.
	OCCIDENTE - SUR - ORIENTE	TRAFIGURA PTE. LTD
	SUR - ORIENTE	PETROPAR
	OCCIDENTE	EURONOVA ENERGIES
	OCCIDENTE	YARBEL S.A.
	OCCIDENTE	NOVUM ENERGY TRADING CORP

TABLA 23.
PROVEEDORES DE INSUMOS Y ADITIVOS

INSUMOS Y ADITIVOS		
GESTIÓN	SECTOR DE INGRESO	PROVEEDOR
2022	OCCIDENTE	TRAFIGURA PTE.
	OCCIDENTE	NOVUM ENERGY TRADING CORP
	OCCIDENTE	PETROPERU
	SUR - ORIENTE	VITOL S.A.
	SUR - ORIENTE	REFINOR
	OCCIDENTE	ENEX S.A.
2023	OCCIDENTE	ENEX S.A.
	SUR - ORIENTE	VITOL ENERGIA AMERICAS S.A.
	SUR - ORIENTE	REFINOR
	SUR - ORIENTE	RICH PACIFIC
2024	OCCIDENTE	COPEC
	OCCIDENTE	BOTRADING S.A.
	OCCIDENTE - SUR - ORIENTE	VITOL ENERGIA AMERICAS S.A.
	SUR - ORIENTE	TRAFIGURA PTE. LTD
	SUR - ORIENTE	LATIN OIL S.A.
	OCCIDENTE	FUTURA ENERGY DMCC

TABLA 24.
PROVEEDORES DE PETRÓLEO CRUDO

PETRÓLEO CRUDO		
GESTIÓN	SECTOR DE INGRESO	PROVEEDOR
2023	SUR	YPFB INTERNACIONAL
	SUR	BOTRADING
2024	OCCIDENTE	NOVUM ENERGY TRADING CORP
	OCCIDENTE	BOTRADING

Fuente: YPFB.

7.4 PUNTOS DE ENTREGA

Actualmente, estos proveedores suministran diésel, insumos y aditivos y petróleo crudo a través de diferentes puntos de ingreso.

FIGURA 52.
PUNTOS DE ENTREGA DE DIÉSEL



Fuente: YPFB.

FIGURA 53.
PUNTOS DE ENTREGA DE INSUMOS Y ADITIVOS

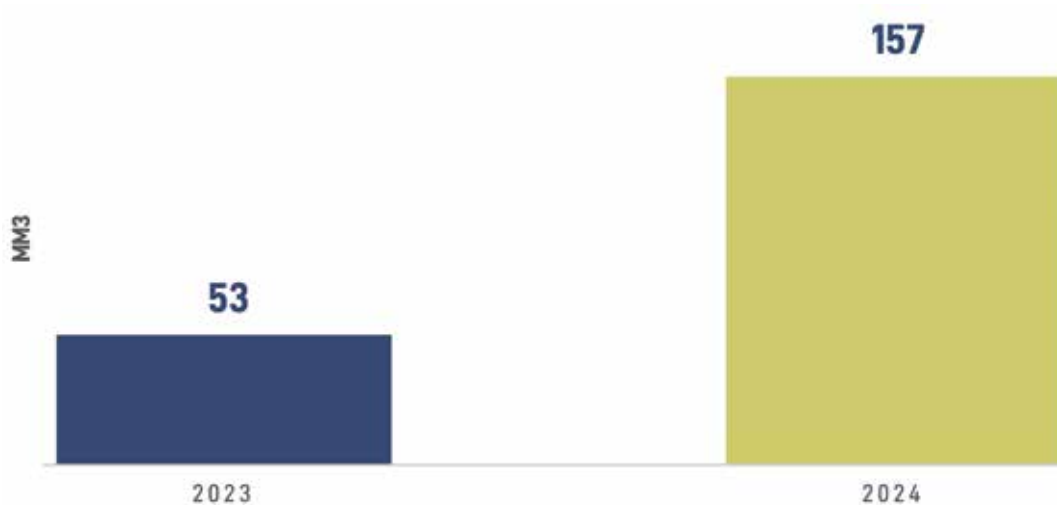


Fuente: YPFB.

7.5 IMPORTACIÓN DE CRUDO

El volumen importado de esta materia prima, destinado a las refinerías nacionales, se ha triplicado en la gestión 2024 en comparación con la gestión 2023. Este aumento refleja el compromiso de YPFB con la diversificación de fuentes de suministro del crudo con el objetivo de aprovechar mejor la capacidad de refinación nacional y satisfacer la necesidad de abastecimiento del mercado interno.

FIGURA 54.
VOLÚMENES IMPORTADOS DE CRUDO
(EXPRESADO EN MM3)



Nota: Datos actualizados a diciembre 2024. La importación de crudo partió en febrero de 2023. Los volúmenes corresponden a la fecha de descarga del producto en las plantas.

Fuente: YPFB.

La importación de petróleo crudo tiene el respaldo del Decreto Supremo N° 4661 del 20 de enero de 2022, que autoriza a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos a efectuar dicha operación, con el objetivo de destinar crudo a procesos de refinación.

La importación de petróleo crudo contribuye a fortalecer la producción nacional, permitiendo reducir la subvención asociada a la importación directa de diésel oíl e insumos y aditivos. Adicionalmente beneficia al Estado con la comercialización de otros derivados obtenidos por los procesos de refinación.

En marzo de la gestión 2024 se anuncia la importación de 1.600.000 barriles (254,4 Mm3) de petróleo crudo transportados en ocho buques que arribaron a la Terminal de Arica y fueron descargados en la terminal marítima Sica Sica operada por YPFB en el puerto chileno. Esta operación permitió un ahorro estimado de USD 240 millones para el país. El procesamiento de este crudo en las refinerías nacionales incrementó la eficiencia operativa de YPFB, permitiendo una mayor producción de diésel, gasolina, GLP y otros derivados. Sin duda, se trató de un hito histórico tanto para la estatal petrolera como para el país, al fortalecer la seguridad energética y reducir la dependencia de productos importados.



USD 240 MILLONES
DE AHORRO POR IMPORTACIÓN
DE CRUDO DESDE ARICA-CHILE

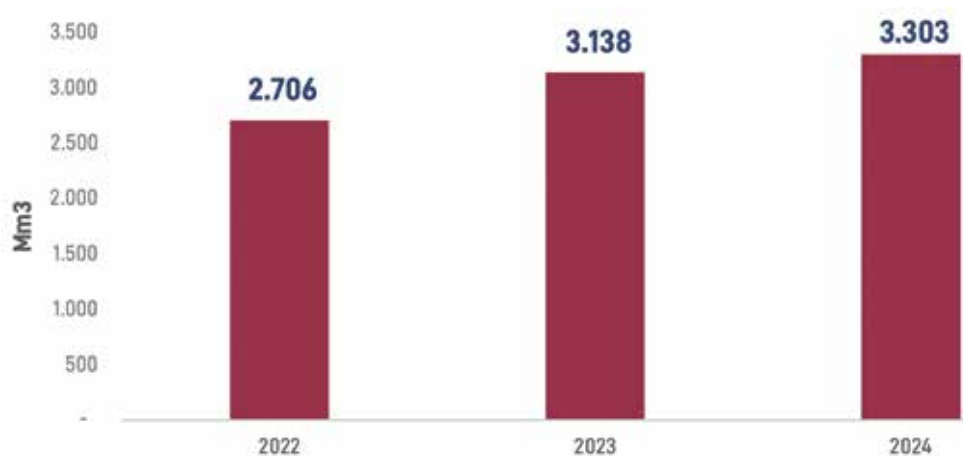


Fuente: YPFB.

7.6 CAMBIO LOGÍSTICO IMPLEMENTADO: RELACIÓN VOLUMEN COSTO DE IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

El volumen de importación de combustibles tuvo una tendencia creciente relativa, del año 2022 al año 2023 en 16 % y del año 2023 al año 2024 en un 5 %, como se muestra en la figura siguiente:

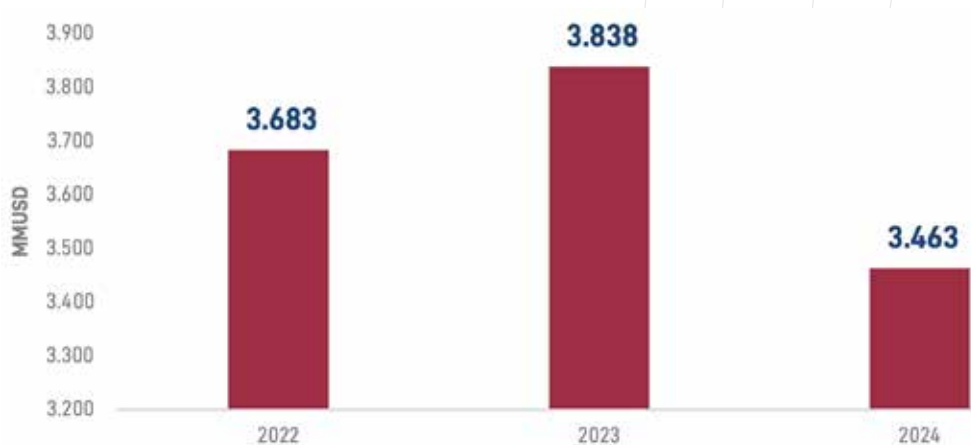
FIGURA 55.
VOLUMEN IMPORTADO
(EXPRESADO EN MM3)



Fuente: YPFB.

En lo que respecta al monto de importación, aunque el costo aumentó durante la gestión 2023 debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, que elevó el precio del barril de petróleo a 120 USD, generando un desajuste entre la oferta y demanda a nivel mundial, lo cual incrementó los costos de transporte. En la gestión 2024 se logró una reducción del 10 %, esta disminución se alcanzó gracias a un cambio logístico.

FIGURA 56.
MONTO DE IMPORTACIÓN
(EXPRESADO EN MM USD)



Fuente: YPFB.

Como parte de una estrategia clave para mejorar la situación financiera, se implementó un cambio logístico significativo orientado a reducir los costos de importación de combustibles. Tal como se observa en la figura siguiente, esta medida no solo se logró disminuir el costo de importación por litro, sino también el costo total, incluso cuando el volumen importado se incrementó.

FIGURA 57.
CAMBIO LOGÍSTICO EN EL CORTO PLAZO



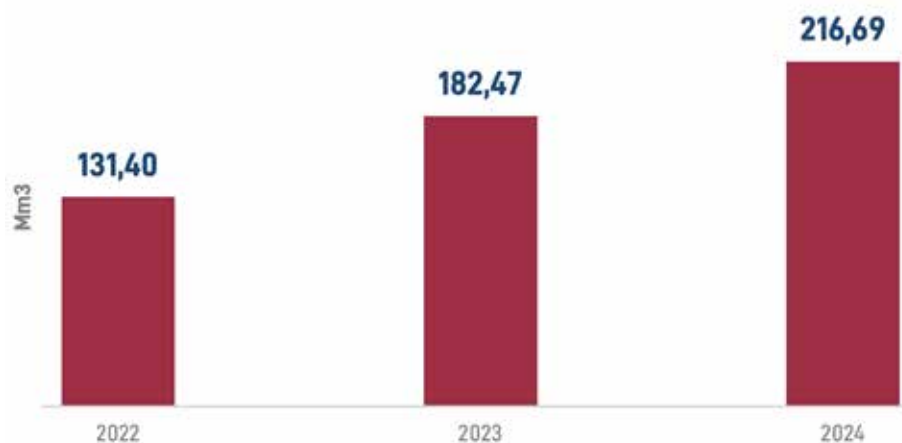
Fuente: YPFB.

Se evidencia el fortalecimiento de la infraestructura energética de Bolivia, para la importación de hidrocarburos líquidos Occidente, marcando así un hito importante en la historia de nuestra empresa, mediante la reversión de los sistemas de oleoductos, Oleoducto Santa Cruz – Arica (OSSA2) en el tramo boliviano y el Oleoducto Carrasco – Cochabamba (OCC) de 400 km longitud, distancia considerable que conectan el territorio nacional con la Terminal Arica en Chile, uniendo a las ciudades de Oruro, Cochabamba y Santa Cruz, lo cual permitió el transporte de hidrocarburos líquidos desde occidente a oriente de manera segura y eficiente.

7.7 COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINAS CON ETANOL ANHIDRO

El volumen de compra de etanol anhidro durante las gestiones 2022, 2023 y 2024 han jugado un papel fundamental en la implementación del programa de comercialización de gasolinas con etanol.

FIGURA 58.
VOLÚMENES DE COMPRA DE ETANOL ANHIDRO
 (EXPRESADO EN MM3)



Fuente: YPFB.

Los proveedores de etanol anhidro de la estatal petrolera comprendidos durante las gestiones 2022, 2023 y 2024 se muestran en las siguientes tablas:

TABLA 25.
PROVEEDORES DE PETRÓLEO CRUDO

GESTIÓN	PROVEEDOR
2022	AGUAI VOL
	UNAGRO VOL
	GUABIRA VOL
	POPLAR VOL
2023	AGUAI VOL
	UNAGRO VOL
	GUABIRA VOL
	POPLAR VOL
2024	AGUAI VOL
	UNAGRO VOL
	GUABIRA VOL
	POPLAR VOL
	GRANOSOL VOL

Fuente: YPFB.

A continuación, se presenta una tabla que muestra la evolución de los precios de etanol durante las gestiones 2023 y 2024. Esta tabla permite observar las variaciones en los costos del etanol a lo largo de este periodo.

TABLA 26.
PRECIOS DEL ETANOL

MES/AÑO	PRECIO PROMEDIO DE ADQUISICIÓN DE ETANOL ANHIDRO	MARCO NORMATIVO
oct-18 a nov-23	<ul style="list-style-type: none"> En Bs 4,94/l, para volúmenes menores o iguales a 30.000.000 litros, el cual no incluye IVA. En Bs 4,80/l, para volúmenes mayores a 30.000.000 litros, el cual no incluye IVA. 	<ul style="list-style-type: none"> * Resoluciones Ministeriales N° 127 - 2018 de 18 de octubre de 2018 y 184-2018, 30 de enero de 2019 * RAR-ANH-DJ N° 0002/2019 de 02 de enero de 2019 * El periodo de 5 años se estableció en la Disposición transitoria tercera de la Ley N°1098 de 17 de septiembre de 2018
dic-23	5,51712 BS/L CON IVA INCLUIDO	
ene-24	5,6800 BS/L CON IVA INCLUIDO	
feb-24	5,6800 BS/L CON IVA INCLUIDO	
mar-24	5,6800 BS/L CON IVA INCLUIDO	
abr-24	5,6794 BS/L CON IVA INCLUIDO	Resolución Ministerial N°182-2023 del 14 de diciembre del 2023,
may-24	5,6788 BS/L CON IVA INCLUIDO	Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN-672/2023 de 19 de diciembre de 2023
jun-24	5,6793 BS/L CON IVA INCLUIDO	
jul-24	5,6792 BS/L CON IVA INCLUIDO	Contratos y adendas suscritos con los Proveedores de Etanol Anhidro
ago-24	5,6792 BS/L CON IVA INCLUIDO	
sep-24	5,6790 BS/L CON IVA INCLUIDO	
oct-24	5, 6790 BS/L CON IVA INCLUIDO	
nov-24	5, 6792 BS/L CON IVA INCLUIDO	
dic-24	5,6794 BS/L CON IVA INCLUIDO	

Fuente: YPFB.

El programa de la comercialización de gasolinas con etanol anhidro significó sustituir cerca de 117 Mm3 entre el 2023 y 2024, lo que permitió un ahorro de aproximadamente 125 MM USD.

FIGURA 59.
**COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINAS
 CON ETANOL ANHIDRO**



Fuente: YPFB.

7.8 INNOVACIÓN CONTINUA DE YPFB: EL LANZAMIENTO DE GASOLINAS PREMIUM 95, PREMIUM 100 Y DIÉSEL ULS

Reafirmando el compromiso de liderar la modernización energética en Bolivia y respondiendo a la demanda de un mercado más exigente y competitivo, YPFB ha dado un paso significativo en la modernización de su portafolio de combustibles con la introducción de las gasolinas Premium 95 y Premium 100. Estos productos, resultado de la mezcla de gasolina de origen fósil con alcohol anhidro, han sido desarrollados para satisfacer las necesidades de un parque automotor en constante evolución y con mayores estándares de calidad. Asimismo, se ha incorporado el Diésel ULS orientado a vehículos de alta gama, dirigido a usuarios con mayor poder adquisitivo y comprometidos con la reducción de emisiones de carbono.

Entre los principales aportes que ofrece estos lanzamientos se destacan:

- Mayor Eficiencia y Potencia para Motores Modernos: Las gasolinas Premium 95 y Premium 100, con un mayor octanaje, maximizan la potencia de los motores y reducen el desgaste del motor, proporcionando un rendimiento superior en vehículos de alta gama y motores con tecnología avanzada.
- Reducción de Emisiones de Contaminantes: Tanto las gasolinas de alto octanaje como el Diésel ULS cumplen con los más estrictos estándares ambientales, contribuyendo significativamente a la disminución de la huella de carbono.

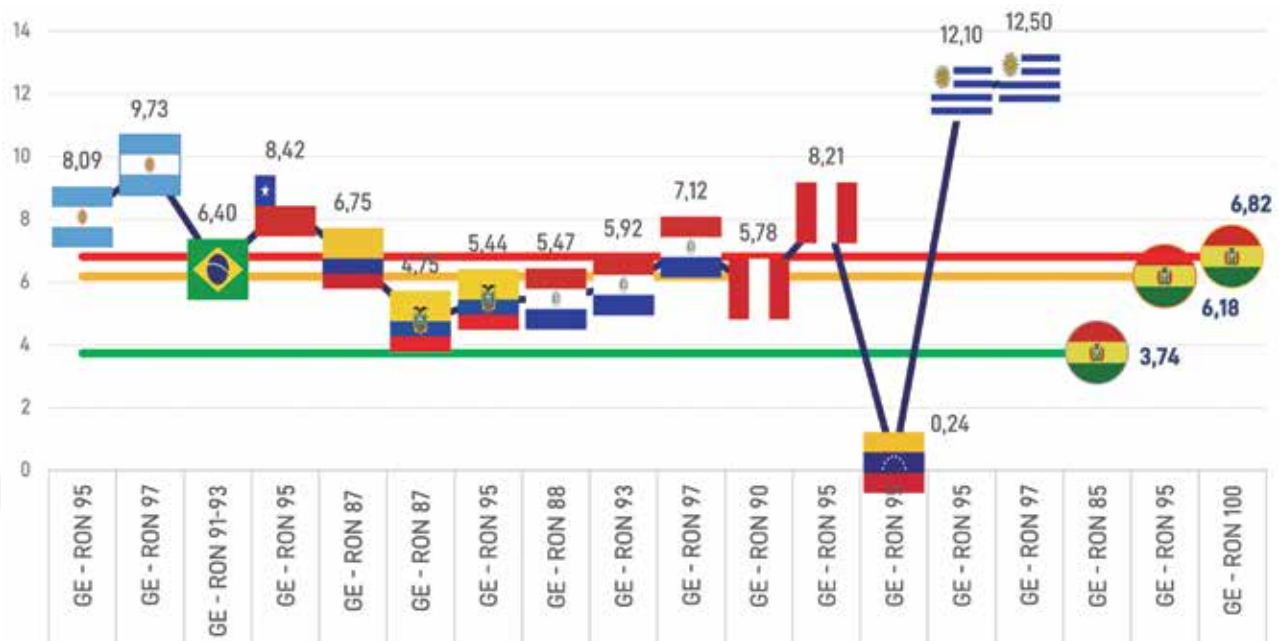
Por otro lado, el Diésel ULS (Ultra Bajo Azufre) se diferencia por su formulación con niveles de azufre bajos, lo que reduce las emisiones de gases nocivos y mejora la eficiencia en motores diésel de última generación. Este combustible está especialmente diseñado para vehículos de alta gama, orientados a usuarios que buscan no solo un rendimiento óptimo, sino también una menor huella ambiental.

El enfoque también fue acompañado por nuevas metodologías para establecer precios, lo que implica monitorear y analizar las variaciones en los precios de los productos en el ámbito global, ajustando los precios internos de manera progresiva y predecible. Esto no solo ayuda a evitar impactos bruscos en el poder adquisitivo de los consumidores, sino que también facilita la planificación para productores y comerciantes.

De igual manera, los precios de las gasolinas Premium, son notablemente más bajos en comparación con otros países de la región. Esta comparativa coloca a Bolivia en una posición ventajosa, al ofrecer combustibles de alta calidad con precios más bajos.

El precio de la Gasolina Premium + (RON 95) es de Bs 6,18 por litro y de la Gasolina Ultra Premium 100 (RON 100) es de Bs 6,82 por litro, siendo similar al precio de países vecinos.

FIGURA 60.
COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE GASOLINAS EN PAÍSES DE LA REGIÓN
PROMEDIO DICIEMBRE 2024
 (EXPRESADO EN BS/L)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), revisión de páginas oficiales y https://es.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/

Asimismo, el precio del Diésel ULS en Bolivia es 6,88 bolivianos por litro siendo similar al de países vecinos como Brasil, Chile, Paraguay y Perú, lo que permite a la industria nacional operar de manera eficiente y competitiva.

FIGURA 61.
**COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE
 GASOLINAS EN PAÍSES DE LA REGIÓN**
PROMEDIO DICIEMBRE 2024
 (EXPRESADO EN BS/L)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), revisión de páginas oficiales y https://es.globalpetrolprices.com/diesel_prices/

7.9 PUESTOS DE VENTA DE COMBUSTIBLE

Los puestos de venta se implementaron con el fin de comercializar hidrocarburos líquidos como diésel – gasolina en localidades o comunidades alejadas donde no existe una Estación de Servicio, garantizando el abastecimiento del mercado interno y aportando mayor valor agregado para beneficio y comodidad de la población. Los Puestos de Venta administrados por YPFB son:

TABLA 27.
PUESTOS DE VENTA DE COMBUSTIBLE

2022	2023	2024
TARIJA: ISCAYACHI YPFB (DIESEL – GASOLINA) EL PUENTE (DIESEL – GASOLINA)	CHUQUISACA: HUACAYA (DIESEL – GASOLINA)	CHUQUISACA: HUACAYA (DIESEL – GASOLINA)
ORURO: ORINOCA (DIESEL – GASOLINA)	TARIJA: ISCAYACHI YPFB (DIESEL – GASOLINA) EL PUENTE (DIESEL – GASOLINA)	TARIJA: ISCAYACHI YPFB (DIESEL – GASOLINA) EL PUENTE (DIESEL – GASOLINA)
SANTA CRUZ: PETA GRANDE (DIESEL) SAIPINA (DIESEL – GASOLINA +)	ORURO: ORINOCA (DIESEL – GASOLINA)	ORURO: ORINOCA (DIESEL – GASOLINA)
PANDO: PUERTO RICO YPFB (DIESEL – GASOLINA - GLP)	SANTA CRUZ: PETA GRANDE (DIESEL) SAIPINA (DIESEL – GASOLINA +)	SANTA CRUZ: PETA GRANDE (DIESEL) SAIPINA (DIESEL – GASOLINA +)
	PANDO: PUERTO RICO YPFB (DIESEL – GASOLINA - GLP)	PANDO: PUERTO RICO YPFB (DIESEL – GASOLINA - GLP)

Fuente: YPFB.

En la gestión 2024 las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta a nivel nacional se clasifican de la siguiente manera:

FIGURA 62.
**ESTACIONES DE SERVICIO/ PUESTOS DE VENTA
 DE COMBUSTIBLES NIVEL NACIONAL**

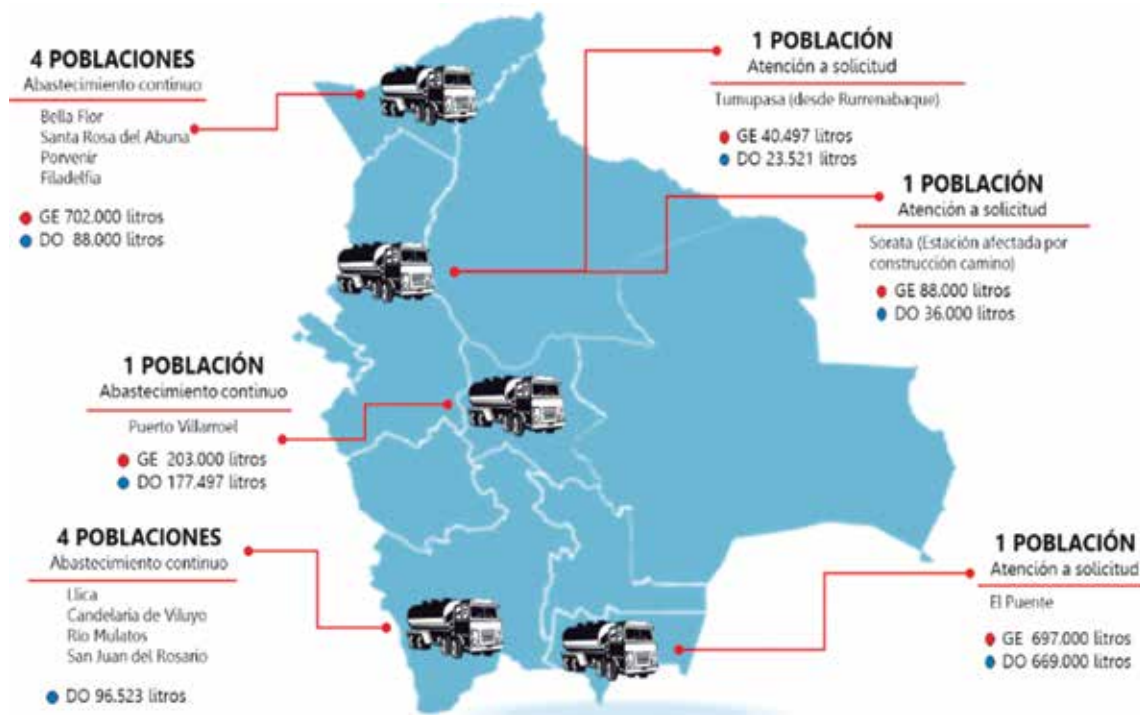


Fuente: YPFB.

7.10 CISTERNAS MÓVILES PARA EL ABASTECIMIENTO

YPFB ha implementado cisternas móviles para garantizar el acceso a combustibles en comunidades remotas. En Pando, cuatro poblaciones reciben abastecimiento continuo, al igual que una población en Cochabamba y cuatro más en Potosí. En La Paz, dos poblaciones reciben atención a solicitud, y en Tarija, una población también se beneficia de esta modalidad.

FIGURA 63.
**CISTERNAS MÓVILES DE YPFB PARA EL
 ABASTECIMIENTO A POBLACIONES LEJANAS**
 (EXPRESADO EN LITROS)



Fuente: YPFB.

Estas cisternas móviles aseguran un suministro regular de gasolina y diésel, permitiendo que el precio del mercado local se mantenga, mejorando la calidad de vida y facilitando el desarrollo económico.

7.11 FORTALECIMIENTO PARA EL CONTROL EN LA COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES

El Decreto Supremo N° 4910 y 4911 de fecha 12 de abril de 2023, es una normativa que fortalece los mecanismos de regulación, control, supervisión y fiscalización en la comercialización de combustibles en el país, estableciendo condiciones estrictas de operación para las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta. Los aspectos más relevantes del Decreto incluyen:

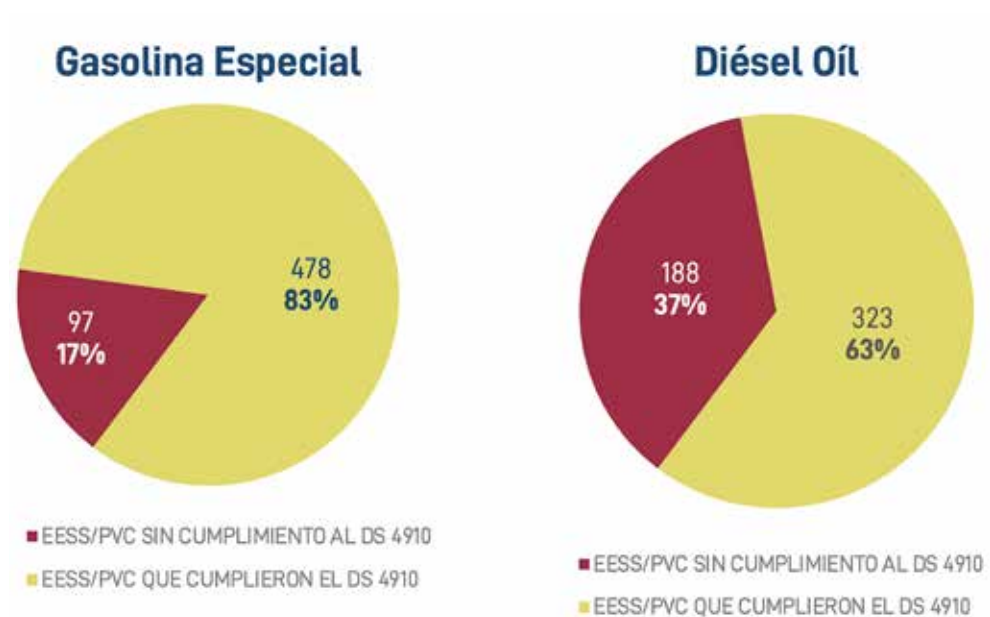
- **Límite de Venta en Bidones:** El Decreto restringe la venta de combustible en bidones, tambores u otro tipo de envases con el fin de controlar la reventa o el contrabando. Solo se permite la venta en bidones, tambores u otro tipo de envases de 120 litros de manera mensual y 50 litros en zonas fronterizas.

- Registro y Control de Volumen: Se exige que cada Estación de Servicio y Puesto de Venta remitan de manera diaria la información de los saldos iniciales, volúmenes recepcionados y volumen comercializado al Ente Regulador. Este registro permite un monitoreo adecuado de las cantidades de combustible comercializados y es clave para evitar pérdidas, desvíos o prácticas ilegales.
- Sanciones por Incumplimiento: El Decreto incluye sanciones para las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta que no cumplan con las regulaciones establecidas.

El Decreto Supremo N°4910 establece regulaciones de obligatorio cumplimiento para todas las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta en el país, sin excepción. Al tratarse de una normativa legalmente establecida, impone requisitos que deben ser seguidos estrictamente para asegurar la correcta comercialización de combustibles, la seguridad en su manejo y la transparencia en la distribución. El cumplimiento total de este Decreto es, por tanto, una condición esencial y obligatoria para el funcionamiento de cada Estación de Servicio y Puesto de Venta, con sanciones y consecuencias legales para aquellas que no se adhieran a los lineamientos establecidos.

Durante la gestión 2024, se ha realizado un seguimiento al cumplimiento del Decreto Supremo N° 4910 por parte de las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta a nivel nacional. En la siguiente figura se presenta el porcentaje de cumplimiento registrado, lo cual permite visualizar de manera clara el grado de adherencia a la normativa en lo que respecta a la regulación y control en la comercialización de combustibles en bidones, tambores u otros tipos de envases.

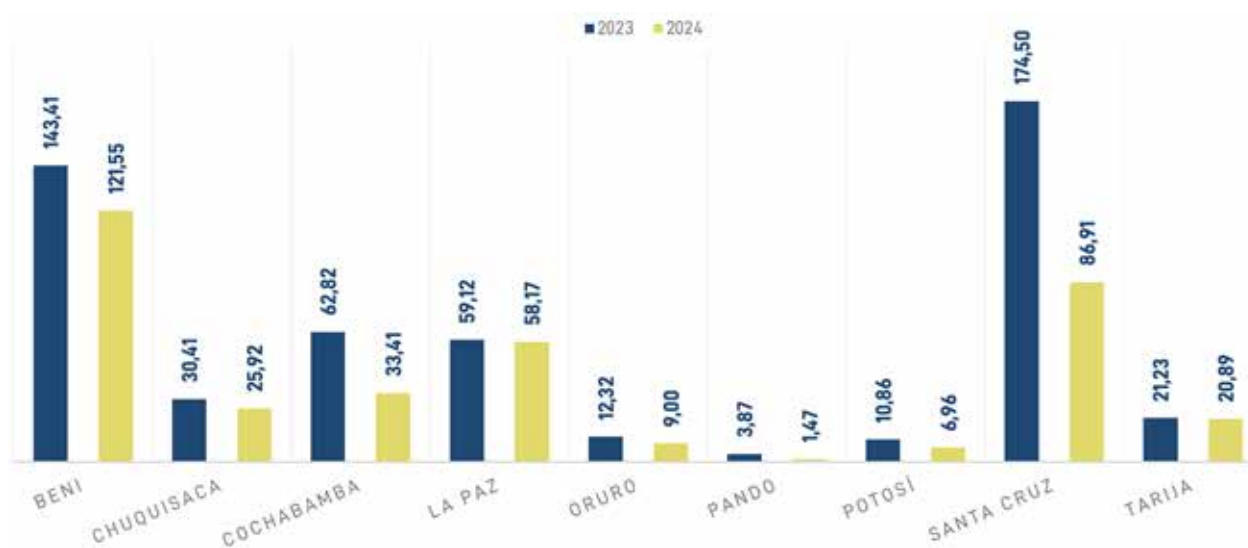
FIGURA 64.
PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO AL DECRETO SUPREMO N°4910
 (EXPRESADO EN PORCENTAJE)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

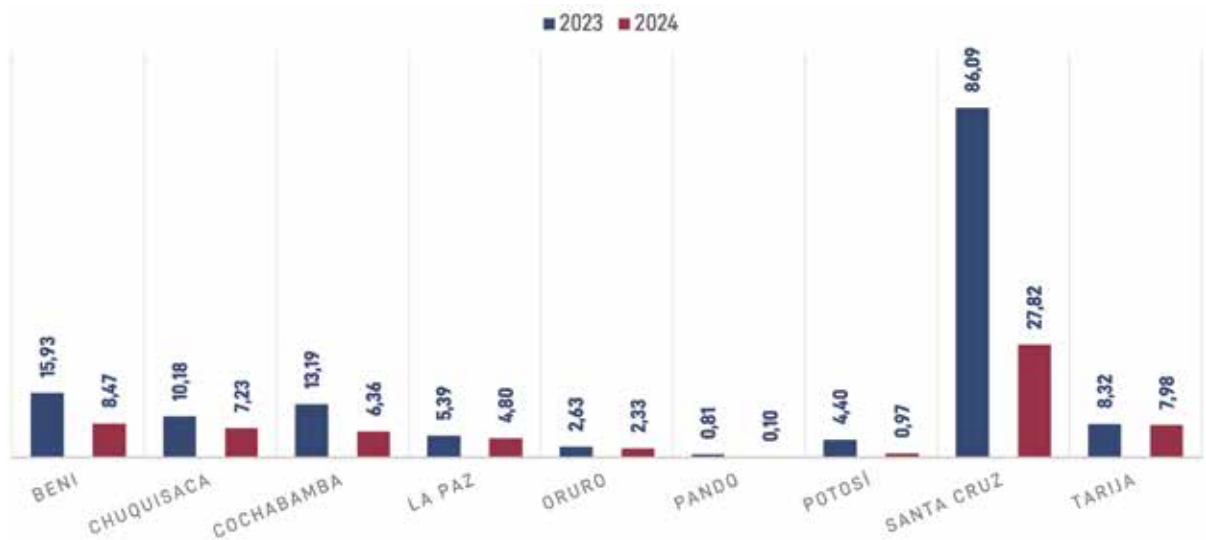
Las siguientes figuras comparan el volumen anual de venta de combustibles por departamento entre las gestiones 2023 y 2024, específicamente en las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta que cumplieron con el Decreto. A partir de abril de 2023, con la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 4910, se implementaron nuevas restricciones y controles que impactaron directamente en la comercialización. Esta medida se refleja en una disminución notable del volumen anual registrado en el 2024, evidenciando el efecto del decreto, especialmente en lo relacionado con la limitación de ventas en bidones, tambores u otros envases, y el fortalecimiento de los mecanismos de control y fiscalización.

FIGURA 65.
**VOLUMEN COMERCIALIZADO GASOLINA ESPECIAL:
 EFECTO DEL DECRETO SUPREMO N° 4910**
 (EXPRESADO EN MM3)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

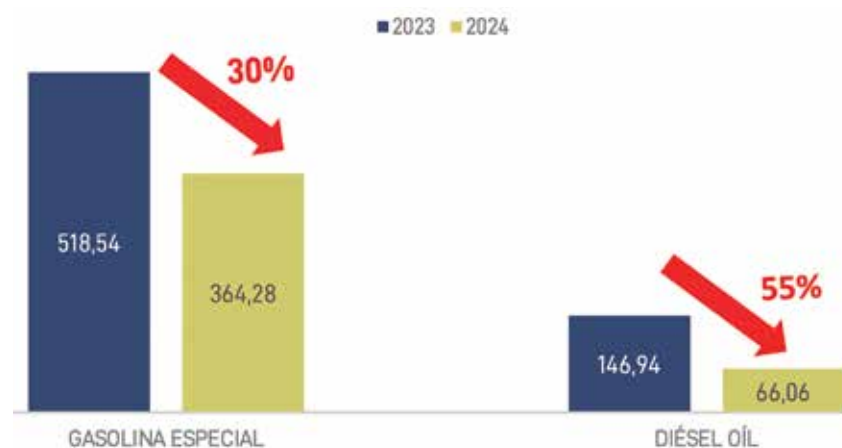
FIGURA 66.
**VOLUMEN COMERCIALIZADO DIÉSEL OIL: EFECTO DEL
 DECRETO SUPREMO N° 4910**
 (EXPRESADO EN MM3)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A nivel nacional, las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta que cumplieron plenamente con las disposiciones del Decreto Supremo N° 4910 han experimentado una reducción del 30% en el volumen de venta de gasolina especial y 55% en diésel oil durante la gestión 2024 en comparación con el periodo anterior. Esta disminución refleja el impacto de las nuevas regulaciones, que incluyen restricciones en la venta de combustibles en bidones, tambores u otros envases, y un mayor control y fiscalización.

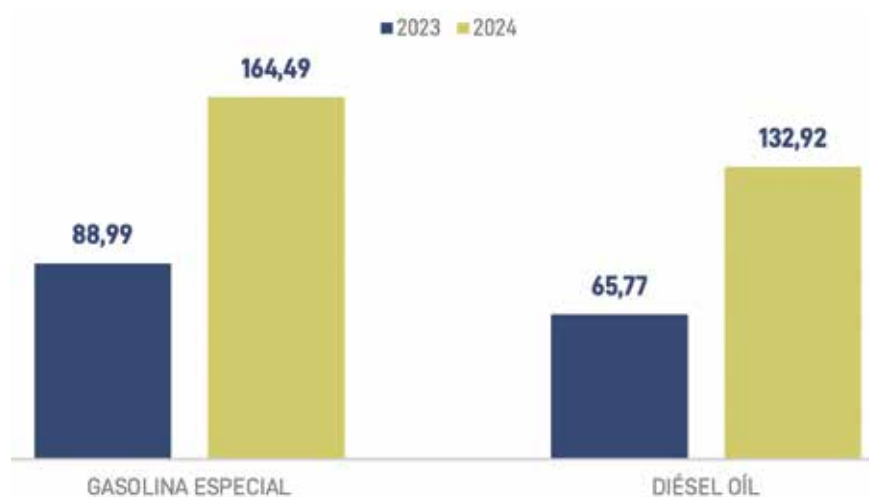
FIGURA 67.
**REDUCCIÓN NACIONAL EN LA VENTA DE COMBUSTIBLES
 POR CUMPLIMIENTO DEL DS N° 4910**
 (EXPRESADO EN MM3)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

La siguiente figura presenta el volumen de venta de combustibles a nivel nacional de las Estaciones de Servicio y Puestos de Venta que no cumplieron con las disposiciones del Decreto Supremo N° 4910, comparando los datos correspondientes a las gestiones 2023 y 2024. A lo largo de la gestión 2024, se observa una tendencia creciente en los volúmenes de venta, lo que refleja la falta de adherencia a las regulaciones establecidas por el decreto. Este comportamiento subraya la necesidad de un seguimiento más riguroso y de la aplicación de medidas correctivas para garantizar el cumplimiento de las normativas y evitar prácticas que puedan afectar la transparencia y legalidad en la comercialización de combustibles.

FIGURA 68.
VOLUMEN DE VENTA DE COMBUSTIBLES EN ESTACIONES QUE NO CUMPLIERON CON EL DS N° 4910
(EXPRESADO EN MM3)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

8. CONTRATOS Y FIRMA DE CONVENIOS

8.1 EVALUACIÓN PRECONTRACTUAL Y NUEVOS CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS (CSP)

Durante las gestiones 2021-2024, se autorizaron, suscribieron y ejecutaron evaluaciones precontractuales conforme a la Normativa Vigente en diferentes Áreas Reservadas a favor de YPFB a cargo de Empresas Subsidiarias y Operadoras/ Compañías Internacionales, con un total de 21 evaluaciones, de las cuales 18 corresponden a Proyectos Iniciales Exploratorios (PIE), y 3 a Convenios de Estudio (CE).

Es necesario indicar que, como resultado de los estudios precontractuales, 3 Áreas cuentan con nuevos CSP, 1 Área con negociación finalizada y aprobada por Directorio de YPFB y 4 Áreas en proceso de Autorización para suscripción de CSP por la Asamblea Legislativa Plurinacional (ALP) con el siguiente detalle:

TABLA 28.
CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS VIGENTES

Área	Empresa	Ubicación	Fecha Efectiva CSP	Estado Actual
Carandaiti	Vintage Petroleum Boliviana	Chuquisaca-Santa Cruz-Tarija	26/07/2024	Contrato Vigente
Sayurenda	Vintage Petroleum Boliviana	Tarija	26/07/2024	Contrato Vigente
Yuarenda	Vintage Petroleum Boliviana	Tarija	26/07/2024	Contrato Vigente

Fuente: GATC

TABLA 29.
CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS CON NEGOCIACIÓN FINALIZADA

Área	Empresa	Ubicación	Estado Actual
Vitiacua	YPFB Andina – Fluxus Bolivia S.A.	Chuquisaca-Tarija-Santa Cruz	Negociación finalizada aprobada por Directorio YPFB

Fuente: GATC.

TABLA 30.
**CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS
EN PROCESO DE SUSCRIPCIÓN**

Área	Empresa	Ubicación	Estado Actual
Ovai	Canacol Energy Colombia S.A.S. (Sucursal Bolivia)	Santa Cruz	Mediante Ley N° 1475 del 12/10/2022, la ALP autorizó a YPFB la suscripción del CSP
Florida Este	Canacol Energy Colombia S.A.S. (Sucursal Bolivia)	Santa Cruz	Mediante Ley N° 1473 del 12/10/2022, la ALP autorizó a YPFB la suscripción del CSP
Arenales	Canacol Energy Colombia S.A.S. (Sucursal Bolivia)	Santa Cruz	Mediante Ley N° 1511 del 02/06/2023, la ALP autorizó a YPFB la suscripción del CSP
Tita Techí	Canacol Energy Colombia S.A.S. (Sucursal Bolivia)	Santa Cruz	Mediante Ley N° 1585 de 15/10/2024, la ALP autorizó a YPFB la suscripción del CSP

Fuente: GATC

8.2 CONTRATOS DE COMPRA Y VENTA DE GAS

Una vez abastecido el mercado interno, los saldos de Gas Natural fueron destinados para exportación a mercados como Brasil y Argentina. Bajo el contexto internacional, se espera para la gestión 2025, que los precios de Gas Natural destinados a la exportación a los mercados de Brasil sean mayores a los registrados durante el 2024.

TABLA 31.
**DEMANDA PROYECTADA PARA
EXPORTACIÓN – CONTRATOS EN FIRME**

Año	PETROBRAS (*) [MMmcd a 68°F]	ENARSA (**) [MMmcd a 60°F]	MTGÁS [MMmcd a 68°F]
2023	12 – 19,5	4 – 8	0,21
2024	11 – 18	4 – 5	0,15 - 0,22
2025	9,5 - 12	-	0,22
2026	6 – 9,5	-	0,22
2027	6	-	-

Nota: Se debe aclarar que, de acuerdo a normativa vigente, el orden de prelación en el abastecimiento es primero el Mercado Interno y los saldos son volúmenes exportables. Cabe resaltar que la demanda proyectada toma en cuenta también proyección de la producción y demanda interna, por tanto, la comercialización efectiva dependerá de la disponibilidad de Gas Natural que se tenga.

* Volúmenes establecidos en el contrato GSA - 12va Adenda. Se estima que el cierre del balance final del contrato sea en 2027. Esto dependerá del régimen de entrega de para completar el balance final del Contrato. Estos volúmenes, establecidos contractualmente varían de acuerdo a la nominación, compromisos de entrega y compromisos de recepción.

** Volúmenes establecidos en el contrato con ENARSA – última Adenda, donde establece la estacionalidad de invierno y verano.

Fuente: YPFB

Asimismo, se describen los contratos en firme, que YPFB en la actualidad tiene los siguientes compromisos:

- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural (GSA) suscrito con Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS): El contrato firmado en 1996 consideraba un periodo de prórroga automática del GSA, el cual inicio el primero de enero de 2020. El objeto de la prórroga es la entrega del retiro total de los saldos de energía pagada y no retirada (EPNR) al 31 de diciembre de 2019. El Addendum número 12, el cual extendió el plazo de la prórroga hasta mediados de 2027 y considera el contexto de las nuevas oportunidades del mercado.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la Compañía Mato-Grossense de Gas S.A. (MTGÁS): Contrato suscrito para un periodo de 5 años, computables a partir del 01 de enero del 2022 hasta el 31 de diciembre de 2026, que estipula que las cantidades de EPNR que no fueran retiradas durante el mismo año en que se generaron, podrán ser recuperables por MTGÁS, hasta 90 días finalizado el plazo del contrato; transcurrido dicho plazo, MTGÁS perderá el derecho de recuperar el saldo remanente.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con Integración Energética Argentina S.A. (ENARSA), el cual se concluyó en septiembre de 2024.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la empresa brasileña MGAS COMERCIALIZADORA DE GAS NATURAL LTDA el 30 de septiembre de 2024 y con plazo hasta el 31 de agosto de 2027.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la empresa brasileña MTX COMERCIALIZADORA DE GAS LTDA el 9 de diciembre de 2024 y con plazo hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la empresa brasileña TRADENER LTDA el 19 de diciembre de 2024 y con plazo hasta el 31 de diciembre de 2026.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la empresa brasileña EDGE COMERCIALIZAÇÃO S.A. el 20 de diciembre de 2024 y con plazo hasta el 20 de junio de 2025.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural suscrito con la empresa brasileña YPFB ENERGÍA DO BRASIL LTDA el 11 de diciembre de 2024 y con plazo hasta el 31 de diciembre de 2027.

En cuanto a la expansión del mercado, se ha venido sosteniendo reuniones con diferentes empresas que han manifestado interés en la compra de Gas Natural boliviano, iniciando procesos de negociación de contratos de compra - venta en la modalidad interrumpible. Estas empresas principalmente son brasileñas, habida cuenta de los cambios en el mercado brasileño de la industria del Gas, viabilizados a través de la Ley N° 14134, aprobada en fecha 09 de abril 2021 (Nueva Ley del Gas), para una mayor competitividad en la industria del Gas Natural, donde nuevos actores ingresaron al mercado en busca de posicionamiento, para competir con PETROBRAS. Entre ellas, se encuentran empresas productoras de Gas en Brasil, proveedores globales de Gas Natural Licuado (GNL) y comercializadoras de Gas Natural, que se constituyeron como nuevos actores y, por lo tanto, se convierten en competidores directos del Gas Natural boliviano.

En este ámbito, se han suscrito, entre otros, contratos con Ámbar Energía S.A., Tradener Ltda., Delta Geracao de Energía. A continuación, se presenta un resumen de los contratos interrumpibles:

TABLA 32.
NUEVOS CONTRATOS INTERRUPTIBLES

Clientes para la Exportación de Gas Natural boliviano	Volumen [MMmcd]	Plazo de suministro
AMBAR	2,29	31 de diciembre 2031
MATRIX	4,00	31 de diciembre 2028
DELTA GERACAO	1,35	30 de diciembre 2026
DELTA COMERCIALIZADORA	1,00	31 de diciembre 2026
TRADENER	2,28	31 de diciembre 2025
MGAS	2,00	31 de diciembre 2025
EDGE	3,10	31 de diciembre 2024
GASBRIDGE	0,51	31 de diciembre 2024

Notas: MGAS también tiene un contrato en firme por 0,5 MMmcd. Además, existen tres empresas con las que actualmente se están negociando contratos interrumpibles: NEW FORTRESS ENERGY, GALP y SHELL ENERGY.

Fuente: GCGN

Considerando la infraestructura actual con la que se cuenta, es necesario comprender la demanda actual de Gas Natural de Brasil y Argentina, a fin de identificar las tendencias y parámetros que definen el comportamiento de estos mercados.

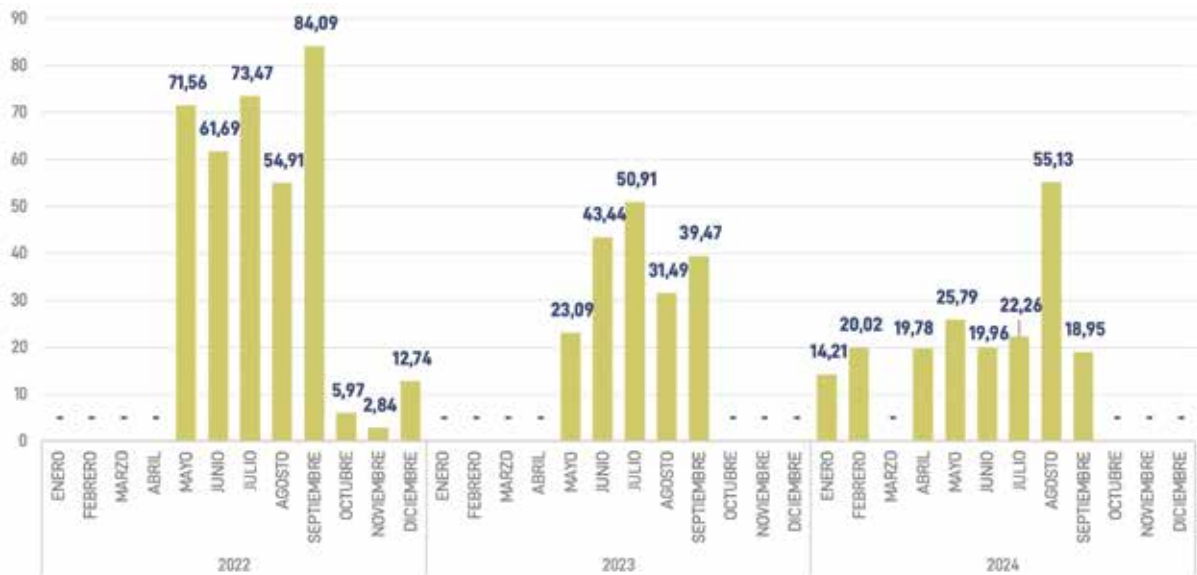
8.3 PREMIOS

En el mercado externo, los contratos a largo plazo (en firme) han sido históricamente aquellos que involucran los mayores volúmenes, destacando los suscritos con PETROBRAS y ENARSA. En ambos casos la metodología para la determinación de los precios depende de un promedio ponderado de una canasta de precios de Fuel Oíls, de Diésel y Henry Hub (este último fue incorporado en la 5ta Adenda del contrato con ENARSA). Actualmente solo el contrato con PETROBRAS está vigente hasta el año 2027.

Cabe destacar que en las diferentes negociaciones que se realizan, en los diferentes contratos se establecen algunos ajustes ya sea en el volumen, en los precios o algún otro componente. Es así que, en la 5ta Adenda del contrato con ENARSA, se estableció que, en caso de adquirir más de 9 MMmcd de gas natural, el precio del volumen adicional sería igual al promedio aritmético simple de las cotizaciones diarias del Henry Hub del semestre inmediato anterior al trimestre correspondiente a la aplicación más 2,25 USD/MMBTU.

También, en la 6ta Adenda, se estableció un Premio a la Garantía de Abastecimiento, establecido de forma independiente al precio y basado en el Precio Brent del petróleo crudo, permitió optimizar los ingresos al aprovechar las condiciones favorables generadas por los precios registrados en 2022, como resultado de la guerra entre Rusia y Ucrania.

FIGURA 69.
PREMIO GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)



Fuente: YPFB.

9. RELACIONES INTERNACIONALES

9.1 GESTIÓN INTERNACIONAL

En la siguiente tabla se registra las gestiones más relevantes realizadas por nuestra empresa:

TABLA 33.
GESTIÓN INTERNACIONAL

PAÍS	OBJETO DE LA REUNIÓN	GESTIÓN REALIZADA
Brasil – SEPTIEMBRE 2022	Congreso Río Oil & Gas 2022	Reunión con ejecutivos de Petronas (Malasia) para explorar oportunidades de inversión y proyectos de exploración en Bolivia. La empresa estatal de gas y petróleo Petroliam Nasional Berhad (Petronas) de Malasia es el tercer productor global de gas natural licuado (GNL).
Brasil – SEPTIEMBRE 2022	Promover la participación de empresas del Brasil en proyectos del UPSTREAM.	Actualmente se tiene a la empresa FLUXUS como un nuevo actor en el sector del upstream. Y otros nuevos actores evalúan ejecutar inversiones en este sector.
Argentina – MARZO 2023	Exploración de oportunidades en Vaca Muerta	Evaluación de proyectos conjuntos en crudo, gas y transporte, buscando sinergias con la región de Vaca Muerta. La petrolera estatal YPFB considera la posibilidad de trasladar petróleo desde el megayacimiento hidrocarbúrico de Vaca Muerta de Argentina, con el propósito de reducir costos de transporte.
Brasil – ABRIL 2023	Gasoductos y exportación de gas	Discusión sobre el uso de infraestructura de gasoductos para transportar gas desde Vaca Muerta en Argentina hasta Brasil, incluyendo la necesidad de inversiones para ampliar y adecuar la red. El país tiene los gasoductos para transportar el gas desde Vaca Muerta hasta Brasil. Uno de los mayores problemas de Vaca Muerta es el transporte y Bolivia tiene una de las llaves para la solución. Gasbol, un ducto con una extensión de 3.150 km y una capacidad de transporte de 30 MMm3d. El tramo del lado boliviano (557 km) es operado por Gas Transboliviano, filial de YPFB, mientras que el tramo del lado brasileño (2593 km) es operado por TBG.
Argentina - JULIO 2023	Reunión con la Secretaría de Energía de Argentina	Discusión sobre el abastecimiento de gas de Bolivia a Argentina y la posibilidad de exportar gas a Brasil utilizando la infraestructura de transporte existente en Bolivia.

PAÍS	OBJETO DE LA REUNIÓN	GESTIÓN REALIZADA
Chile – OCTUBRE 2023	Optimización de rutas de importación de combustibles	Estrategia para reducir costos de importación mediante la utilización de rutas de occidente, logrando una reducción del 40% en los costos.
Argelia – MARZO 2024	Alianza basada en intereses mutuos y evaluar posibilidades de cooperación bilateral en la industria de petróleo y gas en Argelia y en el Estado Plurinacional de Bolivia.	La cooperación entre ambos países permitirá evaluar la posibilidad de inversión por parte de Sonatrach para actividades de prospección de áreas con potencial hidrocarburífero en Bolivia, evaluación de descubrimientos no explotados y campos maduros, así como el intercambio de conocimiento en las áreas técnicas, y análisis de normativa para la exploración de hidrocarburos
Argentina – MAYO 2024	Conversaciones para que Argentina ocupe el gasoducto boliviano para exportar gas desde Vaca Muerta hasta Brasil	YPFB: Depende de Argentina dictar una ley para exportar el gas de Vaca Muerta usando el gasoducto boliviano. Se mantienen conversaciones para que Argentina pueda ocupar el gasoducto boliviano y así exportar el gas que producen en el megacampo de Vaca Muerta hacia Brasil, las cuales se encuentran avanzadas y que depende de una ley que viabilice tal situación. Así mismo los tramites de ingreso de Bolivia como miembro de la MERCOSUR podrían ser catalizadores de la concreción de ser tránsito de exportaciones a través del sistema de ductos a nivel regional.
Rusia – JUNIO 2024	XXVII Foro Económico Internacional de San Petersburgo	El Gobierno de ese país tiene el compromiso de gestionar con los estados productores de petróleo el abastecimiento a Bolivia y así garantizar la provisión al mercado interno de estos insumos, principalmente el diésel. "Hemos aprovechado nuestra visita a la Federación de Rusia para hablar del tema de los hidrocarburos líquidos, hemos podido conversar y acordado que Rusia va a coadyuvar en la gestión de abastecimiento de combustibles para nuestro país"

Fuente: YPFB.

9.2 RELACIONES BILATERALES 2022 – 2024

En el periodo 2022 al 2024 Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) estableció relaciones bilaterales con los países de Argelia, Brasil y Perú. Estas relaciones se centran en la cooperación en materia de hidrocarburos, exploración, explotación, fertilizantes, energías renovables, litio y gas natural licuado (GNL).

Estos acuerdos bilaterales de YPFB son:

I. Memorándum de Entendimiento con la empresa ENEVA de Brasil.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firma con la empresa ENEVA de Brasil el Memorándum de Entendimiento que tiene por objeto:

- Suscribir uno o varios Convenios de Estudio para Áreas Reservadas en favor de YPFB en Bolivia; y,
- Que YPFB suministre Gas Natural en la modalidad interrumpible a través de la suscripción de un Contrato Interrumpible.

II. Memorándum de Entendimiento con la empresa SONATRACH de Argelia.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firma con SONATRACH de Argelia, un memorándum de entendimiento con el objetivo de establecer una alianza basada en intereses mutuos y evaluar posibilidades de cooperación bilateral en la industria de petróleo y gas en Argelia y en el Estado Plurinacional de Bolivia.

La cooperación entre ambos países permitirá evaluar la posibilidad de inversión por parte de SONATRACH para actividades de prospección de áreas con potencial hidrocarburífero en Bolivia, evaluación de descubrimientos no explotados y campos maduros, así como el intercambio de conocimiento en las áreas técnicas, y análisis de normativa para la exploración de hidrocarburos, SONATRACH es la más grande empresa argelina constituida para explotar los hidrocarburos en ese país. La compañía es la undécima más grande del consorcio petrolero en el mundo. La diversidad de actividades que realiza esta empresa abarca todos los aspectos de la producción: exploración, extracción, transporte y refinación.

III. Acuerdo de Cooperación Estratégica con GAZPROM.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firma el Acuerdo de Cooperación Estratégica con la Sociedad Anónima Publica GAZPROM, empresa constituida y que opera con arreglo a la legislación de la Federación Rusa, registrada en la Federación Rusa, San Petersburgo (denominada en lo sucesivo PJSC GAZPROM).

PJSC GAZPROM es una de las empresas energéticas más grandes del mundo con amplios conocimientos y experiencia en prospección, exploración y explotación de reservas de hidrocarburos convencionales y no convencionales, explotación de campos gasíferos y petrolíferos, en construcción y operación de infraestructura energética y de transporte de gas.

Las partes reafirman su intención de desarrollar cooperación bilateral mutuamente beneficiosa basada en los principios de confianza y transparencia, de conformidad con los principios generales de relaciones internacionales y con arreglo a las mejores prácticas en el sector energético.

10. YPFB AVANZA EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

“YPFB avanza en la integración energética regional a través de la firma de contratos para viabilizar una nueva línea de negocio mediante la exportación de gas argentino a Brasil”

La infraestructura en el territorio boliviano cuenta con las facilidades para realizar las operaciones en ambos sentidos, lo que permite que Bolivia pueda transportar gas argentino hacia Brasil, sin revertir las posibilidades de exportar a Argentina con la modalidad interrumpible.

Las petroleras MTX COMERCIALIZADORA DE GAS LTDA, EDGE COMERCIALIZAÇÃO S.A., MGAS COMERCIALIZADORA DE GÁS NATURAL LTDA, GAS BRIDGE COMERCIALIZADORA S.A. y TRADENER LTDA. ejecutaron pruebas piloto de manera exitosa en la operación de tránsito de gas argentino con destino al mercado brasileño a través de la infraestructura de transporte de YPFB.

Se ha llevado a cabo la operación de pruebas piloto con empresas brasileñas que actualmente son clientes de YPFB, y que han acordado el suministro de gas natural con productores argentinos como TOTALENERGIES GAS CONO SUR S.A., TECPETROL S.A. PLUSPETROL S.A., PAN AMERICAN ENERGY SL S.ARG y PAMPA ENERGIA S.A. Asimismo, las operaciones coordinadas entre los transportadores y productores argentinos; transportadores de YPFB y las empresas comercializadoras de Brasil fueron exitosas.

Los contratos establecen términos y condiciones comerciales mismas que se ejecutaron en completa igualdad de condiciones, principio básico adoptado por YPFB en el marco de un acceso abierto a los servicios de Agregación y Transporte para cualquier cargador en la región.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

El inicio de estas operaciones exitosas es el resultado del trabajo coordinado a nivel corporativo con los transportadores YPFB Transporte, YPFB Transierra, YPFB Andina (JV) y GTB, tomando el desafío desde el diseño conceptual, la implementación de la nueva línea de negocio, con una visión comercial de mediano y largo plazo.

A la fecha existe una mayor cantidad de empresas brasileñas y argentinas interesadas en el proyecto, lo que sustenta un fortalecimiento de la integración energética regional entre Argentina, Bolivia y Brasil, siendo el Sistema Integrado de Transporte (SIT) un proyecto crucial para la integración energética de América del Sur.

En esa línea se tiene en cartera la suscripción de contratos adicionales para el período 2025-2026, considerando las condiciones de oferta de gas en el lado argentino y la enorme demanda del mercado brasileño. La puesta en marcha del proyecto Gas en Tránsito representa un hito reconocido en el ámbito regional destacado en la prensa internacional que cubre la industria, habiendo generado una notable expectativa para las empresas involucradas, desde el suministro de gas natural desde Vaca Muerta hasta el destino final a consumidores brasileños.

Este proyecto se consolida a medida que se firman nuevos contratos de Agregación y Transporte, como resultado del interés despertado en empresas brasileñas y principales productores de gas natural en Argentina.

SISTEMA CONFIABLE Y SEGURO DE DUCTOS

En el marco de las nuevas condiciones en los mercados energéticos más importantes de la región, YPF ha puesto a disposición 1.000 km de ductos y sistemas de compresión, para el tránsito del gas argentino con destino Brasil. Esta es la opción más confiable y segura, respaldada por décadas de experiencia en el transporte y exportación de gas a Brasil y Argentina.

De manera inicial, se cuenta con una oferta de capacidad de 4 MMmcd, misma que se incrementará a 10 MMmcd para 2025 y posteriormente a 19 MMmcd.

En la gestión 2024, YPF se puso como objetivo el diseño conceptual operativo y normativo, desarrollo y ejecución de todas las acciones a fin de lograr una norma regulatoria, comercial y aduanera que le permita ejercer las nuevas atribuciones, funciones y responsabilidades para realizar operaciones comerciales y operaciones de transporte internacional con Gas Natural proveniente de terceros países, dicho objetivo ha sido alcanzado.

El Decreto Supremo No 5206, de 28 de agosto de 2024, no solo incorpora cambios en los Estatutos de YPF, también define todo el esquema comercial y operativo para que pueda negociar y suscribir contratos para la provisión de los Servicios de Agregación y Transporte en calidad de Transportador Internacional, cumpliendo de esta manera la regulación aduanera para el transporte internacional.

La integración gasífera en Sudamérica, representa una oportunidad estratégica para consolidar la seguridad energética regional, optimizar el aprovechamiento de recursos naturales y avanzar hacia una matriz energética más eficiente y sostenible. Dada la complementariedad entre países productores como Argentina y Bolivia, y grandes mercados consumidores como Brasil, la articulación de infraestructuras, normativas y acuerdos de largo plazo puede generar sinergias económicas significativas y reducir la dependencia de mercados extra-regionales.

En particular, el gas natural se posiciona como un vector clave para la transición energética, actuando como respaldo flexible para la incorporación masiva de energías renovables. La cooperación gasífera permite, además, mejorar la resiliencia de los sistemas energéticos frente a eventos climáticos extremos y fluctuaciones de precios internacionales, fortaleciendo la autonomía energética del bloque.



Desde una visión de integración productiva, el desarrollo de gasoductos troncales transfronterizos, nodos de almacenamiento, y terminales de licuefacción o regasificación compartidas, podría viabilizar economías de escala y atraer inversiones privadas bajo marcos regulatorios comunes. Esto exige armonizar normas técnicas, establecer mecanismos de resolución de controversias, y generar incentivos fiscales y financieros coordinados.

Asimismo, la integración gasífera a través del MERCOSUR puede convertirse en un instrumento geopolítico que eleve el posicionamiento de Sudamérica como bloque energético frente a Asia, Europa y Estados Unidos. Aprovechar el potencial de Vaca Muerta, el gas no convencional boliviano, y los avances brasileños en gas asociado al offshore, mediante políticas comunes y corredores energéticos seguros, puede sentar las bases para un mercado regional de gas robusto, transparente y competitivo.

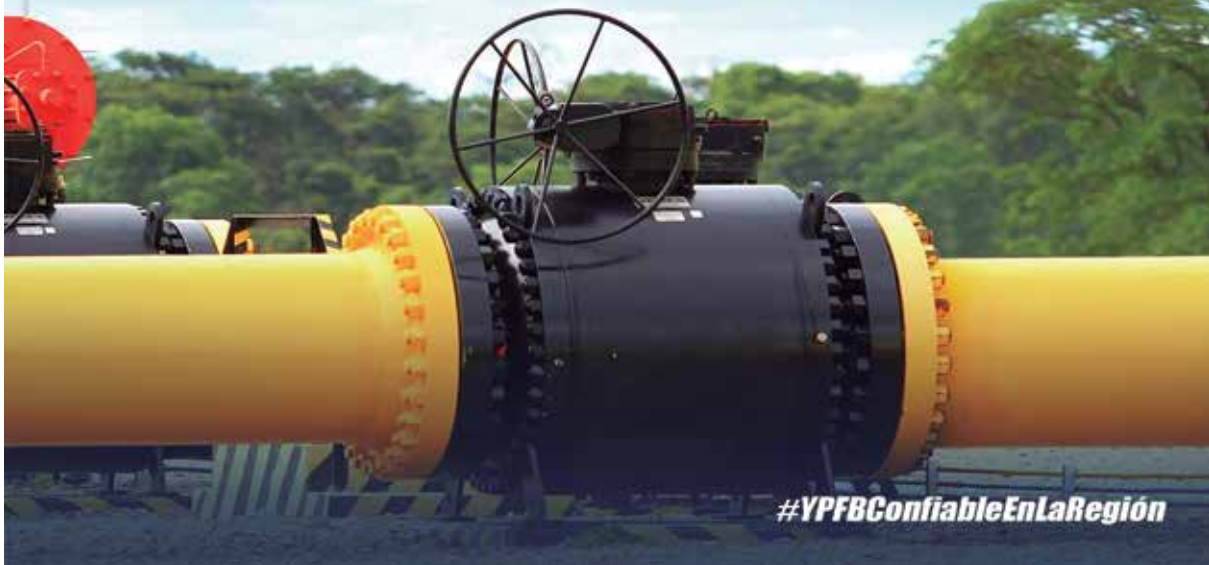
En suma, una agenda gasífera común en el MERCOSUR no solo aporta valor económico, sino que refuerza la integración política, la confianza mutua y la estabilidad macroeconómica de los países miembros, consolidando un pilar energético fundamental para el desarrollo regional.



INTEGRACIÓN ENERGÉTICA



YPFB, agregador y puente de integración regional, con más de 50 años de experiencia integrando la región mediante la exportación de gas natural.



#YPFBConfiableEnLaRegión

Fuente: YPFB.



11. PROYECTOS SOCIALES Y PROGRAMAS DE COMPENSACIÓN SOSTENIBLES

11.1 RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

YPFB Corporación cuenta con una política de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) que es aplicada por su Casa Matriz Central y todas sus Empresas Subsidiarias con un enfoque profundamente social y ampliamente participativo.

Esta política se traduce en lineamientos corporativos que se desprenden de la misión, visión y los objetivos estratégicos que la definen como una corporación con posicionamiento internacional, transparente, eficiente, protectora del medioambiente, responsable de la salud ocupacional y armónica con su ambiente social.

El enfoque es profundamente social y se desprende del Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) que coadyuva al desarrollo de las comunidades circunscritas a las áreas donde se desarrollan actividades hidrocarburíferas, siempre respetando la planificación que éstas hacen en busca de su desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida, empleando para ello alianzas estratégicas favorables.

La Política de Responsabilidad Social Corporativa se fundamenta en la visión, misión, valores y objetivos estratégicos de la empresa tomando la inversión social estratégica como un instrumento de la Responsabilidad Social Corporativa, por la cual se mejora la calidad de vida de las comunidades vecinas que se encuentran dentro del área de influencia de las Actividades Obras y Proyectos hidrocarburíferos de YPFB "Casa Matriz".

PLANTA SEPARADORA DE LÍQUIDOS CARLOS VILLEGAS QUIROGA

BENEFICIARIOS: (Asamblea del Pueblo Guaraní) APG
YAKU IGUA

- Proyecto Ejecutado por la AEVIENDA.
- Proyecto de Vivienda Nueva en el Municipio de Yacuiba – Fase (XL) y (XLVIII) 2023 – Tarija.
- Proyecto Ejecutado por el GAM YACUIBA.
- Programa: Fortalecimiento Productivo Integral con Soberanía Alimentaria en Comunidades Indígenas de la Asamblea del Pueblo Guaraní Zona Yaku Igüa.





PLANTA DE AMONIACO Y UREA

BENEFICIARIOS: Agrupación de comunidades CENTRAL 18 DE OCTUBRE

Proyectos Ejecutados por el GAM de Entre Rios:

- Mejoramiento Camino Vecinal de (1,5 km) Zona (ingreso a la planta).
- Apoyo al mejoramiento de pastizales para ganado bovino en la central 18 de octubre.



LÍNEA DE RECOLECCIÓN Y FACILIDADES DEL POZO YARARÁ X1

BENEFICIARIOS: Agrupación de comunidades CENTRAL CASCABEL

Proyecto Ejecutado por el GAM Yapacani:

- Construcción Tinglado Unidad Educativa Cascabel.



11.2 COMPENSACIÓN FINANCIERA POR IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en el marco del Decreto Supremo N° 2195 de fecha 26 de noviembre de 2014, implementa la compensación financiera por los impactos socioambientales generados por las actividades hidrocarburíferas en Territorios Comunitarios de Origen (TCO), comunidades indígenas, campesinas o comunales, tanto tituladas como no tituladas. Esta compensación cubre los impactos socioambientales negativos directos, acumulativos y a largo plazo derivados de dichas actividades.

Las compensaciones se efectúan mediante la suscripción de Acuerdos de Compensación entre YPFB y los beneficiarios, los cuales definen los proyectos a financiar. De acuerdo con la normativa legal vigente, los recursos asignados para la ejecución de proyectos sociales derivados de la compensación financiera y/o de la inversión social por Responsabilidad Social Corporativa fueron transferidos desde YPFB "Casa Matriz" a las diversas Entidades Públicas Especializadas (Gobiernos Autónomos Municipales, Ministerios y sus Entidades Ejecutoras), encargadas de llevar a cabo los proyectos sociales, productivos e infraestructura.



SÍSMICA 2D EN EL ÁREA SAN TELMO

BENEFICIARIOS: Comunidades Buena Vista, El Toro, Valle Dorado, Trementinal, El Tigre y Ismael M. San Telmo, Playa Ancha, Salado Cruce, Salado, Conchas, Nogalitos, Salado Naranjal y El Limal

Proyectos ejecutados por el MDRyT EMPODERAR PAR:

- Fortalecimiento a la producción apícola.
- Fortalecimiento de la producción de miel.
- Fortalecimiento de la producción y acopio de cítricos.
- Mejoramiento a la producción de cítricos mediante la tecnificación de riego comunitario.



SÍSMICA 2D ALTIPLANO NORTE

BENEFICIARIOS: Comunidades Cohani, Muncaña, Mucuña, Lucurmata, Liquiñoso, Iquiaca arriba, Cotacota, Chacalleta, Caleria, Calachaca, Ancocagua, Querarani, Belén Pituta A y San Antonio

Proyectos ejecutados por el GAM de Yapacani y Guaqui:

- Fortalecimiento y Desarrollo de la Producción Ganadera por Intermedio de la Siembra de Forraje Mejorado.
- Fortalecimiento del Ganado Bovino por Intermedio del Mejoramiento de Forrajes.





EXPLORACIÓN SÍSMICA LA GUARDÍA 2D

BENEFICIARIOS: Sindicato Agrario Yungas – 16 de junio y Sindicato Agrario 12 de marzo - La Perdiz

Proyectos ejecutados por el MDRyT EMPODERAR PAR:

- Plan de Alianza Apoyo al Mejoramiento del Ganado Vacuno.
- Plan de Alianza Mejoramiento de la Producción de Ganado Vacuno – Comunidades 12 de Marzo y La Perdiz, Municipio de Porongo.

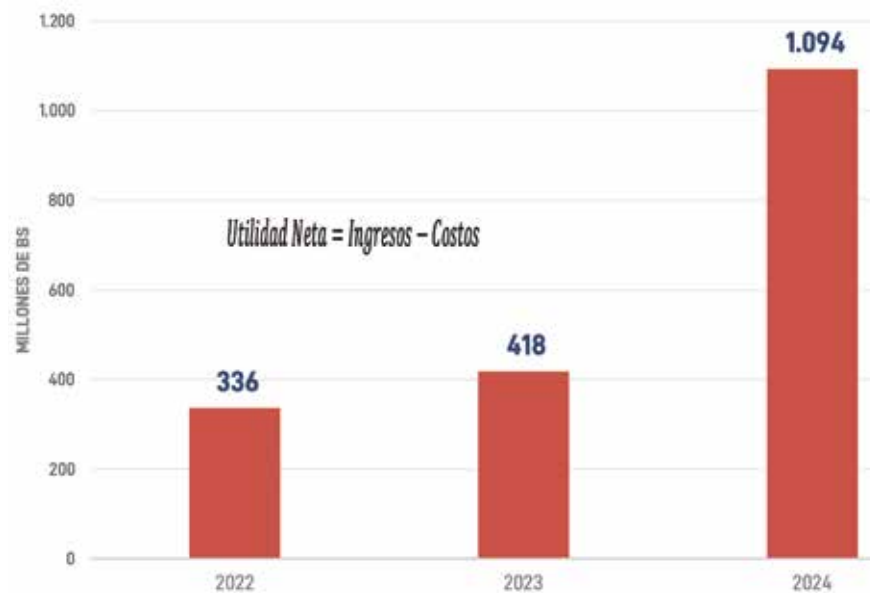
12. INDICADORES DE DESEMPEÑO FINANCIERO

A pesar de los desafíos económicos que enfrenta Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), la estatal boliviana está demostrando un enfoque estratégico para revitalizar el sector hidrocarburífero y garantizar la seguridad energética del país. Con una visión a largo plazo, YPFB está apostando por inversiones históricas y una ambiciosa agenda de exploración que promete revertir la tendencia de declive en la producción.

Las utilidades en YPFB, son el resultado positivo de la actividad económica de la empresa, es un indicador clave de la salud financiera porque refleja su capacidad para generar ganancias o excedente de ingresos después de deducir los costos y gastos.

En lo que respecta a **las utilidades, estas fueron positivas en todas las gestiones desde el 2022 al 2024**, en la gestión **2024 se llegó a 1.094 millones de bolivianos**, pese a tener una producción de gas en declinación. Por lo que se muestra de acuerdo **a las cifras a YPFB como empresa rentable**.

FIGURA 70.
UTILIDAD NETA
(EN MILLONES DE BS)



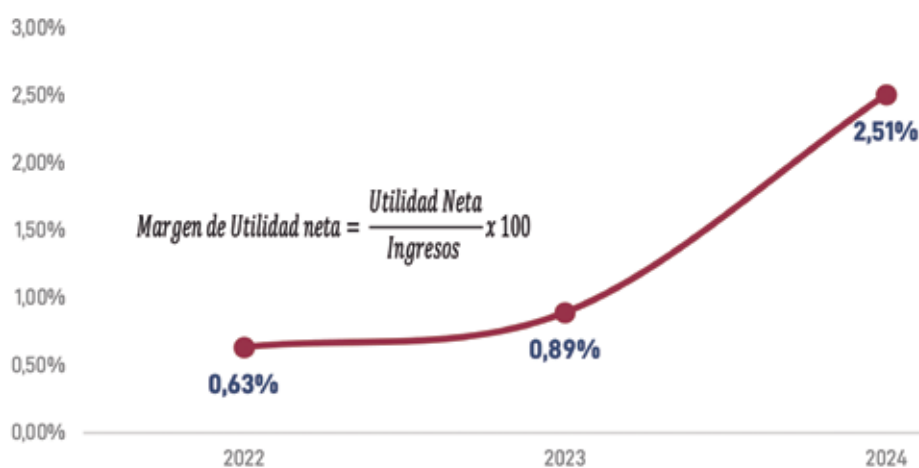
Fuente: YPFB

RENTABILIDAD

El margen de utilidad neta es un indicador que muestra "qué porcentaje de los ingresos totales de una empresa se convierte en ganancia neta, después de deducir todos los costos y gastos operativos".

Desde la gestión 2022 a la gestión 2024, el margen de utilidad neta muestra valores moderados, pero con una tendencia creciente. Este incremento indica que la empresa ha mejorado su rentabilidad neta, es decir, logra retener una mayor proporción de sus ingresos como ganancia después de cubrir todos sus gastos. Un margen de utilidad neta creciente es una señal positiva, ya que implica que la empresa está generando valor y mayor capacidad para reinvertir o enfrentar periodos desfavorables.

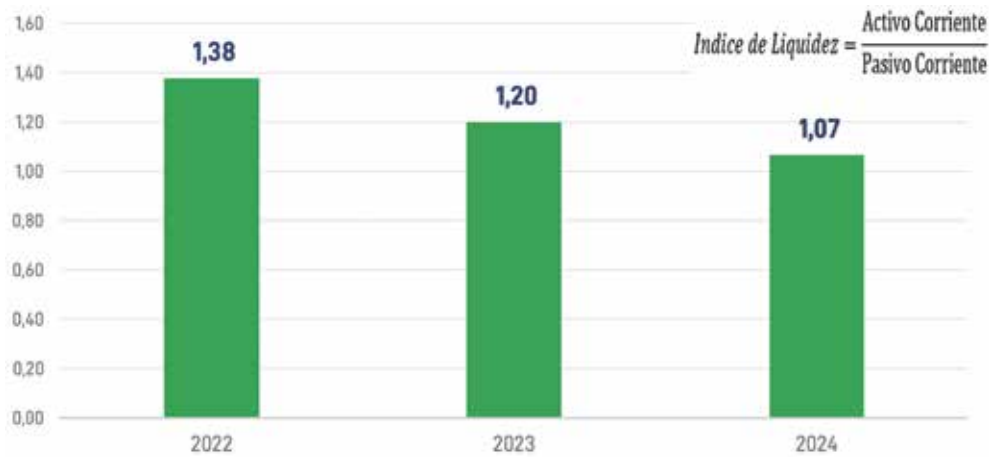
FIGURA 71.
MARGEN DE UTILIDAD
(EN PORCENTAJES)



FUENTE: YPFB

En lo que respecta a la **liquidez** —entendida como la **capacidad de una empresa para cumplir oportunamente con sus obligaciones de corto plazo**—, YPFB ha mantenido durante las gestiones del 2022 al 2024 una posición financiera sólida y estable, **el índice de liquidez de la empresa ha permanecido de manera constante por encima de 1**, lo que demuestra la **capacidad para afrontar sus obligaciones inmediatas y asegurar la continuidad operativa de la empresa**.

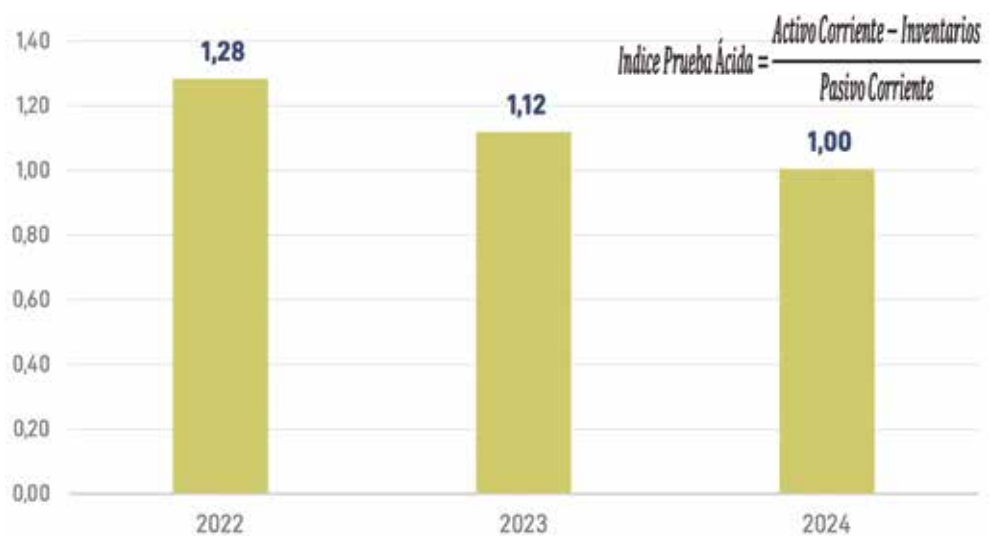
FIGURA 72.
INDICE DE LIQUIDEZ



Fuente: YPFB

Ahora bien, aplicando la prueba ácida, es decir, restando los inventarios; que no tiene una liquidez inmediata, se observa que el indicador **permanece de manera constante por encima de 1**, lo que continúa demostrando una **capacidad para afrontar sus obligaciones inmediatas**.

FIGURA 73.
PRUEBA ACIDA



Fuente: YPFB

Asimismo, YPFB muestra un balance favorable entre activos líquidos y pasivos exigibles a corto plazo, el mantener un **capital de trabajo positivo**, evalúa la solvencia de corto plazo, ya que mide la **capacidad de la empresa para cubrir sus obligaciones de corto plazo con sus activos corrientes**. Este excedente no solo asegura el cumplimiento oportuno de obligaciones financieras, sino que también proporciona un colchón operativo para resistir las variaciones del mercado, respaldando así su rol como eje central de la política energética boliviana. Además, de garantizar la capacidad operativa para cumplir con los compromisos inmediatos, fortaleciendo la estabilidad financiera y la continuidad de sus actividades estratégicas en el sector hidrocarburífero.

FIGURA 74.
CAPITAL DE TRABAJO
(EN MILLONES DE BOLIVIANOS)

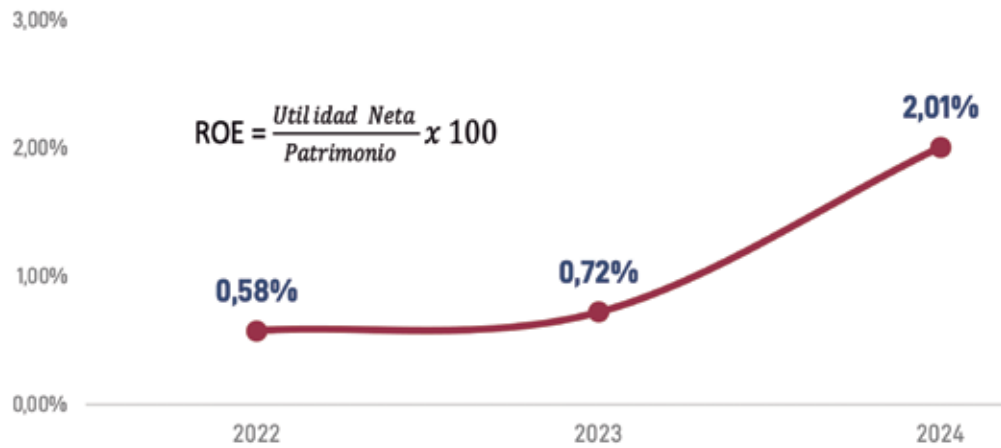


FUENTE: YPFB

ROE (Rentabilidad sobre el Patrimonio Neto - Return on Equity). Este indicador **mide la rentabilidad que se obtiene sobre el capital aportado por el Estado como propietario de YPFB**. La industria petrolera es de altas inversiones y alto riesgo, por lo que el activo y el patrimonio de YPFB son bastante grandes y los indicadores de rentabilidad se muestran en valores moderados.

El ROE tiene una tendencia creciente de la gestión 2022 a la gestión 2024 alcanzando un pico de 2.01 %.

FIGURA 75.
ROE
 (EN PORCENTAJES)

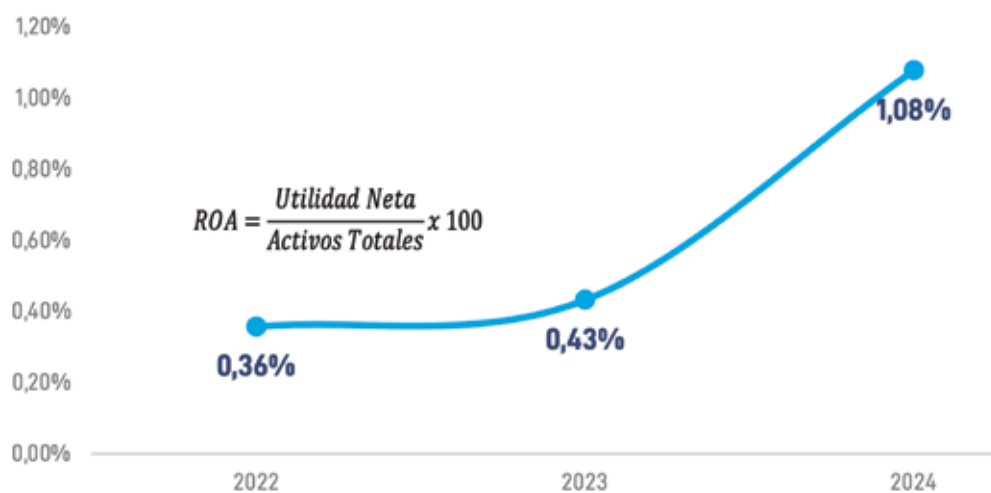


Fuente: YPFB

ROA (Rentabilidad sobre los activos – Return on Assets). Este indicador **mide la rentabilidad que se obtiene sobre el total de sus activos**. Indica qué tan eficiente es YPFB utilizando sus activos y de esta forma generar ganancias netas.

En el año 2024 alcanzó 1,08% demostrando una mejor gestión y uso eficiente de los recursos, para generar ganancias con sus activos.

FIGURA 76.
ROA
 (EN PORCENTAJES)



Fuente: YPFB

ENDEUDAMIENTO Y SOLVENCIA

La razón de endeudamiento muestra qué parte de los activos de una empresa está financiada con deuda. Refleja una estructura financiera conservadora con bajo apalancamiento, lo que implica estabilidad y menor riesgo. Para la gestión 2024 un 46 % de los activos está financiado con deuda y el 54 % con capital propio, un nivel de endeudamiento moderado.

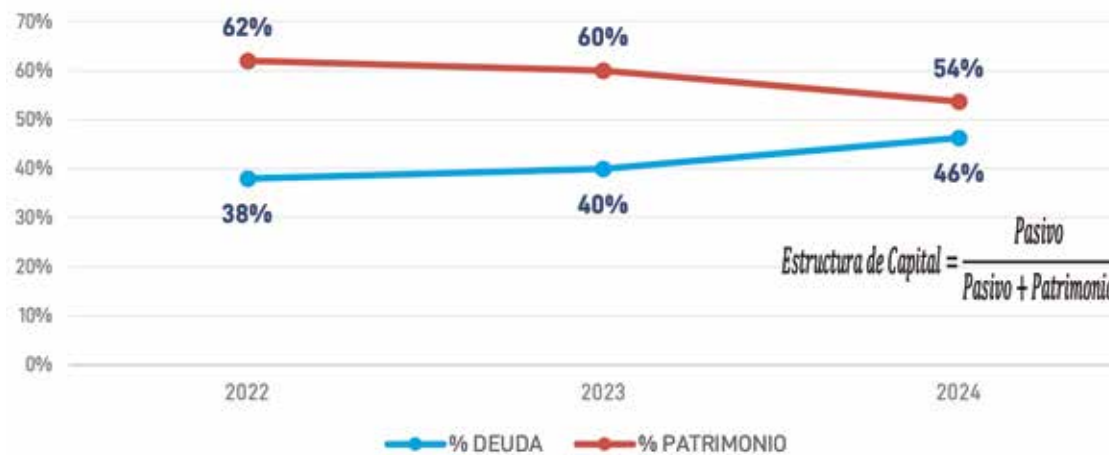
FIGURA 77.
RAZON DE ENDEUDAMIENTO



Fuente: YPFB

Finalmente, la estructura de capital refleja la composición entre patrimonio y deuda, para la gestión 2024 la proporción es de 53,66 % - 46,34 % respectivamente, manteniéndose solvente y como fuente principal de financiamiento el patrimonio de la empresa.

FIGURA 78.
ESTRUCTURA DE CAPITAL
(EN PORCENTAJES)



Fuente: YPFB



13. ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS





**DÍAZ
&
ASOCIADOS CONSULTANTS - TAX S.R.L.**
AUDITORES Y CONTADORES
PUBLICOS AUTORIZADOS
CONSULTORES DE EMPRESAS

(+591) 73032087

(+591-2) 2409887

(+591-2) 2407932

Edif. El Condor, Piso 5, Of. 501

Zona: Central C./Batallón Colorados N° 24

diazd@diazasociados.com.bo

erliandiaz@hotmail.com

www.diazasociados.com.bo

**Opinión Independiente sobre la Razonabilidad
de los Estados Financieros de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB
Al 31 de diciembre de 2022
(Informe Corto)**

Señor,
Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) - Casa Matriz
Presente. -

En cumplimiento al Contrato N° YPFB/GLC-ULAR243 "CONTRATACIÓN DE UNA FIRMA CONSULTORA PARA EJECUTAR LA AUDITORÍA EXTERNA A LOS ESTADOS FINANCIEROS DE YPFB Y ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE YPFB CORPORACIÓN DE LAS GESTIONES 2022 Y 2023".

Opinión

Hemos efectuado la auditoría externa a los Estados Financieros de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB Casa Matriz gestión 2022, en este sentido los Registros y Estados Financieros examinados fueron:

- Balance General comparativo al 31 de diciembre de 2022 y 2021
- Estado de Recursos y Gastos Corrientes.
- Estado de Flujo de Efectivo.
- Estado de Cambios en el Patrimonio Neto.
- Estado de Ejecución del Presupuesto de Recursos.
- Estado de Ejecución del Presupuesto de Gastos.
- Cuenta Ahorro Inversión Financiamiento.
- Estados de Cuenta o Información Complementaria.
- Notas a los Estados Financieros que forman parte integral de los mismos.

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022, así como las Notas explicativas de los Estados Financieros mencionados en párrafo anterior que incluyen un resumen de las políticas contables de Notas 1 al 27, que forman parte integrante de los mencionados Estados Financieros que acompañan. Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021, fueron examinados por otros auditores, quienes emitieron una opinión no modificada o limpia.

En nuestra opinión, los Estados Financieros adjuntos, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, de acuerdo a las Normas Básicas del Sistema de Contabilidad Integrada, la situación patrimonial y financiera, los resultados de sus operaciones, los Flujos de Efectivo, la Ejecución Presupuestaria de Recursos y Gastos, los Cambios en el Patrimonio y la Cuenta de Ahorro - Inversión - Financiamiento, por el ejercicio fiscal terminado al 31 de diciembre de 2022.



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazasociados.com.bo



Fundamentos de la opinión

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con las Normas de Auditoría Gubernamental emitidas y aprobadas por la Contraloría General del Estado mediante Resolución N° CGE/094/2012 de fecha 27 de agosto de 2012. Dichas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría de tal forma que podamos obtener una seguridad razonable de que los Registros y Estados Financieros están libres de errores o irregularidades importantes. La auditoría incluye, el examen sobre una base de pruebas selectivas de la evidencia que sustenta las cifras y revelaciones de los Registros y Estados Financieros, la evaluación de las Normas Básicas del Sistema de Contabilidad Gubernamental Integrada aplicadas y las estimaciones significativas efectuadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, así como la evaluación de la presentación de los Estados Financieros en su conjunto. Para los Estados de Ejecución Presupuestaria, se ha considerado la aplicación de las Resoluciones Supremas N° 222957 y 225558 de 04 de marzo y 01 de diciembre de 2005, respectivamente. Creemos que nuestra auditoría proporciona una base razonable para nuestra opinión. Asimismo, en el marco de las Normas Internacionales de Auditoría, hemos aplicado procedimientos específicos para la obtención de evidencia sobre la ocurrencia de hechos posteriores importantes que tuvieron efecto a la fecha de emisión de nuestro informe.

Una auditoría también incluye evaluar los Principios de Contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la Presidencia Ejecutiva, así como también evaluar la presentación de los Estados Financieros en su conjunto. Se considera que nuestro examen proporciona una base razonable para expresar nuestra opinión. Asimismo, en el marco de la Normativa Internacional de Auditoría - NIA 560, hemos aplicado procedimientos específicos para la obtención de evidencia sobre la ocurrencia de hechos posteriores importantes que tuvieron efecto a la fecha de emisión de nuestro informe.

Párrafo de énfasis

Sin que modifique nuestra opinión de la razonabilidad de los Estados Financieros en mención, detallamos asuntos importantes expuestos en los siguientes párrafos:

1. Actualmente Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB se encuentra en proceso de conciliación de las variables de la Retribución del Titular y la Participación de YPFB las cuales se encuentran asociadas a la administración de los Contratos de Servicios Petroleros (CSP). Dicho proceso ha sido iniciado por la Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos en la gestión 2016 y a la fecha continúa en revisión con los diferentes Titulares de los CSP. Una vez se concluya con esta conciliación se generará la regularización documental, de pago y de registros contables correspondientes.
2. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos enfrenta desafíos en el manejo de cuentas por cobrar a largo plazo con ex empresas distribuidoras de gas, afectados por procesos jurídicos y la falta de aceptación de facturas relacionadas con nominaciones. La Gerencia de Redes de Gas y Ductos recomendó continuar con el procedimiento de cobranzas aprobado en 2011, mientras que informes técnicos previos sugieren anular cargos adicionales indebidos, como



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo



en el caso de EMDIGAS S.A.M., y realizar ajustes contables necesarios. Por su parte, SERGAS S.A.M., señala que se remitió toda la documentación a la GLC, para el proceso de Arbitraje CAINCO N° 342 del 19/08/2019, La GCGN no emite ningún pronunciamiento relacionado con la ex Empresa Distribuidora de Gas EMCOGAS S.A.M. La Unidad contable de Contratos de Operación realizó el ajuste a diciembre 2022 de las tres facturas correspondientes a cargos adicionales cobrados indebidamente a EMDIGAS, y se estableció que la Gerencia de Redes de Gas y Ductos debe culminar las conciliaciones y remitir saldos documentados a la GAFC para proceder con gestiones de cobro o pago conforme a los procedimientos administrativos.

3. Actualmente el registro contable y los Estados Financieros de YPFB Corporación son emitidos a través del Sistema de Contabilidad General desarrollado por la propia entidad a través de su División de Sistemas (actualmente GTIC), considerando las necesidades del sistema y de utilización de tecnología más actualizada la empresa emprendió el proyecto de implementación del ERP SAP.

En la gestión 2008 se inició la compra de licencias del sistema ERP SAP R3, y la contratación para su implementación en la gestión 2015; de acuerdo a lo reportado a la fecha el mismo se encuentra suspendido debido a la decisión de cambiar el alcance del proyecto a un nivel corporativo, quedando pendientes tres contratos relacionados al Sistema SAP con las empresas: ADDVISORY GROUP SRL. - ACTUALISAP BOLIVIA, PRICEWATERHOUSECOOPERS - PWC e IDOM INGENIERÍA Y CONSULTORÍA S.A.U.

4. Se tiene conocimiento que en la gestión 2021 la Presidencia Ejecutiva de YPFB Corporación a través de Memorandum YPFB/PRS/GPC-5/2021 de 30 de marzo de 2021 designa el "COMITÉ DIRECTIVO INTERNO DEL PROYECTO YPFB-SAP" y con Nota GTHC-DS-773/2021 en cumplimiento al Memorandum PRS-TH-664/2021 se declara en comisión al Ing. Alex Gudnar Chura Hinojosa para coordinar actividades para la implementación del proyecto SAP en YPFB Casa Matriz; habiéndose emitido el Informe GPC-361/2021 que concluye con un dimensionamiento y propuesta. Con nota PRS-GTIC-331/2023 del 20 de abril de 2023 su sugiere la formalización del COMITE para determinar la continuidad del proyecto, Por otro lado, a la fecha de nuestra evaluación se tiene conocimiento que la GTIC ha efectuado un informe referido al proyecto YPFB-SAP No GTIC-DSOC-152/2024 de conocimiento de Auditoría Interna, el cual expone un contexto histórico del proyecto YPFB-SAP, las posibles decisiones que se podrían adoptar en cuanto a continuar o no con el proyecto y las implicancias económicas que tendría; sin embargo, la corporación no tiene una definición de las acciones a seguir por lo que debe efectuarse una evaluación técnica, financiera y jurídica que sea puesto a consideración de la Presidencia Ejecutiva, para tomar la decisión respecto a la continuidad del proyecto.

Responsabilidades de la dirección y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los Estados Financieros

La dirección es responsable de la preparación y presentación razonable de los Estados Financieros adjuntos de conformidad con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, Normas



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

3



Básicas del Sistema de Contabilidad Integrada, y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de los Estados Financieros libres de incorrecciones material, debido a fraude o error.

En la preparación de los Estados Financieros, la administración es responsable de la valoración de la capacidad de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB de continuar como entidad en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con las empresas en funcionamiento, utilizando dicho principio contable como base fundamental, excepto si la administración tiene intención de liquidar la entidad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

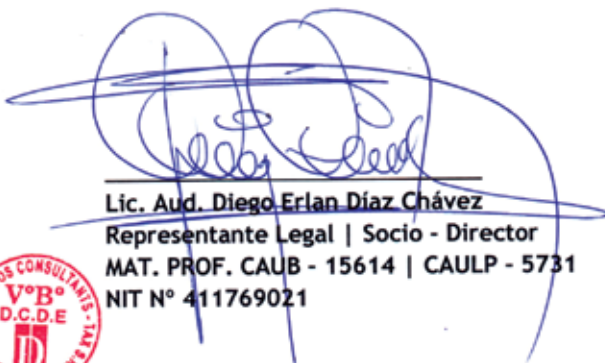
La información financiera expuesta y la preparación de los Estados Financieros consolidados es responsabilidad de la Presidencia Ejecutiva de YPFB; nuestra responsabilidad es expresar una opinión independiente sobre la razonabilidad de los Registros y Estados Financieros mencionados anteriormente, en base a nuestro examen.

Los encargados del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB.

Responsabilidades del Auditor en relación con la auditoría de los Estados Financieros

El objetivo es de obtener una seguridad razonable de que los Estados Financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría - NIA siempre detecte una incorrección material cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los Estados Financieros.

D&A CONSULTANTS - TAX S.R.L.
AUDITORES Y CONTADORES PÚBLICOS AUTORIZADOS
CONSULTORES DE EMPRESAS
MT. PROF. CAUB - 706
CGE/RFA - 015/2024
APS/DJ/DS/ N° 1625/2023


Lic. Aud. Diego Erlan Díaz Chávez
Representante Legal | Socio - Director
MAT. PROF. CAUB - 15614 | CAULP - 5731
NIT N° 411769021



La Paz, Bolivia
Diciembre 27, 2024



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS
BALANCE GENERAL COMPARATIVO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y DICIEMBRE 2021
 (Expresado en Bolivianos)



	Diciembre 2022	Diciembre 2021	NOTAS
0 ACTIVO	93.715.751.729,82	92.896.754.962,25	
01 ACTIVO CORRIENTE	34.387.525.457,89	36.351.311.618,48	
0101 ACTIVO DISPONIBLE	6.615.088.018,48	6.516.145.818,48	
0102 CASH/MONEDA INMEDIATA	2.920.582.052,49	3.030.320.373,92	11
0104 DEPOSITOS ESPECIALES	2.522.118.482,41	1.540.794.451,49	12
	5.470,65	5.470,65	
02 ACTIVO EXIGIBLE A CORTO PLAZO	27.693.189.198,78	24.895.308.283,11	
0202 DOCUMENTOS A COBRAR	11.118.653.411,31	7.531.298.783,96	8,1
0203 CUENTAS A COBRAR-CORTO PLAZO	11.609.817.927,29	8.342.840.133,82	8,2
0204 CUENTAS CORRIENTES INTERBANCARIAS	997.989,18	817.820,00	
0205 CUENTAS CORRIENTES INTERSUBSIDIARIAS	0,00	0,00	
0211 CUENTAS DE ACTIVO TRANSITORIO	4.560.385.111,42	5.529.814.196,68	8,3
0212 CARGOS DIFERIDOS A CORTO PLAZO	379.346,38	756.710,68	
03 ACTIVO CIRCULANTE	3.248.758.224,27	2.895.461.413,41	9
0301 EXISTENCIA PETROLIO CRUDO	112.200.300,22	112.200.300,22	
0302 EXISTENCIA PRODUCTOS Y MATERIAS PRIMAS	68.450.000,00	68.450.000,00	
0303 EXISTENCIAS DE SEMELABORADOS	41.553.418,83	22.951.252,29	
0304 PRODUCTOS Y MATERIAS POR CONCLUIR	474.737.643,32	590.864.000,96	
0306 EXISTENCIA DE MATERIALES Y MERCADERIAS	327.786.848,90	356.175.993,92	
0307 EXISTENCIA MATERIALES Y MERC. EN TRANSITO	1.148.325.584,62	1.167.235.438,43	
0315 EXISTENCIAS VARIAS	169.708.769,47	82.591.870,13	
0320 EXISTENCIAS VARIAS EN TRANSITO	2.157.862,81	2.463.269,81	
0323 (PROVISION PARA PERDIDAS DE INVENTARIOS)	(594.028.428,79)	(595.094.666,35)	
ACTIVO NO CORRIENTE	59.328.226.271,93	61.715.343.343,77	
04 INVERSIONES	39.643.112.879,47	39.338.396.821,26	10
0401 EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD-ENDE SA	11.875.000,00	11.875.000,00	
0402 YPFB ANZANI S.A.	1.075.000,00	1.075.000,00	
0403 YPFB CACAO S.A.	3.639.005.661,69	4.028.345.669,95	
0406 YPFB TRANSPORTE S.A.	8.170.003.169,26	8.294.281.555,90	
0407 YPFB REFINACION SA	16.791.172.831,33	12.926.451.845,13	
0409 OTRAS INVERSIONES	5.184.174.415,76	5.159.433.706,01	
0415 YPFB LOGISTICA S.A.	4.029.240,03	4.022.300,03	
0416 YPFB LOGISTICA S.A.	253.006.435,75	219.550.849,58	
0418 YPFB LOGISTICA S.A.	318.000.000,00	318.000.000,00	
0419 YPFB LOGISTICA S.A.	12.987,29	12.987,29	
0421 COMPAÑIA CENTRAL ELECTRICA BLO BLO SA	202.641,09	202.641,09	
0422 YPFB PETROANINDIA, S.A.M	35.247.264,85	34.766.959,69	
0414 BONOS YPFB REFINACION S.A.	770.000.000,00	840.000.000,00	
0415 BONOS YPFB REFINACION S.A.	1.487.739.624,50	1.505.332.435,82	
0416 YPFB TRANSSERVA S.A.	0,00	0,00	
05 CUENTAS A COBRAR - LARGO PLAZO	6.964.122.033,92	6.766.348.548,56	11
0501 CUENTAS A COBRAR - LARGO PLAZO	214.327.001,52	211.326.669,52	
0503 CUENTAS A COBRAR LARGO PLAZO	6.888.369.004,48	6.718.187.800,78	
0512 CARGOS DIFERIDOS A LARGO PLAZO	0,00	16.954.580,00	
0520 (PROVISION PARA INCORRIBLES A LARGO PLAZO)	(199.045.172,00)	(182.031.311,80)	
VALORES DEPRECIACION ACTUALIZADA	31.685.915.288,89	31.491.418.698,25	
ACTIVO FIJO (NETO DE DEPRECIACION)	27.642.310.983,04	30.223.924.645,52	
06 TERRENOS	895.683.649,15	892.979.948,83	
02 EDIFICACIONES	1.346.834.887,48	1.079.865.903,77	
04 ESTACIONES DE SERVICIO,VAGONES,TANQUES	22.978.318.278,28	(6.291.316.765,79)	
06 CARAS EL CONCRETO	549.372.986,12	(346.033.300,63)	
06 CARAS EL CONCRETO	1.674.415.132,46	1.633.339.377,49	
06 CARAS EL CONCRETO	3.854.212.246,46	2.410.644.648,46	
07 MAQUINARIAS Y ENSERES DE OFICINA	194.389.348,95	134.784.699,37	
07 MAQUINARIAS Y ENSERES DE OFICINA	254.260.292,98	(222.864.621,17)	
09 EQUIPO DE COMPUTACION Y SERVICIO	255.982.248,22	(188.418.867,82)	
09 EQUIPO DE COMUNICACION	23.038.338,82	(17.167.332,87)	
10 EQUIPO EDUCACIONAL Y RECREATIVO	76.669.979,09	(61.121.624,32)	
11 EQUIPO MEDICO Y DE LABORATORIO	4.390.603,14	4.390.603,14	
11 EQUIPO MEDICO Y DE LABORATORIO	18.000.000,00	18.000.000,00	
15 Bienes Obsoletos, Datos de Balsa para Evaluación	(18.000.000,00)	(18.000.000,00)	
BOBAGA DE BARRAMIENTAS	4.547.886,73	8.386.739,62	
ACTIVO INTANGIBLE	598.322.384,85	(417.794.396,99)	
91 CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	77.565.728.643,34	79.399.778.895,35	
9106 APLICACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	172.259.823,00	172.259.823,00	
9109 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 2012/2012	275.374.180,00	275.374.180,00	
9112 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 2012/2012	0,00	0,00	
9114 INVERSION ACTIVOS FIJOS BCB CONTRATOS DE OPERACION	44.761.982.186,93	43.914.314.952,85	
9114 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 025-2016 AD 012-2017	12.858.268.229,42	12.858.268.229,42	
9116 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	19.497.835.845,00	17.506.039.811,00	
9117 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	259,00	259,00	
99 CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	77.565.728.643,34	79.399.778.895,35	
9906 APLICACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	172.259.823,00	172.259.823,00	
9909 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 2012/2012	275.374.180,00	275.374.180,00	
9912 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 2012/2012	0,00	0,00	
9914 INVERSION ACTIVOS FIJOS BCB CONTRATOS DE OPERACION	44.761.982.186,93	43.914.314.952,85	
9914 PRESTAMO BCB CONTRATO SAÑO 025-2016 AD 012-2017	12.858.268.229,42	12.858.268.229,42	
9916 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	19.497.835.845,00	17.506.039.811,00	
9917 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	259,00	259,00	
1000 PASIVO	34.387.525.457,89	36.351.311.618,48	
1001 PASIVO CORRIENTE	18.603.979.188,82	24.594.291.678,41	
1001 PASIVO CORRIENTE	18.603.979.188,82	24.594.291.678,41	
1002 DOCUMENTOS A PAGAR	4.376.988.394,97	2.497.898.587,97	
1003 CUENTAS A PAGAR	10.073.117.181,09	6.694.381.211,01	13,1,13,2
1005 RETENCIONES AL PERSONAL	1.724.328,65	1.461.398,23	
1007 IMPUESTOS A PAGAR	2.199.524.729,11	1.980.171.718,95	13,3
1008 REGALIAS A PAGAR	679.173.857,13	643.341.998,79	13,4
1009 IMPUESTOS Y COMISIONES A PAGAR-BOBAGA	20.005.052,43	10.742.903,49	
1010 IMPUESTOS Y COMISIONES A PAGAR-YPFB	30.000.000,00	30.000.000,00	
1011 CARGOS SOCIALES A PAGAR	11.275.865,29	11.333.625,23	13,5
1012 FACTURAS A PAGAR	47.356.468,29	79.861.668,51	
1013 BUELOS Y BENEFICIOS A PAGAR	35.693.468,89	36.729.648,87	
1016 FLETES Y ACARRIERS ESTIMADOS	230.953,59	230.953,59	
1017 OTROS GASTOS ESTIMADOS	2.854.967,49	281.823,49	
1018 PAGOS DIFERIDOS CORTO PLAZO	132.696.955,99	144.856.590,42	
1002 PROVISIONES	6.508.918.822,86	11.578.829.242,68	
1002 PROVISIONES	6.508.918.822,86	11.578.829.242,68	
1201 PROVISION AGUINALDOS Y PRIMAS	70.868.272,12	34.671.965,12	
1204 CUENTAS DE CONTROL INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS	4.072.521.317,86	8.719.609.023,88	
1205 PROVISION PARA IMPUESTOS Y REGALIAS	20.356.641,85	20.181.863,64	
1206 PROVISION PARA REPARACIONES Y MANTENIMIENTO	69.332.183,14	55.583.554,74	
1210 PROVISION PARA MANTENIMIENTO Y AMPLIACION	183.367.541,45	184.135.297,67	
1211 PROVISION PARA GASTOS Y COSTOS ESTIMADOS	2.489.383.546,44	2.533.733.072,23	
PASIVO NO CORRIENTE	16.076.325.937,18	16.519.224.244,68	
13 PASIVO EXIGIBLE A LARGO PLAZO	10.022.793.862,45	10.282.509.462,37	
1301 PRESTAMOS A PAGAR	10.114.933.937,01	10.174.139.041,89	
1302 DOCUMENTOS A PAGAR	3.300.254,66	3.300.254,66	
1303 CUENTAS A PAGAR LARGO PLAZO	6.612.380,78	6.612.380,78	
1307 CUENTAS A PAGAR LARGO PLAZO	249.497.949,23	41.156.644,86	
14 PROVISION DE LARGO PLAZO	243.533.074,65	227.834.682,31	
1401 PROVISION PARA RETIROS E INCENTIVACIONES	243.533.074,65	227.834.682,31	
15 CAPITAL Y RESERVAS	59.077.254.911,09	58.793.249.146,05	14
1501 APORTE DE CAPITAL	4.792.854.728,52	4.792.854.728,52	
1502 APORTES DE CAPITAL	0,00	0,00	
1503 AFECTACIONES PATRIMONIALES (DESCUION)	502.620.854,94	502.620.854,94	
1504 VALOR PATRIMONIAL PROPORCIONAL DE INVERSIONES	2.250.583.177,59	2.250.583.177,59	
1505 RESERVAS	8.838.838.085,48	8.838.838.085,48	
1509 AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	303.332.985,41	303.332.985,41	
1509 AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	303.332.985,41	303.332.985,41	
1509 REVALORIZACION DEL ACTIVO FIJO	4.244.871,33	4.244.871,33	
1509 REVALORIZACION DEL ACTIVO FIJO	4.244.871,33	4.244.871,33	
1509 REVALORIZACION EXISTENCIA DE MATERIALES	4.025.941.251,29	4.025.941.251,29	
1509 REVALORIZACION EXISTENCIA DE MATERIALES	4.025.941.251,29	4.025.941.251,29	
1509 AJUSTE DE CAPITAL (NC-3)	3.525.325.485,93	3.525.325.485,93	
1509 AJUSTE DE RESERVAS PATRIMONIALES (NC-3)	0,00	0,00	
RESULTADOS	41.796.646.086,93	29.444.991.035,85	
1502 RESULTADOS	41.796.646.086,93	29.444.991.035,85	
1502 UTILIZADO PERIODICO - AÑO CORRIENTE	335.948.544,72	1.194.862.344,71	

[Firma]
 DIRECTOR GENERAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS

[Firma]
 DIRECTOR GENERAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS

[Firma]
 DIRECTOR GENERAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS

[Firma]
 DIRECTOR GENERAL DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS



YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE RECURSOS Y GASTOS CORRIENTES COMPARATIVO
PERÍODO 1º DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2022 Y GESTIÓN 2021

(Expresado en Bolivianos)



	NOTAS	Parciales Bs	ENERO A DICIEMBRE 2022 IMPORTE BS	GESTIÓN 2021
VENTAS DE EXPORTACION				
Ventas de Exportación	16	22.642.692.676,06		16.695.420.538,44
Costo de Ventas de Exportación		(19.297.165.025,17)		(15.049.475.746,76)
UTILIDAD VENTAS DE EXPORTACION			3.345.527.650,89	1.645.944.791,68
VENTAS EN EL PAÍS				
Mercado Interno				
Ventas Mercado Interno	17	3.258.805.843,56		3.477.238.806,85
Costo de Ventas Mercado Interno		(3.189.952.338,72)		(3.461.720.323,60)
		68.853.504,84		15.518.483,25
Mayoreo - Productos				
Ventas Mayoreo (Mercado Interno)	17.1	15.765.865.243,93		14.387.118.599,91
Costo de Ventas Mayoreo (Mercado Interno)		(29.901.790.315,88)		(17.246.265.510,93)
		(14.135.925.071,95)		(2.859.146.911,02)
UTILIDAD (PÉRDIDA) VENTAS EN EL PAÍS			(14.067.071.567,11)	(2.843.628.427,77)
Ingresos por Subvención Diésel Oil Importado	20		7.947.483.988,47	3.494.387.193,82
Ingresos por Subvención Insumos y Aditivos Importado	20		3.309.306.531,28	1.259.680.158,94
Ingresos por Subvención GLP	19		50.220.344,25	49.450.236,32
Gastos de Distribución y Ventas			(1.544.226.655,30)	(1.512.670.082,67)
UTILIDAD DE OPERACIONES			(958.789.707,52)	2.093.163.870,32
Otros Egresos:	18.1			
Gastos de Administración		(344.102.590,48)		(319.776.082,95)
Comisiones, Multas y Gastos Bancarios		(295.511.490,81)		(19.015.305,48)
Intereses de la Deuda Pública Interna y Externa		(103.836.193,35)		(105.606.228,64)
Transferencia Incentivo Campos Marginales, GLP Privadas y Otros		(212.177.346,96)		(143.258.695,68)
Transferencia Corrientes a Organismos del Estado		(242.957.680,98)		(226.314.169,52)
Impuesto a las Transacciones		(840.047.118,00)		(585.990.354,00)
Impuesto a las Transacciones Financieras		(16.962.381,42)		(8.899.575,90)
Impuesto a la Propiedad de Bienes- Inmuebles y Vehículos		(24.625.685,49)		(10.193.646,75)
Previsiones		(2.133.643,33)		(17.053.121,83)
			(2.082.354.130,82)	(1.436.107.180,75)
Otros Ingresos:	18.2			
Tasas de Retorno - Inversiones		168.462.995,02		20.587.123,32
Ingresos Financieros (Intereses - Dividendos)		62.441.428,55		15.754.271,88
Ventas Varias- Productos Diversos (Neto)		11.543.108,55		10.943.935,48
Venta de Servicios Técnicos (Neto)		145.132.029,91		113.366.793,30
Venta de Productos Contaminados (Neto)		20.625.997,25		20.918.957,17
Venta de Productos Incautados		117.219,63		379.587,99
Ingresos por Alquileres		6.487.260,73		6.064.865,69
Ingresos Fondo de Operaciones Distribuidoras		3.273.313,36		2.629.596,80
Ingresos premio garantía de abastecimiento		2.556.226.868,43		0,00
Distribución Gas Natural y Prod Corrientes y Otros		108.173.309,25		99.456.308,22
Ingresos Miscelaneos - Multas		32.324.118,63		31.981.950,57
			3.114.807.649,31	322.083.390,42
UTILIDAD DEL EJERCICIO			73.663.810,97	979.140.079,99
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes			69.811.051,65	(8.381.255,38)
			143.474.862,62	970.758.824,61
Ingresos y/o egresos extraordinarios			223.378.362,75	160.645.907,69
Resultados de Ejercicios Anteriores	18.3		(30.904.680,65)	64.657.829,41
UTILIDAD NETA			335.948.544,72	1.196.062.561,71

Lic. Aux. Jhon Lupa Torrez
 JEFE UNIDAD REGIONAL DE
 CONTABILIDAD
 REGISTRO C.A.U.L.P. 6783

Lic. Mariela Sánchez Quirope
 DIRECTORA DE FINANZAS
 CORPORATIVO s.r.l.

Lic. Edna Norberto Triona
 GERENTE DE ADMINISTRACION Y
 FINANZAS CORPORATIVO s.r.l.

Ing. Arnaldo Luis Rig Dargathen Tapia
 PRESIDENTE EJECUTIVO s.r.l.



YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO COMPARATIVO
Al 31 de Diciembre de 2022 y Gestión 2021
 (Expresado en Bolivianos)

CUENTA	DESCRIPCIÓN	NOTAS	SALDO AL INICIO DEL PERÍODO	INCREMENTOS	DISMINUCIONES	SALDO AL FINAL DEL PERÍODO	2021
31000	PATRIMONIO INSTITUCIONAL	14	55.792.249.146,63	5.971.186.030,08	3.685.680.665,71	58.077.754.511,00	55.792.249.146,63
31100	CAPITAL		5.135.178.106,05	0,00	0,00	5.135.178.106,05	5.135.178.106,05
31110	CAPITAL INSTITUCIONAL		343.123.385,53			343.123.385,53	343.123.385,53
31120	APORTES DE CAPITAL		4.792.054.720,52			4.792.054.720,52	4.792.054.720,52
31140	AFECCIONES PATRIMONIALES		0,00			0,00	0,00
31200	RESERVAS		502.620.854,94			502.620.854,94	502.620.854,94
31300	RES. POR REV TÉCNICOS DE ACTIVOS FIJOS		2.250.563.177,59			2.250.563.177,59	2.250.563.177,59
31400	AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO		8.458.935.385,50			8.458.935.385,50	8.458.935.385,50
31500	RESULTADOS		39.444.951.622,55	5.971.186.030,08	3.685.680.665,71	41.730.456.986,92	39.444.951.622,55
31510	RES. ACUM. EJERCICIOS ANTERIORES		38.248.889.060,84	5.635.237.485,36	2.489.618.104,00	41.394.508.442,20	38.248.889.060,84
31530	RESULTADO DEL EJERCICIO		1.196.062.561,71	335.948.544,72	1.196.062.561,71	335.948.544,72	1.196.062.561,71
	TOTAL PATRIMONIO		55.792.249.146,63	5.971.186.030,08	3.685.680.665,71	58.077.754.511,00	55.792.249.146,63

Lic. Aud. Félix Jhon Lupa Torrez
JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD
 REGISTRO C.A.U.L.P. 6783

Lic. Mariela Paredes Quispe
DIRECTORA DE FINANZAS
 CORPORATIVO a.i.

Lic. Felix Mamani Ticona
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y
FINANZAS CORPORATIVO a.i.

Ing. Armin Ludwig Dorgathien Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.





**DÍAZ
&
ASOCIADOS CONSULTANTS - TAX S.R.L.**
AUDITORES Y CONTADORES
PÚBLICOS AUTORIZADOS
CONSULTORES DE EMPRESAS

(+591) 73032087**(+591-2) 2409887****(+591-2) 2407932**

Edif. El Condor, Piso 5, Of. 501

Zona: Central C./Batallón Colorados N° 24

diazd@diazsociados.com.bo

erlandiaz@hotmail.com

www.diazsociados.com.bo

**Opinión Independiente sobre la Razonabilidad
de los Estados Financieros de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB
Al 31 de diciembre de 2023
(Informe Corto)**

Señor,
Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) - Casa Matriz
Presente. -

En cumplimiento al Contrato N° YPFB/GLC-ULAR243 "CONTRATACIÓN DE UNA FIRMA CONSULTORA PARA EJECUTAR LA AUDITORÍA EXTERNA A LOS ESTADOS FINANCIEROS DE YPFB Y ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE YPFB CORPORACIÓN DE LAS GESTIONES 2022 Y 2023".

Opinión

Hemos efectuado la auditoría externa a los Estados Financieros de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB Casa Matriz gestión 2023, en este sentido los Registros y Estados Financieros examinados fueron:

- Balance General comparativo al 31 de diciembre de 2023 y 2022
- Estado de Recursos y Gastos Corrientes.
- Estado de Flujo de Efectivo.
- Estado de Cambios en el Patrimonio Neto.
- Estado de Ejecución del Presupuesto de Recursos.
- Estado de Ejecución del Presupuesto de Gastos.
- Cuenta Ahorro Inversión Financiamiento.
- Estados de Cuenta o Información Complementaria.
- Notas a los Estados Financieros que forman parte integral de los mismos.

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023, así como las notas explicativas de los Estados Financieros mencionados en párrafo anterior que incluyen un resumen de las políticas contables de notas 1 al 26, que forman parte integrante de los mencionados Estados Financieros que acompañan.

En nuestra opinión, los Estados Financieros adjuntos, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, de acuerdo a las Normas Básicas del Sistema de Contabilidad Integrada, la situación patrimonial y financiera, los resultados de sus operaciones, los Flujos de Efectivo, la Ejecución Presupuestaria de Recursos y Gastos, los Cambios en Patrimonio y la Cuenta de Ahorro - Inversión - Financiamiento, por el ejercicio fiscal terminado al 31 de diciembre de 2023.



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo



Fundamentos de la opinión

Efectuamos nuestro examen de acuerdo con las Normas de Auditoría Gubernamental emitidas y aprobadas por la Contraloría General del Estado mediante Resolución N° CGE/094/2012 de fecha 27 de agosto de 2012. Dichas normas requieren que planifiquemos y ejecutemos la auditoría de tal forma que podamos obtener una seguridad razonable de que los Registros y Estados Financieros están libres de errores o irregularidades importantes. La auditoría incluye, el examen sobre una base de pruebas selectivas de la evidencia que sustenta las cifras y revelaciones de los Registros y Estados Financieros, la evaluación de las Normas Básicas del Sistema de Contabilidad Gubernamental Integrada aplicadas y las estimaciones significativas efectuadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, así como la evaluación de la presentación de los Estados Financieros en su conjunto. Para los Estados de Ejecución Presupuestaria, se ha considerado la aplicación de las Resoluciones Supremas N° 222957 y 225558 de 04 de marzo y 01 de diciembre de 2005, respectivamente. Creemos que nuestra auditoría proporciona una base razonable para nuestra opinión. Asimismo, en el marco de las Normas Internacionales de Auditoría, hemos aplicado procedimientos específicos para la obtención de evidencia sobre la ocurrencia de hechos posteriores importantes que tuvieron efecto a la fecha de emisión de nuestro informe.

Una auditoría también incluye evaluar los Principios de Contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la Presidencia Ejecutiva, así como también evaluar la presentación de los Estados Financieros en su conjunto. Se considera que nuestro examen proporciona una base razonable para expresar nuestra opinión. Asimismo, en el marco de la Normativa Internacional de Auditoría - NIA 560, hemos aplicado procedimientos específicos para la obtención de evidencia sobre la ocurrencia de hechos posteriores importantes que tuvieron efecto a la fecha de emisión de nuestro informe.

Párrafo de énfasis

Sin que modifique nuestra opinión de la razonabilidad de los Estados Financieros en mención, detallamos asuntos importantes expuestos en los siguientes párrafos:

1. Al 31 de diciembre de 2023, se ha evidenciado procesos administrativos sobre el Edificio Central de la Calle Bueno, en el cual se presenta una Minuta de inscripción de derecho propietario y rectificación de datos, este proceso se lleva en concordancia de la GAFC a través de la Unidad de Activos Fijos y la Gerencia Legal Corporativa, a la fecha de nuestra revisión este proceso aún permanece a la espera de una respuesta de las entidades competentes.
2. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos tiene 244 (Doscientos cuarenta y cuatro) procesos judiciales en contra: 80 (ochenta) en materia laboral, 3 (tres) sumarias, 14 (catorce) ordinarios, 2 (dos) en ejecución coactiva, 109 (ciento nueve) contenciosos, 11 (once) civil, 14 (catorce) coactivo social, 11 (once) ejecutivo social, entre otros, dichos procesos se circunscriben entre la gestión 1993 a la gestión 2023; asimismo, toda vez que dichos procesos datan de bastantes años, a la presente gestión, en los Tribunales Departamentales de Justicia, los cuadernos de control jurisdiccional no se encuentran a la vista, indicando a los abogados patrocinantes que se encuentran en archivo y que no se cuenta con antecedentes o que se buscará dicho cuaderno.



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

2



3. Respecto a la circularización de los rezagos correspondientes a contribuciones realizadas a la Gestora Pública efectuadas por el Empleador para ser acreditadas en una Cuenta Personal Provisional desde la gestión 2009, se informa que la citada información fue migrada y generada por el Viceministerio del Tesoro y Crédito Público existiendo repetición de nombres y apellidos por más de 7 veces, problemas en los apellidos compuestos, problemas en el uso de la "ñ", espacios y otros, mismos que serán subsanados por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, en coordinación con la Gestora Pública a solicitud de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
4. Se mantienen saldos sin movimiento que datan de la gestión 2008 y se encuentran pendientes de conciliación al 31 de diciembre de la gestión 2023, Empresa Cochabambina de Gas - EMCOGAS SAM; Empresa Distribuidora de Gas Sucre - EMDIGAS SAM y Empresa de Servicios de Gas - SERGAS SAM; originados principalmente por la distribución y venta de gas natural e incumplimiento a nominaciones concernientes a saldos pendientes de compensación, que serán deducidos mediante proceso de compensación de saldos de activos fijos registrados en cuentas de orden, sobre las cuales existen desacuerdos respecto al reconocimiento de las deudas por parte de las empresas cesantes.
5. Actualmente el registro contable y los Estados Financieros de YPFB Corporación son emitidos a través del Sistema de Contabilidad General desarrollado por la propia entidad a través de su División de Sistemas (actualmente GTIC), considerando las necesidades del sistema y de utilización de tecnología más actualizada la empresa emprendió el proyecto de implementación del ERP SAP.

En la gestión 2008 se inició la compra de licencias del sistema ERP SAP R3, y la contratación para su implementación en la gestión 2015; de acuerdo a lo reportado a la fecha el mismo se encuentra suspendido debido a la decisión de cambiar el alcance del proyecto a un nivel corporativo, quedando pendientes tres contratos relacionados al Sistema SAP con las empresas: ADVISORY GROUP SRL. - ACTUALISAP BOLIVIA, PRICEWATERHOUSECOOPERS - PWC e IDOM INGENIERÍA Y CONSULTORÍA S.A.U.

En la gestión 2021 la Presidencia Ejecutiva de YPFB Corporación a través de Memorandum YPFB/PRS/GPC-5/2021 de 30 de marzo de 2021 designa el "COMITÉ DIRECTIVO INTERNO DEL PROYECTO YPFB-SAP" y con Nota GTHC-DS-773/2021 en cumplimiento al Memorandum PRS-TH-664/2021 se declara en comisión al Ing. Alex Gudnar Chura Hinojosa para coordinar actividades para la implementación del proyecto SAP en YPFB Casa Matriz; habiéndose emitido el Informe GPC-361/2021 que concluye con un dimensionamiento y propuesta.

En la gestión 2023 con nota PRS-GTIC-331/2023 del 20 de abril de 2023 su sugiere la nueva formalización del COMITE para determinar la continuidad del proyecto. Por otro lado, a la fecha de nuestra evaluación se tiene conocimiento que la GTIC ha efectuado un informe referido al proyecto YPFB-SAP No GTIC-DSOC-152/2024 de conocimiento de Auditoría Interna, el cual expone un contexto histórico del proyecto YPFB-SAP, las posibles decisiones que se podrían adoptar en cuanto a continuar o no con el proyecto y las implicancias económicas que tendría; sin embargo, la corporación no tiene una definición de las acciones a seguir por lo que debe efectuarse una evaluación técnica, financiera y jurídica que sea puesto a consideración de la Presidencia Ejecutiva, para tomar la decisión respecto a la continuidad del proyecto.



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

3



6. Los trabajadores de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en cumplimiento a Procedimientos presentan su Registro de Antecedentes Penales (REJAP) y Certificado de No Violencia, pero no son actualizados de manera anual en el marco de la normativa legal vigente. Asimismo, presentan su Certificado de Idiomas Nativos, sin considerar el tiempo al seguimiento para la presentación del certificado actualizado en el marco del D.S. 4566. En ambos casos corresponde la actualización del Procedimiento de Registro de Personal, PP-1-GTHC/DCOC-3-I, especificando los plazos de actualización de los documentos.
7. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos a través de la Gerencia del Talento Humano Corporativa y Gerencia Legal Corporativa realizó la propuesta de actualización del Reglamento Interno mismo que fue puesto a consideración y solicitud de aprobación del Viceministerio de Trabajo y Previsión Social dependiente del Ministerio de Trabajo, Empleo y Previsión Social, respondiendo formalmente mediante Nota de Cite: MTEPS-VMTPS-DGTHSO-RCCV-002024-CAR/2024 de 31/10/2024 que YPFB ya cuenta con un Reglamento Interno y no puede ser actualizado.
8. El Pasivo expone cuentas que no tienen movimiento desde gestiones pasadas, expuestas a continuación:
 - Provisión ingresos subvención GLP importado.
 - Provisión ingresos intereses empresas cesantes redes.
 - Régimen seguro social Rep. Argentina.
 - Provisión para gastos varios.

Estas cuentas están siendo analizadas y coordinadas a efecto de realizar las gestiones con las unidades ejecutoras para su regularización contable.

Responsabilidades de la dirección y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los Estados Financieros

La dirección es responsable de la preparación y presentación razonable de los Estados Financieros adjuntos de conformidad con Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, Normas Básicas del Sistema de Contabilidad Integrada, y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de los Estados Financieros libres de incorrecciones material, debido a fraude o error.

En la preparación de los Estados Financieros, la administración es responsable de la valoración de la capacidad de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB de continuar como entidad en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con las empresas en funcionamiento, utilizando dicho principio contable como base fundamental, excepto si la administración tiene intención de liquidar la entidad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La información financiera expuesta y la preparación de los Estados Financieros consolidados es responsabilidad de la Presidencia Ejecutiva de YPFB; nuestra responsabilidad es expresar una opinión independiente sobre la razonabilidad de los Registros y Estados Financieros mencionados anteriormente, en base a nuestro examen.

Los encargados del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB.



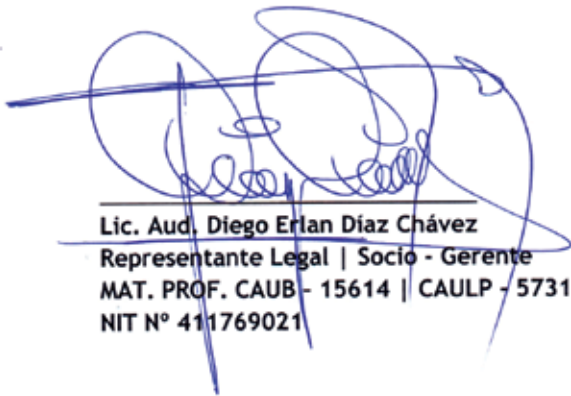
AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

4



Responsabilidades del Auditor en relación con la auditoría de los Estados Financieros

El objetivo es de obtener una seguridad razonable de que los Estados Financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría - NIA siempre detecte una incorrección material cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los Estados Financieros.



Lic. Aud. Diego Erlan Díaz Chávez
Representante Legal | Socio - Gerente
MAT. PROF. CAUB - 15614 | CAULP - 5731
NIT N° 411769021

La Paz, Bolivia
Diciembre 27, 2024



D&A CONSULTANTS - TAX S.R.L.
AUDITORES Y CONTADORES PÚBLICOS AUTORIZADOS
CONSULTORES DE EMPRESAS
MT. PROF. CAUB - 706
CGE/RFA - 015/2024
APS/DJ/DS/ N° 1625/2023



AUDITORES, CONTADORES & CONSULTORES
www.diazsociados.com.bo

5



YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS
BALANCE GENERAL COMPARATIVO
Al 31 DE DICIEMBRE DE 2023 Y DICIEMBRE 2022
 (Expresado en Bolivianos)



		Diciembre 2023	Diciembre 2022	NOTAS			Diciembre 2023	Diciembre 2022	NOTAS
8	ACTIVO	96,326,261.41	95,151,751.29		1	PASIVO	96,326,261.41	95,151,751.29	
	ACTIVO CORRIENTE	23,776,459.42	24,367,425.42			PASIVO CORRIENTE	23,473,425.20	24,367,425.42	
01	ACTIVO DISPONIBLE	4,156,761.47	4,111,480.37		11	PASIVO EXIGIBLE A CORTO PLAZO	1,843,425.20	1,843,425.42	
0101	DISPONIBLE MONEDA BOLIVIANA	5,788,962,214.7	2,495,259,981.43	7.1	1101	PRESTAMOS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0102	DISPONIBLE MONEDA EXTRANJERA	361,861,951.65	2,327,118,481.41	7.2	1102	DOCUMENTOS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0104	DEPOSITOS ESPECIALES	5,479.65	5,479.65	7.3	1103	CUENTAS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
02	ACTIVO EXIGIBLE Y TRANSITORIO	17,361,891,750.99	17,431,488,996.78		1104	RETENCIONES AL PERSONAL	1,843,425.20	1,843,425.42	
0202	DOCUMENTOS A COBRAR	12,499,462,694.59	11,138,931,411.31	8.1	1105	REGALAS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0203	CUENTAS A COBRAR-CORTO PLAZO	11,367,762,376.02	11,409,413,227.59	8.2	1106	INTERESES Y COMISIONES A PAGAR SOBUENAS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0204	EMPLADOS Y OBREROS	884,688.03	417,694.37		1107	PARTICIPACION EN GAN POR PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0210	CUENTAS CORRIENTES INTERDISTRICTUALES	6.89	6.89		1108	CARGAS SOCIALES A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0211	CUENTAS DEL ACTIVO TRANSITORIO	3,292,877,875.49	4,761,381,111.42	8.3	1109	FACTURAS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
0212	CARGOS DIFERIDOS A CORTO PLAZO	252,688.49	274,246.38		1110	SUELDOS Y BENEFICIOS A PAGAR	1,843,425.20	1,843,425.42	
03	ACTIVO CIRCULANTE	1,262,596,286.51	1,146,764,224.12		1111	OTROS GASTOS ESTIMADOS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0301	EXISTENCIAS PETROLIO CRUDO	13,989,311.36	77,227,903.08		1112	PASIVOS DIFERIDOS CORTO PLAZO	1,843,425.20	1,843,425.42	
0302	EXISTENCIAS DE PRODUCTOS	462,266,645.33	462,246,621.96		12	PROVISIONES	8,478,912,973.89	8,478,912,973.89	
0303	EXISTENCIAS DE SEMELABORADOS	34,628,445.57	41,919,494.83		1201	PROVISION AGUINALDOS Y PRIMAS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0304	PRODUCTOS EN TRANSITO	494,771,323.18	474,757,424.32		1204	CUENTAS DE CONTROL INVERSIÓN EN SUBSIDIARIAS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0305	PRODUCTOS Y MATERIALES POR CONSUMIR	572,971,864.76	327,784,885.56		1205	PROVISION POR IMPUESTOS Y REGALAS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0306	EXISTENCIA DE MATERIALES Y MERCADERIAS	3,161,194,264.24	3,148,271,844.87		1210	PROVISION PARA REPARACIONES Y MANTENIMIENTO	1,843,425.20	1,843,425.42	
0307	EXISTENCIA MATERIALES Y MERC. EN TRANSITO	42,254,451.44	697,768,764.47		1211	PROVISION PARA MANTENIMIENTO Y AMPLIACION	1,843,425.20	1,843,425.42	
0310	EXISTENCIAS VARIAS	2,271,493.81	2,157,862.81		1212	PROVISION PARA GASTOS Y COSTOS ESTIMADOS	1,843,425.20	1,843,425.42	
0311	EXISTENCIAS VARIAS EN TRANSITO (PROVISION PARA PERDIDAS DE INVENTARIOS)	414,213.09	431,766.88			PASIVO NO CORRIENTE	66,832,836.21	66,784,325.87	
0312		491,428,921.12	554,628,496.76		13	PASIVO EXIGIBLE A LARGO PLAZO	10,631,148,881.47	10,437,712,621.48	
	ACTIVO NO CORRIENTE	62,748,128,968.29	69,324,226,276.63		1301	PRESTAMOS A PAGAR	8,683,833,141.29	8,614,917,767.86	
04	INVERSIONES	36,715,874,521.40	36,442,113,547.61		1302	DOCUMENTOS A PAGAR	3,869,734.66	3,869,734.66	
0402	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD ENDE SA	6.89	6.89		1305	CREDITOS DIFERIDOS A LARGO PLAZO	66,489,768.43	66,819,522.69	
0403	EMFAGAS TARDIA	11,475,636.96	11,475,636.96		1307	CUENTAS A PAGAR LARGO PLAZO	323,439,522.68	258,497,048.73	
0404	YPFB ANDINA S.A.	3,384,619,967.24	2,679,697,449.09		14	PROVISION DE LARGO PLAZO	243,270,684.44	243,802,444.88	
0405	YPFB CHICO S.A.	7,811,110,786.21	8,170,081,184.29		1401	PROVISION PARA RETIROS E INDEMNIZACIONES	231,129,604.64	243,511,024.63	
0406	YPFB TRANSPORTE S.A.	11,245,946,447.37	10,761,173,811.13		15	CAPITAL Y RESERVAS	17,445,476,214.76	16,677,574,844.66	
0407	YPFB REFINACION SA	9,414,685,243.69	9,184,174,413.76		1501	APORTES DE CAPITAL	161,123,583.71	161,123,583.71	
0408	OTRAS INVERSIONES	4,620,243.93	4,620,243.93		1502	AFECTACIONES PATRIMONIALES (ESGIBON)	9.00	9.00	
0409	YPFB LOGISTICA S.A.	270,911,177.38	281,868,419.73		1504	VALOR PATRIMONIAL PROPORCIONAL DE INVERSIONES	9.00	9.00	
0411	BONOS YPFB TRANSPORTE S.A.	243,211,555.86	242,262,342.69		1505	RESERVAS	162,826,814.94	162,826,814.94	
0412	COMPANIA CENTRAL ELECTRICA BULO BULO S.A.	12,783.29	12,783.29		1506	RESERVAS POR REVALUOS TECNICOS DE ACTIVOS FIJOS	2,250,263,177.29	2,250,263,177.29	
0413	FLAMAGAS S.A.	262,641.09	262,641.09		1509	AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	6,494,935,285.00	6,494,935,285.00	
0414	YPFB PETROANANDA S.A.M.	294,628,813.33	31,247,344.89		150901	AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	662,271,391.29	662,271,391.29	
0415	BONOS YPFB REFINACION S.A.	700,000,000.00	770,000,000.00		150902	REVALUACION DEL ACTIVO FIJO	132,681.41	132,681.41	
0416	YPFB TRANSFERA S.A.	1,522,714,474.49	1,481,719,625.76		150903	REVALUACION EXISTENCIA DE MATERIALES	4,344,871.33	4,344,871.33	
05	CUENTAS A COBRAR - LARGO PLAZO	11,948,491,773.16	6,964,123,633.81		150904	AJUSTE DE CAPITAL (NC-3)	4,821,941,391.29	4,821,941,391.29	
0501	DEUDORES DE COBRO DUDOSO	314,469,329.81	214,779,963.32		150905	AJUSTE DE RESERVAS PATRIMONIALES (NC-3)	3,323,323,485.93	3,323,323,485.93	
0503	CUENTAS A COBRAR-LARGO PLAZO	9,642,918,762.77	6,888,399,664.49		1610	RESULTADOS	41,468,849,973.47	41,736,476,966.92	
0512	CARGOS DIFERIDOS A LARGO PLAZO	3,112,648,231.34	6.00		161002	UTILIDADES CAPITALIZADAS	41,468,849,973.47	41,736,476,966.92	
0522	(PROVISION PARA INCORRIBLES A LARGO PLAZO)	291,388,124.06	119,940,172.88		161003	UTILIDAD (PERDIDA) - AÑO CORRIENTE	668,368,814.76	133,948,844.12	
06	ACTIVO FIJO (NETO DE DEPRECIACION)	29,744,616.16	21,885,925,268.82						
	Y VALORES ORIGINALES	30,744,616.16	21,885,925,268.82						
	DEPRECIACION ACUMULADA	1,000,000.00	699,309,002.66						
07	TERRENOS	897,216,916.48	897,216,916.48						
0701	EDIFICACIONES	4,312,818,816.75	4,291,484,181.19						
0702	EQUIPOS PLANTAS, INSTALACIONES INDUSTRIALES	12,454,437,196.73	17,371,678,482.94						
0703	ESTACIONES DE SERVICIO VAGONES TANQUES	319,763,379.59	449,388,888.59						
0704	EQUIPOS DE TRANSPORTE, VEHICULOS PESADOS IV	161,199,142.61	184,474,895.78						
0705	OBRA EN CONSTRUCCION	2,474,718,178.69	6.00						
0706	MUEBLES Y ENSERES DE OFICINA	361,984,811.36	119,218,644.82						
0707	EQUIPOS DE COMPUTACION Y BIERVOO	249,799,343.82	124,423,139.32						
0708	EQUIPOS DE COMUNICACION	271,289,487.44	121,636,924.99						
0709	EQUIPO EDUCACIONAL Y RECREATIVO	31,460,291.58	11,814,402.21						
0710	EQUIPO MEDICO Y DE LABORATORIO	80,024,804.47	66,717,364.87						
0711	OBRA DE ARTE	4,993,453.55	8.00						
0712	Bienes Obsoletos, DADOS DE BAJA PARA ENLUBRACION	27,215,226.31	17,428,113.67						
		24,991,116,791.17	15,115,214,267.24						
0823	BOVEDA DE HERRAMIENTAS	2,718,493.88	4,647,880.73						
09	ACTIVO INTANGIBLE	311,336,861.94	447,192,400.00						
		96,326,261.41	95,151,751.29						
90	CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	47,428,849,973.47	77,667,736,424.14		91	CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	47,428,849,973.47	77,667,736,424.14	
9006	AMPLIACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	172,239,822.81	172,239,822.81		9106	AMPLIACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	172,239,822.81	172,239,822.81	
9007	PAGARES POR PATENTES A COBRAR	316,628,481.44	275,374,364.96		9107	PAGARES POR PATENTES A COBRAR	316,628,481.44	275,374,364.96	
9012	INVERSION ACTIVOS FIJOS BAJO CONTRATOS DE OPERACION	46,118,475,332.29	44,761,982,186.41		9112	INVERSION ACTIVOS FIJOS BAJO CONTRATOS DE OPERACION	46,118,475,332.29	44,761,982,186.41	
9014	PRESTAMO BCB CONTRATO SAHO 025-2016 AD 012-2017	6.00	32,838,268,276.47		9114	PRESTAMO BCB CONTRATO SAHO 025-2016 AD 012-2017	6.00	32,838,268,276.47	
9016	CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	33,789,342,642.89	39,497,819,849.09		9116	CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	33,789,342,642.89	39,497,819,849.09	
9017	CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	279.00	279.00		9117	CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	279.00	279.00	

Ing. Juan Bautista Mayana Flores
 JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD S.A.
 REGISTRO C.A.U.L.P. 4008

Ing. Mario Paredes
 DIRECTOR DE FINANZAS CORPORATIVO S.A.

Ing. Favi Marlon Ticona
 GERENTE DE ADMINISTRACION Y FINANZAS
 CORPORATIVO S.A.

Ing. Anibal Eduardo Céspedes Tapia
 PRESIDENTE ELECTIVO S.A.



YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE RECURSOS Y GASTOS CORRIENTES COMPARATIVO
PERÍODO 1º DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2023 Y GESTIÓN 2022

(Expresado en Bolivianos)



	NOTAS	Parciales Bs	ENERO A DICIEMBRE 2023 IMPORTE BS	GESTIÓN 2022
VENTAS DE EXPORTACION				
Ventas de Exportación	16	15.103.502.301,21		22.642.692.078,06
Costo de Ventas de Exportación		(13.464.119.129,19)		(19.297.165.025,17)
UTILIDAD VENTAS DE EXPORTACION			1.639.383.172,02	3.345.527.052,89
VENTAS EN EL PAÍS				
Mercado Interno				
Ventas Mercado Interno	17	2.980.128.333,95		3.258.805.843,56
Costo de Ventas Mercado Interno		(2.864.723.274,03)		(3.189.952.338,72)
		115.405.059,92		68.853.504,84
Mayoreo - Productos				
Ventas Mayoreo (Mercado Interno)	17.1	16.372.785.555,63		15.765.865.243,93
Costo de Ventas Mayoreo (Mercado Interno)		(30.271.350.183,94)		(29.901.790.315,88)
		(13.898.564.628,31)		(14.135.925.071,95)
UTILIDAD (PÉRDIDA) VENTAS EN EL PAÍS			(13.783.159.568,39)	(14.067.071.567,11)
Ingresos por Subvención Diésel Oil Importado	19		7.502.890.233,85	7.947.453.988,47
Ingresos por Subvención Insumos y Aditivos Importado	19		4.752.646.337,94	3.369.306.531,28
Ingresos por Subvención GLP	19		34.274.855,84	50.220.344,25
Ingresos por Subvención Petróleo Crudo	19		155.747.522,84	0,00
Gastos de Distribución y Ventas			(1.612.505.819,56)	(1.544.226.655,30)
UTILIDAD DE OPERACIONES			(1.310.723.265,46)	(988.789.707,52)
Otros Egresos:	18.1			
Gastos de Exploración		(187.777.179,57)		0,00
Gastos de Administración		(361.994.888,65)		(344.102.590,48)
Comisiones, Multas y Gastos Bancarios		(28.660.072,75)		(295.511.490,81)
Intereses de la Deuda Pública Interna y Externa		(98.438.221,90)		(103.836.193,35)
Transferencia Incentivo Campos Marginales, GLP Privadas y Otros		(354.761.305,83)		(212.177.346,96)
Transferencia Corrientes a Organismos del Estado		(209.834.178,88)		(242.957.680,98)
Impuesto a las Transacciones		(917.830.779,00)		(840.047.118,00)
Impuesto a las Transacciones Financieras		(391.870,42)		(16.962.381,42)
Impuesto a la Propiedad de Bienes- Inmuebles y Vehículos		(19.202.137,29)		(24.625.685,49)
Pérdidas en Operaciones Cambiarias		(167.387.187,67)		0,00
Provisiones		(4.369.246,61)		(2.133.643,33)
			(2.350.587.068,57)	(2.082.354.130,82)
Otros Ingresos:	18.2			
Tasas de Retorno - Inversiones		492.586.719,36		168.462.995,02
Ingresos Financieros (Intereses - Dividendos)		102.449.931,23		62.441.428,55
Ventas Varias- Productos Diversos (Neto)		12.034.284,59		11.543.108,55
Venta de Servicios Técnicos (Neto)		164.423.474,18		145.132.029,91
Venta de Productos Incautados		2.376.765,64		20.625.997,25
Venta de Productos Incautados		531.529,72		117.219,63
Ingresos por Alquileres		6.026.370,06		6.487.260,73
Ingresos Fondo de Operaciones Distribuidoras		3.625.862,20		3.273.313,36
Ingresos premio garantía de abastecimiento		1.311.252.356,83		2.556.226.868,43
Distribución Gas Natural y Prod Corrientes y Otros		163.889.848,32		108.173.309,25
Ingresos Misceláneos - Multas		35.245.291,27		32.324.118,63
			2.294.442.433,40	3.114.807.649,31
UTILIDAD DEL EJERCICIO			(1.366.867.900,63)	73.663.810,97
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes			410.327.195,19	69.811.051,65
			(956.540.705,44)	143.474.862,62
Ingresos y/o egresos extraordinarios			353.110.975,11	223.378.362,75
Resultados de Ejercicios Anteriores	18.3		1.021.738.265,09	(30.904.680,65)
UTILIDAD NETA			418.308.534,76	338.948.544,72

Lic. Aud. Juan Bautista Maydana Flores
 JEFE UNIDAD REGIONAL DE
 CONTABILIDAD a.l.
 REGISTRO C.A.U.L.P. 4009

Lic. Marieta Paragua Guispe
 DIRECTORA DE FINANZAS
 CORPORATIVO a.l.

Lic. Felix Mariani Triona
 GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y
 FINANZAS CORPORATIVO a.l

Ing. Armijn Lucwig Dorgathen Tapia
 PRESIDENTE EJECUTIVO a.l

YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO COMPARATIVO
Al 31 de Diciembre de 2023 y Gestión 2022
 (Expresado en Bolivianos)



CUENTA	DESCRIPCIÓN	NOTAS	SALDO AL INICIO DEL PERÍODO	INCREMENTOS	DISMINUCIONES	SALDO AL FINAL DEL PERÍODO	2022
31000	PATRIMONIO INSTITUCIONAL	14	58.077.754.511,00	1.840.360.632,97	1.962.136.749,22	57.955.978.394,75	58.077.754.511,00
31100	CAPITAL		5.135.178.106,05	0,00	0,00	5.135.178.106,05	5.135.178.106,05
31110	CAPITAL INSTITUCIONAL		343.123.385,53			343.123.385,53	343.123.385,53
31120	APORTES DE CAPITAL		4.792.054.720,52			4.792.054.720,52	4.792.054.720,52
31140	AFECCIONES PATRIMONIALES		0,00			0,00	0,00
31200	RESERVAS		502.620.854,94			502.620.854,94	502.620.854,94
31300	RES. POR REV TÉCNICOS DE ACTIVOS FUOS		2.250.563.177,59			2.250.563.177,59	2.250.563.177,59
31400	AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO		8.458.935.385,50			8.458.935.385,50	8.458.935.385,50
31500	RESULTADOS		41.730.456.986,92	1.840.360.632,97	1.962.136.749,22	41.608.680.870,67	41.730.456.986,92
31510	RES. ACUM.EJERCICIOS ANTERIORES		41.394.508.442,20	1.422.052.098,21	1.626.188.204,50	41.190.372.335,91	41.394.508.442,20
31530	RESULTADO DEL EJERCICIO		335.948.544,72	418.308.534,76	335.948.544,72	418.308.534,76	335.948.544,72
	TOTAL PATRIMONIO		58.077.754.511,00	1.840.360.632,97	1.962.136.749,22	57.955.978.394,75	58.077.754.511,00

Lic. Aud. Juan Bautista Maydana Flores
JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD a.i.
 REGISTRO C.A.U.L.P. 4009

Lic. Mariela Parodi-Gaspe
DIRECTORA DE FINANZAS
 CORPORATIVO a.i.

Lic. Felix Mamani Ticona
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y
 FINANZAS CORPORATIVO a.i.

Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.





ESTADOS FINANCIEROS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS				BALANCE GENERAL COMPARATIVO			
Al 31 DE DICIEMBRE DE 2024 Y DICIEMBRE 2023				(Expresado en Bolivianos)			
	Diciembre 2024	Diciembre 2023	NOTAS		Diciembre 2024	Diciembre 2023	NOTAS
8 ACTIVO	10.760.842.100,77	96.536.281.681,41		9 PASIVO	10.760.842.100,77	96.536.281.286,06	
ACTIVO CORRIENTE	10.760.842.100,77	33.770.155.693,62		PASIVO CORRIENTE	10.760.842.100,77	28.145.776.112,05	13
81 ACTIVO DISPONIBLE	9.760.266.750,49	4.166.766.481,67		91 PASIVO EXIGIBLE A CORTO PLAZO	10.068.193.446,79	32.471.682.110,26	
8101 DISPONIBLE MONEDA BOLIVIANA	4.926.079.716,14	3.730.900.712,27	T.1	9101 PREPAGADOS A PAGAR	2.108.384.521,52	192.599.528,89	
8102 DISPONIBLE MONEDA EXTRANJERA	4.833.186.977,25	495.860.769,61	T.2	9102 DOCUMENTOS A PAGAR	3.578.271.473,87	3.543.876.116,87	
8104 DEPÓSITOS ESPECIALES	0,00	6.176,80	T.3	9103 CUENTAS A PAGAR	12.037.768.660,77	12.912.213.068,73	88A-88D-88J-88K
82 ACTIVO ELEGIBLE Y TRANSITORIO	900.575.350,61	17.000.399.278,08		9105 RETENCIONES AL PERSONAL	3.473.981,89	1.278.793,96	
8202 DOCUMENTOS A COBRAR	17.175.030.212,47	12.699.662.638,59	8.1	9107 IMPUESTOS A PAGAR	1.348.966.635,32	4.879.195.796,58	
8203 CUENTAS A COBRAR-CORTO PLAZO	9.717.434.668,61	11.387.762.176,62	8.2	9108 REGALÍAS A PAGAR	342.988.245,68	321.812.525,87	13.8
8204 EMPLEADOS Y OBREROS	929.999,51	988.889,81	8.3	9110 INTERESES Y COMISIONES A PAGAR SOLODA	17.954.637,22	16.627.068,08	
8205 CUENTAS CORRIENTES INTERBANCARIAS	0,00	0,00		9110 PARTICIPACION 6% SIGN POR PAGAR	171.044.122,97	246.809.664,28	13.9
8211 CUENTAS DEL ACTIVO TRANSITORIO	1.956.791.884,45	3.762.637.871,08	8.4	9111 CARTAS SOCIALES A PAGAR	11.511.802,48	11.511.802,48	
8212 CARGOS DIFERIDOS A CORTO PLAZO	26.878.228,69	232.188,80	8.5	9112 FACTURAS A PAGAR	80.956.559,22	195.764.704,36	
83 ACTIVO CIRCULANTE	2.266.197.899,09	3.792.968.388,66	6	9113 SUELDOS Y BENEFICIOS A PAGAR	36.911.298,76	36.911.298,76	
8301 EXISTENCIA PETRÓLEO CRUDO	130.115.561,53	51.489.191,36		9114 PLIEBOS Y ACABADOS ESTIMADOS	230.953,29	230.953,29	
8302 EXISTENCIAS DE PRODUCTOS	342.786.172,28	466.766.641,33		9115 OTROS GASTOS ESTIMADOS	4.576.178.722,48	116.109.653,69	13.6
8303 EXISTENCIAS DE SEMELAJADOS	45.796.612,27	24.208.605,67		92 PROVISIONES	6.474.868.733,87	8.674.690.401,82	13.7
8304 PRODUCTOS EN TRANSITO	136.828.824,86	464.771.223,18		9201 PROVISION AGUINALDOS Y PRIMAS	1.113.502.543,41	16.094.288,82	
8305 PRODUCTOS Y MATERIALES POR CONCLUIR	568.391.663,63	771.451.664,70		9202 CUENTAS DE CONTROL INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS	3.021.314.226,63	3.316.671.912,26	
8306 EXISTENCIA DE MATERIALES Y MERC EN TRANSITO	1.270.380.993,51	1.161.190.309,38		9205 PROVISION POR IMPUESTOS Y REGALIAS	28.380.186,29	33.276.714,62	
8307 EXISTENCIA MATERIALES Y MERC EN TRANSITO	55.447.148,42	82.234.915,46		9210 PROVISION PARA REPARACIONES Y MANTENIMIENTO	82.977.861,24	78.817.668,89	
8308 EXISTENCIAS VARIAS	3.367.612,81	3.271.093,81		9211 PROVISION PARA MANTENIMIENTO Y AMPLIACION	140.491.176,36	183.868.856,28	
8311 EXISTENCIAS VARIAS EN TRANSITO	460.333,80	424.233,60		9212 PROVISION PARA GASTOS Y COSTOS ESTIMADOS	2.042.844.745,69	3.994.668.843,67	
8320 PROVISION PARA PERDIDAS DE INVENTARIOS	(469.319.871,66)	(493.820.021,42)		PASIVO NO CORRIENTE	16.627.478.87,09	18.636.204.644,61	13.8
ACTIVO NO CORRIENTE	81.439.131.964,67	62.766.125.987,79		93 PASIVO EXIGIBLE A LARGO PLAZO	16.190.762.096,21	18.183.135.899,97	
04 INVERSIONES	21.868.998.828,84	26.751.267.822,89	10	9301 PREPAGADOS A PAGAR	1.113.502.543,41	16.094.288,82	
0402 EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD ENDE SA	0,00	0,00		9302 DOCUMENTOS A PAGAR	3.578.271.473,87	3.543.876.116,87	
0403 EMPAGAS TABLA	11.473.616,98	11.473.616,98		9303 CREDITOS DIFERIDOS A LARGO PLAZO	46.461.708,43	46.461.708,43	
0404 YFB ANIMA S A	2.479.795.404,29	3.384.609.907,24		9307 CUENTAS A PAGAR LARGO PLAZO	425.170.614,39	221.699.922,68	
0405 YFB BACO S A	6.811.634.490,83	7.871.130.586,23		94 PROVISION DE LARGO PLAZO	247.115.918,88	253.378.660,61	
0406 YFB TRANSPORTE S A	1.559.273.235,52	11.242.568.412,27		9401 PROVISION PARA RETROS E INDEMNIZACIONES	247.115.918,88	253.378.660,61	
0407 YFB REFINACION SA	1.749.102.832,82	3.434.661.243,69		95 CAPITAL Y RESERVAS	44.260.242.651,71	87.055.478.294,73	14
0408 OTRAS INVERSIONES	4.620.545,83	4.620.545,83		9501 CAPITAL	113.502.543,41	16.094.288,82	
0410 YFB LOGISTICA S A	328.978.901,76	292.641.171,39		9502 APORTES DE CAPITAL	4.762.616.226,72	4.762.616.226,72	
0411 BONOS YFB TRANSPORTE S A	902.566.394,89	245.254.356,48		9503 AFECTACIONES PATRIMONIALES (EXCEPCION)	0,00	0,00	
0412 COMPANIA CENTRAL ELECTRICA BUJO BUJO S A	12.877,29	12.877,29		9504 VALOR PATRIMONIAL PROPORCIONAL DE INVERSIONES	562.628.824,94	762.628.824,94	
0413 FLAMAGAS S A	367.645,99	367.645,99		9505 RESERVAS	2.230.363.177,99	2.230.363.177,99	
0414 YFB PETROLONADA S A B	31.788.267,89	29.526.811,31		9509 RESERVAS POR REVALUOS TECNICOS DE ACTIVOS FIJOS	0,00	0,00	
0415 BONOS YFB REFINACION S A	430.860.990,89	329.040.000,89		9509 AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	8.658.535.268,99	8.658.535.268,99	
0416 YFB TRANSFERIA S A	1.072.495.952,22	1.232.754.478,02		9509E AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO	663.271.791,54	663.271.791,54	
05 CUENTAS A COBRAR - LARGO PLAZO	81.726.892.398,79	11.945.489.578,26	11	9509F REVALORACION DEL ACTIVO FIJO	612.688,61	1.111.899,51	
0501 DEUDORES DE COBRO DUDOSO	461.698.227,89	751.297.278,81		9509G REVALORACION EXISTENCIA DE MATERIALES	4.244.871,33	4.244.871,33	
0502 CUENTAS A COBRAR LARGO PLAZO	11.666.522.543,46	6.642.410.877,27		9509H AJUSTE DE CAPITAL (NC-1)	4.029.441.191,29	4.029.441.191,29	
0503 CARGO DIFERIDOS A LARGO PLAZO	3.860.887.473,63	2.157.481.211,34		9509I AJUSTE DE RESERVAS PATRIMONIALES (NC-2)	3.325.223.483,61	3.325.223.483,61	
0504 PROVISION PARA INCORRIBLES A LARGO PLAZO	(392.619.896,76)	(261.518.124,69)		96 RESULTADOS	16.640.264.628,64	41.698.669.870,67	
06 ACTIVO FIJO (NETO DE DEPRECIACION)	25.171.950.274,19	19.776.026.058,42	12	9600 UTILIDADES CAPITALIZADAS	16.640.264.628,64	41.698.669.870,67	
0601 TERRENOS	897.243.495,92	0,00	897.243.495,92	9603 UTILIDAD PERDIDA - AÑO CORRIENTE	(1.999.448.999,23)	418.708.124,76	
0602 EDIFICACIONES	1.348.279.167,02	(338.853.099,42)	1.687.132.166,60				
0603 EQUIPOS PLANTAS INSTALACIONES INDUSTRIALES	33.371.629.111,09	(8.318.244.149,71)	25.053.384.961,38				
0604 INSTALACIONES DE SERVICIO INGRESOS TANQUES	584.614.780,86	(486.221.962,02)	970.836.742,88				
0605 EQUIPOS DE TRANSPORTE VEHICULOS PESADOS LIVIANOS	307.268.715,96	(106.424.399,13)	200.844,83				
0606 OBRAS EN CONSTRUCCION	1.499.864.962,91	0,00	1.499.864.962,91				
0607 MUEBLES Y ENFEROS DE OFICINA	309.968.748,28	(117.480.895,79)	192.487.852,49				
0608 EQUIPOS DE COMPUTACION Y SERVICIO	113.688.048,33	(178.385.125,01)	(64.697.076,68)				
0609 EQUIPOS DE COMUNICACION	286.128.544,89	(212.484.992,21)	73.643.552,68				
0610 EQUIPO EDUCACIONAL Y RECREATIVO	24.276.748,14	(28.572.682,73)	(4.295.934,59)				
0611 EQUIPO MEDICO Y DE LABORATORIO	89.126.664,61	(72.732.538,27)	16.394.126,34				
0612 OBRAS DE ARTE	(890.453,65)	0,00	(890.453,65)				
0613 BIENES OBSOLETOS DADOS DE BAJA PARA ENAJENACION	21.707.767,65	(77.946.898,78)	(56.239.131,13)				
	79.741.190.148,65	(18.378.199.266,85)	61.362.990.881,80				
0620 BODEGA DE HERRAMIENTAS	3.630.232,63	3.718.493,88					
09 ACTIVO INTANGIBLE	601.785.460,89	(17.863.788,12)	619.649.249,01	15			
	101.366.832.326,77	96.676.363.693,49			101.366.832.326,77	96.676.363.693,49	
90 CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	74.113.897.668,63	67.638.938.977,26	16	91 CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	74.113.897.668,63	67.638.938.977,26	16
9006 AMPLIACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	132.279.632,69	177.274.822,69		9106 AMPLIACIONES REDES DE DISTRIBUCION GAS NATURAL	132.279.632,69	177.274.822,69	
9007 PAGARES POR PATENTES A COBRAR	338.826.481,94	318.626.481,94		9107 PAGARES POR PATENTES A COBRAR	338.826.481,94	318.626.481,94	
9008 INVERSION ACTIVOS FIJOS BAJO CONTRATOS DE OPERACION	31.503.246.611,23	46.118.919.102,09		9108 INVERSION ACTIVOS FIJOS BAJO CONTRATOS DE OPERACION	31.493.246.611,23	46.118.919.102,09	
9009 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	21.646.364.491,89	20.788.142.042,09		9109 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	21.646.364.491,89	20.788.142.042,09	
9017 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	279,00	279,00		9117 CREDITO FISCAL VINCULADO A EXPORTACIONES	279,00	279,00	

[Firma]
 Lic. Aud. Raúl Bautista Mayraza Flores
 JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD S.A.
 REGISTRO C.A.U.P.P. 4008

[Firma]
 Ing. Pablo Andrés Orozco Estroff
 DIRECTOR DE FINANZAS CORPORATIVO S.A.

[Firma]
 GERENTE DE ADMINISTRACION FINANZAS CORPORATIVO S.A.

[Firma]
 Ing. Andrés Luque Dorantes Tiza
 PRESIDENTE EJECUTIVO S.A.



YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE RECURSOS Y GASTOS CORRIENTES COMPARATIVO
PERÍODO 1º DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2024 Y GESTIÓN 2023



	NOTAS	Parciales Bs	ENERO A DICIEMBRE 2024 IMPORTE BS	GESTIÓN 2023 (Reclasificado)
VENTAS DE EXPORTACION				
Ventas de Exportación	16	12.277.454.050,35		15.103.502.301,21
Costo de Ventas de Exportación		(11.327.512.369,48)		(13.464.119.129,19)
UTILIDAD VENTAS DE EXPORTACION			949.941.680,87	1.639.383.172,02
VENTAS EN EL PAÍS				
Mercado Interno				
Ventas Mercado Interno	17	2.870.165.065,62		2.980.128.333,95
Costo de Ventas Mercado Interno		(3.282.394.851,61)		(2.864.723.274,03)
		(412.229.785,99)		115.405.059,92
Mayoreo - Productos				
Ventas Mayoreo (Mercado Interno)	17.1	16.369.885.133,56		16.372.785.555,63
Costo de Ventas Mayoreo (Mercado Interno)		(27.668.525.892,85)		(30.271.350.183,94)
		(11.298.640.759,29)		(13.898.564.628,31)
UTILIDAD (PÉRDIDA) VENTAS EN EL PAÍS			(11.710.870.545,28)	(13.783.159.568,39)
Ingresos por Subvención Diésel Oil Importado	19		6.357.015.576,26	7.502.890.233,85
Ingresos por Subvención Insumos y Aditivos Importado	19		5.145.252.639,17	4.752.646.337,94
Ingresos por Subvención GLP	19		32.764.287,47	34.274.855,84
Ingresos por Subvención Petróleo Crudo	19		538.809.931,11	155.747.522,84
Gastos de Distribución y Ventas			(987.263.119,62)	(923.290.117,27)
UTILIDAD DE OPERACIONES			325.650.379,98	(621.507.563,17)
Otros Egresos:	18.1			
Gastos de Exploración		0,00		(187.777.179,57)
Gastos de Administración		(957.390.245,47)		(1.051.210.590,94)
Comisiones, Multas y Gastos Bancarios		(26.862.065,75)		(28.660.072,75)
Intereses de la Deuda Pública Interna y Externa		(98.409.328,66)		(98.438.221,90)
Transferencia Incentivo Campos Marginales, GLP Privadas y Otros		(366.236.626,55)		(354.761.305,83)
Transferencia Corrientes a Organismos del Estado		(225.345.272,96)		(209.834.178,88)
Impuesto a las Transacciones		(911.231.657,00)		(917.830.779,00)
Impuesto a las Transacciones Financieras		(20,58)		(391.870,42)
Impuesto a la Propiedad de Bienes- Inmuebles y Vehículos		(18.222.636,90)		(19.202.137,29)
Pérdidas en Operaciones Cambiarias		(178.530.328,86)		(167.387.187,67)
Previsiones		(58.502.636,33)		(4.309.246,61)
			(2.840.730.819,06)	(3.039.802.770,86)
Otros Ingresos:	18.2			
Tasas de Retorno - Inversiones		261.819.464,71		492.586.719,36
Ingresos Financieros (Intereses - Dividendos)		71.752.575,25		102.449.931,23
Ventas Varias- Productos Diversos (Neto)		11.918.242,78		12.034.284,59
Venta de Servicios Técnicos (Neto)		71.905.943,63		164.423.474,18
Venta de Productos Contaminados (Neto)		(5.161.953,42)		2.376.765,64
Venta de Productos Incautados		1.404.097,29		531.529,72
Ingresos por Alquileres		4.560.742,65		6.026.370,06
Ingresos Fondo de Operaciones Distribuidoras		3.923.858,22		3.625.862,20
Ingresos premio garantía de abastecimiento		1.494.095.703,54		1.311.252.356,83
Distribución Gas Natural y Prod Corrientes y Otros		560.889.333,12		163.889.848,32
Ingresos Miscelaneos - Multas		26.881.976,13		35.245.291,27
			2.503.989.903,90	2.294.442.433,40
UTILIDAD DEL EJERCICIO			(11.090.455,18)	(1.366.867.900,63)
Ajuste por Inflación y Tenencia de Bienes			545.761.064,57	410.327.195,19
			534.678.609,39	(956.540.705,44)
Ingresos y/o egresos extraordinarios			381.443.654,35	353.110.975,11
Resultados de Ejercicios Anteriores	18.3		177.570.805,57	1.021.738.265,09
UTILIDAD NETA			1.093.685.069,31	418.308.534,76

Lic. Aud. Juan Bautista Maydana Flores
JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD a.i.
 REGISTRO C.A.U.L.P. 4009

Ing. Pablo Oropeza Eterovic
DIRECTOR DE FINANZAS CORPORATIVO a.i.

Lic. Marieta Paredes Quispe
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS CORPORATIVO a.i.

Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
PRESIDENTE EJECUTIVO a.i.



YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO COMPARATIVO
 Al 31 de Diciembre de 2024 y Gestión 2023
 (Expresado en Bolivianos)

CUENTA	DESCRIPCIÓN	NOTAS	SALDO AL INICIO DEL PERÍODO	INCREMENTOS	DISMINUCIONES	SALDO AL FINAL DEL PERÍODO	2023
31000	PATRIMONIO INSTITUCIONAL	14	57.955.978.394,75	1.692.109.775,07	5.257.796.117,10	54.390.292.052,72	57.955.978.394,75
31100	CAPITAL		5.135.178.106,05	0,00	0,00	5.135.178.106,05	5.135.178.106,05
31110	CAPITAL INSTITUCIONAL		343.123.385,53			343.123.385,53	343.123.385,53
31120	APORTES DE CAPITAL		4.792.054.720,52			4.792.054.720,52	4.792.054.720,52
31140	AFECCIONES PATRIMONIALES		0,00			0,00	0,00
31200	RESERVAS		502.620.854,94			502.620.854,94	502.620.854,94
31300	RES. POR REV TÉCNICOS DE ACTIVOS FIJOS		2.250.563.177,59			2.250.563.177,59	2.250.563.177,59
31400	AJUSTE GLOBAL DEL PATRIMONIO		8.458.935.385,50			8.458.935.385,50	8.458.935.385,50
31500	RESULTADOS		41.608.680.870,67	1.692.109.775,07	5.257.796.117,10	38.042.994.528,64	41.608.680.870,67
31510	RES. ACUM. EJERCICIOS ANTERIORES		41.190.372.335,91	598.424.705,76	4.839.487.582,34	36.949.309.459,33	41.190.372.335,91
31530	RESULTADO DEL EJERCICIO		418.308.534,76	1.093.685.069,31	418.308.534,76	1.093.685.069,31	418.308.534,76
	TOTAL PATRIMONIO		57.955.978.394,75	1.692.109.775,07	5.257.796.117,10	54.390.292.052,72	57.955.978.394,75

Lic. Aud. Juan Bautista Maydana Flores
 JEFE UNIDAD REGIONAL DE CONTABILIDAD a.l.
 REGISTRO C.A.U.L.P. 4009

Ing. Pablo Andrés Oropeza Eterovic
 DIRECTOR DE FINANZAS
 CORPORATIVO a.l.

Lic. Mariela Paredes Galope
 GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y
 FINANZAS CORPORATIVO a.l.

Ing. Armin Ludwig Dorgathen Tapia
 PRESIDENTE EJECUTIVO a.l.



 www.ypfb.gob.bo

 YPFB Corp

 YPFB Corp

 ypfb_corporacion

 YPFBcorp



SOMOS ENERGÍA

www.ypfb.gob.bo

Oficina Central: Calle Bueno Nro. 185

Tel.: 591-2-2176300 - 591-2-2370210

Línea de Transparencia: 800 10 9898

Casilla Postal: 401

La Paz - Bolivia

