



**YPFB corporación**

**PLAN DE INVERSIONES  
2009 - 2015**

# Plan de Inversiones 2009-2015

## Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB

### **Corrección y edición**

Erick Butrón

### **Diseño y diagramación**

Factor Creativo

### **Impresión**

Imprenta COMPAZ

Depósito Legal

Todos los Derechos Reservados

La Paz, Bolivia

2009

# Equipo de trabajo

## **YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS**

**Presidente Ejecutivo a.i. YPFB** - Lic. Carlos Villegas

**Vicepresidente Nacional de Operaciones YPFB** - Ing. José Luis Gutiérrez

**Vicepresidente Nacional de Contratos y Fiscalización YPFB** - Ing. Juan José Sosa

**Asesor General de Presidencia Ejecutiva YPFB** - Abog. Jorge Ortiz

**Asesor Económico de Presidencia Ejecutiva YPFB** - Lic. Edwin Aldunate

**Asesor Legal de Presidencia Ejecutiva** - Abog. Alejandro Aspiazu

**Gerente Nacional de Exploración y Explotación YPFB** - Ing. Rubén Sandy

**Gerente Nacional de Comercialización YPFB** - Ing. Gary Medrano

Director Nacional de Gas Natural: Jorge Sosa

Jefe Unidad de Fiscalización de Transporte y Medición de Gas: Oscar Zanabria

Técnico Unidad de Gestión de Control de Estadística: Fernando Munguia

**Gerente Nacional de Planificación YPFB** - Ing. Edwin Vargas

Director Nacional de Negocios e Inversiones: Jaime Fernandez

Profesionales GNPISE: Oscar Claros

Ximena Flores

Martha Criales

Gabriela Rodrigo

**Gerente Nacional de Fiscalización YPFB** - Ing. José Luis Rivero

Director Nacional de Reservorios y Producción: Rolando Mendoza

Jefe Unidad de Reservorios: Alexandra Kapustiak

**Gerente Nacional de Programas de Trabajo YPFB** - Lic. Edwin Alvarez

Coordinadora de la Unidad de Programas de trabajo: Martha Saucedo

**Gerente Nacional de Industrialización YPFB** - Ing. Eduardo Mejía

Profesional GNI: Oscar Siles

**Gerente Nacional de Redes de Gas y Ductos** - Ing. Oscar López  
Profesional GNRGD: Christian Camacho

**Gerente de Proyecto Plantas de Separación YPFB** - Ing. Tupac Sejas  
Director de Ingeniería: Gerson Rojas

#### **YPFB CHACO**

**Gerente General YPFB Chaco S.A.** Ing. Pedro Torquemada  
Gerente de Finanzas Beatriz Moldes  
Subgerente Comercial: Ramón Darío Bascope  
Analista Junior: Nelson Camacho  
Gerente de Exploración y Desarrollo: Edgar Sagarnaga  
Analista Senior Planificación y Negocios: Roberto Suarez

#### **YPFB ANDINA**

**Gerente General YPFB Andina S.A.** Ing. Mario Arenas Aguado  
Gerente de Operaciones: Jorge Milathianakis  
Gerente Planificación y Control : Fernando Arellano F.  
Gerente de Operaciones Comerciales : Daniel Teran A.  
Analista Operaciones Comerciales: Victor Janco  
Analista Operaciones Comerciales: Javier Argandoña  
Jefe de Desarrollo: Oscar Jalil  
Jefe Planta de Compresión: Edgar Aguirre  
Jefe de Mantenimiento: Olker La Torre

#### **YPFB PETROANDINA**

**Gerente General YPFB Petroandina S.A.M** Ing. Miguel Pradel

#### **YPFB TRANSPORTE**

**Gerente General YPFB Transporte S.A:** Lic. Cyro Camacho  
Vicepresidente de Comercialización y Regulaciones: Raul Ferrufino  
Analista 3 de Desarrollo de Negocios: Carla Comba  
Especialista Senior Coordinación de Proyectos: Gabriela Justiniano  
Gerente de Planificación y Presupuestos: Cecilia Mass

#### **YPFB REFINACIÓN**

**Gerente General YPFB Refinación S.A.** Ing. Germán Monrroy  
Gerente de Ingeniería: Robert Espinoza  
Gerente de Planificación, Control y Estudios: Cecilia Porcel

### **YPFB LOGÍSTICA**

**Gerente General YPFB Logística S.A. (CLHB S.A.)** Lic. Pablo Zubieta

Gerente de Ingeniería y Proyectos: Mario Ferdinand Arenas Bustos

Ingeniero de Planificación y Proyectos: Luis Vivado

Ingeniero de Planificación y Proyectos: Luis Alberto Bedregal

### **YPFB AVIACIÓN**

**Gerente General YPFB Aviación S.A. (Air BP S.A.)** Cnel. Daen. Hugo Rolando Iporre Maurice

Gerente de Operaciones: Ing. Fernando Gottret Siles

Gerente de Salud, Seguridad y Medio Ambiente: Ing. Wilson Sandy

Gerente de Ingeniería: Ing. Abner Marancenbaum

Jefe de Control de Demanda: Ing. Rafael Arias

### **GAS TRANSBOLIVIANO**

**Gerente General Gas TransBoliviano S.A.** Ing. José Gordillo

Gerente de Logística y Contratos: Katya Diederich

Gerente de Negocios y Regulaciones: Roland Ponce

Coordinadora de Negocios y Regulaciones: Nathalie Jordán



# Presentación

A cuatro años de ejecución de la Política de Hidrocarburos, establecida por el Decreto Supremo de Nacionalización de los Hidrocarburos, y a pocos días del cierre de la primera gestión de gobierno del Excmo. Sr. Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Dn. Evo Morales Ayma, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), tiene a bien poner a conocimiento de los sectores sociales y a la población del país, el Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB corporación, el mismo será ejecutado a nivel de la casa matriz, las empresas subsidiarias y afiliadas de la compañía estatal del petróleo y las empresas privadas que suscribieron Contratos de Operación.

La Nacionalización es un proceso que cambió radicalmente al sector hidrocarburos a favor del Estado: en su dimensión política, se recuperaron la propiedad de los hidrocarburos y de las empresas capitalizadas y privatizadas, que en el pasado el modelo neoliberal le arrebató a la Nación; en su dimensión económica, se incrementó sustancialmente la participación del Estado y de YPFB en los ingresos del sector, provenientes de la explotación y comercialización de los hidrocarburos, y; en su dimensión administrativa y gerencial, se recuperó el rol planificador del Estado y de YPFB.

En esas tres dimensiones, la Nacionalización marcó el punto de inflexión en la historia reciente de los hidrocarburos, que hizo posible a la estatal del petróleo pasar de una “empresa residual” a una gran corporación, con una casa matriz presente en todo el territorio del Estado boliviano, siete empresas subsidiarias, tres empresas afiliadas y otras participaciones en empresas del sector, titular de todas las actividades hidrocarburíferas, es decir responsable de realizar inversiones, administrar, operar, dirigir y obtener rentabilidad en la cadena de valor de los hidrocarburos.

En estricta aplicación del Decreto Supremo de Nacionalización, el Plan Nacional de Desarrollo (2007) estableció las políticas y estrategias del sector hidrocarburos, la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (2008) determinó las metas y objetivos en cada una de las actividades de la cadena productiva (exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización, distribución, industrialización) y el Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB corporación, prioriza una cartera de proyectos de inversión y establece la estrategia de financiamiento para el indicado período.

El Plan de Inversiones tiene por finalidad desbrozar una visión de mediano plazo y agilizar e incrementar los recursos económicos orientados a mutar el sector hidrocarburos, en estricta concordancia con los objetivos del Estado y de YPFB, en beneficio de los pueblos de Bolivia. Los más de 11 mil millones de dólares de inversión propuestos en el Plan, no tienen precedente en la historia de Bolivia, siendo los rubros más importantes la exploración y explotación, transporte, industrialización, redes de gas domiciliaria y refinación.

En ese sentido, la ejecución del Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB corporación, constituirá un paso fundamental en la consolidación del proceso de Nacionalización, a objeto de modificar el perfil hidrocarburífero del país, asegurando los mercados de exportación de gas natural, su industrialización y el consumo masivo de este energético en el territorio nacional; el abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos líquidos, el ahorro de divisas para el Teso-

ro General de la Nación, el incremento de las reservas certificadas de hidrocarburos y mayores ingresos para el erario nacional, las regiones y YPFB.

La Nacionalización es un proceso altamente revolucionario y, precisamente por ello, es también un proceso de consecuencia y excelencia política y profesional, la construcción de los compromisos personales e institucionales con la Nacionalización de los Hidrocarburos es un trabajo arduo y perseverante, del cual participan desde el Presidente del Estado Plurinacional hasta los trabajadores de cada una de las empresas que conforman la corporación YPFB. Una muestra de aquello, es el Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB corporación, que en su concepción fue aprobado por la más alta autoridad del Estado boliviano y fue desarrollado por más de sesenta trabajadores de casa matriz, subsidiarias y afiliadas de la empresa estatal del petróleo, a quienes agradezco por su compromiso incondicional con el país y su empresa.

El Plan de Inversiones puesto en su conocimiento fue aprobado por el Directorio de YPFB en noviembre de 2009, es de cumplimiento obligatorio de la casa matriz y de todas las empresas que conforman la corporación, y así como es imprescindible a objeto de orientar el accionar del sector, es dinámico en su ejecución y revisión en la finalidad de perfeccionarse y adecuarse a los plazos y cronogramas anuales, y a los desafíos y definiciones que le imponga los niveles políticos del gobierno y la gestión corporativa de YPFB.

En suma, el sector y, en particular, la empresa estatal del petróleo tiene un plan de inversiones, su ejecución asegurará un futuro de Vivir bien, en el corto, mediano y largo plazo. Las próximas décadas de la industria de los hidrocarburos en Bolivia, dependen de lo que hicimos los últimos cuatro años y de lo que hagamos los próximos años, hasta el 2015.

Carlos Villegas Quiroga  
PRESIDENTE EJECUTIVO  
YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

# Contenido

Equipo de trabajo .....	3
Presentación .....	7
Contenido .....	9
Introducción .....	19

## Parte I

Producción y demanda de gas natural 2010 - 2026 .....	25
Demanda potencial .....	27
Mercado interno de consumo .....	27
Suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (termoeléctricas) .....	28
Periodo 2009 - 2018 .....	30
Período 2019 - 2029 .....	34
Periodo 2009 - 2029 .....	36
Nodo La Paz: .....	37
Nodo Oruro : .....	37
Nodo Cochabamba: .....	38
Nodo Santa Cruz:.....	38
Nodo de Potosí: .....	38
Nodo Sucre:.....	38
Nodo Tarija: .....	38
Retenido de planta .....	38
Planta de GLP Río Grande.....	38
Proyecto Planta Extracción de Líquidos Madrejones.....	39
Planta de producción de kit de viviendas “Petrocasas” .....	39
Proyecciones de consumo de gas natural para proyectos de industrialización .....	40
Proyecto: GTL - producción de Diesel Oil ecológico .....	40
Proyecto: Polo de Desarrollo Carrasco: Planta de Amoniaco y Urea .....	43

Descripción General de las Plantas de Amoniaco y Urea .....	45
Proyecto Minero Siderúrgico Mutún .....	46
Proyecto Gran Chaco Planta Amoniaco/Urea .....	46
Proyecto Planta de Polietileno Gran Chaco .....	46
Proyecto Termo Pantanal .....	46
Mercado de exportación .....	47
Mercado brasilero GSA .....	47
Mercado brasilero Cuiaba .....	47
Mercado argentino .....	47
Otros Mercados (Industrialización, Argentina, Brasil u Otros) .....	47
Oferta de gas natural y asignación de mercados .....	48
Mercado interno .....	49
Mercado de industrialización .....	49
Mercado de exportación .....	49
Proyectos exploratorios A .....	49
Proyectos exploratorios B .....	50
Producción y demanda de hidrocarburos líquidos 2009 -2026 .....	51
Demanda interna de hidrocarburos líquidos .....	51
Proyección de la oferta de crudo y productos terminados .....	53
Relación entre oferta y demanda de hidrocarburos líquidos al 2026 .....	54
Oferta y demanda de Diesel .....	55
Oferta y demanda de Gasolina .....	56
Oferta y demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP) .....	57
Oferta y demanda de Jet Fuel y gasolina de aviación (AVGAS) .....	58
Conclusiones .....	60
<b>Parte II</b>	
Plan de Inversiones 2009 - 2015 .....	61
Plan de explotación .....	63
Resumen .....	63

Antecedentes .....	63
Objetivos .....	64
Desarrollo .....	65
Resumen YPFB Andina Operada .....	69
Resumen YPFB Andina No Operada .....	70
Inversiones YPFB Andina S.A. ....	70
Conclusiones y recomendaciones .....	71
Plan de exploración .....	73
Resumen Ejecutivo .....	73
Fase Exploratoria A (2009 - 2015) .....	73
Fase Exploratoria B (2016 - 2026) .....	73
Áreas de interés hidrocarburífero .....	74
Objetivo General .....	74
Antecedentes .....	74
Producción y demanda de hidrocarburos 2010 - 2026 .....	75
Plan de exploración 2009-2015 .....	76
Inversiones .....	78
Pozos de perforación .....	78
Convenios de estudio .....	80
Exploración Período 2016 - 2026 .....	81
Conclusiones .....	87
Estrategia de abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos líquidos .....	89
Estrategia de mediano plazo (2009 - 2014) .....	89
Estrategia de largo plazo (2015 - 2026) .....	91
Construcción de una nueva refinería .....	91
Alternativa de la construcción de una planta de Gtl (2015) .....	93
Inversión en transporte y almacenaje .....	93
Inversión en el segundo módulo de la planta de separación de licuables de Madrejones .....	94
Resultados esperados de mediano y largo plazo .....	94

Efecto económico .....	99
Conclusiones y recomendaciones .....	101
Plan de Refinación .....	103
Introducción .....	103
Objetivo .....	103
Inversiones .....	103
Refinería Guillermo Elder Bell .....	104
Refinería Gualberto Villarroel .....	105
Nueva refinería de 30.000 Bpd .....	106
Financiamiento del plan .....	106
Financiamiento Externo para proyectos mayores: .....	107
Impacto .....	107
Plan de Almacenaje .....	109
Resumen Ejecutivo .....	109
Proyecto de ampliación eje troncal .....	115
Conclusiones y recomendaciones plan de ampliación de almacenaje .....	121
Proyecto planta de almacenaje Montero .....	121
Conclusiones y recomendaciones para el Proyecto Montero .....	124
Proyectos de almacenaje para Aeroplantas .....	125
Plan de Transporte .....	129
Resumen .....	129
Objetivos .....	130
Inversión (2009-2015) .....	130
YPFB Transporte S.A. ....	130
Inversión en continuidad del servicio y otros .....	131
Plan de expansión .....	132
Sistema de transporte de gas natural .....	132
Mercado Interno .....	133
Mercado Exportación .....	134
Sistema de transporte de hidrocarburos líquidos .....	135

YPFB Logística S.A. ....	138
Gas Transboliviano S.A. (GTB) .....	139
Estrategia de financiamiento .....	140
YPFB Transporte S.A. ....	140
YPFB Logística S.A. ....	140
Gas Transboliviano .....	141
Conclusiones .....	141
Plan de Plantas de Separación .....	147
Introducción .....	147
Objetivos .....	147
Balance Volumétrico .....	148
Plantas de Extracción de Licuables .....	149
Descripción de las Plantas de Separación .....	150
Planta de separación de licuables de Río Grande .....	150
Descripción del proceso .....	151
Planta de Separación de Licuables del Chaco: .....	152
Inversión Global .....	154
Impactos .....	154
Conclusiones .....	155
Plan de Industrialización .....	157
Proyecto GTL .....	157
Antecedentes .....	157
Proyecto de industrialización GTL .....	157
Ventajas para el país .....	157
Inversiones para la planta de GTL de 15.000 bpd .....	158
Reservas y producción de Gas Natural para las plantas de GTL .....	159
Tecnología GTL .....	159
Tecnología de Gas a Líquidos .....	159
Fabricación de Singas .....	159
Síntesis Fischer-Tropsch .....	159

Justificación económica .....	161
Subvención por importación de Diesel Oil .....	161
Ubicación de la planta de GTL .....	163
Análisis económico-financiero .....	163
Cronograma de inversiones .....	164
Conclusiones .....	165
Proyecto de Planta Amoniaco-Urea .....	165
Introducción .....	165
El Mercado Internacional de la Urea .....	166
El Mercado latinoamericano de la Urea .....	166
Mercados meta identificados para la Urea .....	167
Precios .....	168
El Mercado de la Urea en Bolivia .....	170
Mercado potencial de Urea en Bolivia .....	170
Potencialidades de Mercados Derivados del Amoniaco-Urea .....	171
Localización del Proyecto .....	172
Recursos Hídricos .....	173
Características de los Hidrocarburos .....	174
Energía .....	174
Ingeniería del proyecto .....	174
Materia Prima (Gas Metano) .....	175
Descripción del Complejo Petroquímico .....	175
Descripción General de la Planta de Amoniaco .....	175
Secuencia del Proceso .....	176
Descripción General de la Planta de Urea .....	176
Secuencia del Proceso .....	177
Plan de Desarrollo del Complejo .....	178
Inversión y financiamiento .....	178
Proyecto Petrocasas .....	179
Plan de Redes de Gas Natural .....	181

Resumen Ejecutivo .....	181
Cambio de matriz energética .....	182
Estructura del mercado interno de Gas Natural .....	182
Infraestructura de distribución de gas natural por redes .....	183
Incidencia del mercado interno .....	184
Infraestructura de distribución. Acceso y distribución de gas natural al mercado interno .....	185
Requerimiento de Gas Natural .....	189
Plan de Expansión y Cambio de la Matriz Energética “Sistema de Distribución de Gas Natural 2009-2015” .....	190
Gas Natural, un combustible social, económico y ecológico .....	191
Propuesta del Plan de Expansión .....	191
Objetivo .....	191
Resultados esperados .....	191
Estrategias .....	192
Ampliación de Redes (sistema convencional) .....	192
Transporte de Gas Natural comprimido en módulos o Gas Natural Líquido (GNL) para las poblaciones más alejadas a la red troncal .....	193
Metas .....	193
Meta 1 .....	194
Meta 2 .....	194
Meta 3 .....	196
Evaluación del plan quinquenal .....	197
Evaluación Técnica .....	197
Gas Natural Licuado (GNL) .....	198
Proyección de la Demanda de Gas Natural .....	199
Evaluación Financiera .....	201
Análisis de sensibilidad del proyecto .....	203
Evaluación social .....	203
Conclusiones y recomendaciones .....	204
Reestructuración YPF B corporativa .....	205

Alcance de la reestructuración de YPFB .....	205
Justificación del proyecto .....	207
Plan inmediato y plan de corto plazo .....	207
Plan inmediato .....	207
Plan a corto plazo .....	208
Diagnóstico: .....	209
Plan Estratégico Corporativo (PEC) .....	210
Diseño Empresarial Corporativo (DEC) .....	211
Objetivo general .....	212
Metodología de trabajo .....	212
a) Equipos de trabajo .....	212
b) Operatividad .....	213
c) Consideraciones aplicables a todos los equipos de trabajo .....	213
Aprobación de informes de avance e informe final .....	214
Conclusiones del Plan de Reestructuración .....	214
Plan de Gestión Socioambiental .....	217
Introducción .....	217
Objetivos .....	217
Objetivo General .....	217
Objetivos Específicos .....	217
Lineamientos estratégicos .....	218
Desarrollo .....	218
Programa de Revisión Legal .....	219
Lineamientos de Trabajo .....	219
Programa de Relacionamento Comunitario e Inversión Social .....	220
Mecanismos de implementación .....	220
Programa de Estructuración y Conformación del Referente de Gestión Socio Ambiental de YPFB Casa matriz .....	221
Lineamientos de trabajo: .....	221
Programa de Desarrollo de la Gestión Ambiental y Recursos Naturales .....	221

Lineamientos de trabajo: .....	221
Programa de Alianzas Estratégicas .....	222
Lineamientos de trabajo: .....	222
Programa de Implementación de un Sistema Integrado de Información y SIG.....	222
Lineamientos de trabajo: .....	223
Programa de Gestión de Seguridad.....	223
Lineamientos de trabajo: .....	223
Conclusiones.....	223
Estrategia de Financiamiento del Plan de Inversiones .....	225
1. Plan de Explotación.....	228
2. Plan de Perforación/Exploración .....	228
3. Plan de Refinación.....	229
4. Plan de Almacenaje.....	229
5. Plan de Plantas de Separación.....	229
6. Plan de Transporte.....	229
7. Plan de Redes de Gas Natural .....	229
8. Plan de Industrialización .....	229
9. Plan de Reestructuración de YPFB .....	230
10. Plan de Gestión Socio Ambiental .....	230
Crédito del BCB .....	230
Conclusiones Plan de Financiamiento .....	232
Conclusiones generales .....	233
<b>Anexo</b>	
Fichas de Proyectos de Inversión.....	235



# Introducción

La Nacionalización de los Hidrocarburos ha marcado el accionar del país en la economía y en la política, en el sentido exacto de esas palabras, es decir: en el primer caso, con relación a los ingresos del sector público y del sector privado, la asignación a favor del Estado en su rol de prestador de servicios públicos, y la distribución de la renta petrolera a favor de la empresa estatal del petróleo y los actores privados de la cadena productiva, así como el abastecimiento del mercado interno, lo cual permite al consumidor el normal desarrollo de sus actividades sea una gran o pequeña empresa, un transportista o una familia en el consumo, satisfacer su necesidad de energía a precios subvencionados, asumiendo también el Estado un saldo en contra que beneficia a las familias y las empresas, entre otros aspectos, dentro de los cuales cobra importancia la Renta Dignidad financiada en parte con ingresos del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, en una molécula de Gas Natural, es posible entonces contemplar una escuela, un hospital, un camino, un proyecto de YPF B o de cualquiera de sus empresas subsidiarias, una rentabilidad razonable de la transnacional y hasta la sonrisa de un abuelo cuando el Estado toma atención de sus necesidades; en el segundo caso, el ejercicio de la propiedad de los hidrocarburos, lo cual implica la forma de gestión de los mismos, asumir las facultades de usar, disfrutar y disponer de los hidrocarburos, no es algo ordinario, ello permite definir no solo los precios y los mercados, que ya son palabras mayores, permite además establecer las reglas de la producción y del consumo, definiendo la existencia o no de una industria del gas o de una industria que quema el gas, lo cual permite establecer la diferencia entre lo que es un valor agregado y lo que es un mejor precio, recuperar la propiedad es dejar de lado el rol de vigilante del flujo de gas hacia el mercado ajeno y el papel de estadígrafo del enriquecimiento de otros, fue el rol de YPF B residual.

El año 2004 en referéndum el pueblo decidió una política estatal sobre los hidrocarburos, en mayo de 2005 el Poder Legislativo se encargó de entibiar dicha política, de tal manera que las empresas privadas sigan siendo propietarias de los hidrocarburos, el 1º de Mayo de 2006 el Estado, a través de su gobierno, optó por el poder real sobre los hidrocarburos, asumió la facultad de usar, disfrutar y disponer de los hidrocarburos, y octubre 2003 recobró sentido. El control y dirección de la cadena de hidrocarburos, constituye probablemente el salto cualitativo más importante desde el punto de vista de la gestión de los hidrocarburos, en el fondo aquello implica planificar, la propiedad lo es todo en sentido material, pero una gestión no pública de dicha propiedad o laxa en el sentido de no estar a tono con los objetivos de la Nacionalización echaría por tierra el poder de ser propietarios, en forma paralela está la necesidad y posibilidad de una gestión eficiente, lo cual en sí mismo no es atributo del operador privado ni del operador público, aunque es un imperativo cuando se trata de la administración pública, y hoy la política, la gerencia y la operativa del sector hidrocarburos constituyen una gestión pública.

La Nacionalización ha marcado el punto de inflexión en el fondo y la forma de la gestión de los hidrocarburos y por fuerza de la vocación de una gestión de gobierno al servicio del pueblo, se ha impuesto el rol planificador del Estado, ahora la visión sobre la producción, la comercialización, los ingresos y actividades en la cadena de hidrocarburos, tienen una perspectiva de mediano y largo plazo. El dilema del Estado ya no consiste en pensar cómo va a financiar el déficit de la gestión siguiente y con qué recursos específicos va a encarar la subvención al Diesel el año que viene, la gestión de planificación permite con solvencia técnica y económica justificar

importantes montos de inversión en proyectos de abastecimiento de mercado interno que no sólo garantizan seguridad energética para el consumidor interno, sino que además hacen posible una relación costo/beneficio favorable al Estado por el hecho de ser más favorable al Tesoro General de la Nación destinar recursos a procesos de exploración, explotación, construcción de una nueva refinería e importación de crudo, en lugar de presupuestar el costo de la importación de derivados. La Nacionalización, implica una nueva forma de hacer gestión pública en general, superar problemas de salud, educación, pobreza, etcétera, desde la perspectiva del accionar del Estado, exige la presencia de un sector público de alta eficiencia para abordar los problemas del presente a partir de soluciones de estructura. De ahí la existencia de un Plan Nacional de Desarrollo, una Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, y ahora un Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB Corporación.

La perspectiva del sector hidrocarburos en los próximos 20 años, sólo es posible a partir de una línea base integral asumida dentro de un periodo, tomando como punto de partida una base material indiscutible, la cual en el sector y para este momento podría resumirse como sigue. Bolivia: es un gran productor de Gas Natural y no así de condensado y crudo, en razón a la composición actual de sus reservas; tiene una matriz energética apta para el consumo intensivo de los derivados de crudo; existe una incipiente infraestructura instalada para el consumo de Gas Natural; la inversión en exploración alcanzó su punto más alto al año 1998 con 374 MM de dólares y en adelante bajó hasta alcanzar niveles menores a los 50 MM de dólares anuales; la certificación de reservas al año 2005 con base en el año 2004, tiene como resultado una reserva de hidrocarburos probada de 19,3 TCF; importa más del 50% del Diesel Oil que consume; abastece el mercado interno a precios subvencionados; el Estado asume el saldo en contra entre los precios internacionales y nacionales; la producción de líquidos está en proceso de declinación y los grandes reservorios de hidrocarburos son ricos en metano; la exportación de Gas Natural rico en licuables a Brasil, así como la exportación de Gas Natural a la Argentina, que permite un proceso de extracción de líquidos a favor del país, constituyen compromisos a 10 y 17 años, respectivamente, siendo al mismo tiempo una de las fuentes más importantes de ingresos de la economía nacional; el comportamiento de las nominaciones en ambos contratos impacta en la producción de líquidos para el abastecimiento del mercado interno, a mayor nominación del mercado externo mayor producción de líquidos y viceversa; el Estado es propietario de los hidrocarburos y asume el control y dirección de la cadena productiva, siendo la tarea más importante e inmediata encarar la producción y la exploración; los contratos de operación suscritos con actores privados son básicamente contratos de producción, estando garantizada la inversión bajo programación, seguimiento y fiscalización de YPFB; la inversión en exploración de hidrocarburos en gran parte está a cargo de YPFB, a partir de la estrategia planteada para las áreas reservadas a favor de la empresa estatal del petróleo; la industrialización del gas y la agregación de valor al Gas Natural tiene avances de orden inicial. En este contexto, se hace imprescindible planificar, a objeto de explotar las potencialidades del sector y superar su problemática.

El Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB Corporación cobra vigencia en un momento oportuno, cuando la política nacional de hidrocarburos ha impregnado sus principios y objetivos a nivel del sector y en especial de las empresas de la corporación, el proceso de Nacionalización ha alcanzado un estado de madurez que permite comprender una gestión pública sobre los hidrocarburos en términos de eficiencia, transparencia y rentabilidad, y la coyuntura está signada por la disminución de la demanda de Gas Natural en el mercado externo debido a la crisis en

el sector industrial en general y consumidor de nuestro Gas Natural, así como al desarrollo de capacidades de producción y abastecimiento alternativo de energéticos, por parte de nuestros mayores compradores. Entonces, por fuerza de la realidad y la política, es menester planificar y ello implica trazarse objetivos concretos, visualizar y concretar proyectos, garantizar inversión y establecer cronogramas de trabajo. Los aspectos básicos de dicha planificación están inmersos en el presente Plan.

El Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB Corporación, dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, tiene por objetivos el incremento de la producción de hidrocarburos, así como de sus reservas certificadas, el cambio de la matriz energética nacional a partir del desarrollo de infraestructura para el consumo de Gas Natural en el mercado interno por parte de las industrias, comercio, transporte y sector doméstico, el abastecimiento del mercado interno de combustibles líquidos, la industrialización del Gas Natural y la agregación de valor al mismo mediante procesos de separación de líquidos, el cumplimiento de contratos de exportación y consolidación de un mercado de exportación que garantice el desarrollo del sector en términos de inversión y producción, la captación de ingresos para el Estado (Tesoro General de la Nación, departamentos, municipios, universidades y pueblos originarios) y las empresas de la corporación y del sector.

En cuanto a los proyectos del Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB Corporación, se pueden destacar los más importantes, entre ellos está la incorporación de 18 millones de metros cúbicos día de Gas Natural a partir del año 2014 como resultado de un nuevo Plan de Desarrollo en el bloque Caipipendi, que en el indicado año y en forma posterior significará casi el 25% de la producción total nacional, con los efectos positivos en la producción de líquidos, el cumplimiento de mercados interno y de exportación y la captación de ingresos, lo cual será posible a partir de una inversión intensiva aproximada de \$us. 1.600 MM en el quinquenio 2010-2014. En el Upstream, al año 2015, se prevé una inversión de \$us. 5.333 MM, \$us. 4149,3 MM en explotación y \$us. 1.184 MM en exploración. La inversión en exploración tiene por objeto incrementar reservas certificadas de hidrocarburos y producción, en volúmenes importantes a partir del año 2014; sin embargo, el salto cualitativo en esta actividad hidrocarburífera debe darse a partir de un plan específico que en los próximos 5 años garantice una inversión suficiente para aumentar las reservas certificadas de hidrocarburos (P1) hacia una meta de 50 por ciento de incremento.

En materia de transporte, los proyectos de expansión de la red de Gas Natural superan los \$us. 600 MM, y en materia de líquidos \$us. 1.350 MM, lo cual muestra la importancia de una matriz energética que en el corto y mediano plazo, seguirá demandando crudo y combustibles líquidos, sin perjuicio de la intensiva campaña para la masificación del uso del Gas Natural, que por cierto significará la inversión de aproximadamente \$us. 750 MM en la ampliación de más de 6500 kilómetros de red, considerando la red primaria y secundaria, así como 900 Mil instalaciones domésticas. Por su parte, la construcción de capacidad de transporte obliga a encarar los proyectos para la exportación hacia el mercado argentino, cuya inversión asciende a \$us. 62 MM, y el proyecto minero y siderúrgico del Mutún, exigirá una ampliación de capacidad del ducto Rio Grande – Mutún, con una inversión de \$us. 240 MM.

El objetivo más importante en refinación es el incremento de la capacidad de refinación a través de mejoras e incorporación de nuevos procesos en las actuales plantas de Santa Cruz de la

Sierra y Cochabamba, así como con la construcción de la nueva refinería en el Occidente del país, partiendo de una capacidad actual de procesamiento de 45 Mil barriles de crudo por día se alcanzará una capacidad de 126 Mil barriles por día al año 2015, la cual a su vez seguirá siendo incrementada en los años posteriores. La inversión que garantiza el cumplimiento de dicho objetivo en el sexenio 2009 - 2014 alcanza a \$us. 740 MM, siendo el ítem más importante el correspondiente a la nueva refinería que significará el desembolso de \$us 395 MM en su primer módulo.

Consolidado el proceso de Nacionalización, en términos de propiedad y gestión de los hidrocarburos, corresponde el salto cualitativo hacia la agregación de valor y la industrialización del Gas Natural. En ese objetivo, el Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB Corporación comprende los proyectos de separación de líquidos, urea amoniaco y GTL, como proyectos importantes para el abastecimiento del mercado interno y la generación de excedentes de exportación.

Las Plantas de Separación de Río Grande y del Chaco que, conforme al poder calorífico de los hidrocarburos y la posibilidad de procesamiento en función de los compromisos de exportación, permitirán la producción de hasta 900 toneladas métricas día de Gas Licuado de Petróleo, que a partir del año 2011 garantiza el abastecimiento de este producto en el mercado interno y la generación de excedentes de exportación dentro los siguientes 15 años; similares efectos se alcanzarán con relación a la Gasolina en un horizonte al año 2022, que permitirá la producción de gasolina de hasta 1.700 barriles por día. Estos volúmenes, tanto en GLP como en gasolina, exigen la inversión de \$us. 400 Millones en ambas plantas.

La industrialización del Gas Natural será encarada en dos grandes proyectos, en primer lugar la instalación de una Planta GTL, para producción de Diesel, que procesará en el Sur del país, 4.5 millones de metros cúbicos día de Gas Natural, a partir del año 2015, con una inversión de \$us. 500 Millones; el segundo lugar la Planta Urea Amoniaco que se construirá en la localidad de Carrasco del Trópico de Cochabamba, que demandará un consumo de 2 millones de metros cúbicos día de Gas Natural y una inversión de \$us. 1.000 Millones para la producción de 600 Mil toneladas métricas anuales de amoniaco y 720 Mil toneladas métricas anuales de urea.

En el ámbito de la gestión empresarial, se impone la reestructuración de la corporación, actualmente conformada por YPFB casa matriz, Chaco S.A. (YPFB Chaco S.A.), YPFB Andina S.A., YPFB Petroandina S.A.M., YPFB Transporte S.A., YPFB Refinación S.A., CLHB S.A. (YPFB Logística S.A.), Air BP S.A. (YPFB Aviación S.A.), Compañía Eléctrica Bulu Bulu S.A., Flamagas S.A. y Gas TransBoliviano S.A., estas últimas tres subsidiarias de Chaco S.A. y YPFB Transporte S.A., respectivamente. El objetivo de la reestructuración es adecuar la gestión empresarial corporativa a la nueva política de hidrocarburos, es decir la Nacionalización, que debe caracterizarse por una gestión eficiente, transparente y rentable materializada por una empresa con un nuevo modelo de gestión, responsable de ejecutar el Plan Estratégico Corporativo en un horizonte de 20 años. Asimismo, se debe encarar una gestión socio ambiental, que garantice el desarrollo de actividades hidrocarburíferas en respeto de las normas ambientales y sociales que protegen los derechos de pueblos indígenas originarios y comunidades campesinas.

El Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB Corporación, que incluye los proyectos antes citados, la ejecución de los contratos de operación y otros de menor dimensión, comprende una inversión de \$us 11.292 MM en dicho período, de los cuales YPFB Corporación debe invertir \$us

7.561 MM. Las fuentes más importantes de financiamiento son los recursos propios, que asciende a \$us. 1.860 MM, así como el crédito del Banco Central de Bolivia en la suma de \$us. 1.000 MM autorizados mediante ley, habiéndose priorizado con este crédito el financiamiento de proyectos en producción y transporte de hidrocarburos, industrialización del Gas Natural y la planta de separación de líquidos del Chaco.

En suma, el Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPF B Corporación, producto del trabajo de profesionales y técnicos de la YPF B casa matriz y las empresas subsidiarias que conforman la corporación, implica una estrategia técnica y económica de desarrollo del sector, que ahora tiene como actor fundamental a la empresa más importante de Bolivia, YPF B Corporación, la misma que está obligada a ejecutar dicho plan en términos de eficiencia, transparencia y rentabilidad, siendo tarea especial y prioritaria de los órganos fiscalizadores de la empresa y del Estado, velar por el cumplimiento de dichos principios y reglas, para garantizar el desarrollo del sector, el uso correcto de los recursos económicos del Estado y de los pueblos de Bolivia, así como la captación de ingresos haciendo de YPF B Corporación y del sector, aquello que el Plan Nacional de Desarrollo le exige, el motor del desarrollo nacional y la asignación de recursos para Vivir Bien.

Cada una de las páginas del presente documento contiene el conocimiento, información y planteamientos de un equipo de trabajo de más de 50 empleados de YPF B Corporación, la empresa del Estado y de los bolivianos, que han puesto su experiencia y su labor al servicio de una de las políticas de Estado más importantes, la Nacionalización de los hidrocarburos. Con el presente documento, a diferencia del pasado, ahora gran parte de la información sobre el sector hidrocarburos se pone a conocimiento del pueblo en sus diferentes sectores.

Por último, corresponde señalar que el presente Plan debe ser objeto de evaluación y seguimiento a fin de encarar procesos de aceleración en su ejecución, así como la redefinición de prioridades, en estricta sujeción a la política nacional de hidrocarburos.



# Parte I

---

## Producción y demanda de gas natural 2010 - 2026

---



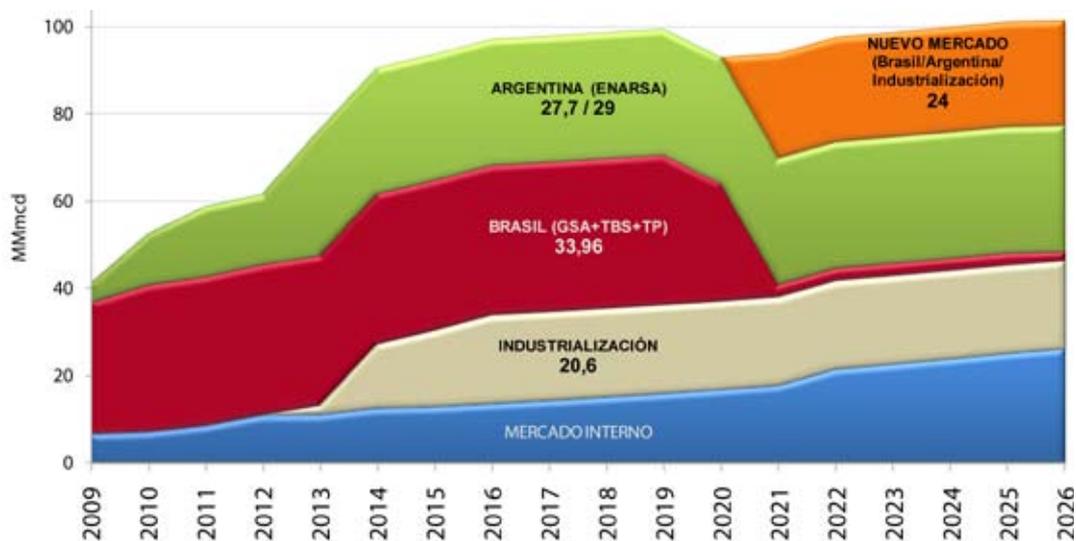
## Demanda potencial

Bolivia es un país con grandes reservas hidrocarburíferas, especialmente de Gas Natural. En la actualidad, el país abastece todo su consumo interno y exporta significativos volúmenes de Gas Natural a Brasil y Argentina. Aún así, la producción actual no alcanza a satisfacer la demanda potencial que existe para este hidrocarburo en la región.

Dentro del periodo 2010-2026, se ha identificado una demanda potencial de Gas Natural de hasta 102 millones de metros cúbicos día (MMmcd) considerando tanto las proyecciones de crecimiento del mercado interno, como los requerimientos actuales y/o potenciales del mercado externo.

A continuación, el Gráfico No. 1.1 muestra la demanda potencial de Gas Natural en parte de la región, considera los mercados de Bolivia, Argentina y Brasil, y no incluye mercados como los de Chile, Paraguay, Perú y Uruguay, que sin duda incrementarían los volúmenes demandados.

Gráfico No. 1.1  
Demanda Potencial de Gas Natural Periodo 2009-2026



Fuente: Elaboración propia

La demanda potencial estimada para el Plan de Inversiones 2009 – 2015 de YPFB corporación, incluye la demanda estimada de Gas Natural para los proyectos que a continuación se indican:

## Mercado interno de consumo

El mercado interno de consumo incluye: termoeléctricas, distribuidoras de Gas Natural por redes, consumo directo y consumos propios.

## **Suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (termoeléctricas)**

Se presentan las proyecciones de consumo de Gas Natural para la producción de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el periodo 2009 - 2026.

La metodología utilizada ha considerado un escenario de expansión del SIN, tomando en cuenta la política energética en cuanto a la diversificación de la matriz energética, sobre la base del Plan de Expansión del SIN período 2009 -2018, con ingresos de nuevos proyectos hidroeléctricos y con fuentes de energías renovables, lo cual ha permitido contar con una proyección de demanda en dicho período.

Para realizar una estimación del consumo de energía eléctrica para el periodo 2019 - 2029, se han asumido las tasas de crecimiento utilizadas en el Plan de Expansión del SIN para el periodo 2013 - 2018. Las proyecciones obtenidas son las siguientes:

<b>Cuadro 1.1</b>					
<b>Evolución de la demanda anual del sistema</b>					
<b>Año</b>	<b>ENERGÍA (GWh)</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>	<b>FACTOR DE CARGA</b>	<b>TASA DE ENERGÍA %</b>	<b>CRECIMIENTO POTENCIA %</b>
1996	2.726				
1997	2.946	583,70	0,576	8,07	
1998	3.160	622,20	0,580	7,26	6,61
1999	3.309	644,30	0,586	4,72	3,55
2000	3.335	644,30	0,590	0,79	0,09
2001	3.372	646,80	0,595	1,11	0,31
2002	3.532	674,30	0,598	4,75	4,24
2003	3.604	684,10	0,601	2,03	1,45
2004	3.771	704,80	0,611	4,64	3,03
2005	3.994	759,10	0,601	5,92	7,71
2006	4.306	813,10	0,605	7,80	7,11
2007	4.686	895,40	0,597	8,84	10,13
2008	5.138	898,70	0,653	9,64	0,36
2009	5.556	951,30	0,667	8,14	5,86
2010	5.992	1034,20	0,661	7,85	8,71
2011	6.474	1099,50	0,672	8,03	6,31
2012	6.841	1167,50	0,669	5,68	6,19
2013	7.263	1245,20	0,666	6,16	6,66
2014	7.712	1328,10	0,663	6,18	6,66
2015	8.190	1416,50	0,660	6,21	6,66
2016	8.701	1510,90	0,657	6,23	6,66
2017	9.246	1611,60	0,655	6,26	6,66
2018	9.827	1719,00	0,653	6,29	6,67
2019	10.448	1833,80	0,650	6,32	6,68
2020	11.111	1956,30	0,648	6,35	6,68
2021	11.820	2087,20	0,646	6,37	6,69
2022	12.576	2227,10	0,645	6,40	6,70
2023	13.385	2376,60	0,643	6,43	6,71
2024	14.250	2536,40	0,641	6,46	6,72
2025	15.174	2707,30	0,640	6,49	6,74
2026	16.163	2890,00	0,638	6,52	6,75
2027	17.221	3085,50	0,637	6,54	6,77
2028	18.353	3294,70	0,636	6,57	6,78
2029	19.564	3518,70	0,635	6,60	6,80

Fuente: CNDG

## Periodo 2009 – 2018

Para este periodo se utilizan los resultados del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional período 2009 – 2018; que fue presentado al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga el mes de noviembre de 2008. Este plan requiere el ingreso de las siguientes unidades:

Cuadro No.1.2								
Alternativa Optima Plan de Expansión del SIN 2009 – 2018								
Nuevas Unidades de Generación Requeridas								
Año	Guarachi	Carrasco	Santivañez	La Paz	Trinidad	Sucre	Potosí	Tarija
2009	CCOMGU1	2 X SGT-700						
2010		2 X SGT-700		2 X TRENT60 DEL		2 X TRENT60 DEL		SGT-700 Y SJA
								TAB 1
2011								
2012			MISICUNI					
2013				PG6111(FA)				
2014					SGT-700			
2015								
2016	TRENT 60 DEL	PG6111(FA)						
2017	TRENT 60 DEL							TRENT60 DEL
	PG6111(FA)							
2018			PG6111(FA)	PG6111(FA)				TRENT60 DEL

Fuente: Elaboración Propia

La denominación de turbinas corresponde a la utilizada en la revista Gas Turbine World Handbook. Por ejemplo, las turbinas SGT-700 corresponden a las turbinas que serán instaladas por ENDE ANDINA S.A.M. en la localidad de Entre Ríos, Cochabamba.

Las adiciones de capacidad correspondiente al Cuadro No. 1.3., a la temperatura máxima probable, son las siguientes:

Cuadro No.1.3									
Adiciones de capacidad de generación (MW)									
Año	Guaracachi	Carrasco	Santibáñez	La Paz	Trinidad	Sucre	Potosí	Tarija	TOTALES
2009	74.73	47.9							122.6
2010		47.9		61.1		66.3		34.3	209.6
2011									0
2012			117.6						117.6
2013				45.6					45.6
2014					23.9		96.6		120.5
2015									0
2016	41.7	63.5							105.2
2017	103.9								140.4
2018				45.6					82.1
<b>Total</b>	<b>220.3</b>	<b>159.3</b>	<b>117.6</b>	<b>152.3</b>	<b>23.9</b>	<b>66.3</b>	<b>96.6</b>	<b>107.4</b>	<b>943.7</b>

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro No.1.3 los 47.9 MW que se indican para el año 2009, corresponden a las dos primeras unidades (SGT 700) que serán instaladas por ENDE ANDINA S.A.M.

El requerimiento promedio de Gas Natural, que corresponde al parque existente y a los nuevos proyectos indicados en el Cuadro No. 1.4, expresado en millones de metros cúbicos día, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.4</b>									
<b>Consumo de Gas Natural MMmcd</b>									
<b>Alternativa expansión del SIN 2009-2018</b>									
<b>Año</b>	<b>Guaracachi</b>	<b>Carrasco</b>	<b>Santibáñez</b>	<b>La Paz</b>	<b>Trinidad</b>	<b>Sucre</b>	<b>Potosí</b>	<b>Tarija</b>	<b>TOTALES</b>
2009	1.16	0.97	0.25	0.07	0.00	0.16	0.09	0.00	2.69
2010	0.96	1.24	0.02	0.16	0.00	0.27	0.03	0.05	2.75
2011	0.97	1.21	0.03	0.31	0.00	0.43	0.02	0.12	3.09
2012	0.93	1.17	0.02	0.31	0.00	0.42	0.02	0.12	3.00
2013	0.96	1.22	0.02	0.55	0.00	0.43	0.02	0.12	3.33
2014	0.89	1.11	0.01	0.54	0.07	0.41	0.01	0.10	3.13
2015	1.06	1.24	0.02	0.56	0.07	0.42	0.01	0.12	3.50
2016	1.20	1.50	0.02	0.57	0.08	0.43	0.02	0.12	3.93
2017	1.48	1.46	0.02	0.57	0.09	0.42	0.01	0.29	4.34
2018	1.61	1.45	0.02	0.82	0.09	0.41	0.01	0.44	4.83

Fuente: Elaboración Propia

Debido a que los requerimientos de Gas Natural dependen de la estacionalidad hidrológica, los consumos de Gas Natural se dividen en dos sub-periodos: un periodo seco y un periodo lluvioso. El periodo seco comprende los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre y el periodo lluvioso corresponde a noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril.

El requerimiento de Gas Natural para el periodo seco, de mayo a octubre, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.5</b>									
<b>Consumo de Gas Natural periodo seco en MMmcd (Mayo- Octubre)</b>									
<b>Alternativa plan de expansión 2009-2018</b>									
<b>Año</b>	<b>Guaracachi</b>	<b>Carrasco</b>	<b>Santibáñez</b>	<b>La Paz</b>	<b>Trinidad</b>	<b>Sucre</b>	<b>Potosí</b>	<b>Tarija</b>	<b>TOTALES</b>
2009	1.34	1.02	0.37	0.12	0.00	0.16	0.09	0.00	3.10
2010	1.01	1.34	0.03	0.22	0.00	0.32	0.04	0.06	3.02
2011	1.08	1.33	0.05	0.32	0.00	0.44	0.03	0.13	3.39
2012	1.06	1.31	0.04	0.32	0.00	0.44	0.03	0.12	3.33
2013	1.12	1.33	0.03	0.59	0.00	0.44	0.03	0.12	3.66
2014	0.99	1.21	0.01	0.59	0.07	0.41	0.01	0.12	3.41
2015	1.14	1.35	0.02	0.59	0.08	0.43	0.02	0.12	3.73
2016	1.29	1.64	0.02	0.59	0.08	0.44	0.02	0.12	4.21
2017	1.61	1.55	0.02	0.59	0.09	0.43	0.02	0.31	4.63
2018	1.72	1.53	0.01	0.86	0.09	0.41	0.01	0.49	5.12

Fuente: Elaboración Propia

El requerimiento de Gas Natural, para el periodo lluvioso, de noviembre a abril, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.6</b>									
<b>Consumo de Gas Natural periodo lluvioso en MMmcd (Noviembre-Diciembre y Enero - Abril)</b>									
<b>Alternativa optima de expansión 2009-2018</b>									
Año	Guaracachi	Carrasco	Santiváñez	La Paz	Trinidad	Sucre	Potosí	Tarija	TOTALES
2009	0.99	0.92	0.12	0.01	0.00	0.15	0.09	0.00	2.28
2010	0.64	1.14	0.02	0.11	0.00	0.22	0.02	0.04	2.48
2011	0.86	1.09	0.01	0.29	0.00	0.41	0.01	0.12	2.79
2012	0.79	1.03	0.00	0.30	0.00	0.41	0.01	0.12	2.66
2013	0.84	1.10	0.01	0.52	0.00	0.41	0.01	0.12	3.00
2014	0.80	0.99	0.00	0.49	0.07	0.40	0.00	0.09	2.85
2015	0.97	1.14	0.01	0.53	0.07	0.41	0.01	0.11	3.26
2016	1.10	1.36	0.02	0.54	0.08	0.42	0.01	0.11	3.64
2017	1.35	1.37	0.02	0.55	0.08	0.41	0.01	0.27	4.06
2018	1.50	1.36	0.02	0.78	0.09	0.40	0.01	0.38	4.53

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en los Cuadros No. 1.5 y 1.6, que corresponden a los resultados del Plan de Expansión del SIN, estos suponían el ingreso de unidades en Sucre en el año 2010; sin embargo, de acuerdo a la información proporcionada por YPFB Transporte S.A. no es conveniente la instalación de unidades de generación en Sucre por las restricciones en cuanto a la capacidad de transporte de Gas Natural, motivo por el cual se ha realizado una modificación a los resultados del indicado Plan, trasladando dichas unidades a Tarija, donde, de acuerdo a información de YPFB Transporte S.A., existe una gran disponibilidad de Gas Natural. Por lo expresado, los resultados del Plan de Expansión del SIN se han modificado trasladando las nuevas unidades térmicas de Sucre a Tarija, de acuerdo al siguiente detalle:

<b>Cuadro No. 1.7</b>								
<b>Alternativa Modificada 2009 - 2018</b>								
<b>Nuevas Unidades de Generación Requeridas</b>								
Año	Guaracachi	Carrasco	Santiváñez	La Paz	Trinidad	Sucre	Potosí	Tarija
2009	CCOMGU1	2 X SGT-700						
2010		2 X SGT-700		2 x TRENT60DEL				SGT-700, SJA y TAB1 2 x TRENT60 DEL
2011								
2012			MISICUNI					
2013				PG6111(FA)				
2014					SGT-700		LAGUNA COL	
2015								
2016	TRENT60 DEL	PG611(FA)						
2017	TRENT60 DEL							TRENT60 DEL
	PG611(FA)							
2018				PG611(FA)				TRENT60 DEL

Fuente: Elaboración Propia

Las adiciones de capacidad correspondientes al Cuadro No. 1.7, a la temperatura máxima probable, son las siguientes:

<b>Cuadro No. 1.8</b>									
<b>Adiciones de capacidad de generación (MW) 2009 - 2018</b>									
Año	Guaracachi	Carrasco	Santivañez	La Paz	Trinidad	Sucre	Potosí	Tarija	Total
2009	74,73	47,9							122,6
2010		47,9		61,1				100,6	209,6
2011									0
2012			117,6						117,6
2013				45,6					45,6
2014					23,9		96,6		120,5
2015									0
2016	41,7	63,5							105,2
2017	103,9							36,6	140,4
2018				45,6				36,6	82,1
<b>Total</b>	<b>220,33</b>	<b>159,3</b>	<b>117,6</b>	<b>152,3</b>	<b>23,9</b>	<b>0</b>	<b>96,6</b>	<b>173,8</b>	<b>943,7</b>

Fuente: Elaboración Propia

El requerimiento promedio de Gas Natural, expresado en millones de pies cúbicos por año (MMpca) y millones cúbicos día (MMmcd), es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.9</b>										
<b>Consumo de Gas Natural Alternativa Modificada 2009-2018</b>										
Año	Guaracachi	Carrasco	Santivañez	La Paz	Trinidad	Sucre	Tarija	Potosí	Total (MMpc/año)	Total MMm3/día
2009	17.227	13.334	2.039	495	0	1.984	0	893	35.972	2,79
2010	15.006	15.974	266	2.090	0	2.000	2.170	377	37.883	2,94
2011	14.815	15.627	396	3.973	0	2.000	5.090	233	42.133	3,27
2012	13.896	15.094	299	4.023	0	2.000	5.047	210	40.569	3,15
2013	14.685	15.682	246	7.130	0	2.000	5.082	231	45.057	3,50
2014	13.201	14.252	82	6.977	859	2.000	4.588	84	42.042	3,26
2015	15.891	16.019	196	7.227	957	2.000	4.920	161	47.370	3,68
2016	17.507	19.354	225	7.315	1.041	2.000	5.069	227	52.736	4,09
2017	20.892	18.826	248	7.361	1.114	2.000	7.171	146	57.758	4,48
2018	22.151	18.670	197	10.564	1.147	2.000	8.862	85	63.676	4,94

Fuente: Elaboración Propia

El requerimiento de Gas Natural para el periodo seco, de mayo a octubre, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.10</b>									
<b>Consumo de Gas Natural periodo seco en MMmcd (Mayo - Octubre)</b>									
<b>Alternativa modificada</b>									
<b>Año</b>	<b>Guaracachi</b>	<b>Carrasco</b>	<b>Santivañez</b>	<b>La Paz</b>	<b>Trinidad</b>	<b>Sucre</b>	<b>Tarija</b>	<b>Potosí</b>	<b>Total</b>
2009	1,34	1,02	0,37	0,12	0,00	0,16	0	0,09	3,10
2010	1,01	1,34	0,03	0,22	0,00	0,16	0,22	0,04	3,02
2011	1,08	1,33	0,05	0,32	0,00	0,16	0,41	0,03	3,39
2012	1,06	1,31	0,04	0,32	0,00	0,16	0,40	0,03	3,33
2013	1,12	1,33	0,03	0,59	0,00	0,16	0,40	0,03	3,66
2014	0,99	1,21	0,01	0,59	0,07	0,16	0,37	0,01	3,41
2015	1,14	1,35	0,02	0,59	0,08	0,16	0,39	0,02	3,73
2016	1,29	1,64	0,02	0,59	0,08	0,16	0,40	0,02	4,21
2017	1,61	1,55	0,02	0,59	0,09	0,16	0,58	0,02	4,63
2018	1,72	1,53	0,01	0,86	0,09	0,16	0,74	0,01	5,12

Fuente: Elaboración Propia

El requerimiento de Gas Natural, para el periodo lluvioso, entre los meses noviembre - diciembre y enero - abril, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.11</b>									
<b>Consumo de Gas Natural periodo lluvioso en MMmcd</b>									
<b>(Noviembre - Diciembre y Enero - Abril)</b>									
<b>Alternativa modificada</b>									
<b>Año</b>	<b>Guaracachi</b>	<b>Carrasco</b>	<b>Santivañez</b>	<b>La Paz</b>	<b>Trinidad</b>	<b>Sucre</b>	<b>Tarija</b>	<b>Potosí</b>	<b>Total</b>
2009	0,99	0,92	0,12	0,01	0,00	0,15	0	0,09	2,26
2010	0,94	1,14	0,02	0,11	0,00	0,15	0,11	0,02	2,48
2011	0,86	1,09	0,01	0,29	0,00	0,15	0,38	0,01	2,79
2012	0,79	1,03	0,00	0,30	0,00	0,15	0,38	0,01	2,66
2013	0,84	1,10	0,01	0,52	0,00	0,15	0,38	0,01	3,00
2014	0,80	0,99	0,00	0,49	0,07	0,15	0,34	0,00	2,85
2015	0,97	1,14	0,01	0,53	0,07	0,15	0,37	0,01	3,26
2016	1,10	1,36	0,02	0,54	0,08	0,15	0,38	0,01	3,64
2017	1,35	1,37	0,03	0,55	0,08	0,15	0,53	0,01	4,06
2018	1,50	1,36	0,02	0,78	0,09	0,15	0,63	0,01	4,53

Fuente: Elaboración Propia

## Período 2019 - 2029

Para satisfacer los requerimientos de energía y potencia desde el año 2019 hasta el año 2029, de acuerdo a los lineamientos de la política energética, se consideran los siguientes proyectos con fuentes de energías renovables, sobre la base de información proporcionada por el VMEEA:

<b>Cuadro No. 1.12</b>					
<b>Ingreso de Nuevos Proyectos</b>					
Año	Proyecto	Fuente	Potencia	F. Carga	Energía
			MW		GWh
al 2020	Miguillas	Hidro	250	0,5	1.095
	Parque Eólico	Energías Renovables	50	0,3	131
	Biomasa	Energías Renovables	50	0,4	175
	<b>TOTAL</b>		<b>350</b>		<b>1.402</b>
al 2025	Parque Eólico	Energías Renovables	50	0,3	131
	Biomasa	Energías Renovables	50	0,4	175
	San José	Hidro	120	0,6	631
	C. Combinado	Energías Renovables	250	0,8	1.752
	Rositas	Hidro	200	0,5	876
	<b>TOTAL</b>		<b>670</b>		<b>3.565</b>
al 2029	El Bala	Hidro	200	0,5	876
	C. Combinado	Energías Renovables	300	0,8	2.102
	Geotermia	Energías Renovables	225	0,8	1.577
	<b>TOTAL</b>		<b>725</b>		<b>4.555</b>

Fuente: VMEEA

Añadiendo los proyectos indicados, la demanda de energía sería satisfecha de la siguiente manera:

<b>Cuadro No. 1.13</b>							
<b>Composición Generación (Gwh)</b>							
Año	Nivel Gener.	Hidro	Participación %	Energías Renovables	Participación %	Térmico a Gas	Participación %
2018	10.400	3.200	30.8%	1.200	11.5%	6.000	57.7%
2020	11.500	4.295	37.3%	1.507	13.1%	5.698	49.6%
2025	15.700	5.802	37.0%	3.565	22.7%	6.333	40.3%
2029	20.300	6.678	32.9%	7.244	35.7%	6.378	31.4%

Fuente: Elaboración Propia

Es importante mencionar que, conforme señala el Cuadro No. 1.13, la demanda de energía de los años 2020, 2025 y 2029 se ha incrementado en 4% respecto a la proyección de demanda presentada al inicio de la presente explicación, para tomar en cuenta las pérdidas de transmisión.

Se observa que los requerimientos de generación térmica a Gas Natural son prácticamente constantes; por lo que, la demanda de Gas Natural para estos años se ha estimado en proporción directa al requerimiento del año 2018. Para el resto de los años del periodo se han realizado interpolaciones lineales.

**Periodo 2009 - 2029**

El consumo proyectado de Gas Natural para el periodo 2009 - 2029 es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.14</b>			
<b>Resumen consumo de gas en MMmcd</b>			
<b>Año</b>	<b>Total Anual</b>	<b>Periodo Seco (Mayo a Octubre)</b>	<b>Periodo Lluvioso (Ene. - Abril y Nov. - Dic.)</b>
2009	2.69	3.11	2.26
2010	2.75	3.02	2.48
2011	3.09	3.39	2.79
2012	3.00	3.33	2.66
2013	3.33	3.66	3.00
2014	3.13	3.41	2.85
2015	3.50	3.73	3.26
2016	3.93	4.21	3.64
2017	4.34	4.63	4.06
2018	4.83	5.12	4.53
2019	4.71	5.00	4.42
2020	4.59	4.87	4.31
2021	4.69	4.98	4.40
2022	4.79	5.08	4.50
2023	4.90	5.19	4.59
2024	5.00	5.30	4.69
2025	5.10	5.41	4.79
2026	5.11	5.42	4.79
2027	5.12	5.43	4.80
2028	5.13	5.44	4.81
2029	5.14	5.45	4.82

Fuente: Elaboración Propia

Este consumo, desagregado a nivel mensual, para el periodo 2009 - 2018, es el siguiente:

<b>Cuadro No. 1.15</b>													
<b>Consumo de Gas Natural en MMmcd</b>													
<b>Alternativa Optima de Expansión 2009 - 2018</b>													
<b>Año</b>	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>	<b>Sept.</b>	<b>Oct.</b>	<b>Nov.</b>	<b>Dic.</b>	<b>Total</b>
2009	2.14	2.63	2.21	2.62	2.87	3.01	3.11	3.26	3.31	3.12	2.66	1.38	2.69
2010	2.19	1.93	2.38	2.70	2.63	2.75	2.96	3.24	3.32	3.23	3.03	2.65	2.75
2011	2.46	2.29	2.68	2.96	2.91	3.19	3.31	3.57	3.67	3.66	3.37	2.96	3.09
2012	2.26	2.12	2.51	2.76	2.76	3.02	3.15	3.57	3.71	3.77	3.43	2.85	3.00
2013	2.63	2.46	2.88	3.04	3.21	3.33	3.45	3.89	4.02	4.06	3.75	3.22	3.33
2014	2.56	2.24	2.57	2.92	2.86	3.00	3.26	3.63	3.85	3.85	3.66	3.10	3.13
2015	3.12	2.70	3.11	3.45	3.32	3.65	3.63	3.93	3.97	3.92	3.74	3.39	3.50
2016	3.13	3.15	3.46	3.83	3.75	3.97	4.01	4.39	4.56	4.60	4.45	3.82	3.93
2017	3.73	3.41	3.88	4.25	4.20	4.46	4.52	4.78	4.90	4.90	4.75	4.28	4.34
2018	4.21	4.03	4.49	4.84	4.97	5.20	4.91	5.14	5.22	5.30	4.94	4.67	4.83

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, los supuestos utilizados en la proyección del Sector termoeléctrico son los siguientes:

- Para la Empresa Guracachi S.A. (EGSA Guaracachi S.A.) se consideró la habilitación del ciclo combinado para enero del 2010.
- Ingresará Ende Andina S.A.M en enero del 2010, con una turbina en Entre Ríos.
- Para el 2011 ingresa una nueva unidad de generación en Tarija, de 100.6 MW aproximadamente.
- Se consideró el ingreso de la hidroeléctrica de Misicuni en el 2013, así como la planta geotérmica de Laguna Colorada en el 2015, con los cuales disminuye el consumo de energía de la termoeléctrica.
- Para todos los casos se toma el estudio del CNDC<sup>1</sup>, las capacidades actuales y las expansiones, tanto del sector termoeléctrico y geotérmico como la capacidad de transporte.

A continuación se detalla la proyección de demanda de Gas Natural para distribución, por nodos, que incluye el consumo doméstico, comercial, industrial, Gas Natural Vehicular (GNV), así como el consumo de usuarios directos:

### **Nodo La Paz:**

Se asume la ampliación de la planta Soboco en el 2011 a partir del segundo semestre con un consumo adicional de 3 millones de pies cúbicos día (MMpcd), de acuerdo a la información proporcionada por la Comisión Interinstitucional<sup>1</sup>.

Para la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento del 12% hasta el 2011 y a partir de este año un 7% de crecimiento. La proyección de Gas Natural Vehicular (GNV), en los primeros tres años, asumió un crecimiento entre el 30% y 40%. Los dos siguientes años baja su crecimiento entre un 10% y 15%, para luego estabilizarse en 7% en base a un comportamiento similar registrado en Santa Cruz y Cochabamba.

Con relación a la demanda de Gas Natural de los usuarios directos se establece un crecimiento del 20% durante los primeros años y luego se estabiliza en 5%, al levantarse las restricciones de transporte y viabilizar las interconexiones de consumos de ciudades intermedias.

### **Nodo Oruro:**

Para el 2010 se asumió el ingreso de un horno en Vinto. En lo que corresponde a la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento del 10% al 20% hasta el 2011 y de un 6% a 7% de crecimiento para los próximos años. La proyección de demanda de GNV prevé una tasa de crecimiento semejante a la del nodo de La Paz.

---

<sup>1</sup> El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es el Operador del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia y el Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista. Es una persona jurídica pública, no estatal y sin fines de lucro. Sus actividades están sujetas a supervisión de la Superintendencia de Electricidad. Es responsable de coordinar la operación de la Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, de realizar el Despacho de Carga a costo mínimo y de la Administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

### **Nodo Cochabamba:**

Para el año 2011 se prevé una ampliación de Coboce, la cual significaría un consumo de Gas Natural de 2 MMpcd adicionales, de acuerdo a la información proporcionada por la Comisión Interinstitucional. La distribución (residencial-comercial-industrial) asume un crecimiento del 10% al 15% hasta el 2011 y de un 7% a 8 % de crecimiento para los siguientes años.

La proyección de demanda de GNV, al tratarse de un mercado relativamente maduro asume una tasa de crecimiento de entre el 6% a 8%. La potencial demanda de los usuarios directos, toma en cuenta las ampliaciones de la Refinería de Cochabamba.

### **Nodo Santa Cruz:**

Para la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento entre el 5% al 6%. En la proyección del GNV, se asume una tasa de crecimiento del 11% para el 2010 y entre 6% a 8% para los próximos años. Con relación a la demanda de los usuarios directos, se toma en cuenta la ampliación de la Refinería de Palmasola.

### **Nodo de Potosí:**

Para la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento del 4% y se estima una reactivación minera para el 2012. En cuanto al consumo de GNV, se espera la instalación de una estación de GNV con un crecimiento moderado en consideración del tamaño del parque automotor.

### **Nodo Sucre:**

Para la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento del 10% al 12% para los primeros años y un crecimiento entre el 5% al 7% para los siguientes años. En relación a la demanda de GNV, se estima una tasa de crecimiento entre 6% a 7%.

### **Nodo Tarija:**

Para la distribución (residencial-comercial-industrial) se asume un crecimiento del 15% en los primeros años hasta el 2013 y luego un crecimiento entre el 6% a 7% para los siguientes años. En materia de GNV, se espera la aplicación de la nueva reglamentación que permita la aceleración de las conversiones hasta el 2013 con una tasa de crecimiento entre 10% a 20%; y luego un crecimiento entre el 6% a 7% para los siguientes años.

## **Retenido de planta**

### **Planta de GLP Río Grande**

La Planta de Extracción de Licuables que se prevé instalar en Río Grande, Provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz, procesaría 200 MMpcd (5,7 MMmcd) de Gas Natural del flujo de exportación suministrado al mercado de Brasil en virtud al Contrato de Compra Venta de Gas Natural suscrito entre YPF y PETROBRAS (GSA).

En base a la información técnica del proyecto, así como la señalada en la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos<sup>2</sup>, se ha considerado un volumen de 0,9 MMmcd de Gas Natural como retenido de planta. El inicio de operaciones de la planta está previsto para el primer trimestre del 2011.

### **Proyecto Planta Extracción de Líquidos Madrejones**

El proyecto será desarrollado por YPFB Transporte S.A, actualmente se encuentra en estudio la ingeniería básica, a cargo de la empresa TECNA.

De acuerdo a la información proporcionada por la GNI, se ha considerado, en el Polo de Desarrollo de Villamontes, la instalación de una planta criogénica de extracción de GLP de aproximadamente 1800 toneladas métricas día (TM/d). En este sentido, se estima que el requerimiento de Gas Natural para que la planta trabaje al 100% de su capacidad nominal, será de 28 MMmcd, tomando en cuenta dos módulos de 14 MMmcd cada uno. Volumen que considera la obligación de entrega a ENARSA de 27,7 MMmcd más el gas combustible requerido por el sistema de transporte argentino, a un poder calorífico mínimo de 1000 BTU/pc, que deberán ser puestos a disposición de ENARSA en los Puntos de Entrega estipulados en el Contrato de Compra Venta de Gas Natural suscrito entre YPFB-ENARSA. Para una entrega de 27,7 MMmcd para Argentina, se toma en cuenta un retenido de 1.7 MMmcd.

El inicio de operaciones del primer módulo de la planta está previsto para el primer trimestre del 2014 y el segundo módulo para el 2016.

### **Planta de producción de kit de viviendas “Petrocasas”**

El proyecto implica la instalación de una Planta de producción de kits para la construcción de viviendas del sistema Petrocasas. Con una capacidad de entre 18 y 20 viviendas al día, la planta de producción estará en capacidad de producir, además, diferentes componentes constructivos necesarios, tales como: Tuberías para aguas blancas y aguas servidas desde ½” hasta 4”, ventanas de dos tipos, puertas de PVC espumado, y cubiertas de techo con aislamiento termo acústico. Se prevé la inversión de \$us 70 MM y la creación de una empresa mixta con 51% de participación boliviana y 49% para la parte venezolana. Actualmente, el proyecto ha avanzado hasta tener definido el diseño tecnológico para la producción y el layout de las plantas de producción. Se ha localizado y acordado la cesión, por parte de la Prefectura de Oruro, de un terreno ubicado en Caracollo con una extensión de 10 Has.

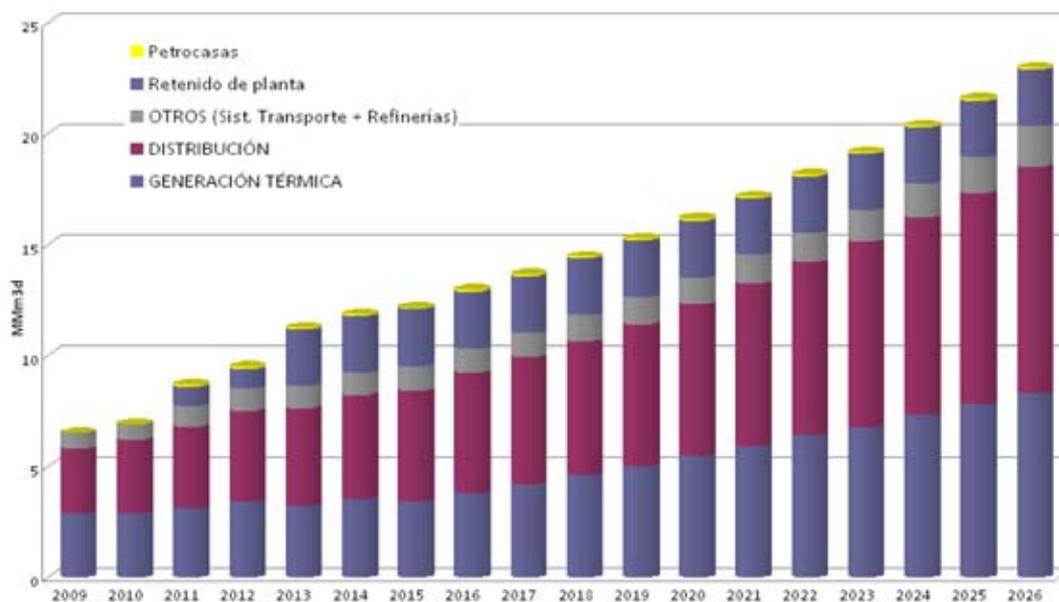
Para el funcionamiento de la planta, se tiene un requerimiento de 0.1 MMmcd para su generación eléctrica; por tal motivo, este proyecto en su primera etapa no considera la industrialización.

El Gráfico No 1.2 muestra la composición del mercado interno de consumo de Gas Natural para el período 2009-2026:

---

<sup>2</sup> La Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) fue elaborada el año 2008 por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, entonces a cargo del Ministro Carlos Villegas Quiroga. La EBH se elaboró dentro del marco de las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y del proceso de Nacionalización de los Hidrocarburos. EBH, impresa y publicada en septiembre 2008.

Gráfico No. 1.2  
Mercado Interno de Consumo - Periodo 2009-2026



Fuente.- Dirección Nacional de Gas Natural - YPFB

## Proyecciones de consumo de gas natural para proyectos de industrialización

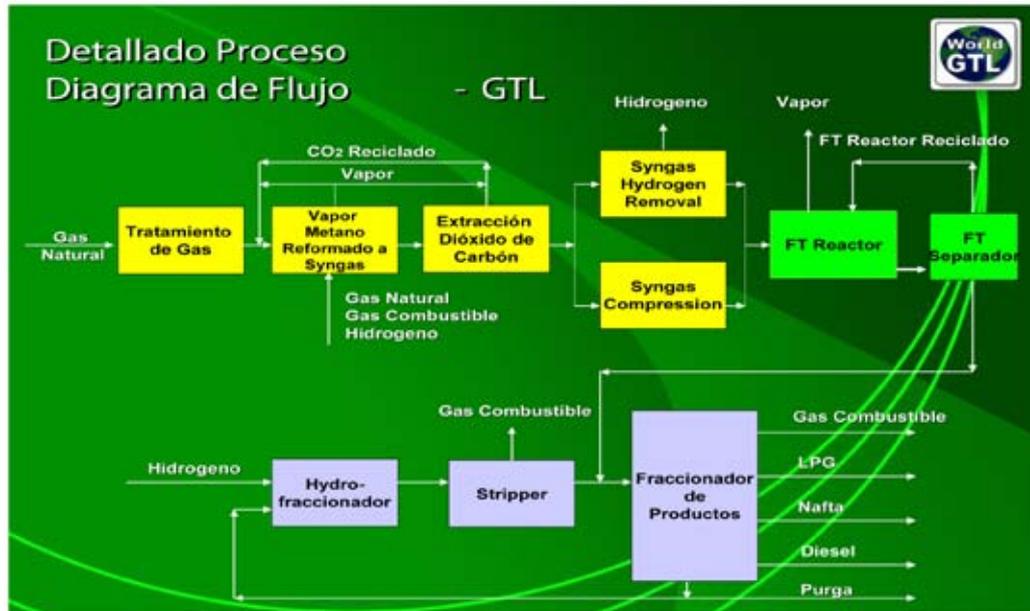
### Proyecto: GTL - producción de Diesel Oil ecológico

El proyecto tiene como objetivo la producción en Bolivia de Diesel Oil ecológico destinado a abastecer el mercado interno a fin de sustituir la importación y, por tanto, la subvención de Diesel Oil importado. El consumo de Gas Natural que se requiere es de 4.4 MMmcd por módulo y se supone la puesta en marcha del primer módulo el año 2015.

La planta GTL de Bolivia será la primera planta comercial en América del Sur donde se convertirá el Gas Natural a hidrocarburo líquido, que después puede ser utilizado como combustible para el transporte, que utiliza mayormente Diesel Oil.

La tecnología de Gas a Líquidos (GTL) comprende la conversión de Gas Natural por medio de la catálisis química Fischer - Tropsch (FT) a hidrocarburos líquidos. Aunque la síntesis de Fischer - Tropsch, el corazón del proceso, es nueva para Bolivia, en realidad esta tecnología es bastante antigua, data desde 1923. El Gráfico No. 1.3 expone el proceso de tecnología de transformación del GTL:

Gráfico No. 1.3  
Diagrama de Flujo - GTL - Proceso Detallado



Fuente.- Presentación World GTL 2006

El Gráfico No. 1.4 expone la evaluación de las inversiones asociadas a una planta de Gas To Liquids (GTL) con capacidad de 15,000 bpd de productos de GTL, utilizando Gas Natural producido en Bolivia, específicamente en el área del Gran Chaco.

Gráfico No. 1.4  
Planta de GTL de 15.000 bpd de capacidad de producción

<b>Inversión:</b>	Sus 500 MM
<b>Producción:</b>	12.750 bpd de Diesel Oil y 2.250 bpd de nafta
<b>Consumo:</b>	4.4 MMmcd

<b>En 20 años:</b>
-Consumo gas: 1.0 TCF
<b>Ubicaciones tentativas de la planta:</b>
-Yacuiba o Villamontes



Inicio de producción: Año 1015

Fuente.- Elaboración GNI - YPFB

<b>Cuadro No. 1.16</b>		
<b>Características Generales del Proyecto</b>		
Concepto	Unidad	Cantidad
Consumo de Gas	MMpcd	150
Producción de Diesel	Bbl/d	12.750
Producción Nafta	Bbl/d	2.250
Producción Electricidad	MW	120
Costo de Capital	\$us MM	500
Costo Operativo	\$us MM/Año	23.7

Fuente.- Elaboración GNI - YPFB

Al efecto, en el tema medioambiental, se puede decir que por su naturaleza, los productos provenientes de monóxido de carbón e hidrogeno son extremadamente limpios. Ellos no contienen azufre, nitrógeno y aromáticos (detectables). Los productos de FT contienen impurezas que están varios niveles de magnitud más bajos que los productos provenientes de procesos altamente refinados. El Diesel de GTL, es claramente de más alta calidad que el Diesel regular o de refinado del petróleo.

El Gráfico No. 1.4 detalla las compañías tecnológicas de GTL que están operando a nivel mundial y sus capacidades:

**Gráfico No. 1.4**  
**Compañías Tecnológicas de GTL**

<u>Compañía</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Inversión</u>	<u>Costo \$/BB Día</u>	<u>Precio Pet.</u>
Sasol/Chevron	34,000 bbl/d	1.3 billón	38,000 (2004/6)	
ConocoPhillips	80,000 bbl/d	3 billón	37,500 (2003)	
ExxonMobil	154,000 bbl/d	+5 billón	35,000 (2002)	bajo (~\$30/bbl)
Marathon	140,000 bbl/d	+5 billón	35,700 (2003)	bajo
Sasol	34,000 bbl/d	0.9 billón	26,500 (2001)	bajo
	+170,000 bbl/d	+ 5 billón	29,400 (2001)	
Shell	140,000 bbl/d	5 billón	35,700 (2002)	bajo
Shell	140,000 bbl/d	9 billón	64,000 (2006)	alto (~\$65/bbl)
Arya Asul	????	???		
<b>Total</b>	<b>750,000 bbl/d</b>		<b>~ 30 billones</b>	
World GTL	2,250 bbl/d	78 millón	35,000 (2004)	bajo
World GTL	2,250 bbl/d	105 millón	46,000 (2006)	alto

**Costos están en constante aumento debido al precio de barril y carga a las compañías de ingeniería**

Fuente.- Presentación World GTL 2006

Finalmente, señalar que tanto la ejecución de estos proyectos como la participación de YPF B en ellos, son altamente ventajosos para el país en su conjunto, pues:

- Se eliminan 200 millones de dólares anuales de subsidio al Diesel Oil importado.
- Se inicia la Industrialización del Gas Natural en nuestro país.
- Se logra la independencia energética de nuestro país.
- Se re-inicia la actividad de producción y exploración e industrialización con participación directa de YPF B.

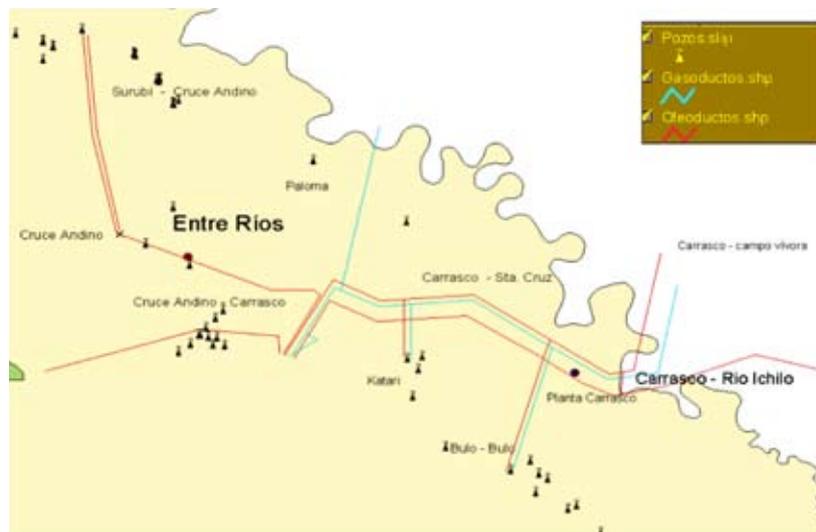
## Proyecto: Polo de Desarrollo Carrasco: Planta de Amoniaco y Urea

La empresa responsable del Proyecto será una Empresa Mixta constituida por: YPF B y PEQUI- VEN S.A (Petroquímica de Venezuela S.A). El objetivo del Proyecto es la producción nacional de fertilizantes nitrogenados, destinados en un 85% a la exportación.

La Planta tendrá un consumo aproximado de Gas Natural de 2 MMmcd (70,63 MMpcd), que incluye el volumen para el proceso y para servicios complementarios como electricidad.

La macro y micro localización realizada para la ubicación de la Planta de Amoniaco y Urea ha sido determinada en el Departamento de Cochabamba, provincia Carrasco, Municipio de Entre Ríos, población de Buló Buló. Las reservas de Gas Natural como materia prima se encuentran en la zona cercana a la ubicación de la Planta, según el siguiente Gráfico:

Gráfico No. 1.5  
Recursos hidrocarburíferos en el área de Carrasco



Fuente: Elaboración propia

La actividad principal del Complejo Petroquímico de Carrasco, será la producción de Amoníaco y Urea, en las dos principales plantas, de las que se tiene planeada su construcción.

El Proyecto se divide en tres fases:

I. La primera fase abarca la visualización, conceptualización, construcción y operación de las plantas de amoníaco y urea, esta fase se consolidará hasta diciembre del 2011.

II. En la segunda fase se prevé la ampliación del complejo con la construcción de la planta de nitrato de amonio, que a su vez implica la implementación de una sub planta de Ácido Nítrico y una planta de fertilizantes NPK.

III. En la tercera fase se estudiará la posibilidad de la construcción de una planta de Etanolaminas, MAP y DAP.

El Cuadro siguiente muestra el resumen del mercado mundial de la Urea:

<b>Cuadro 1.17</b>								
<b>Resumen mundial Urea</b>								
MTM 2.008	Europa	Norte América	Latino América	África	Medio Este	Asia	Oceanía	TOTAL
Capacidad Instalada	22.924	9.426	6.746	5.446	16.571	108.157	498	<b>169.768</b>
Producción	21.083	8.641	5.040	5.250	14.025	92.210	515	<b>146.764</b>
Importación	6.693	6.875	5.623	1.841	467	13.897	1.405	<b>36.801</b>
Exportación	12.190	1.850	2.185	3.300	10.990	6.270		<b>36.785</b>
Consumo Aparente	15.586	13.666	8.478	3.791	3.502	99.837	1.920	<b>145.780</b>
Déficit/Superávit	5.497	<b>5.025</b>	<b>3.438</b>	1.459	10.523	<b>7.627</b>	<b>1.405</b>	<b>16</b>
Capacidad Instalada	14%	6%	4%	3%	10%	64%	0%	<b>100%</b>
Producción	14%	6%	3%	4%	10%	63%	0%	<b>100%</b>
Importación	18%	19%	15%	5%	1%	38%	4%	<b>100%</b>
Exportación	33%	5%	6%	9%	30%	17%	0%	<b>100%</b>
Consumo Aparente	11%	9%	6%	3%	2%	68%	1%	<b>100%</b>
Producción/Capacidad	92%	92%	75%	96%	85%	85%	103%	<b>86%</b>
Capacidad Instalada	-0.28%	-3.09%	2.55%	19%	11.17%	4.69%	0.00%	<b>4.27%</b>
Producción	1.11%	-0.75%	2.38%	18%	9.69%	5.10%	1.95%	<b>4.76%</b>
Consumo Aparente	2.94%	1.64%	5.68%	-3%	5.41%	5.94%	-1.74%	<b>4.77%</b>

Fuente: Construcción SVI Marketing en base a datos de FERTECON, Informe 2008

Por otro lado, el mercado meta de la urea en el contexto regional en Sudamérica se puede apreciar en el siguiente cuadro:

<b>Cuadro 1.18</b>			
<b>Déficit/Superávit -Sub Región 2008</b>			
<b>M TM</b>	<b>Producción</b>	<b>Demanda</b>	<b>Superávit / Déficit</b>
Argentina	1.250	1.200	50
Brasil	1.350	3.330	-1.980
Bolivia	0	17	-17
Chile	0	450	-450
Colombia	10	410	-400
Ecuador	0	200	-200
México	180	1.380	-1.200
Perú	0	350	-350
Paraguay	0	29	-29
Trinidad	700	10	690
Uruguay	0	130	-130
Venezuela	1.550	375	1.175
Otros	0	597	-597
<b>Sub región</b>	<b>5.040</b>	<b>8.478</b>	<b>-3.438</b>

Fuente: SVI Marketing en base a datos FERTECON, informe 2008

Referente al precio de la Urea, según los estudios realizados por la compañía inglesa British Sulphure Consultants (BSC), el mismo alcanzó el año 2008 un precio mayor a \$us 500/TM, proyectando un comportamiento en los siguientes años entre \$us 350/TM y \$us 450/TM.

### **Descripción General de las Plantas de Amoníaco y Urea**

En el complejo de amoníaco existirá una planta cuyo proceso tiene como finalidad la obtención de amoníaco a partir del hidrógeno (H<sub>2</sub>) y el nitrógeno (N<sub>2</sub>). El hidrógeno se obtiene de la combinación del Gas Natural (metano) y el vapor del agua; en la reacción entre el hidrógeno y otros gases combustibles que se queman con el oxígeno del aire precalentado se libera el nitrógeno requerido para la formación del amoníaco. Todas estas reacciones químicas del proceso se efectúan en reactores y hornos de deformación en presencia de agentes catalizadores especiales.

La Planta de Urea tendrá una capacidad de 2200 TMD. La síntesis de urea a nivel industrial se realiza a partir de amoníaco (NH<sub>3</sub>) líquido y anhídrido carbónico (CO<sub>2</sub>) gaseoso. La reacción se verifica en 2 pasos. En el primero, los reactivos mencionados forman un producto intermedio llamado carbamato de amonio y; en el segundo, el carbamato se deshidrata para formar urea.

La inversión necesaria para la planta de Amoníaco-Urea del Polo Carrasco, asciende a \$us 1.000 MM. Éste proyecto dará inicio al desarrollo del Complejo Petroquímico de Carrasco.

## **Proyecto Minero Siderúrgico Mutún**

Este proyecto tiene relevancia desde el punto de vista del sector hidrocarburos, por la demanda de Gas Natural, ya que no es un proyecto de industrialización de dicho hidrocarburo.

Jindal Steel & Power obtuvo en junio 2006 los derechos para el desarrollo del 50% de las reservas de hierro de las serranías del Mutún. El Proyecto se estructura con un Joint Venture por 40 años con la Empresa Siderúrgica del Mutún (ESM), que es una compañía pública boliviana.

Para el análisis de la demanda de Gas Natural del Proyecto Mutún, se consideraron los volúmenes a ser requeridos, según información del Ministerio de Minería y Metalurgia, en septiembre de 2008.

El ramp-up de consumo de Gas Natural es:

2011 = 2.7 MMmcd → 2014 = 4.7 MMmcd → 2018 = 8.4 MMmcd

Es necesario considerar que los volúmenes de Gas Natural utilizados deberán determinarse en forma expresa y definitiva a partir de la suscripción del contrato de compra venta de Gas Natural entre YPFB y los titulares responsables del indicado contrato de Joint Venture.

## **Proyecto Gran Chaco Planta Amoniaco/Urea**

No se cuenta con mayor información respecto a propuestas para instalar una planta en esta región; sin embargo, la ubicación de la planta deberá ser definida de acuerdo al mercado que demande este producto (Brasil), dado que Argentina ya cuenta con la producción suficiente para satisfacer su demanda de Urea. En caso de efectivizarse una propuesta el proyecto podría requerir hasta 1,60 MMmcd a partir del año 2015.

## **Proyecto Planta de Polietileno Gran Chaco**

Se ha considerado la instalación de una planta de polietileno que produciría aproximadamente 600.000 TM/año en el Polo de Desarrollo de la Provincia Gran Chaco.

Este proyecto considera los volúmenes de Gas Natural residuales, una vez que se hayan extraído el GLP y Gasolina Natural de la corriente de Gas Natural que hubiera ingresado a la planta de extracción de líquidos; por lo tanto, considera el ingreso de un flujo en el orden de 33 a 34 MMmcd, con el objeto de entregar los volúmenes máximos requeridos por ENARSA en virtud al Contrato YPFB-ENARSA.

El proyecto tendría un requerimiento de 2 MMmcd para el proceso de producción principal y 0.8 MMmcd para la generación eléctrica. Considerando plazos técnicos, se iniciarían operaciones el año 2014.

## **Proyecto Termo Pantanal**

Considera la demanda de acuerdo a solicitud formal de los responsables del proyecto:

75% Generación eléctrica en territorio boliviano (0,75 MMmcd)

25% Generación eléctrica en territorio brasileño (0,25 MMmcd)

## Mercado de exportación

### Mercado brasilero GSA

La proyección de los volúmenes de Gas Natural para el período 2009 - 2019 a ser exportados por YPF B e importados por PETROBRAS, considera una demanda del 100% de la Cantidad Diaria Contractual; es decir, un volumen de 30.08 MMmcd + Gas Utilizado por el Sistema Bolivia + Gas Utilizado por el Sistema Brasil = 31,5 MMmcd hasta el año 2019 que, si bien puede llegar a ser menor a lo largo de cualquier año por razones de estacionalidad, contracción en la demanda u otros, se constituye en la máxima obligación contractual que debe ser satisfecha en caso de su requerimiento. Adicionalmente, se considera un consumo de 24,1 MMmcd para el año 2020 por concepto de recuperación de Energía Pagada y No Recuperada (EPNR).

### Mercado brasilero Cuiaba

Considera una demanda potencial de 2 MMmcd, que puede iniciar con volúmenes en firme, inclusive menores a 1 MMmcd, de conformidad a la información existente en YPF B.

### Mercado argentino

La entrega de volúmenes de Gas Natural al mercado argentino, tiene un comportamiento directamente relacionado con la nominación por parte de ENARSA y la producción disponible de YPF B para el indicado mercado. Los volúmenes nominados y entregados no alcanzan los límites establecidos en el contrato de compra venta de Gas Natural suscrito entre las indicadas empresas, en razón al comportamiento de la producción, la demanda y la capacidad de transporte existente. En ese sentido, el pronóstico restringe parcialmente las entregas de volúmenes de Gas Natural para los años 2009 y 2010.

Con fines de análisis para la proyección de demanda de Gas Natural por parte del mercado argentino, en las gestiones 2009 y 2010, se consideró la capacidad de recepción por parte de ENARSA en el límite de 7,7 MMmcd en el Punto de Entrega de Yacuiba.

Para los siguientes años, se toma en cuenta los volúmenes comprometidos con crecimiento gradual hasta 27,7 MMmcd el 2027. A los volúmenes comprometidos se adiciona el gas combustible para el lado argentino (base 3%).

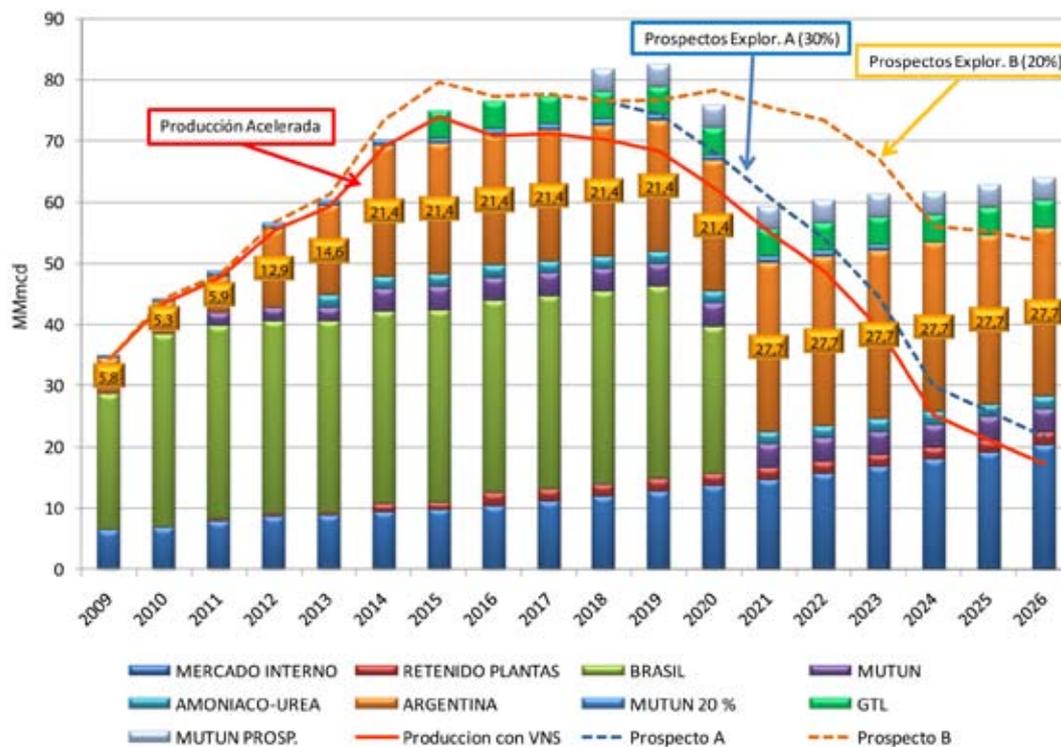
### Otros Mercados (Industrialización, Argentina, Brasil u Otros).

A partir del 2021 se liberan los volúmenes GSA; por lo tanto, se estima que la producción de Gas Natural existente será aprovechada por nuevos mercados tanto al interior del país en proyectos de industrialización, como en los países de la región para una producción estimada de 24 MMmcd. La referencia específica a los países antes citados tiene relación con la capacidad de transporte proyectada para entonces, lo cual no significa la exclusión de otros mercados de exportación como el paraguay y el uruguayo, entre otros.

## Oferta de gas natural y asignación de mercados

En consideración a la demanda potencial de Gas Natural anteriormente explicada, la prioridad de abastecimiento del mercado interno de consumo, los proyectos de industrialización de interés nacional, los contratos de compra/venta para la exportación suscritos con empresas de Argentina y Brasil, así como a la proyección de producción de Gas Natural conforme al Plan de Explotación, que se desarrollará más adelante (Producción acelerada), y los posibles incrementos de producción en base a los Prospectos Exploratorios A con una probabilidad de éxito del 30% y los Prospectos Exploratorios B con una probabilidad de éxito del 20 %, que también se explican más adelante, se establece una prioridad en la atención de los diferentes mercados en el período 2009-2026 asumiendo un determinado comportamiento de la demanda, como se muestra en el Gráfico 1.6.

Gráfico No. 1.6  
Asignación de Mercados Período 2009-2026



Fuente: Elaboración propia

La determinación del comportamiento de la demanda antes graficada, considera los siguientes supuestos:

## Mercado interno

Con relación al Mercado Interno de Consumo, se mantienen las consideraciones de la demanda potencial con una tasa total de crecimiento del mercado de 7% dividido por segmentos.

Respecto a las Plantas de Separación de Líquidos, el detalle es el siguiente: la Planta de Río Grande tendrá una demanda potencial de 0,9 MMmcd. de Gas Natural. La Planta del chaco boliviano en sus dos módulos de procesamiento, cuya demanda será incrementada gradualmente de acuerdo al volumen entregado al mercado argentino, llegará a un máximo de 3,4 MMmcd. de consumo de Gas Natural.

La generación eléctrica del Proyecto de Petrocasas significará un consumo aproximado de 0.1 MMmcd.

## Mercado de industrialización

El Proyecto de Amoniaco - Urea alcanzará un consumo de 2 MMmcd a partir del año 2013. El Proyecto GTL, tomando en cuenta un módulo precisará la incorporación de 4.5 MMmcd. de Gas Natural al proceso de obtención de Diesel Oil desde el año 2015; sin embargo, su implementación estaría sujeta al éxito de los prospectos exploratorios.

## Mercado de exportación

De conformidad a los compromisos asumidos contractualmente, se toma en cuenta el máximo de atención obligatoria al mercado brasilero. La atención de la demanda del mercado argentino garantiza la entrega de 5.3 MMmcd de Gas Natural el año 2010 y 12.9 MMmcd el 2012 que se incrementan gradualmente hasta alcanzar los 21,4 MMm3d por un periodo de 5 años a partir del año 2014.

Es necesario resaltar que, la curva de producción considerada contempla el Volumen Nacional de Seguridad (VNS) de 4% para volúmenes menores a 50 MMmcd y 2,5 MMmcd para volúmenes mayores. Este volumen podría ser entregado sobre una base interrumpible en función al comportamiento del mercado (oferta/demanda) interno o externo.

Además, se considera el posible impacto de los prospectos exploratorios:

## Proyectos exploratorios A

El resultado positivo de los prospectos exploratorios A, sumado a la producción estimada de acuerdo a los planes de desarrollo, podría permitir sostener el Mercado Argentino en 21,4 MMmcd hasta el 2020. Cabe resaltar que se entiende por resultado positivo el éxito exploratorio de 30% sobre el potencial estimado.

Bajo este escenario, se incorpora la posibilidad de abastecimiento inicial del Proyecto GTL, alcanzando un volumen de 4,5 MMmcd hasta el año 2018.

## **Proyectos exploratorios B**

Considerando un resultado positivo en los prospectos exploratorios B, entendiéndose como tal un éxito exploratorio de 20% sobre el potencial estimado, más la producción estimada de los planes de desarrollo, entre los años 2020-2024 el volumen de entrega de Gas Natural al mercado argentino podría alcanzar a 27,7 MMmcd. Asimismo, dicha producción permitiría el abastecimiento de la demanda requerida por el Proyecto GTL los años 2019- 2023.

# Producción y demanda de hidrocarburos líquidos 2009 -2026

## Demanda interna de hidrocarburos líquidos

La demanda de combustibles líquidos fue proyectada a partir de un modelo econométrico con una serie de datos históricos del periodo 1985-2009, incorporando variables específicas que afectan el consumo de cada uno de los productos terminados objeto de la proyección, siendo el precio y el PIB las variables comunes incorporadas para todos los productos terminados.

Las proyecciones para el año 2009 fueron elaboradas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos de YPF B, a partir de datos reales a mayo y su proyección a diciembre.

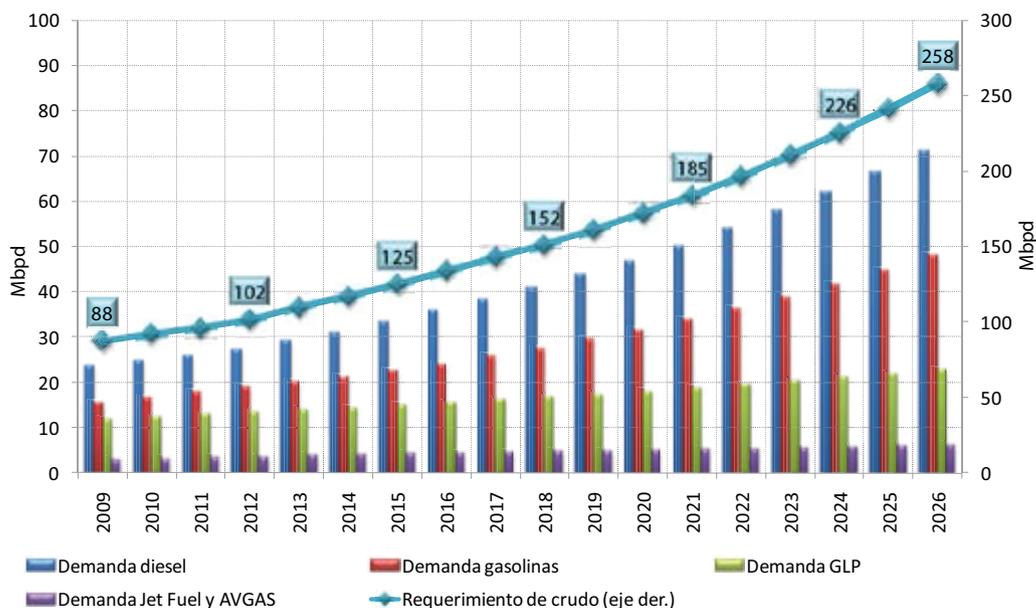
Los productos terminados proyectados y sus variables explicativas correspondientes son las siguientes:

Gasolina	:	Precio, PIB, Consumo de GNV
Diesel	:	Precio, PIB, superficie cosechada
GLP	:	Precio, PIB, Consumo de GN residencial y comercial
Jet Fuel y AVGAS	:	Precio, PIB, Índice de Transporte Aéreo por flujo

Los precios se mantuvieron constantes durante el periodo de proyección dada la política de congelamiento de precios del crudo y de productos derivados en el mercado interno vigente desde la gestión 2004. Las proyecciones del PIB empleadas tienen como fuente el Fondo Monetario Internacional (FMI).

Las proyecciones resultantes para el periodo 2009-2026 se muestran en el Gráfico No. 2.1:

**Gráfico No. 2.1**  
**Proyección de demanda de combustibles líquidos (2009-2026)**



Fuente: Elaboración propia

Producto	2001-2008	2009-2015	2016-2027
Diesel	6%	7%	7%
Gasolina	7%	7%	7%
GLP	4%	3%	4%
Jet Fuel y AVGAS *	4%	7%	3%

\* El promedio del Jet Fuel y Avgas no toma en cuenta los años 2001 y 2007 porque representan datos atípicos en la muestra  
Fuente: Elaboración propia

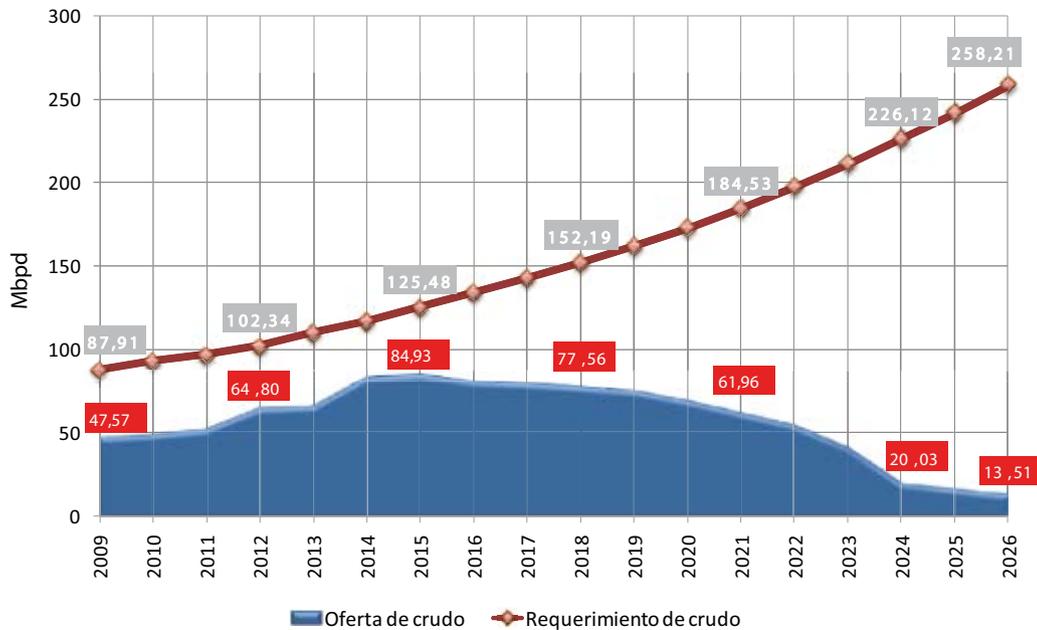
En base a la proyección de la demanda de los diferentes productos derivados de petróleo, se estableció el requerimiento de Petróleo Crudo necesario para autoabastecer el mercado interno de manera que no se requiera importar ningún producto terminado; además, asumiendo los rendimientos actuales de las principales refinerías que operan en Bolivia (Gualberto Villarroel y Guillermo Elder Bell).

De acuerdo a los volúmenes determinados y bajo el supuesto de mantener los factores de rendimiento de las Refinerías que opera YPFB Refinación S.A. con un 30% de rendimiento para el corte medio que corresponde a la producción de Diesel Oil y Jet Fuel, y un rendimiento del 35% para la producción de Gasolina, se determinaron los volúmenes de requerimiento de crudo necesarios para atender la demanda proyectada.

## Proyección de la oferta de crudo y productos terminados

La determinación de la oferta de productos terminados está basada en dos conceptos fundamentales: oferta de crudo y la capacidad de refinación.

Gráfico No. 2.2  
Proyección Demanda - Oferta de Crudo (2009 - 2026)



Fuente: Elaboración propia

La capacidad de refinación, se inicia con los datos de la capacidad instalada actual de las unidades de refino existentes y, luego, se incrementan producto de la implementación de los Proyectos de Ampliación y Optimización programados hasta el año 2014.

YPFB Refinación S.A. tiene un plan de inversiones que plantea dar continuidad operativa a sus refinерías y ampliar su capacidad de refinación. A continuación, se detallan los incrementos en la carga de crudo en función a la producción disponible para los siguientes años:

Cuadro No. 2.2 Incremento de la carga de crudo 2009-2015							
Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carga (Mbpd)	44,5	46,5	54,2	60	66	74	96

Fuente: YPFB Refinación S.A.

A efectos de estudio, sólo se tomaron en cuenta las refinerías de propiedad de YPFB Refinación S.A. ya que son las que procesan la mayor cantidad del crudo disponible.

Con esta información se determinaron los volúmenes de producción para cada uno de los productos objeto del estudio.

**Gráfico No. 2.3**  
**Proyección con la Oferta de crudo**  
**(2009 - 2026)**



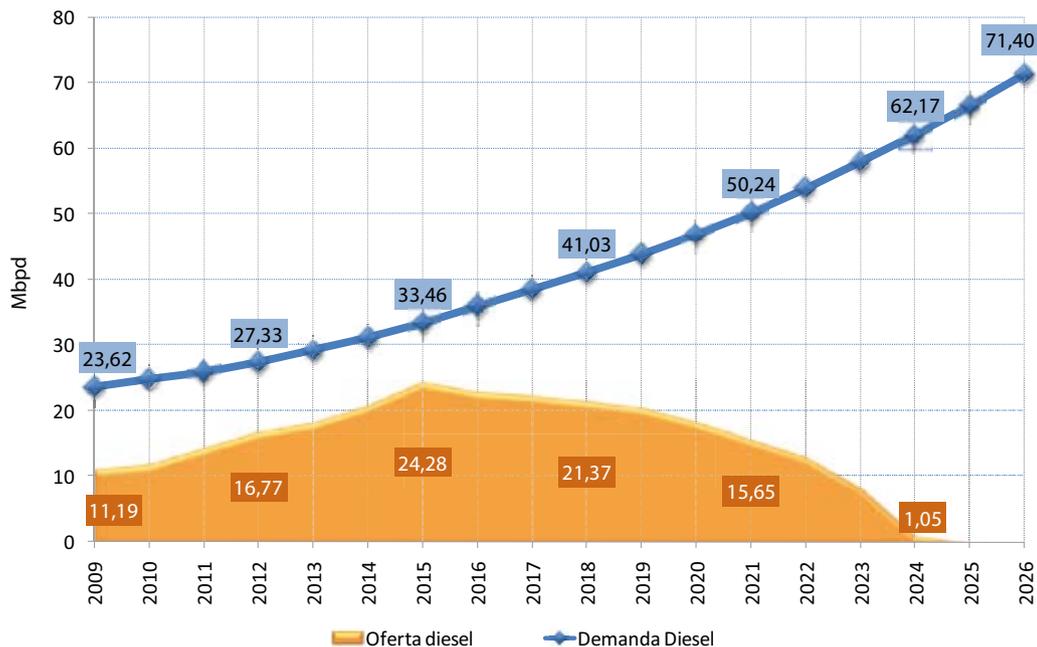
Fuente: Elaboración propia

## Relación entre oferta y demanda de hidrocarburos líquidos al 2026

Al contrastar los volúmenes de demanda con los de la oferta futura disponible, se determina los déficits y excedentes para cada uno de los productos terminados.

## Oferta y demanda de Diesel

**Gráfico No. 2.4**  
**Proyección de oferta y demanda de diesel**  
**(2009-2026)**



Fuente: Elaboración propia

En el periodo 2009-2015, la tasa de crecimiento del consumo de Diesel Oil proyectada es del 7%. Durante dicho periodo el déficit de Diesel Oil disminuye de 12,4 miles de barriles por día (Mbpd); es decir, 53% sobre la demanda total, hasta 10,6 Mbpd el año 2012 y 9,2 Mbpd el año 2015 que representan el 39% y 27% de la demanda, respectivamente.

Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Demanda Diesel (Mbpd)</b>	23,6	24,8	25,8	27,3	29,2	31,2	33,5
<b>Oferta Diesel (Mbpd)</b>	11,2	11,9	14,3	16,8	18,1	20,7	24,3
<b>Superávit (+)/Déficit (-) (Mbpd)</b>	-12,4	-12,9	-11,4	-10,6	-11,1	-10,5	-9,2
<b>% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda</b>	-53%	-52%	-44%	-39%	-38%	-34%	-27%

Fuente: Elaboración propia

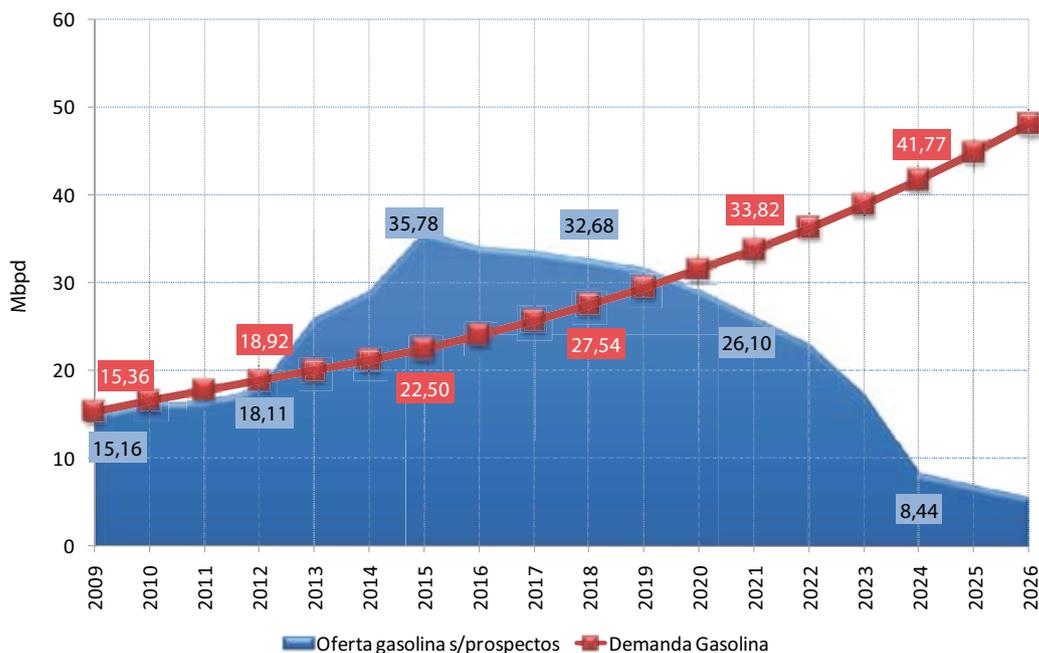
Para el periodo 2016-2026, la tasa de crecimiento es del 7%, incrementándose el déficit del combustible de 13,2 Mbpd a 71,4 Mbpd, lo que representa un incremento de 37% al 100% en el porcentaje del déficit sobre la demanda total.

Cuadro No. 2.4 Proyección de oferta y demanda de diesel (2015-2026)						
Concepto	2016	2018	2020	2022	2024	2026
Demanda Diesel (Mbdp)	36	41	46,9	54	62,2	71,4
Oferta Diesel (Mbdp)	22,8	21,4	18,3	13	1,1	0
Superávit (+)/Déficit (-) (Mbdp)	-13,2	-19,7	-28,7	-40,9	-61,1	-71,4
% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda	-37%	-48%	-61%	-76%	-98%	-100%

Fuente: Elaboración propia

## Oferta y demanda de Gasolina

Gráfico No. 2.5  
Proyección de oferta y demanda de gasolina  
(2009-2026)



Fuente: Elaboración propia

Para el periodo 2009-2015, la demanda proyectada de Gasolina se incrementa en un 7%, registrándose déficits hasta el año 2012, para posteriormente registrarse superávits desde el año 2013 en virtud de la implementación de 2 Unidades de Isomerización en dicho año.

En el periodo 2016-2019, la producción de Gasolina permite obtener un excedente exportable, registrándose nuevamente un déficit a partir del 2020.

**Cuadro No. 2.5**  
**Proyección de oferta y demanda de gasolina**  
**(2009-2015)**

Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda Gasolina (Mbpd)	15,4	16,6	17,8	18,9	20	21,2	22,5
Oferta Gasolina (Mbpd)	15,2	16,5	16,6	18,1	26	29,1	35,8
Superávit (+)/Déficit (-) (Mbpd)	-0,2	-0,1	-1,2	-0,8	6,0	7,9	13,3
% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda	-1%	0%	-7%	-4%	30%	37%	59%

Fuente: Elaboración propia

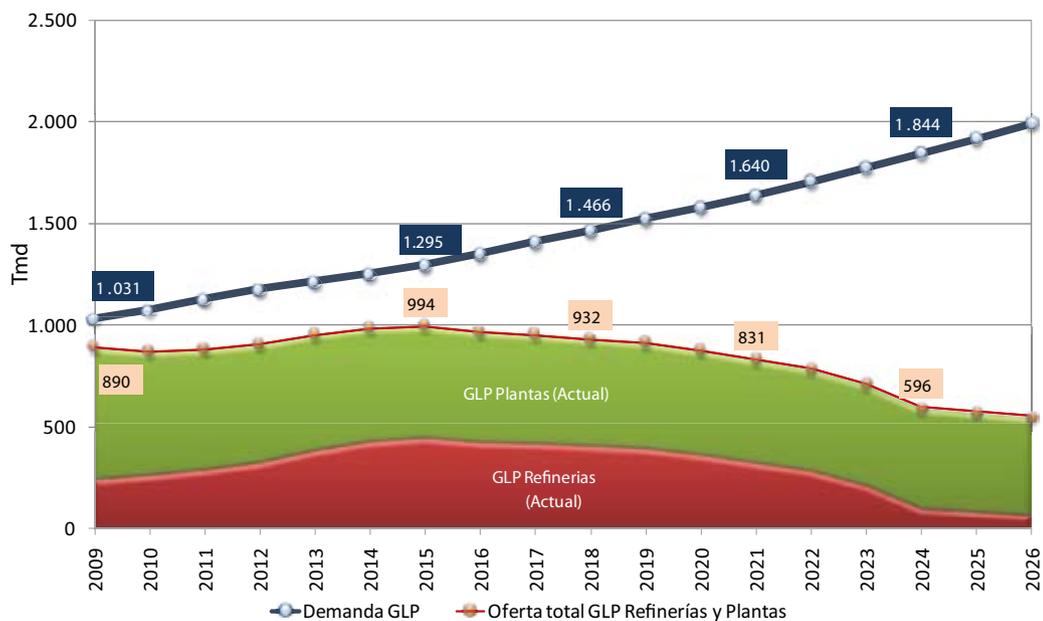
**Cuadro No. 2.6**  
**Proyección de oferta y demanda de gasolina**  
**(2016-2026)**

Concepto	2016	2018	2020	2022	2024	2026
Demanda Gasolina (Mbpd)	24	27,5	31,6	36,3	41,8	48,1
Oferta Gasolina (Mbpd)	34,1	32,7	29,2	23	8,4	5,7
Superávit (+)/Déficit (-) (Mbpd)	10,1	5,1	-2,4	-13,2	-33,3	-42,4
% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda	42%	19%	-8%	-36%	-80%	-88%

Fuente: Elaboración propia

## Oferta y demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

**Gráfico No. 2.6**  
**Proyección de oferta y demanda de GLP**  
**(2009-2026)**



Fuente: Elaboración propia

Para el periodo 2009-2015, la demanda proyectada de GLP se incrementa en un 3%, registrándose déficits durante todo el periodo de análisis, el cual se incrementa de 141,6 toneladas métricas día (Tmd), el 2009, a 300,9 Tmd en el año 2015, representando para dicho año un déficit de 23% con relación a la demanda total.

<b>Cuadro No. 2.7</b> Proyección de oferta y demanda de GLP (2009-2015)							
Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Demanda GLP(Tmd)</b>	1.031	1.076	1.130	1.177	1.215	1.252	1.295
<b>Oferta GLP (Tmd)</b>	890	870	882	905	951	985	994
<b>Superávit (+)/Déficit (-) (Tmd)</b>	-141,6	-206,4	-247,4	-272,4	-263,2	-266,7	-300,9
<b>% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda</b>	-14%	-19%	-22%	-23%	-22%	-21%	-23%

Fuente: Elaboración propia

En el periodo 2016-2026, el déficit de GLP se incrementa de 384,2 Tmd hasta los 1.436,9 Tmd, que representa el 72% de la demanda total para el final de dicho periodo.

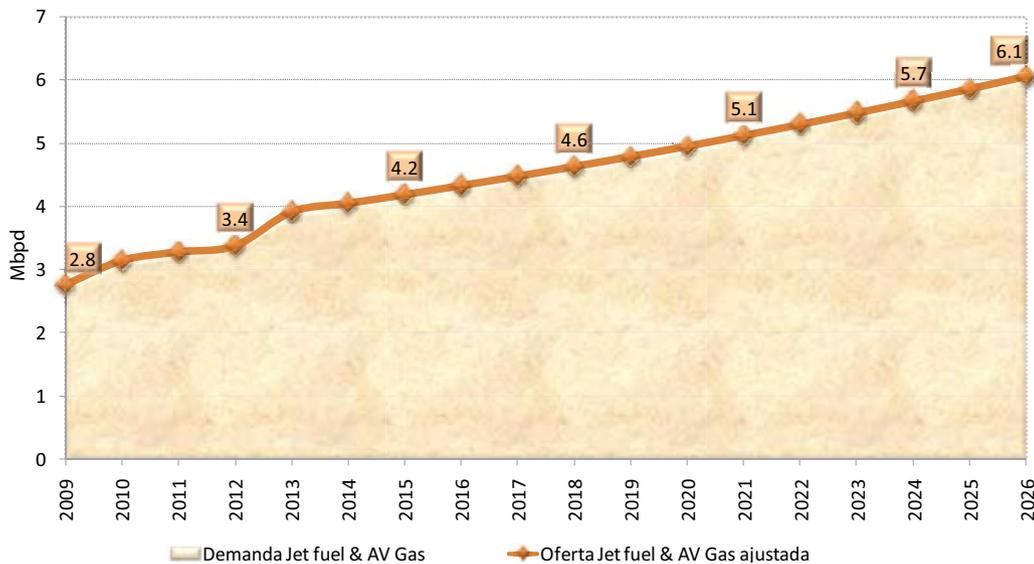
<b>Cuadro No. 2.8</b> Proyección de oferta y demanda de GLP (2015-2026)						
Concepto	2016	2018	2020	2022	2024	2026
<b>Demanda GLP(Tmd)</b>	1.350	1.466	1.581	1.706	1.844	1.990
<b>Oferta GLP (Tmd)</b>	965	932	875	787	596	553
<b>Superávit (+)/Déficit (-) (Tmd)</b>	-385,4	-534	-705,9	-918,6	-1.247,80	-1.436,90
<b>% superávit (+)/déficit (-) sobre demanda</b>	-29%	-36%	-45%	-54%	-68%	-72%

Fuente: Elaboración propia

## Oferta y demanda de Jet Fuel y gasolina de aviación (AVGAS)

A continuación el Gráfico No. 2.7 muestra los volúmenes de oferta y demanda para ambos productos en el periodo 2009-2026:

**Gráfico No. 2.7**  
**Protección de oferta de Jet Fuel y Avgas (2009-2026)**



Fuente: Elaboración propia

Dado que de un mismo corte de Crudo se obtienen Diesel y Jet Fuel, la política de abastecimiento contempla satisfacer prioritariamente la demanda de Jet Fuel con la producción nacional, fundamentalmente debido a que la logística de importación ya está instalada y diseñada para la importación de Diesel Oil.

En este contexto la demanda de Jet Fuel y Avgas se incrementaría de 2,8 Mbpd en el 2009 a 4,2 Mbpd al año 2015 y 6 Mbpd al 2026.

<b>Cuadro No. 2.9</b> <b>Proyección de incremento de demanda de Jet Fuel y Avgas (2009-2015)</b>							
Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Demanda = Oferta de Jet Fuel y Avgas (Mbpd)</b>	2,8	3,1	3,3	3,4	3,9	4,0	4,2

Fuente: Elaboración propia

<b>Cuadro No. 2.10</b> <b>Proyección de incremento de demanda de Jet Fuel y Avgas (2016-2026)</b>						
Concepto	2016	2018	2020	2022	2024	2026
<b>Demanda = Oferta de Jet Fuel y Avgas (Mbpd)</b>	4,3	4,6	4,9	5,3	5,7	6,1

Fuente: Elaboración propia

## Conclusiones

- La proyección de demanda de cada uno de los combustibles líquidos y GLP presentan tasas de crecimiento promedio que se mantienen concordantes con las registradas en el periodo histórico 2001-2008. En el caso de las demandas de Diesel Oil y Gasolina, la tasa de crecimiento promedio, en el periodo 2009-2027, es del 7%, en comparación a un 6% y 7% respectivamente, del periodo 2001-2008. En el caso de la demanda de GLP, la tasa de crecimiento promedio del periodo proyectado 2009-2015 es del 3%, un punto porcentual menor a la tasa de crecimiento del periodo siguiente. Se proyecta que el crecimiento promedio de la demanda de Jet Fuel y Avgas en el periodo 2009-2015 sea del 7% en comparación con una tasa menor del 3% en el periodo 2016-2027.
- A pesar de implementar una política de incremento en la producción de Gas Natural e hidrocarburos líquidos, la proyección de la oferta de Crudo muestra un incremento hasta el año 2015, para posteriormente declinar de forma persistente debido a la declinación de la mayoría de los campos productores de dicho producto y de los volúmenes asociados de líquidos a los campos de Gas Natural.
- Asumiendo un rendimiento del 30% de Diesel y Jet Fuel de las actuales refinerías, los volúmenes de crudo disponibles se traducen en volúmenes deficitarios que se agravan fundamentalmente para el Diesel en el mediano y largo plazo, déficit que pasa de un 53% sobre la demanda total en el 2009 a un 27% en el 2015 y un 100% en el 2026.
- En el caso de la Gasolina, la implementación de proyectos de ampliación y optimización de las actuales refinerías mediante el Revamping de las unidades de crudo y la implementación de 2 Unidades de Isomerización y una Planta de Reformación Catalítica, permiten incrementar la oferta de Gasolina con volúmenes excedentarios a partir del año 2013, alcanzando un tope de producción el 2015 en el que los volúmenes excedentarios representarían el 59% de la demanda. A partir del año 2020 se registraría nuevamente un déficit que se incrementa persistentemente hasta alcanzar un máximo de 88% el 2026.
- La proyección de oferta y demanda de GLP, manteniendo las condiciones actuales de producción en refinerías y plantas (sin considerar los proyectos de las Plantas de Separación de GLP de Río Grande y Madrejones), muestran una persistencia en la presencia de déficits que pasan de 14% el año 2009 al 23% el 2015 y el 72% en el 2026.

En este escenario se hace necesario establecer una estrategia de abastecimiento del mercado interno que asegure satisfacer la demanda proyectada en el mediano y largo plazo y que, a su vez, pueda reducir significativamente los costos involucrados en la importación de productos terminados en lo que se refiere a la subvención y los costos de importación a ser pagados por YPFB.

# Parte II

---

## Plan de Inversiones 2009 - 2015

---



# Plan de explotación

## Resumen

La creciente demanda de Gas Natural, Crudo, combustibles líquidos y GLP, tanto para el abastecimiento del mercado interno como para la exportación, nos enfrenta a un desafío muy grande en cuanto a una explotación eficiente de nuestros hidrocarburos.

El Plan de Explotación consiste en plasmar en objetivos concretos, los pronósticos de producción por parte de YPFB corporación y sus empresas subsidiarias. Es bueno mencionar que los pronósticos de producción presentados por las empresas operadoras de los contratos de operación, fueron revisados por personal de YPFB Casa matriz y sus empresas YPFB Chaco S.A. y YPFB Andina S.A.

El Plan de Inversiones para la Explotación, permitirá alcanzar aproximadamente 76,5 MMmcd de producción de Gas Natural el año 2015, requiriendo un monto de inversión de \$us 3,632 Millones (MM) en el periodo 2010-2015.

Las proyecciones de producción antes mencionadas, incluyen los pronósticos presentados por las empresas operadoras, más el desarrollo adicional propuesto por YPFB, que incluye:

- 7 pozos en Margarita y Huacaya (Repsol): con terminaciones múltiples y pozos horizontales o dirigidos en casos específicos.
- 2 pozos verticales adicionales en Incahuasi (Total E&P).
- Incremento en la capacidad de compresión de Planta San Alberto.
- Aceleración de la producción de los campos del norte operados por Andina.

La ejecución de este Plan de Explotación, implica una recuperación acelerada de reservas, que puede derivar en una declinación de la producción más precipitada a partir del año 2019, motivo por el cual, es muy importante acompañar este Plan con una exploración agresiva de manera que se pueda contar con nuevas reservas que permitan mantener, o incrementar, los niveles de producción en el mediano plazo, lo cual está previsto como se verá adelante.

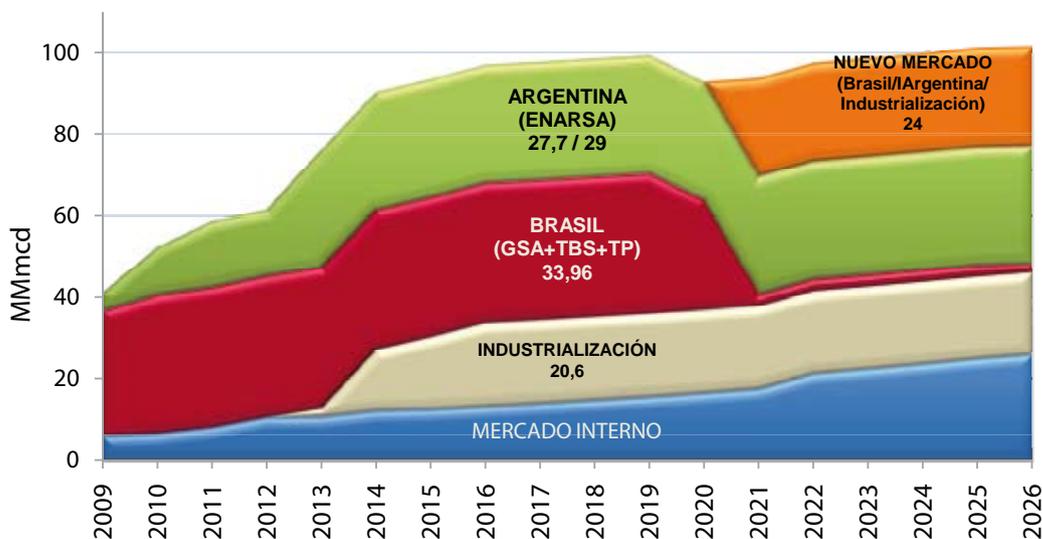
## Antecedentes

De acuerdo al artículo 22, de la Ley de Hidrocarburos (Estructura y Atribuciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), YPFB, a nombre del estado boliviano, debe ejercer el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos y representar al Estado en la suscripción de contratos petroleros y ejecución de las actividades de toda la cadena productiva establecida en la presente Ley.

El Plan de Explotación de los recursos hidrocarburíferos, comprende la producción de áreas y campos sujetos a contrato de operación en el territorio nacional. Actualmente, existen 16 empresas titulares de contratos de operación de las cuales 12 empresas tienen la calidad de opera-

doras; dentro de 44 contratos de operación suscritos, 43 de éstos se encuentran protocolizados y habilitados para su ejecución. Del trabajo sobre los campos sujetos a contrato de operación depende el abastecimiento de los mercados interno y de exportación en el corto y mediano plazo, existiendo una demanda potencial no cubierta. La producción actual de Gas Natural es aproximadamente 42 MMmcd y 44,4 Mbpd de líquidos.

**Gráfico 3.1  
Demanda Potencial de Gas Natural  
(2009-2026)**



Fuente: Elaboración propia

Como se explicó, y se observa en el Gráfico 3.1, la demanda potencial de Gas Natural en el periodo 2010- 2026 representa: El Mercado Interno de Consumo con una tasa de crecimiento de 7% anual, Proyecto Petrocasas de Pequiven a partir del 2011, consumo del Proyecto Termopantanal, Planta de Extracción de Licuables (Río Grande) a partir del 2011, Planta de Extracción de Licuables (Madrejones) a partir del 2013; Industrialización (Planta de GTL, Planta de Amoniaco - Urea, Proyecto Siderúrgico Mutún, Planta de Polímeros) y mercado externo (Brasil con GSA, Cuiabá, Termopantanal y el mercado argentino); quedando volúmenes remanentes para asignarlos a la industrialización, al mercado argentino o brasilero, o un nuevo mercado de exportación como el paraguayo o uruguayo, entre otros.

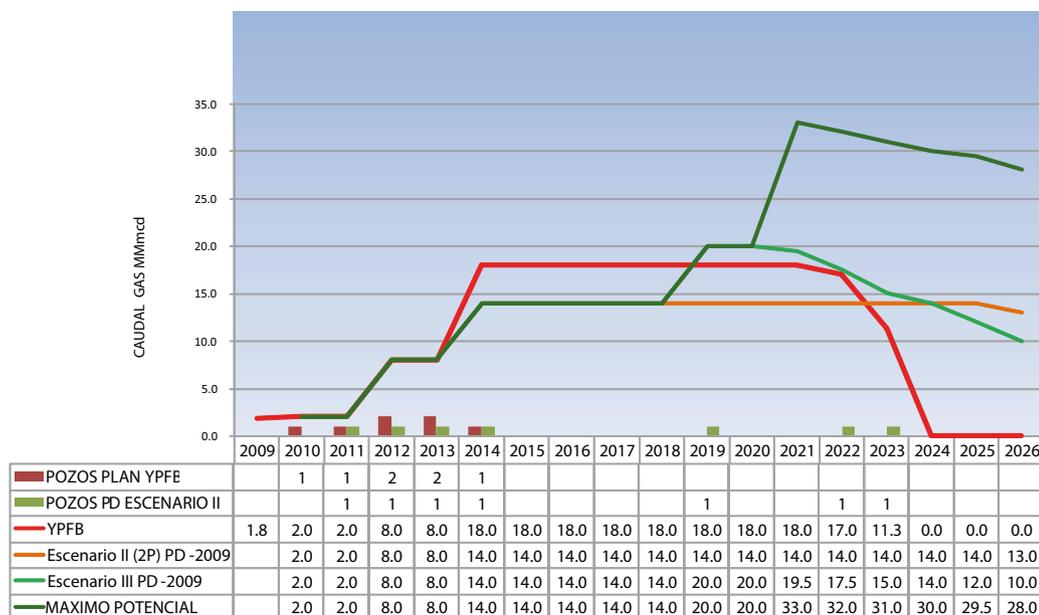
## Objetivos

La elaboración de un Plan Estratégico que permitirá analizar distintos escenarios y mejorar los proyectos para un desarrollo óptimo, con el fin de cumplir con la demanda de hidrocarburos de nuestro mercado interno y con los compromisos de los mercados de exportación.

## Desarrollo

El pronóstico de producción presentado para el periodo 2009-2020 se basa en la información elaborada por las empresas operadoras y revisada por los técnicos de YPFB corporación, información que se toma en cuenta, en tanto no se modifique en función de una mayor producción una vez reformulados los planes de desarrollo vigentes a la fecha, con relación a los campos Sábalo y San Alberto. Respecto a los pronósticos de producción de los campos Margarita-Huacaya e Incahuasi, se han realizado ajustes de orden técnico en la evaluación de los planes de desarrollo, que permiten de manera preliminar desarrollar un escenario de incremento en la producción de hidrocarburos. Los ajustes incluyen una propuesta conceptual diferente a la actual para encarar el desarrollo de éstos últimos campos, la cual implica la optimización acelerando la producción en Margarita-Huacaya hasta alcanzar los 18 MMmcd, considerando la perforación anticipada de pozos y con terminaciones múltiples con perforación de pozos dirigidos u horizontales de acuerdo a la orientación de fractura para obtener un mayor drenaje y, en el caso del campo Incahuasi, 2 pozos verticales adicionales a los planteados por la empresa operadora.

**Gráfico No.3.2**  
**Comparación pronóstico de producción de gas Margarita - Huacaya**

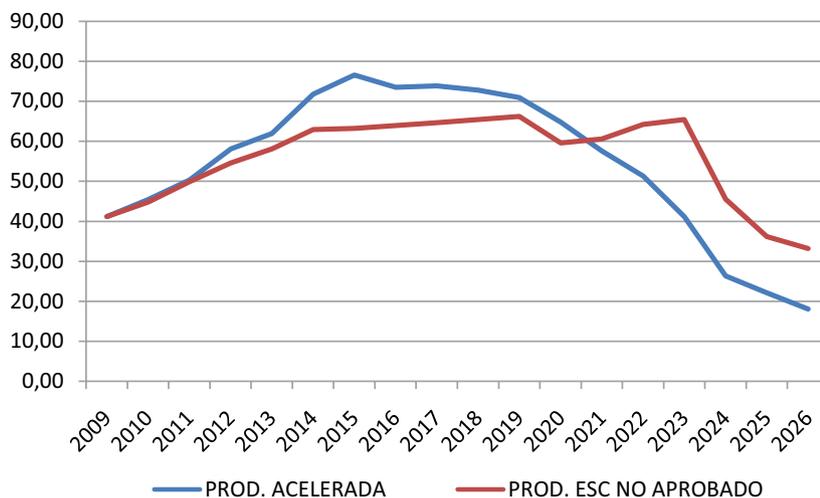


Fuente: Elaboración propia

Como resultado del trabajo realizado, en cuanto a la optimización de la producción que debería mejorar en sus resultados a partir de la reformulación de los planes de desarrollo, se propone una curva de producción que muestra una recuperación acelerada, debido a la aplicación de una técnica diferente de perforación "horizontal", así como el incremento de actividades y, por tanto, de inversión como los pozos adicionales antes referidos. Así, la curva de producción acelerada alcanza el año 2015 un máximo de 76.6 MMmcd de producción de Gas Natural, cuyo plateau, por

encima de 70 MMmcd, se sostiene en un período de 6 años entre 2014 y 2019, a diferencia del escenario no aprobado para este Plan de Inversiones que superaba los 60 MMmcd de producción de Gas Natural alcanzando un máximo de 64 MMmcd el año 2019, también con un plateau de 6 años entre el 2014 y 2019 inclusive, ambos escenarios se reflejan en el Gráfico 3.3.

**Gráfico No.3.3**  
**Curvas de producción**

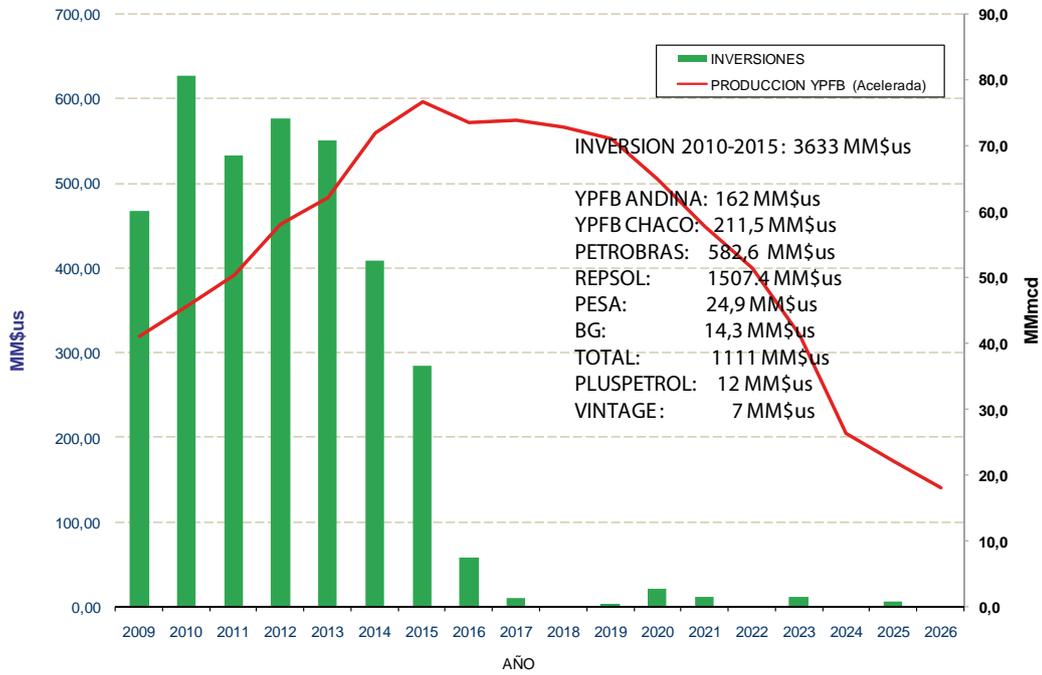


Fuente: Elaboración propia

La curva de producción aprobada para este Plan de Inversiones, si bien alcanza un máximo superior a 76 MMmcd de producción de Gas Natural, implica una fuerte declinación a partir del año 2019, debido al desarrollo completo de los campos Margarita-Huacaya e Incahuasi, lo cual hace imprescindible y más prioritaria la ejecución inmediata del Plan de Explotación en adelante explicado.

En materia de inversiones, la curva de producción aprobada por el incremento de actividades en el periodo 2010 - 2015 debido a la aplicación de un nuevo concepto de desarrollo, implica la aceleración de las inversiones especialmente en los bloques Caipipendi (Margarita, Huacaya), Itaú e Incahuasi.

**Gráfico No.3.4**  
**Curva de Producción aprobada e Inversión estimada**



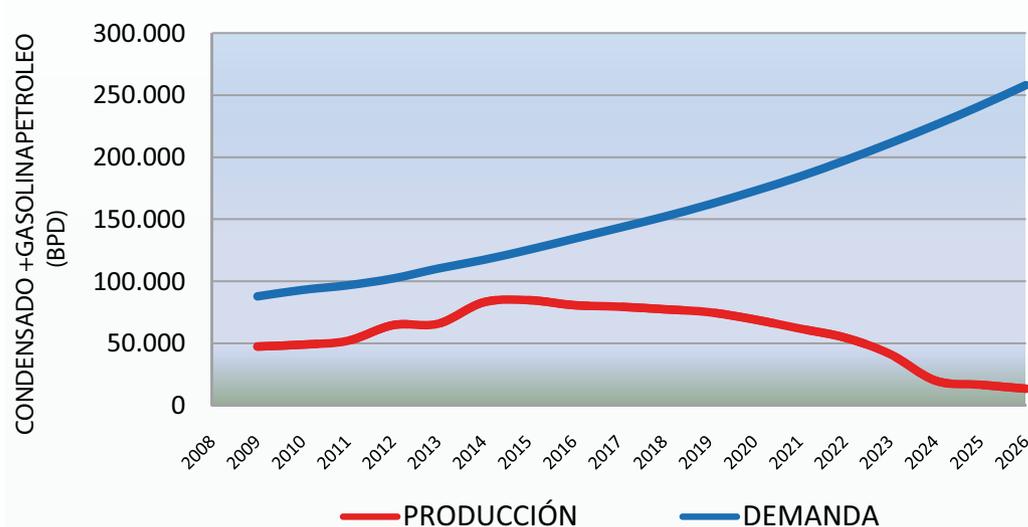
(\*) La inversión de la empresa PETROBRAS, incluye la cuota parte de YPFB Andina S.A. en el desarrollo de Sábalo y San Alberto  
Fuente: Elaboración propia

Los aportes de producción por campo, varían de acuerdo a la cantidad de reservas y tamaño de los mismos. A continuación, se detalla el aporte individual de los principales campos del país en el periodo 2009-2026.

Cuadro No. 3.1																			
Aporte por campo a la producción																			
	Campo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ANDINA	Todos	3,2	3,6	5,2	5,8	6,2	6,8	6,9	6,4	5,4	4,7	3,5	2,4	2,1	1,6	1,1	0,6	0,5	0,5
CHACO	Todos	5,1	6,5	6,8	6,5	5,8	5,1	4,7	4,1	3,6	3,0	2,7	2,5	1,6	1,2	1,1	1,0	1,0	0,8
BG	Todos	2,0	2,1	1,8	1,6	1,1	0,9	0,7	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1						
PETROBRAS BOLIVIA	Sábalo	13,3	13	16,5	18,6	18,5	18,6	18,6	18,6	18	18,6	18,6	17,0	12,0	10,9	9,4	7,7	6,6	5,8
	San Alberto-Itau	11,1	12,3	12,3	12,8	17,8	17,8	17,8	16,7	16,6	16,6	16,6	14,7	14,4	11,7	9,4	8,3	5,6	2,8
	Total PBR	24,4	25,4	28,9	31,4	36,3	36,4	36,4	35,2	34,6	35,2	35,2	31,7	26,5	22,5	18,8	16,1	12,2	8,6
PETROBRAS ENERGÍA	Colpa-Caranda	1,2	1,5	1,4	1,2	1,1	1,1	1,6	1,4	1,4	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
PLUSPETROL	Todos		2,4	2,6	2,6	2,2	2,2	2,0	2,0	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
REPSOL	Margarita+ Huacaya	1,8	2,0	2,0	7,8	7,8	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	16,7	11,1			
	Otros	0,2	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
	Total REPSOL	2,0	2,8	2,7	8,6	8,5	18,3	18,2	18,2	18,1	18,1	18,1	18	18	17,01	1,4	0,3	0,3	0,2
TOTAL	Incahuasi						0,5	5,4	5,4	8,3	8,3	8,3	7,2	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2
VNTAGE	Todos	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
GRAN TOTAL		41,2	45,5	50,3	58,1	61,9	71,8	76,6	73,5	73,8	72,8	70,9	64,8	57,6	51,3	41,2	26,3	22,1	18,1

En base a los pronósticos de producción de Gas Natural, se ha estimado la proyección de la producción de líquidos (condensado+ petróleo +gasolina), considerando el comportamiento de la relación de contenido de condensado en el hidrocarburo producido para cada campo, la declinación actual de los campos petrolíferos y el rendimiento de las plantas de líquidos.

Gráfico No.3.5  
Proyección de Producción de Líquidos



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el Gráfico No. 3.5, se tiene una gran diferencia entre la demanda y la producción de Líquidos. Esta diferencia se traduce en la necesidad de importar grandes volúmenes de hidrocarburos refinados para atender la demanda interna o, en su defecto, importar Crudo para ser procesado en el país y satisfacer la demanda estimada.

El Plan de Explotación 2009-2015, dentro del marco de los planes de desarrollo aprobados y las actividades optimizadas en el Bloque Caipidendi y el campo Incahuasi, contempla la perforación de 3 pozos en el campo Sábalo, perforación de 4 Pozos e intervención de 1 pozo en el campo Itaú - San Alberto, perforación de 7 pozos en el campo Margarita-Huacaya y 4 pozos en el campo Incahuasi, perforación de 14 pozos y 28 intervenciones en los campos operados por YPFB Andina S.A., perforación de 20 pozos y 3 intervenciones en los campos operados por YPFB Chaco S.A.; asimismo, incluye el incremento en la capacidad de compresión de la planta San Alberto.

Los campos operados por otras empresas, presentan actividades de mantenimiento, debido a que en la mayoría de los casos están completamente desarrollados y en etapa de declinación.

Dentro de las actividades que debe llevar adelante la empresa YPFB Andina S.A., se señalan las siguientes:

Para el cumplimiento de los planes de desarrollo previstos, se estima que entre los años 2009 y 2015, la empresa invertirá aproximadamente \$us 460 MM en los campos operados y no operados de los cuales es titular en el contrato de operación; considerando las siguientes actividades entre los proyectos más destacados:

## Resumen YPFB Andina Operada

<b>Cuadro No. 3.2</b>			
<b>Proyectos YPFB Andina S.A.</b>			
<b>Campo</b>	<b>Periodo</b>	<b>Actividades WO</b>	<b>Actividades Perforaciones</b>
<b>Río Grande</b>	2009 - 2013	1	2
<b>Boquerón</b>	2009 - 2013	3	3
<b>Cobra</b>	2009 - 2013	2	2
<b>Víbora</b>	2009 - 2013	0	2
<b>Patujú</b>	2009 - 2015	2	7
<b>Yapacaní</b>	2009 - 2015	15	0
<b>Sirari</b>	2009 - 2013	8	0

Fuente: Elaboración propia

Considerando los planes de desarrollo de YPFB Andina S.A., durante el periodo 2009-2015, se estima duplicar la producción de gas en los campos operados, para lo cual se destacan las siguientes actividades:

- Desarrollo del campo Yapacani.

- Puesta en producción de los campos pequeños del Norte.
- Interconexión de los campos del Norte, para aprovechar las capacidades de proceso disponibles en Víbora.
- Actividades de mantenimiento de producción en Víbora, Sirari y Río Grande.

## Resumen YPFB Andina No Operada

Cuadro No. 3.3 Proyectos YPFB Andina S.A.				
Campo	Periodo	WO	Perforaciones	Reentry
San Alberto	2009 - 2015	0	3	1
San Antonio	2009 - 2016	1	5	0

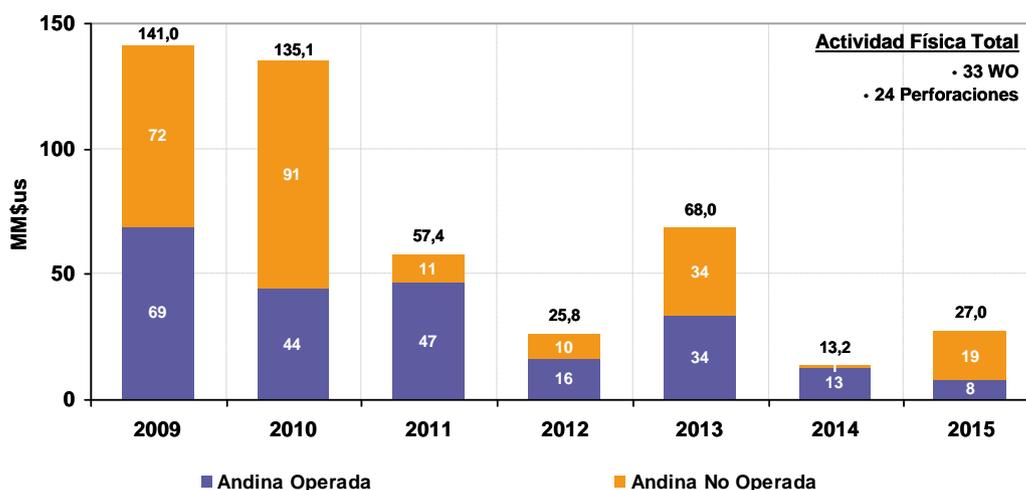
Fuente: Elaboración propia

En los campos no operados por YPFB Andina S.A. se proyecta un incremento superior al 20% de la producción actual para el mismo periodo (2009-2015), en base a las siguientes actividades:

- Incremento de la capacidad de la planta de Sábalo en 6 MMmcd.
- Incursionar con pozos de desarrollo hacia el norte de la estructura en Sábalo.
- Realizar una serie de pozos de mantenimiento de perfil de producción en San Alberto.
- Inversión en facilidades de compresión para mejorar el factor de recobro de los campos.

## Inversiones YPFB Andina S.A.

Gráfico No.3.6  
Inversiones YPFB Andina S.A.



Fuente: Elaboración propia

El 2009, considera las inversiones propuestas en la reformulación de los PTPs 2009 presentados a YPF B en junio de 2009.

Las cifras presentadas sobre los campos No Operados, están expuestas a la participación de YPF B Andina S.A. en San Alberto y San Antonio (50%) y Monteagudo (20%).

Las inversiones previstas, están sujetas a la revisión y aprobación por parte de YPF B de los Planes de Desarrollo.

## Conclusiones y recomendaciones

Los Pronósticos de Producción fueron elaborados en base a las reservas probadas (P1).

Para tener valores reales de reservas, se debe realizar la certificación nacional de reservas, tarea que está siendo abordada por YPF B. El desarrollo de los campos existentes permitirá el abastecimiento del Mercado Interno de Consumo, la entrega de volúmenes comprometidos con el GSA y la atención del mercado argentino.

La curva optimizada por YPF B propone pozos adicionales para los bloques Caipipendi e Incahuasi, que serán ratificados o inclusive mejorados en la reformulación de los respectivos planes de desarrollo.

La inversión requerida en desarrollo y facilidades de campo, para los próximos años (2010-2015) es de \$us 3,633 MM aproximadamente.

En el marco de los contratos de operación, es necesario el compromiso de las empresas operadoras a ejecutar un plan agresivo de exploración y explotación. De la misma manera, se debe agilizar trámites administrativos y ambientales para acortar tiempos operativos en exploración, perforación y explotación. Por otra parte, el Estado e YPF B deben trabajar en la consolidación de mercados que promuevan procesos de exploración y explotación intensivos en inversión y en tiempos de realización.



# Plan de exploración

## Resumen Ejecutivo

La finalidad del Plan de Exploración es dar a conocer la actividad exploratoria a nivel nacional en el período 2009 al 2015 tanto para YPF B, compañías subsidiarias y compañías operadoras que trabajan en el país en el marco de contratos petroleros. Adicionalmente, se incluyen las actividades relativas a la exploración en los años 2016 – 2026.

Ante la creciente demanda del mercado del Gas Natural en Bolivia, es importante cubrir dicha demanda con una actividad exploratoria agresiva. De una producción promedio de 42 MMmcd se pretende satisfacer una demanda por encima de 100 MMmcd. En ese objetivo, la actividad exploratoria se ha dividido en dos fases: Fase Exploratoria A de ejecución inmediata 2009 – 2015 y Fase Exploratoria B de ejecución mediata entre los años 2016 – 2026.

### Fase Exploratoria A (2009 – 2015)

La Fase Exploratoria A consiste en la perforación de 10 pozos exploratorios: Ingre, Sararenda (Camiri Profundo), Timboy, Itaguazurenda, Percheles Profundo, Carrasco Profundo, Vuelta Grande Profundo, El Dorado Profundo, Lliquimuni e Ññau. Se prevé tener un éxito exploratorio del 30% con relación al potencial estimado de reserva. Se considera el supuesto de 3 pozos exitosos, los cuales dan lugar a la perforación asociada de 10 pozos adicionales para el desarrollo de los campos. En función de los resultados positivos de esta Fase, se requerirá de 3 plantas de tratamiento de gas, líneas de recolección, ductos, plantas de compresión y otras facilidades.

La inversión de los 10 pozos exploratorios alcanza a \$us 379 MM y la inversión de los pozos de desarrollo más plantas, líneas, sistemas de compresión y otros es \$us 804 MM, haciendo un total de \$us 1183 MM para la Fase Exploratoria A.

Con toda esta actividad se generaría un incremento promedio en la producción de 5 MMmcd de Gas Natural.

Las compañías que participarán en la Fase Exploratoria A son: YPF B, YPF B Chaco S.A., YPF B Andina S.A., YPF B Petroandina S.A.M. y Petrobrás Bolivia S.A.

### Fase Exploratoria B (2016 – 2026)

En la Fase Exploratoria B se ha estimado la perforación de 20 pozos exploratorios escogidos de una cartera de 56 prospectos. Este portafolio de proyectos viene de convenios de estudio entre YPF B y compañías privadas; YPF B Chaco S.A., GTLI, YPF B Petroandina S.A.M., Pluspetrol S.A., Gazprom, Total Bolivie – Gazprom y otras.

Se estima un éxito exploratorio de 20% en relación al total de campos explorados, con lo que se tendría el descubrimiento de 4 campos. Asociada a estos éxitos exploratorios se tiene la perforación de 22 pozos de desarrollo, construcción de 4 plantas de gas, líneas de recolección y otras facilidades. La inversión en pozos exploratorios es de \$us 713 MM, mientras que la inver-

sión en pozos de desarrollo, plantas, facilidades y sísmica es de \$us 1782 MM, haciendo un total de \$us 2495 MM.

Esta actividad contribuirá a un incremento de la producción entre 5 y 30 MMmcd de Gas Natural; además, se espera alcanzar una reserva de hidrocarburos estimada en 7.5 TCF.

### **Áreas de interés hidrocarburífero**

Bolivia está dividida en dos zonas exploratorias: Zona Tradicional con 49.426,6 km<sup>2</sup> y Zona no Tradicional con 485.573,4 km<sup>2</sup>. En ambas zonas el Estado, mediante Decreto Supremo N° 29130 y sus modificaciones, ha dispuesto la declaratoria de 33 áreas reservadas para YPFB con la finalidad de encarar procesos exploratorios en lo inmediato y en el corto plazo bajo el liderazgo de la empresa estatal del petróleo, en razón al importante potencial estimado en dichas áreas. Por otra parte, la exploración realizada en los últimos años ha valorizado algunas áreas tales como Isarzama, Florida, El Dorado Oeste y otras que han permitido hacer un estudio donde se recomienda ampliar la frontera exploratoria con 15 nuevas áreas y llegar a un total de 48 áreas reservadas para YPFB.

Las nuevas áreas propuestas son: Isarzama, Florida, El Dorado Oeste, Arenales, Taputá, Pajoso Profundo, Tita, Ovaí, Titicaca, Mosevenes, Algarrobilla, Casira, La Ceiba, Capiguazuti y Río Salado.

En lo que se refiere específicamente a las áreas reservadas sujetas a contrato con la empresa YPFB Petroandina S.A.M., se tienen las áreas Tiacia, Aguaragüe Norte, Aguaragüe Sur A, Aguaragüe Sur B, Iñau e Iñiguazu, la compañía ha comprometido un Plan Mínimo de Exploración que consiste en la adquisición de 1685 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 14 pozos exploratorios, con una inversión de \$us 646,1 MM. En el Subandino Norte están sujetas a dicho contrato las áreas de Lliquimuni, Madidi, Chepite, Secure y Chispani, el Plan Mínimo de Exploración comprometido incluye sísmica 2D de 2800 Km y 3 pozos exploratorios a partir de 2008 con una inversión de \$us 242 MM. Toda la inversión de acuerdo al Plan debe ejecutarse hasta el año 2015.

Al presente, YPFB Petroandina S.A.M. tiene el prospecto Timboy, ubicado en el área Aguaragüe Sur, propuesto en su última etapa y debe proceder al trámite de licencias socio ambientales, para luego armar su infraestructura para lograr la perforación del pozo a fines de 2009.

En el Subandino Norte, en el área de Lliquimuni, se está trabajando en la adquisición de líneas sísmicas con un avance aproximado del 70% hasta el mes de septiembre de 2009.

### **Objetivo General**

El objetivo del Plan de Exploración 2009 - 2015 es descubrir nuevos yacimientos de gas y condensado para satisfacer la demanda creciente de estos hidrocarburos. Adicionalmente, se resume la exploración de hidrocarburos en Bolivia de manera general hasta el año 2026.

### **Antecedentes**

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 22 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, YPFB, ahora una corporación, ha trabajado en la formulación de un Plan de Explotación y Exploración para los años 2010 - 2015.

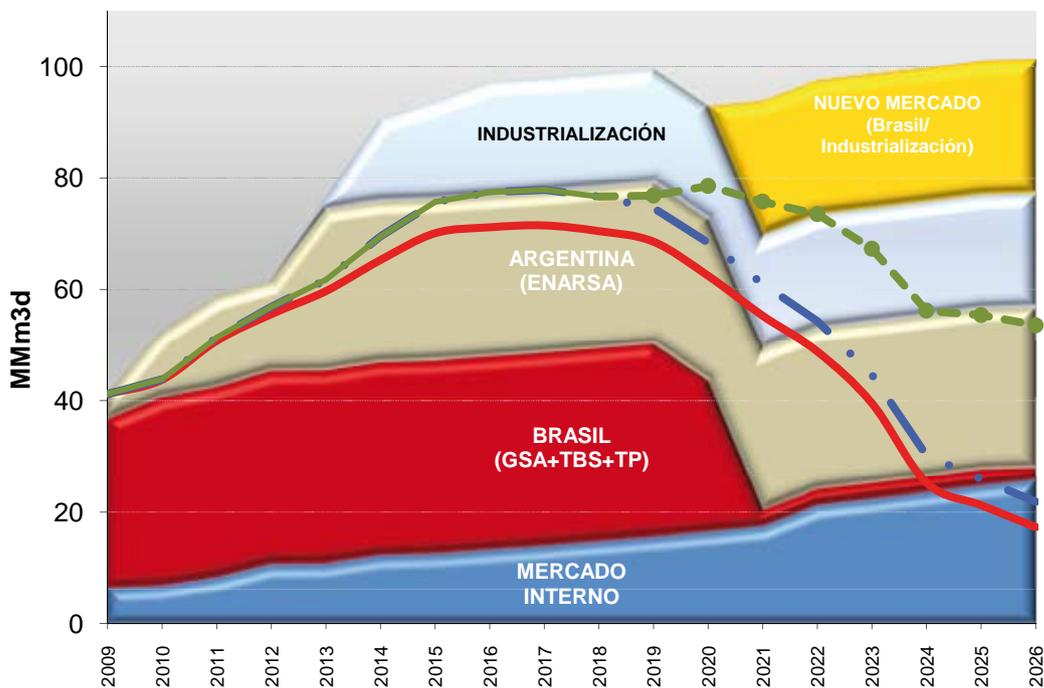
Dentro del área de interés hidrocarburífero de Bolivia, existen 33 áreas reservadas para YPF B, de las cuales 11 están sujetas al Contrato de Exploración y Explotación de Áreas Reservadas para YPF B, suscrito entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y la empresa YPF B Petroandina S.A.M.; 11 áreas están sujetas a convenios de estudio con compañías privadas independientes y subsidiarias de YPF B sobre las cuales se están realizando tareas iniciales de exploración a objeto de estimar el potencial de las mismas y, en base de los resultados, suscribir o no contratos de exploración y explotación; 11 áreas quedan a libre disposición de YPF B para encarar la exploración en forma directa o en asociación, siendo uno de los mecanismos de asociación la licitación de áreas para la definición del socio estratégico, las once áreas son: Cedro, Carohuaicho, Sauce Mayu, San Telmo, Coipasa, Corregidores, Astillero, Isipote y los campos Buena Vista, Camatindi y Villamontes.

En sentido estricto, al presente se vienen realizando actividades exploratorias en el país, en las áreas de Lliquimuni a cargo de YPF B Petroandina S.A.M. e Ingre bajo responsabilidad de Petrobras Bolivia S.A., con tareas de sísmica y perforación, respectivamente. Están en preparación en su etapa más avanzada, para su ejecución inmediata los prospectos exploratorios de Itagua-zurenda, Sararenda y Timboy, bajo la titularidad de YPF B, YPF B Andina S.A. e YPF B Petroandina S.A.M., respectivamente.

## Producción y demanda de hidrocarburos 2010 - 2026

La brecha entre la producción actual aproximada, de 42 MMmcd de Gas Natural (y 44,4 Mbpd de líquidos), y la demanda interna de consumo más el mercado externo comprometido que alcanzan a 70 y 80 MMmcd para los años 2013 al 2020, y tomando en cuenta una demanda de 100 MMmcd de Gas Natural para su industrialización, obliga a encarar proyectos exploratorios en lo inmediato, a corto y mediano plazo, de tal manera de superar la barrera de los 76 MMmcd para el año 2015 propuestos como objetivo concreto en el Plan de Explotación. El Gráfico No. 4.1 muestra la demanda potencial de hidrocarburos, la línea roja es la curva de producción que se alcanzará con el Plan de Explotación, los pozos exploratorios objeto del Plan de Exploración deberían permitir cubrir la demanda potencial hasta el año 2026; sin embargo, los planes iniciales mostrarán sus primeros resultados a partir del año 2010 con 0,1 MMmcd adicionales y se irán incrementando hasta el año 2015, cuando se alcanzaría un aumento en la producción de aproximadamente 6 MMmcd (Línea azul punteada). Los otros prospectos exploratorios, mostrarán resultados desde el año 2019 y permitirían incrementar la producción como se observa en la línea verde punteada del gráfico siguiente:

**Gráfico No. 4.1**  
**Demanda potencial de hidrocarburos**



Fuente: Elaboración propia

## Plan de exploración 2009-2015

YPFB Casa matriz está efectuando la coordinación para llevar a cabo los planes exploratorios del período 2010-2015 con las empresas subsidiarias y las compañías operadoras de los contratos petroleros. Fruto de este trabajo, se tiene la programación de 10 pozos exploratorios de ejecución inmediata a partir de 2009, de acuerdo a lo siguiente:

<b>Cuadro 4.1 Pozos Exploratorios</b>				
<b>Compañía Operadora</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Año</b>	<b>Caudal Esperado (MMpcd)</b>	<b>Inversión Total (MM\$us)</b>
Petrobras Bol.	Ingre	2009	50	50
YPFB Andina	Camiri	2010	40	58
Petroandina	Timboy	2010	40	60
YPFB	Itaguazurenda	2010	40	47
Chaco	Percheles	2011	40	18
	Carrasco	2010	10	15
	Vuelta Grande	2011	7	16
	El Dorado Profundo	2014	10	15
Petroandina	Lliquimuni	2014	40	50
	Iñau	2015	40	50
<b>TOTAL</b>				<b>379</b>

Fuente: Elaboración propia

De estos prospectos exploratorios, se espera un éxito exploratorio de 30%. Asumiendo que tres de los diez pozos sean exitosos, más el desarrollo asociado y la construcción de facilidades, se estima un incremento de producción de 6 MMmcd aproximadamente. La inversión inicial alcanza a \$us 379 MM, sólo tomando en cuenta los diez pozos exploratorios.

Adicionalmente, asociada a los pozos exitosos, se debe prever una actividad de perforación con el objetivo de sostener la producción de 6 MMmcd de Gas Natural antes mencionado. El cronograma general de actividades exploratorias, así como las inversiones por empresas a desarrollarse para el período 2010-2015, se muestran en las siguientes tablas.

<b>Cuadro No. 4.2 Cronograma de pozos exploratorios</b>							
<b>Campo</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Ingre	1						
Camiri Prof		1					
Timboy		1					
Itaguazurenda		1					
Percheles			1				
Carrasco		1					
Vuelta Grande			1				
Dorado Profundo						1	
Lliquimuni						1	
Iñau							1

Fuente: Elaboración propia

<b>Cuadro No. 4.3</b>						
<b>Cronograma de pozos asociados a los éxitos exploratorios</b>						
Campo	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Proyecto A	1	1	1	1	1	
Proyecto B	1	1	1	1	1	
Proyecto C		1	1	1		

Nota.- Los números en color rojo son los pozos exploratorios  
Fuente: Elaboración propia

## Inversiones

El Cuadro No.4.4 refleja la inversión asociada a pozos de avanzada, pozos de desarrollo y facilidades de producción:

<b>Cuadro No. 4.4</b>							
<b>Inversión en millones de dólares 2009 - 2015</b>							
Campo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL MM\$us
Proyecto A		101	108	93	65	12	378
Proyecto B		45	255	45	45		390
Proyecto C			18	18			36
TOTAL		146	381	156	110	12	804

La inversión necesaria para lograr el desarrollo de los pozos que resulten exitosos, asciende a \$us 804 MM puesto que a partir de los tres pozos exitosos se deben perforar 10 pozos de avanzada y desarrollo, más dos plantas de Dew Point.

En suma, la inversión total estimada para la perforación de pozos exploratorios, pozos de desarrollo y construcción de facilidades es de \$us 1,183 MM en el periodo 2009-2015.

## Pozos de perforación

El Plan de Exploración exige, a su vez, la ejecución de un agresivo Plan de Perforación, tanto en su etapa inicial antes de lograr el éxito exploratorio, como en la etapa de perforación de pozos asociados, tal como se explica en el cuadro siguiente:

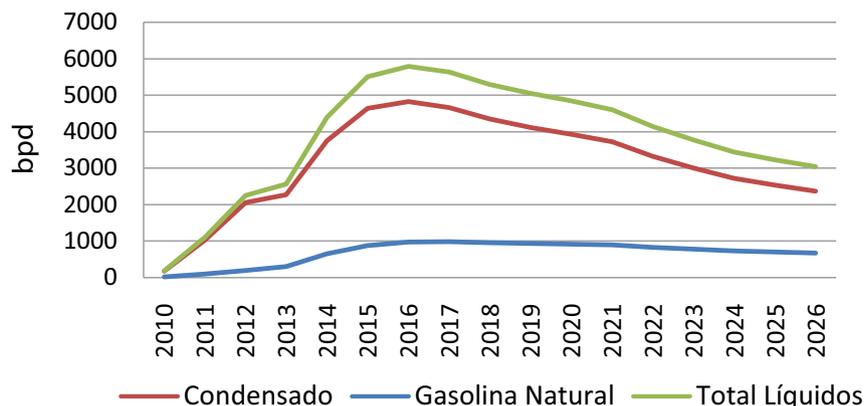
Cuadro No. 4.5 Equipos de perforación y capacidad en HP para pozos exploratorios							
Campo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingre	3000						
Camiri Prof		3000					
Timboy		2000					
Itaguazurenda		3000					
Percheles			2000				
Carrasco		2000					
Vuelta Grande			2000				
Dorado Profundo						2000	
Lliquimuni						3000	
Iñau							3000
Pozo A			3000	3000	3000	3000	
Pozo B			3000	3000	3000	3000	
Pozo B				2000	2000		
<b>Total No equipos 2000 HP</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>
<b>Total No equipos 3000 HP</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

Fuente: Elaboración propia

Se perforarán 10 pozos asociados a los pozos exploratorios exitosos, por tanto es necesario 3 equipos de 3000 HP y 1 equipo de 2000 HP. Mientras que en toda la etapa exploratoria se necesitan 5 equipos de 3000 HP y 5 equipos de 2000 HP.

La producción de Gas Natural, resultado de los trabajos exploratorios y de desarrollo en los prospectos exploratorios A, también generará una producción de líquidos asociados, la que se puede observar en el Gráfico 4.2.

**Gráfico 4.2**  
**Producción de Líquidos Asociados a los Prospectos Exploratorios A**



Fuente: Elaboración propia

## Convenios de estudio

Los convenios de estudio son una modalidad para investigar un área, donde el potencial socio de YPF se hace cargo de los costos de la investigación. Estos convenios consisten en que una compañía privada selecciona un área de las 33 áreas reservadas para YPF vigentes, cuyo propósito es efectuar estudios de geología e ingeniería con objetivo de valorizar el área durante el periodo de un año, el resultado del estudio es el marco de referencia para concretar una sociedad anónima mixta con YPF en una proporción accionaria de 60% para YPF, cuando mínimo, y 40% para la compañía interesada. La tabla siguiente muestra los convenios de estudio y el resumen de resultados que proponen las compañías petroleras:

Cuadro No. 4.6											
Portafolio de Proyectos Exploratorios - Convenios de Estudio											
YPFB - Empresas Petroleras											
Compañía	Área	Estructuras	Sísmica		Pozos Explor.	Pozos Desarr. Facilid.	Costo		Costo Total Explo+Des (\$us MM)	Recurso Gas TCF	Recurso Líquido MM bbl
			2D (Km)	3D (Km2)			Explor. (\$us MM)	Desarr. (\$us MM)			
Pluspetrol	Huacareta	Bayucati Yapucati Yapucati Deep Tomatirenda	SI		1	3	46,1	228,0	271,1	13,5	
Gazprom	Sunchal	Condor Agua Salada Agua Rica Sunchal			2 3 2	4	402,0	1181,0	1593,0	3	
Tecpetrol	San Telmo	Área Devuelta								1,8	8,9
Total Bolivie Gazprom	Azero - AMI	Illinchupa Morteros Huac - Yanguilo Incah - Lagunill LH - CMR - CVO Tatarenda			2 3 2		480,0		480,0	5	
GTLI	Río Beni	Estrella Santidad Santa Rita	SI	NO	4	216	39,0	755,0	794,0		4000
	Itacaray		160	NO	3	18	93,0	426,0	518,0	3	27,4
	Cupecito	La Grande Guanacos	SI	SI	3 1	17 7	17,0 116,0	133,0 327,0	150,0 443,0	0,4 0,566	
	Almendro	Palmar Norte Palmar Sur La Barraca Angelito	SI SI NO NO	NO NO SI SI	1 3 3 2		17,0 22,2 48,6	28,0 0,0 96,3	43,0 22,2 142,0	0,567	
	Madre de Dios										
Global	Sayurenda	Plazo presentación Informe Final Convenio de Estudio hasta el 10/07/2009									
Eastern Petrogas Ltda.	Carandaiti										
	Sanandita	Informe Final Convenio de Estudio en revisión por Y.P.F.B.									
Inversión Total \$us MM									4.456,0	27,8	4.036,3

Estas áreas estudiadas constituyen el portafolio de prospectos exploratorios, los que deberán ser investigados más profundamente hasta constituirse en proyectos exploratorios maduros y ser perforados en los próximos años. Sin embargo, se puede observar el gran potencial posible de todos los proyectos que en su conjunto llegan a una inversión de \$us 4,456 MM. Las reservas potenciales ascenderían a 27,8 TCF de Gas Natural y 4,036 MM Bbls de líquidos. Corresponde aclarar que estas cifras representan un potencial de reserva en base a la información que se dispone de cada una de las áreas y no representa en ningún sentido una proyección de las reservas probadas y/o posibles de hidrocarburos.

Bajo el supuesto que todos los convenios de estudio resultaran positivos y los mismos derivarán en contratos de exploración y explotación de áreas reservadas para YPFB, el cuadro siguiente presenta los pozos exploratorios que se llevarían adelante en el periodo 2015 - 2026.

Cuadro No. 4.7 Primeros Pozos exploratorios												
Compañía	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Chaco	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pluspetrol	0			1								
Petroandina (CE)	2	3	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0
GTLI	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Total E&P	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gazprom	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Pluspetrol	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Global Bolivia	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eastern Petrogas	1		0		0							
Libres	2	0	1	2	0	0	1	2	1	2	1	3
TOTAL	12	10	9	7	3	2	2	2	1	2	1	3

Fuente: Elaboración propia

El total de pozos a perforarse sería de 54 en el periodo 2015-2026.

## Exploración Período 2016 - 2026

Dentro del plan de exploración, los pozos exploratorios a perforarse, en el periodo 2016 - 2026, corresponden al portafolio de prospectos de las compañías YPFB Chaco S.A. y YPFB Petroandina S.A, ambas subsidiarias de la compañía estatal del petróleo boliviana, así como YPFB Casa matriz y Pluspetrol, de un portafolio de prospectos (leads) de los convenios de estudio considerando los que tienen mayor avance, tanto en trabajos y estudios como en el avance de negociaciones sobre la conformación de sociedades mixtas. El siguiente cuadro muestra el detalle de áreas:

<b>Cuadro No. 4.8</b>		
<b>Portafolio de Proyectos de los convenios de estudio</b>		
<b>Campo</b>	<b>Año</b>	<b>Inversión MM\$us1</b>
Caigua	2016	20
Lluviosa	2017	15
Junin Este	2017	3
Iñiguazu	2017	50
Tiacia	2016	50
La Barraca-Angelito	2018	28
Itacaray	2016	20
Illinchupa - Galvez	2017	50
Yanguillo - Huacareta	2018	50
Condor	2016	40
Agua Salada	2017	40
Bayucati	2016	30
Sanandita Prof	2016	40
Chorritos	2016	45
Cañada	2017	45
Guanacos	2018	45
Carandaiti	2018	45
Sauce	2017	45
Iñau	2016	50
Beni	2016	2
<b>TOTAL</b>		<b>713</b>

Fuente: Elaboración propia

Se considera un 20% de éxito en atención a que estos proyectos deben pasar por una etapa de estudio profundo hasta su maduración. Se asume 4 pozos exitosos de los 20 pozos a perforarse. La inversión total necesaria para llevar adelante la perforación de los pozos de exploración ascendería a \$us 713 MM.

Además, cada pozo exitoso requiere una inversión para su desarrollo, la cual está asociada a un cronograma de pozos exploratorios y desarrollo. El cuadro siguiente refleja un cronograma general tentativo de los pozos a perforarse en el periodo 2016 - 2026. Igualmente están los pozos asociados a los éxitos exploratorios:

Cuadro No. 4.9 Cronograma de Pozos Exploratorios												
Campo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Caigua	1											1
Lluviosa		1										1
Junin Este		1										1
Iñiguazu		1										1
Tiacia	1	1	1	1								4
La Barraca-Angelito			1									1
Itacaray	1	1	1	1	1	1	1					7
Illinchupa - Galvez		1										1
Yanguillo - Huacareta			1									1
Condor	1	1	1	1	1	1	1					7
Agua Salada		1										1
Bayucati	1											1
Sanandita Prof	1											1
Chorritos	1											1
Cañada		1										1
Guanacos			1									1
Carandaiti			1									1
Sauce		1										1
Iñau	1	1	1	1	1	1	1	1				8
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>				<b>41</b>

Fuente: Elaboración propia

El cuadro anterior muestra, en números de color rojo, los pozos exploratorios. De esta manera, a efectos de proyectar los posibles volúmenes de producción así como la inversión necesaria, los pozos resaltados dentro del cuadro se han asumido como exitosos en este ejercicio, por lo que requerirían de mayores perforaciones (pozos de desarrollo). En ese sentido, las inversiones asociadas a la exploración y desarrollo de estos pozos se muestra en el cuadro siguiente y los posibles volúmenes de producción se señalan en el Cuadro No. 4.10

Cuadro No. 4.10 Inversiones asociadas al desarrollo de los pozos exitosos (En \$us MM)									
Compañía	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL MM\$us
Itacaray	7	20	85	35	25	25	20		
Iñau	10	100	140	160	50	50	70	60	
Tiacia	40	50	100	70					
Condor	50	50	155	155	105	105	45		
<b>Totales</b>	<b>107</b>	<b>220</b>	<b>480</b>	<b>420</b>	<b>180</b>	<b>180</b>	<b>135</b>	<b>60</b>	<b>1782</b>

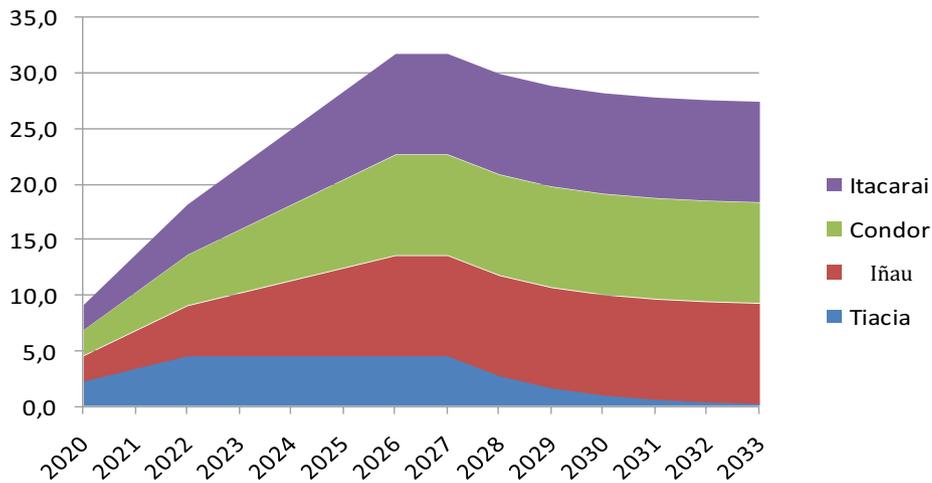
Fuente: Elaboración propia

Las inversiones necesarias para producir los 4 campos exitosos, que consisten en la perforación de 22 pozos de avanzada y desarrollo, sísmica, cuatro plantas de separación, facilidades de producción, alcanzaría a \$us 1,782 MM.

En suma, la inversión total considerando los 20 pozos iniciales (\$us 713 MM), más la inversión para el desarrollo de los campos (\$us1,782 MM), sería de \$us 2,495 MM dentro del período 2016-2026.

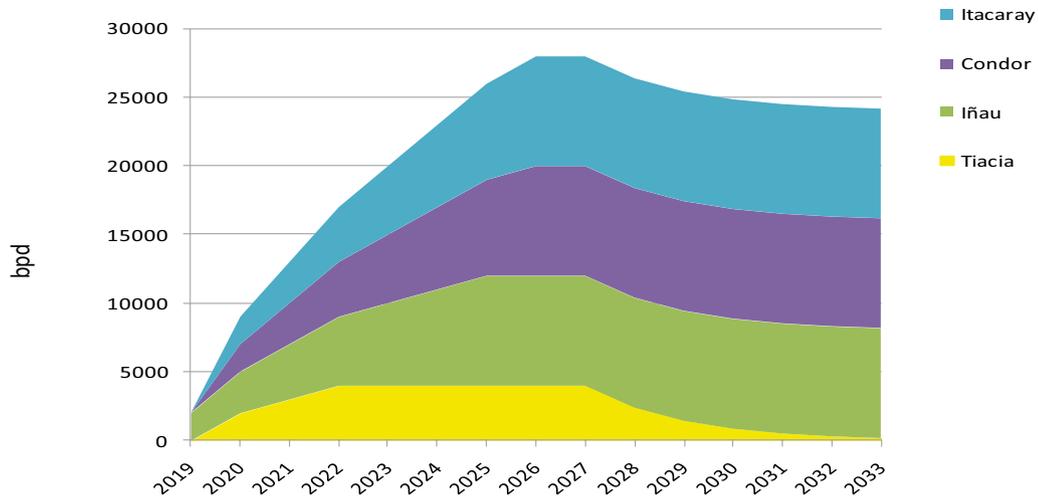
**Resultados totales esperados.** La expectativa de resultado por parte de YPFB se representa en los siguientes cuadros, tanto para Gas Natural como para hidrocarburos líquidos.

**Gráfico No.4.3**  
**Perfil de producción Gas Natural**  
**(En MMmcd)**



Fuente: Elaboración propia

Gráfico No. 4.4  
 Perfil de producción Líquidos  
 (En bpd)

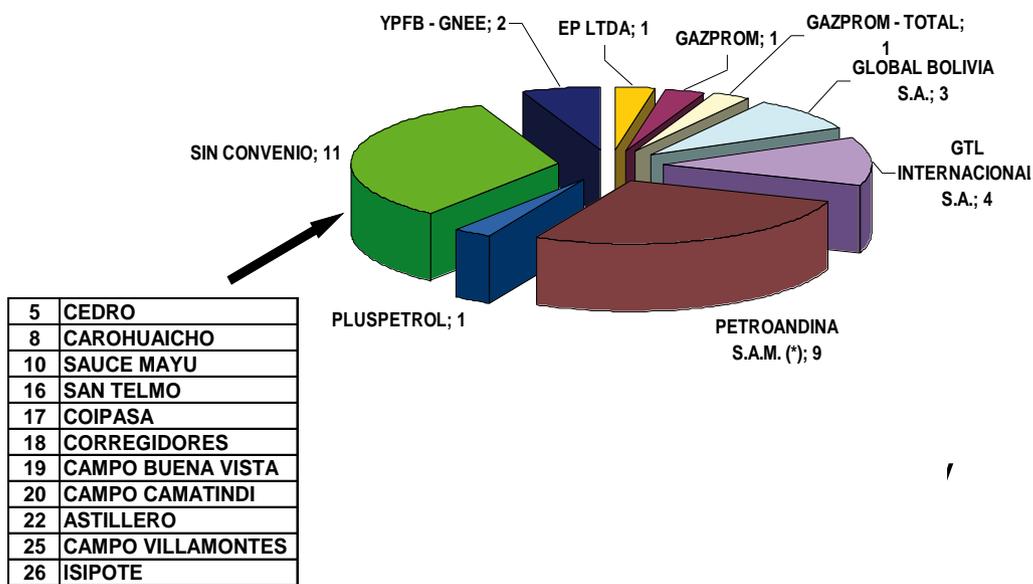


Fuente: Elaboración propia

Los prospectos exploratorios proyectados para los años 2016-2023 podrían dar frutos, en cuanto a producción incremental, a partir del año 2019, comenzando con un volumen incremental de 2,3 MMmcd y llegando a una producción incremental máxima de más de 30 MMmcd de Gas Natural el año 2027. En el caso de la producción de líquidos, el año 2019 se tendría una producción incremental de aproximadamente 2,5 Mbpd, llegando hasta un máximo de 27 Mbpd el 2027. Para efectos del ejercicio, la proyección de producción fue elaborada para un periodo de 15 años (2019-2033); sin embargo, se supone que el comportamiento de la misma tendrá una declinación gradual después de este periodo.

Por otro lado, dentro de las 33 áreas reservadas para YPFB, 11 se encuentran libres para ser exploradas por convenios de estudio u otro mecanismo que YPFB determine. En el siguiente gráfico, se resume la situación de las 33 áreas reservadas para YPFB.

**Gráfico No. 4.5**  
**Áreas Reservadas para YPFB**



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, existen otras áreas que pueden ser objeto de exploración en los próximos años. Algunas de las áreas que se proyectan como posibles adiciones a las áreas de interés hidrocarbúfero reservadas para YPFB son las siguientes:

<b>Cuadro No. 4.11</b> <b>Propuesta de nuevas áreas de exploración</b>		
No.	Áreas	Departamentos
34	Isarsama	Cochabamba
35	Florida	Santa Cruz
36	El Dorado Oeste	Santa Cruz
37	Arenales	Santa Cruz
38	Taputá	Santa Cruz
39	Pajoso Profundo	Tarija -Chuquisaca
40	Tita	Santa Cruz
41	OVAL	Santa Cruz
42	Titicaca (zona 19)	La Paz
43	Mosetenes Zona 19	Beni
	Mosetenes Zona 20	Beni-Cochabamba
44	Algarrobilla	Tarija
45	Casira	Potosí
46	La Ceiba	Tarija
47	Capiguazuti	Chuquisaca
48	Rio Salado	Tarija

Fuente: Elaboración propia

## Conclusiones

La exploración de nuevos prospectos debe ser la tarea inmediata más importante que debe ejecutar YPFB corporación, en el objetivo de descubrir nuevos yacimientos de gas, condensado y petróleo para satisfacer la demanda creciente de hidrocarburos a nivel nacional y en la región. Además, se deben iniciar investigaciones para incorporar al portafolio de proyectos nuevas áreas prospectivas, con el objetivo de alcanzar la meta de incrementar las reservas de hidrocarburos P1 en un 50%.

La exploración en el período inmediato 2010-2015, comprende la perforación de 10 pozos exploratorios. Se estima un éxito de 30%, 3 pozos cuyo desarrollo asociado incrementaría hasta 5 MMmcd de Gas Natural y el correspondiente hidrocarburo líquido con una inversión de \$us 1,183 MM.

La exploración en el período 2016-2026 se efectuará con la perforación de 20 pozos exploratorios. Se estima un éxito de 20 %, 4 pozos exitosos, que son pozos de desarrollo, incrementarían la producción hasta un máximo de 30 MMmcd de Gas Natural y aproximadamente en 27 Mbpd de líquidos, durante el período, con una inversión de \$us 2,495 MM.

Existe un portafolio de prospectos exploratorios como resultado de la evaluación de los convenios de estudio, que incluyen compañías como YPFB, YPFB Petroandina S.A.M., YPFB Chaco S.A. y otras operadoras, con alrededor de 56 futuros proyectos. De estos, se escogieron los 20 prospectos que figuran en el ejercicio de este documento.

Encarar los nuevos prospectos y proyectos exploratorios exige el establecimiento de un nuevo modelo de contrato, tomando en cuenta las características y condiciones de la exploración así como el derecho propietario de los hidrocarburos producidos y la titularidad de YPFB sobre dicha propiedad, de tal manera que se promueva un proceso intensivo de exploración en todo el país. Una comisión multidisciplinaria e interinstitucional del sector hidrocarburos de Bolivia debe llevar adelante esta tarea, en forma inmediata.

Actualmente, se tienen 11 áreas reservadas de libre disposición de YPFB dentro de las 33 áreas reservadas. Asimismo, se propone incrementar la frontera exploratoria con 15 áreas nuevas.



# Estrategia de abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos líquidos

La declinación en la producción de hidrocarburos líquidos en los campos en actual desarrollo, conjuntamente al crecimiento sostenido de su demanda, derivan en déficits persistentes en el periodo 2009-2027, especialmente en el caso del Diesel Oil.

Como se mostró en el acápite de producción y demanda de hidrocarburos líquidos, la implementación de la Unidad de Isomerización en las Refinerías Gualberto Villarroel (RCBA) y Guillermo Elder Bell (RSCZ) a cargo de YPF B Refinación S.A. permite incrementar la producción de Gasolina y tener un excedente exportable a partir del año 2013. Sin embargo, las proyecciones sobre la producción de hidrocarburos líquidos permiten establecer que, en el largo plazo, no se resuelve el déficit de Diesel Oil, gasolinas y GLP, en el supuesto de un comportamiento actual en la forma de atención a la demanda, que deviene del esquema neoliberal donde se sacrificaba el crecimiento del mercado interno en beneficio de la exportación, inclusive de petróleo, puesto que la capacidad de refinación de la empresa se mantuvo en 41.500 bpd a junio 2007, cuando la producción entregada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural en el mismo año alcanzó a 49.238 bpd, justo el año que el Estado a través de YPF B recuperó la propiedad de la empresa Petrobras Bolivia Refinación S.A.<sup>3</sup> (hoy YPF B Refinación S.A.

La Nacionalización de los Hidrocarburos asume como un nuevo paradigma la soberanía y seguridad energética, que tiene por objetivo la satisfacción de la demanda interna de hidrocarburos; en ese sentido, se hace necesario plantear una Estrategia de Abastecimiento del Mercado Interno que además de asegurar al consumidor contar con los combustibles líquidos y GLP, minimicen los costos por concepto de subvención por la importación de productos terminados y, es más, se pueda generar ingresos favorables para el Estado manteniendo el comportamiento actual de los precios.

## Estrategia de mediano plazo (2009 – 2014)

En este sentido, se plantea la Estrategia de Mediano Plazo de Abastecimiento Interno de Hidrocarburos Líquidos para el periodo 2009-2014, que comprende los siguientes proyectos:

- **Optimizar y ampliar la capacidad de refinación de las actuales refinerías (2009-2014)** que contempla proyectos de Revamping de las unidades de Crudo, la implementación de una Unidad de Topping y una Planta de Reformación Catalítica entre otras actividades, con una inversión de \$us 345 MM que permiten un incremento en la capacidad de refinación de 45 Mbpd a 96 Mbpd para el año 2015.

<sup>3</sup> Durante el ejercicio 2007/2009, YPF B Refinación ha realizado una gestión operativa y comercial eficiente que se ha reflejado en la entrega de productos en volúmenes superiores a los establecidos en los programas de abastecimiento aprobados mensualmente por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, resultado de una mayor producción de carburantes a partir de un incremento en la capacidad total de procesamiento en aproximadamente 3.000 bpd, producto de la entrada en operaciones de la Unidad de Destilación Atmosférica de 5.000 bpd con capacidad nominal de 1.800 bpd en la Refinería Guillermo Elder Bell y programas de mantenimiento y reemplazo de equipos en la Refinería Gualberto Villarroel. Actualmente, la capacidad combinada de las refinerías alcanza a 44.500 bpd.

- **Importar productos deficitarios**, fundamentalmente Diesel Oil para garantizar el abastecimiento a la agroindustria y el transporte.

El monto de los recursos necesarios para las ampliaciones en las refinerías de YPFB Refinación S.A. se detalla en el cuadro a continuación:

Cuadro 5.1 Proyectos de Ampliación de YPFB Refinación (2009 -2014)							
Proyectos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Inversión Total
							(\$us MM)
Ref. Guillermo Elder Bell (RSCZ)	9,93	17,38	36,00	63,70	79,90	42,00	248,91
Ref. Gualberto Villarroel (RCBA)	15,79	20,05	17,10	32,50	11,00	-	96,44
<b>Total</b>	<b>25,72</b>	<b>37,43</b>	<b>53,10</b>	<b>96,20</b>	<b>90,90</b>	<b>42,00</b>	<b>345,35</b>

Fuente: Elaboración propia

- **Las plantas de extracción de GLP de Río Grande y Madrejones (primer módulo)** entrarían en operación en los años 2011 y 2014, respectivamente, con una inversión de \$us 400 MM. La producción generada por la Planta de Río Grande tiene una participación promedio del 15% sobre la producción total, en comparación con una contribución del 23% del primer módulo de la Planta de Madrejones. La entrada en operación de Río Grande el año 2011 incrementa la producción de GLP, llegando a satisfacer la demanda interna. Con el ingreso de Madrejones a partir del 2014 se incrementa sustancialmente la producción, permitiendo generar excedentes significativos de exportación a partir de ese año.

Cuadro 5.2 Inversión en Plantas de Separación de GLP		
Proyecto	Inicio de operación	Inversión Total (\$us MM)
Planta de Río Grande	2011	150
Planta de Madrejones (1er. Módulo)	2014	250
<b>Total</b>		<b>400</b>

Fuente: Elaboración propia

- **Ampliación de la capacidad de transporte de líquidos en el sur** con una inversión de \$us 389 MM.

Cuadro 5.3 Inversión en la ampliación de la capacidad de transporte de líquidos en el sur	
Proyecto	Inversión Total (\$us MM)
Expansión Líquidos Sur Asoc. al GN p/Arg	200,3
Propanaducto	188,3
<b>Total Inversión</b>	<b>388,6</b>

Fuente: Elaboración propia

## Estrategia de largo plazo (2015 – 2026)

Aún concretando los proyectos mencionados, se estima que a partir del 2015 se registrarían nuevos déficits crecientes de hidrocarburos líquidos en el largo plazo debido fundamentalmente a la declinación de la producción a partir de dicho año y al ritmo de crecimiento de la demanda. En este contexto, se plantea una Estrategia de Largo Plazo (2015-2026) que contempla el inicio de operaciones en paralelo de una Planta de GTL y el primer módulo de tres, de una Nueva Refinería, ambos en el año 2015, tiempo definido fundamentalmente por el cronograma estándar para el desarrollo de cada uno de los proyectos.

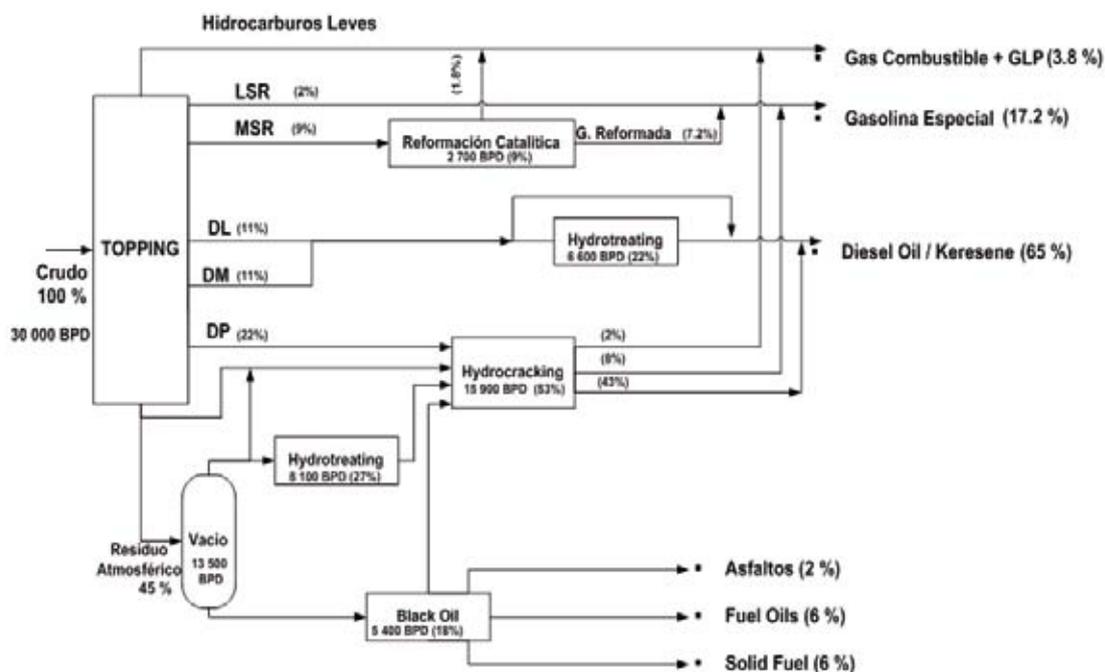
### Construcción de una nueva refinería

Dado que la producción actual, y los pronósticos de la producción de crudo en el país sólo permitirán satisfacer la demanda de las refinerías existentes y sus ampliaciones, la construcción de la nueva refinería implica la importación de crudo para su procesamiento.

En el contexto latinoamericano, países como Brasil y Perú han aplicado esta política a fin de satisfacer su demanda interna. En el caso de Brasil, de acuerdo a su Balance Energético (última publicación disponible), las importaciones de petróleo crudo del 2007 representan el 20% con relación a su oferta total y el 24% con relación a su oferta interna bruta. Asimismo, el análisis del Balance Energético de Perú muestra que, para el mismo año, dichas participaciones alcanzan al 59% y 69%, respectivamente, crudo que es utilizado para satisfacer los requerimientos de las refinerías, que no pueden ser abastecidas por producción nacional, debido a la baja calidad del crudo de dicho país.

Desde el punto de vista operativo, la importación de petróleo crudo, en comparación con la importación de productos terminados, permite una mayor flexibilidad en el manejo de la demanda interna mediante la definición de programas de abastecimiento controlados por YPF B Refinación S.A. en función a la estacionalidad de la demanda de cada producto a lo largo del año, además de permitir la obtención de otros productos como la Gasolina Especial y GLP. Adicionalmente, se debe añadir el efecto multiplicador en la generación de valor agregado que involucra el procesamiento del petróleo crudo.

En este contexto, de acuerdo a las características del crudo disponible en el mercado externo y las necesidades actuales, y futuras, de productos terminados se determinó la configuración ideal para esta refinería.



Fuente: YPFB Refinación

El crudo requerido es de aproximadamente 24° API, con el cual se obtendrían los siguientes rendimientos potenciales por producto:

Diesel Oil	=	65%
Gasolina	=	17%
GLP	=	5%
Residuos	=	13%

Con la finalidad de atender oportunamente la demanda de hidrocarburos líquidos, se optó por la implementación de la refinería de tipo modular de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro 5.4 Inversión en la Nueva Refinería			
Módulo	Capacidad (bpd)	Inicio de Operación (Año)	Inversión Total (\$us MM)
Primer Módulo	30.000	2015	395
Segundo Módulo	30.000	2020	362
Tercer Módulo	30.000	2024	362
<b>Total</b>	<b>90.000</b>		<b>1.119</b>

Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista económico se asume que la estructura de precios en el mercado interno no sufre modificación alguna. Asimismo, se considera la proyección de precios internacionales para los productos (Crudo, Gasolina, Diesel Oil y GLP) a fin de calcular el ingreso por las exportaciones de los excedentes y las subvenciones en caso de importación de crudo y de los productos terminados aún deficitarios en cada periodo.

En base a estas consideraciones, los efectos económicos estimados de sustituir la importación de productos terminados por la importación de crudo son:

- Dado que los precios internacionales de los productos terminados son mayores a los precios del crudo, porque involucran mayor valor agregado, el costo para el TGN por concepto de subvención disminuye de \$us 14.424 MM a \$us 13.280 MM en el periodo 2009-2026. Asimismo, los costos para YPFB en la importación de Diesel (transporte, almacenaje, seguro y cargos aduaneros) disminuyen de \$us 5.729 MM a \$us 769 MM en el mismo periodo.
- El incremento del Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEHD) por la generación de volúmenes adicionales de productos regulados es de \$us 5.861 MM.
- La generación de producción excedentaria de productos terminados produce que los ingresos brutos por exportación se incrementen de \$us 5.078 MM a \$us 14.476 MM.

## Alternativa de la construcción de una planta de Gtl (2015)

Dada la proyección de producción de Gas Natural hasta el 2027, en el objetivo de explotar nuestra cualidad de país rico en gas, se decidió la puesta en funcionamiento de la Planta de GTL a partir del 2015 con una carga para su procesamiento de 4,5 MMmcd de Gas Natural.

Los rendimientos de esta planta serían de:

Diesel Oil = 85%

Nafta = 15%

Cuadro 5.5 Inversión en la Planta de GTL			
Proyecto	Capacidad (bpd)	Inicio de Operación (Año)	Inversión Total (\$us MM)
Planta de GTL	15.000	2015	500

Fuente: Elaboración propia.

## Inversión en transporte y almacenaje

Asimismo, por los volúmenes que se deberían transportar en los proyectos de las plantas de separación, se hace necesario en forma paralela implementar un plan de logística (transporte y almacenaje) que requeriría una inversión total de 856 MM\$us.

<b>Cuadro 5.6</b> <b>Inversión en Transporte y Almacenaje</b>	
<b>Proyectos Especiales</b>	<b>Inversión Total (\$us MM)</b>
Terminal Arica	472,0
Línea Dedicada Crudo	230,6
Línea Dedicada Diesel	152,9
<b>Total</b>	<b>855,5</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Inversión en el segundo módulo de la planta de separación de licuables de Madrejones

El segundo módulo de la Planta de Separación de licuables de Madrejones incrementaría en 10 MMmcd la capacidad de procesamiento de la planta, con los siguientes rendimientos al 95% de la capacidad instalada: 596 Tmd de GLP y 1.017 bpd de gasolina natural. La inversión estimada para este segundo módulo es de \$us 250 MM y permitirá incrementar en un promedio de 35% la oferta interna de GLP.

El siguiente cuadro sistematiza las principales características de los Proyectos a implementarse en el largo plazo, que implican una inversión total de \$us 2.725 MM.

<b>Cuadro 5.7</b> <b>Proyectos de Inversión de la Estrategia de Abastecimiento de Largo Plazo</b>				
<b>Concepto</b>	<b>Planta de GTL (2015)</b>	<b>Nueva Refinería (2015, 2021 y 2024)</b>	<b>Transporte y almacenaje</b>	<b>Planta de Separación Gran Chaco (2o. Módulo - 2016)</b>
Inversión (MM\$us)	500	1.119	856	250
Capacidad (bpd)	15.000	3 módulos de 30.000 bpd c/u	-	10 MMmcd
Rendimientos	85% diesel, 15% nafta	65% diesel, 17% gasolina, 4% GLP, 14% residuos	-	596 Tmd - GLP 1.017 bpd - Gasolina natural

Fuente: Elaboración propia.

## Resultados esperados de mediano y largo plazo

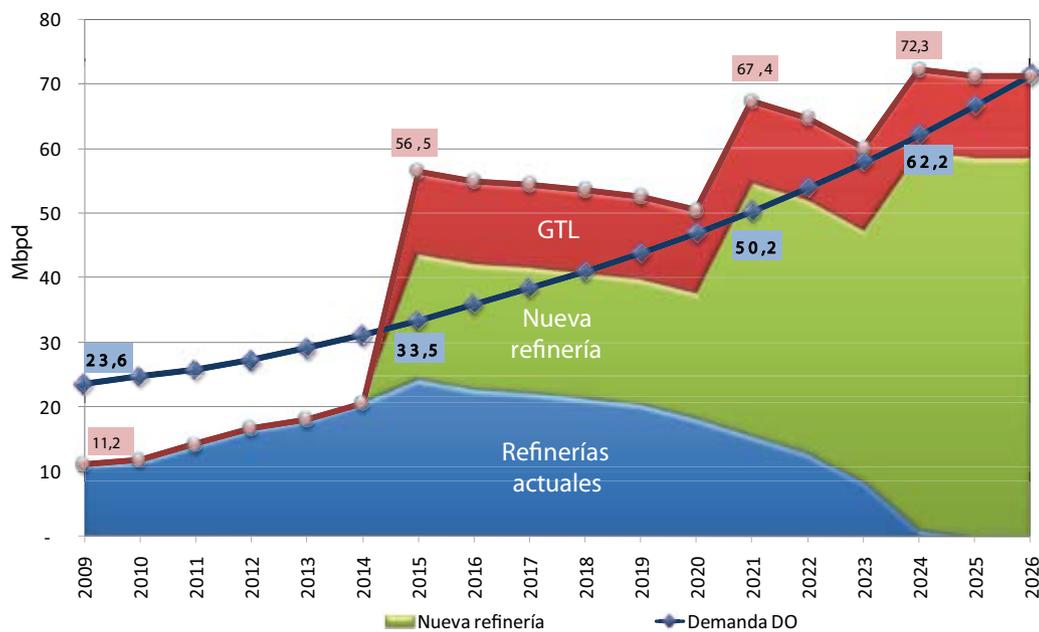
La aplicación de la estrategia de mediano y largo plazo, bajo el principio de soberanía y seguridad energética, permitirá el abastecimiento de los combustibles líquidos y GLP para el mercado interno.

En el caso del Diesel Oil, para el periodo 2009-2014, la estrategia comprende la importación de dicho combustible dada la relevancia de su consumo en especial en el sector agroindustrial del país. Como se mencionó anteriormente, conforme a plazos técnicos la implementación y puesta en marcha de la Nueva Refinería y de la Planta de GTL debe realizarse el año 2015. Como se muestra en Gráfico 5.1, la entrada en operación de la Nueva Refinería y la Planta de GTL en la gestión 2015, permitirá una producción total de Diesel Oil en el país de 53,9 Mbpd que, con relación a una demanda de 33,5 Mbpd, da lugar a la exportación de excedentes a partir de dicho año hasta el año 2025.

En términos económicos, la importación de Diesel Oil hasta el año 2014 significará un gasto fiscal por concepto de subvención en relación al precio de mercado interno de \$us 1.340 MM. A partir del 2015, con excepción del 2026, la importación de crudo permite producir volúmenes suficientes de Diesel Oil para el abastecimiento del mercado interno y volúmenes excedentarios que, si son destinados a la exportación, generan ingresos por \$us 5.003 MM

Tanto en el Gráfico 5.1, como en el Cuadro 5.8, se resumen los impactos económicos, volu- métricos, así como de oferta y demanda emergentes de la estrategia en materia de Diesel Oil.

**Gráfico 5.1**  
**Balance entre oferta y demanda de diesel**  
**Estrategia combinada - Nueva refinería y Planta GTL**



Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 5.8**  
**Impacto de la Estrategia de Largo Plazo sobre el Abastecimiento de Diesel**

Año	Demanda (Mbpd)	Oferta (Mbpd)	Déficit (-) / Superávit (+) (Mbpd)	% Déficit/Superávit sobre dda.	Subvención (\$us MM)	Ingresos por exportación (\$us MM)
2009	23,6	11,2	-12,4	-53%	155	
2010	24,8	11,9	-12,9	-52%	279	
2011	25,8	14,3	-11,4	-44%	272	
2012	27,3	16,8	-10,6	-39%	249	
2013	29,2	18,1	-11,1	-38%	198	
2014	31,2	20,7	-10,5	-34%	188	
2015	33,5	56,5	23,1	69%		929
2016	36,0	55,0	19,1	53%		741
2017	38,5	54,5	16,0	42%		622
2018	41,0	53,6	12,6	31%		489
2019	43,8	52,7	8,8	20%		343
2020	46,9	50,5	3,6	8%		139
2021	50,2	67,4	17,2	34%		667
2022	54,0	64,8	10,8	20%		420
2023	58,0	60,1	2,2	4%		84
2024	62,2	72,3	10,1	16%		394
2025	66,6	71,3	4,6	7%		179
2026	71,4	71,3	-0,2	0%	3	0
PROM. 2009-2015	28	21	-6,5	-27%	191	133
PROM. 2009-2026	42	46	3,3	2%	75	278

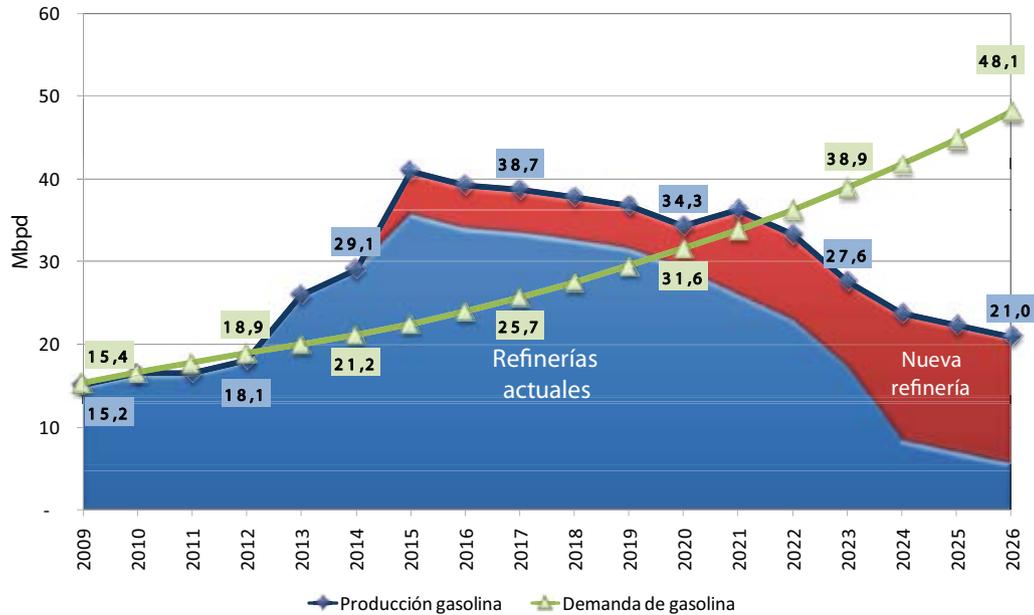
Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la Gasolina Especial, como se muestra en el siguiente gráfico, la implementación de los Proyectos de Optimización y Ampliación de las Actuales Refinerías, fundamentalmente las Unidades de Isomerización, permite mejorar gradualmente la producción de gasolinas, mejora que es significativa especialmente a partir del año 2013, cuando la oferta proyectada es mayor a la demanda. Con la implementación de dichos proyectos existen potenciales excedentes de exportación hasta el 2020. Sin embargo, la entrada en operación de la Nueva Refinería, con un rendimiento de 17% de gasolinas, permite incrementar la oferta interna, generando potenciales volúmenes exportables hasta el año 2022. A partir de dicho año nuevamente se requeriría la implementación de proyectos que permitan la satisfacción de la demanda y así evitar futuras importaciones entre los años 2022 y 2026.

En términos económicos, la importación de Gasolina Especial generaría un gasto por concepto de subvención de \$us 58 MM hasta el 2012, un ingreso por exportación de aproximadamente \$us 2.837 MM en el periodo 2013-2021 y nuevamente un gasto fiscal por subvención de alrededor de \$us 1.941 MM por su importación durante el periodo 2022-2026.

Tanto en el Gráfico 5.2, como en el Cuadro 5.9, se resumen los impactos económicos, volúmenes, así como de oferta y demanda emergentes de la estrategia en materia de Gasolinas.

**Gráfico 5.2**  
**Balace entre oferta y demanda de gasolina**  
**Estrategia combinada - Nueva refinería y Planta GTL**



Fuente: Elaboración propia.

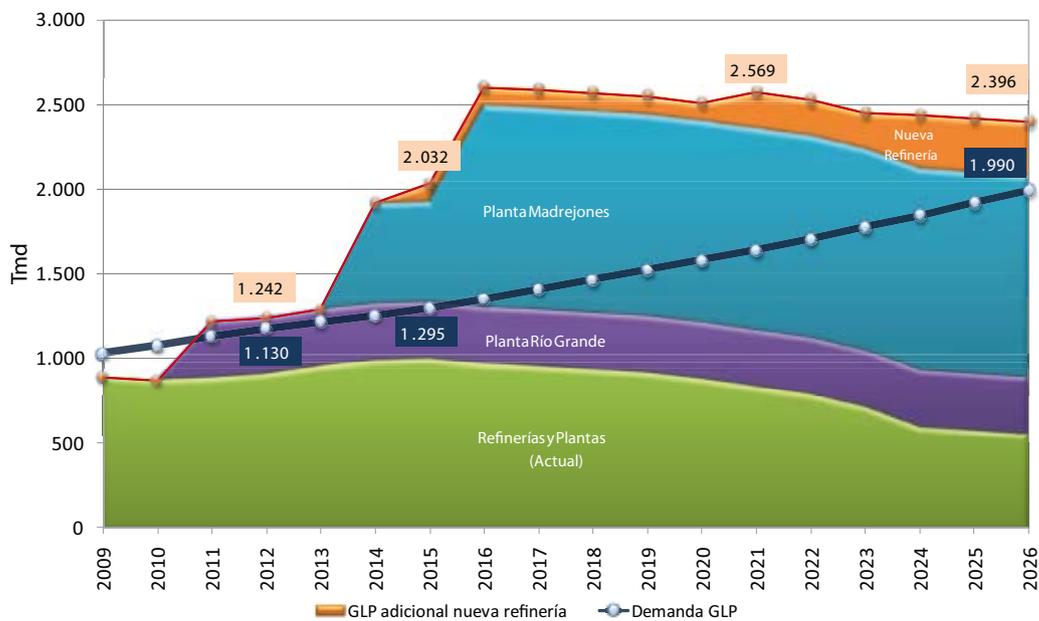
**Cuadro 5.9**  
**Impacto de la Estrategia de Largo Plazo sobre el Abastecimiento de Gasolina**

Año	Demanda (Mbpd)	Oferta (Mbpd)	Déficit (-) / Superávit (+) (Mbpd)	% Déficit/Superávit sobre demanda	Subvención (\$us MM)	Ingresos por exportación (\$us MM)
2009	15,4	15,2	-0,2	-1%	3	
2010	16,6	16,5	-0,1	0%	2	
2011	17,8	16,6	-1,2	-7%	32	
2012	18,9	18,1	-0,8	-4%	21	
2013	20,0	26,0	6,0	30%		187
2014	21,2	29,1	7,9	37%		248
2015	22,5	40,9	18,4	82%		656
2016	24,0	39,2	15,2	63%		521
2017	25,7	38,7	12,9	50%		445
2018	27,5	37,8	10,2	37%		352
2019	29,5	36,8	7,3	25%		250
2020	31,6	34,3	2,7	8%		92
2021	33,8	36,3	2,5	7%		85
2022	36,3	33,2	-3,0	-8%	72	
2023	38,9	27,6	-11,3	-29%	267	
2024	41,8	23,7	-18,0	-43%	427	
2025	44,8	22,3	-22,5	-50%	533	
2026	48,1	21,0	-27,1	-56%	642	
PROM. 2009-2015	19	23	4,3	19%	8	156
PROM. 2009-2026	29	29	-0,1	8%	111	158

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso del GLP, la implementación de las Plantas de Separación de Líquidos de Río Grande, en primera instancia y, posteriormente, la puesta en marcha consecutiva de los dos módulos de la Planta de Madrejones, permitirán incrementar la producción interna de 890 Tmd en el año 2009 a 1.220 Tmd el año 2011 y 1.918 Tmd en el año 2014, cuando entrará en operación el primer módulo de 10 MMmcd de la Planta de Madrejones y 2.518 Tmd en el año 2016 al ingreso del segundo módulo. La Nueva Refinería, con un rendimiento de producción de GLP de 5%, incrementa marginalmente la producción total. Los impactos volumétricos en la oferta y demanda de GLP resultado de la estrategia de abastecimiento de GLP, se muestran en el siguiente gráfico.

**Gráfico 5.3**  
**Balace entre oferta y demanda de GLP**  
**Estrategia combinada - Plantas de Separación y Nueva Refinería**



Fuente: Elaboración propia.

En términos económicos, el déficit del GLP y su importación en el periodo 2009-2011 genera un costo por la subvención de su precio en el mercado interno de aproximadamente \$us 49 MM. La aplicación de la estrategia combinada de las Plantas de Separación de licuables y la Nueva Refinería permite abastecer el mercado y generar excedentes de producción a ser exportados alcanzando ingresos brutos de alrededor de \$us 2.696 MM en el periodo 2012-2016.

Cuadro 5.10 Impacto de la Estrategia de Largo Plazo sobre el Abastecimiento de GLP						
Año	Demanda (Tmd)	Oferta (Tmd)	Déficit (-) / Superávit (+) (Tmd)	% Déficit/Superávit sobre demanda	Subvención (\$us MM)	Ingresos por exportación (\$us MM)
2009	1.031	890	-142	-14%	17	
2010	1.076	870	-206	-19%	32	
2011	1.130	1.220	90	8%		26
2012	1.177	1.242	65	6%		21
2013	1.215	1.289	74	6%		19
2014	1.252	1.918	666	53%		124
2015	1.295	2.032	737	57%		176
2016	1.350	2.598	1.248	92%		270
2017	1.408	2.584	1.175	83%		256
2018	1.466	2.565	1.099	75%		242
2019	1.522	2.546	1.023	67%		227
2020	1.581	2.508	928	59%		209
2021	1.640	2.569	929	57%		229
2022	1.706	2.525	820	48%		209
2023	1.774	2.450	677	38%		182
2024	1.844	2.439	596	32%		186
2025	1.916	2.417	502	26%		169
2026	1.990	2.396	406	20%		151
<b>PROM. 2009-2015</b>	<b>1.168</b>	<b>1.351</b>	<b>183,4</b>	<b>14%</b>	<b>7</b>	<b>52</b>
<b>PROM. 2009-2026</b>	<b>1.465</b>	<b>2.059</b>	<b>593,7</b>	<b>39%</b>	<b>3</b>	<b>150</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Efecto económico

Como se indicó, se realizó la comparación de los escenarios a partir del cálculo de las subvenciones por importación de producto, el costo que involucra para YPFB dicha importación, así como los ingresos de las exportaciones y el incremento de impuestos que percibiría el TGN.

- La subvención es calculada a partir del diferencial del costo de importación (precio en el mercado internacional, transporte, almacenaje, seguro y cargos aduaneros) y el precio de mercado interno (precio pre-terminal) multiplicado por el volumen proyectado del déficit de la oferta de productos terminados en el país. En el caso del Diesel Oil, la subvención cubre solo el diferencial de precios, mientras que los costos de transporte, almacenaje, seguro y costos aduaneros son cubiertos por YPFB.
- Los ingresos brutos por exportaciones se calcularon al multiplicar los excedentes en los diferentes productos multiplicados por los precios internacionales proyectados. Estos conceptos no incluyen los costos de producción.
- El incremento del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) se calculó a partir de los volúmenes adicionales de productos regulados que se producirían con el

ingreso de los proyectos señalados en la estrategia de abastecimiento del mercado interno. Se mantiene el supuesto de que la estructura de precios en el mercado interno no sufre ninguna modificación en el tiempo.

Se tomaron en cuenta estas variables a fin de evaluar el impacto económico de la aplicación de la estrategia de abastecimiento del mercado interno en el mediano y largo plazo. Para fines comparativos se evalúan los escenarios con y sin la aplicación de la estrategia de largo plazo.

Como se muestra en el siguiente cuadro, el impacto económico de este escenario significaría un costo para el Estado de \$us 15.075 MM en el periodo 2009-2026, como resultado de un gasto por subvención de aproximadamente \$us14.424 MM por la importación de Diesel Oil, Gasolina y en mucha menor magnitud GLP, más un costo para YPFB por los gastos de transporte, almacenaje, seguro y cargos aduaneros en el caso de la importación de diesel de \$us 5.729 MM e ingresos por exportación de Diesel Oil, Gasolina Especial y GLP, por la suma de \$us 5.078 MM. La aplicación de esta estrategia implica una inversión total de \$us 1.084 MM.

<b>Cuadro 5.11</b>						
<b>Impacto Económico de la No Aplicación de la Estrategia de Largo Plazo</b>						
<b>Producto</b>	<b>PERIODO 2009 - 2015</b>		<b>PERIODO 2016 - 2026</b>		<b>PERIODO 2009 - 2026</b>	
	<b>Volumen Importado</b>	<b>Subvención Estimada</b>	<b>Volumen Importado</b>	<b>Subvención Estimada</b>	<b>Volumen Importado</b>	<b>Subvención Estimada</b>
	<b>(Mbls)</b>	<b>(\$us MM)</b>	<b>(Mbls)</b>	<b>(\$us MM)</b>	<b>(Mbls)</b>	<b>(\$us MM)</b>
Diesel (2009 - 2014)	28.505	-1.340	155.306	-9.032	183.812	-10.372
Gasolina (2009 - 2012)	832	-58	57.842	-3.749	58.673	-3.806
GLP (2009 - 2010)	1.342	-49	4.643	-196	5.985	-245
<b>Total Subvención</b>	<b>-1.447</b>		<b>-12.977</b>		<b>-14.424</b>	
Costo de Importación (YPFB)	-767		-4.962		-5.729	
Ingresos Brutos por Exportación	1.818		3.260		5.078	
<b>TOTAL NETO (ESTADO)</b>	<b>-397</b>		<b>-14.679</b>		<b>-15.075</b>	

Fuente: Elaboración propia.

Considerando la aplicación de la estrategia de largo plazo, vale decir la entrada en operación de la Nueva Refinería con tres módulos, la Planta de GTL y la entrada en operación del segundo módulo de la Planta de Separación de Licuables en Madrejones, el impacto económico da lugar a un saldo positivo de \$us 5.833 MM, con una inversión total requerida de \$us 3.809 MM para el periodo 2009-2026. Este impacto se deriva de un costo por subvención de \$us 13.323 MM, principalmente por la importación de crudo para la Nueva Refinería, un costo por la gestión de importación de Diesel Oil para YPFB de \$us 769 MM; además, de ingresos por IEHD de \$us 5.861 MM e ingresos brutos por exportación de Diesel Oil, Gasolina y GLP por la suma de \$us 14.063 MM.

**Cuadro 5.12**  
**Impacto Económico de la Aplicación de la Estrategia de Largo Plazo**

Producto	PERIODO 2009 - 2015		PERIODO 2016 - 2026		PERIODO 2009 - 2026	
	Volumen Importado	Subvención Estimada	Volumen Importado	Subvención Estimada	Volumen Importado	Subvención Estimada
	(Mbbls)	(\$us MM)	(Mbbls)	(\$us MM)	(Mbbls)	(\$us MM)
Crudo	10.950	-506	219.000	-9.426	229.950	-9.932
Diesel (2009 - 2014)	25.155	-1.340	57	-3	25.211	-1.344
Gasolina (2009 - 2012)	832	-58	29.943	-1.941	30.775	-1.998
GLP (2009 - 2011)	1.342	-49	0	0	1.342	-49
<b>Total Subvención</b>		<b>-1.953</b>		<b>-11.370</b>		<b>-13.323</b>
Costo de Importación (YPFB)		-767		-2		-769
Ingresos por IEHD		224		5.637		5.861
Ingresos Brutos por Exportación		3.842		10.221		14.063
<b>TOTAL NETO (ESTADO)</b>		<b>1.346</b>		<b>4.487</b>		<b>5.833</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Conclusiones y recomendaciones

- La declinación en la producción de hidrocarburos líquidos, conjuntamente con un crecimiento persistente de su demanda, derivan en déficits en el periodo 2009-2026, especialmente en el caso del Diesel Oil, de mantenerse las condiciones actuales en el comportamiento de la producción y los pronósticos de producción. Este contexto, actual y futuro, hace necesaria la definición de una estrategia de abastecimiento del mercado interno para el indicado periodo.
- Bajo el análisis elaborado, la estrategia de abastecimiento planteada es la puesta en marcha paralela de una Nueva Refinería y una Planta de GTL en el año 2015, lo cual permite que para el periodo 2015-2026 se asegure el abastecimiento interno de los combustibles líquidos, bajo responsabilidad de YPF B corporación.
- La Nueva Refinería requeriría la importación de crudo de aproximadamente 24° API, con el cual se obtendrían los siguientes rendimientos potenciales por producto: Diesel 65%, Gasolina 17%, GLP 5% y Residuos 13%. La inversión de los tres módulos alcanzaría a 1.119 MM\$us.
- La Planta de GTL demandará una carga de 4,5 MMmcd de Gas Natural y tendrá una capacidad de procesamiento de 15.000 bpd con un rendimiento del 85% en materia de Diesel Oil y 15% en Nafta.
- En términos de abastecimiento, esta estrategia asegura satisfacer la creciente demanda de combustibles líquidos en el mercado interno en los diferentes productos y en todo el territorio nacional.
- En términos fiscales, el efecto neto para el Estado, resultado de la aplicación de la Estrategia Combinada de una Nueva Refinería y una Planta de GTL, además del segundo mó-

dulo de la Planta de Separación de Madrejones y la inversión en transporte y almacenaje correspondiente, es un saldo positivo de \$us 5.833 MM, lo cual modifica radicalmente los probables resultados, pérdida neta de \$us 15.075 MM, bajo un escenario en el que no se aplicaría dicha estrategia.

- En suma, la estrategia de abastecimiento de hidrocarburos líquidos en el mercado interno, garantiza a los consumidores los combustibles y GLP necesarios para el desarrollo de sus actividades industriales, comerciales y domésticas, al mismo tiempo de ahorrar recursos del Estado por concepto de subvención a las importaciones, además de obtener ingresos por impuestos y exportación de excedentes.

# Plan de Refinación

## Introducción

En el marco de la demanda creciente de hidrocarburos terminados en el mercado interno, en especial de Diesel Oil, YPF B Refinación S.A. ha planteado un Plan de Inversiones para el periodo 2009-2015 por un monto de \$us 740 MM; de los cuales, 53% está destinado a la implementación de una Nueva Refinería que requerirá la importación de Crudo pesado de 20 a 25° API. En tanto, 34% y 13% se comprometen para las adecuaciones y ampliaciones de la Refinería Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel, respectivamente. Los proyectos de optimización de las refinerías actuales apuntan principalmente a disminuir el déficit de gasolina en el corto y mediano plazo; por otro lado, la Nueva Refinería que iniciará operaciones el 2015, está orientada a cubrir la demanda creciente de diesel en el mercado interno.

## Objetivo

El plan de inversiones de YPF B Refinación S.A. 2009-2015, tiene por objetivo desarrollar proyectos que brinden seguridad y continuidad operativa a las Refinerías, la adecuación de unidades de proceso para ampliar su capacidad de procesamiento de Crudo y nuevas unidades de proceso como una Nueva Refinería -cuya ubicación preliminar sería el Occidente del país- con capacidad de 30.000 bpd en su primer módulo, una nueva Topping en Refinería Guillermo Elder Bell con capacidad de 30.000 bpd, 2 Unidades de Isomerización de Gasolinas Livianas ubicadas en cada una de las refinerías y una Planta de Reformación Catalítica en Refinería Guillermo Elder Bell lo que permitirá, al año 2015, alcanzar una capacidad nominal de procesamiento de Crudo de 126.000 bpd.

## Inversiones

Como se observa en el cuadro siguiente, las inversiones en el plan quinquenal de YPF B Refinación S.A., ascienden a \$us 740 MM.

Los proyectos de inversión que tienen impacto sobre la capacidad de procesamiento de Crudo, son los que se detallan a continuación:

**Cuadro No. 6.1**  
**YPFB Refinación S.A. - Programa de inversiones 2009-2015**  
 (\$us MM)

YPFB Refinación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
<b>Total</b>	<b>25,72</b>	<b>77,43</b>	<b>103,10</b>	<b>186,20</b>	<b>290,90</b>	<b>57,00</b>	<b>740,35</b>
<b>Refinería Guillermo Elder Bell</b>	<b>9,93</b>	<b>17,38</b>	<b>36,00</b>	<b>63,70</b>	<b>79,90</b>	<b>42,00</b>	<b>248,91</b>
Adecuación del Área A-300	1,73	1,95	-	-	-	-	3,68
Revamping Unidad de Crudo (Fase II)	1,80	2,40	2,00	-	-	-	6,20
Nueva unidad de Topping	-	2,00	20,00	28,00	40,00	10,00	100
Prov. Grupos Generación Energía Elec	0,34	-	-	-	-	-	0,34
Sistema de Control Distribuido	1,50	3,00	1,50	-	-	-	6,00
Unidad de Isomerización de Gasolina Liviana	0,50	1,00	9,50	24,00	5,00	-	40,00
Nueva Unidad de Reformación	-	0,10	2,00	11,00	34,90	32,00	80,00
Adecuación Parque GLP	0,50	0,50	0,50	0,20	-	-	1,70
Proyectos Menores	3,57	6,43	0,50	0,50	-	-	11,00
<b>Refinería Gualberto Villarroel</b>	<b>15,79</b>	<b>20,05</b>	<b>17,10</b>	<b>32,50</b>	<b>11,00</b>	<b>-</b>	<b>96,44</b>
Horno de Destilación - 1H-1001A	4,00	4,00	-	-	-	-	8,00
Revamp unidad de crudo	-	0,20	0,80	5,00	3,00	-	9,00
Adecuación planta 12,5 Mbpd	0,75	3,00	0,50	-	-	-	4,25
Revamp Unidad de Lubricantes	0,80	3,70	1,50	-	-	-	6,00
Planta de Re-refinado de Aceite Usados	0,10	0,90	2,50	3,50	3,00	-	10,00
Sistema de Control Distribuido	0,50	2,50	2,00	-	-	-	5,00
Cambio de Tubos Plattforming	2,00	3,30	-	-	-	-	5,30
Unidad de Isomerización de Gasolina Liviana	0,50	1,00	9,50	24,00	5,00	-	40,00
Descargadero De Isopentano	0,25	-	-	-	-	-	0,25
Mejoras Planta Av Gas	1,00	-	-	-	-	-	1,00
Adecuación Parque GLP	0,87	0,70	0,30	-	-	-	1,87
Proyectos Menores	5,02	0,75	-	-	-	-	5,77
<b>Nueva Refinería Modulo 1</b>		<b>40,00</b>	<b>50,00</b>	<b>90,00</b>	<b>200,00</b>	<b>15,00</b>	<b>395,00</b>

Fuente: YPFB Refinación.

## Refinería Guillermo Elder Bell

- 1. Adecuación del Área A-300:** El objetivo principal de esta inversión es la adecuación de la unidad de procesamiento A-300 con capacidad nominal de 5.000 bpd. En la actualidad, esta unidad opera esporádicamente a 1.800 bpd y se espera, con los trabajos planteados, permitir el procesamiento de 6.000 bpd para un crudo de 61° API obteniendo, principalmente, mayores volúmenes de Diesel Oil para el mercado interno.
- 2. Revamping Unidad de Crudo (Fase II):** En una primera fase del proyecto, se instaló relleno estructurado en la Torre de Destilación atmosférica 3T-1001 de la refinería Guillermo Elder Bell, con el objetivo de mejorar la recuperación de Diesel Oil de la corriente de fondo y la capacidad hidráulica de la topping. En dicha fase, se logró incrementar la carga de Crudo de 15.000 a 16.500 bpd. En una segunda fase, se incrementará la capacidad de procesamiento integral de la Unidad de Destilación de Crudo (UDC) a 18.000 bpd por eli-

minación de los cuellos de botella, con lo que se pretende aumentar la capacidad de procesamiento de crudos livianos (>58 °API) y mejorar la producción de cortes intermedios.

- 3. Nueva Unidad de Topping:** Actualmente, las Unidades de Destilación Atmosférica (Topping) de las dos refinerías de YPFB Refinación S.A. están operando al máximo de su capacidad. Se están desarrollando proyectos de Revamping en ambas Topping para incrementar la carga; sin embargo, la creciente demanda de productos terminados, y la disponibilidad de materia prima, hace necesaria la implementación de una nueva unidad de topping en Santa Cruz. Esta unidad tendrá una capacidad de 30.000 bpd.
- 4. Unidad de Isomerización de Gasolina Liviana:** Debido a la creciente demanda de Gasolina Especial en el mercado interno, se ha visto por conveniente incluir un proyecto que incorporará un nuevo proceso a las refinerías actuales, permitiendo incrementar el volumen de Gasolina Especial disponible para la comercialización. Esta alternativa tecnológica, permitirá transformar los hidrocarburos de cadena lineal de bajo octanaje en hidrocarburos ramificados (isómeros) de alto octanaje. La carga para esta unidad de 5.000 bpd es Gasolina Liviana, permitiendo el procesamiento de parte del Crudo Reconstituido de exportación para obtener un producto con mayor valor agregado. Este proyecto también será implementado de manera similar en Cochabamba.
- 5. Nueva Unidad de Reformación Catalítica:** Resultado de la implementación de la Nueva Unidad de Topping, y de los volúmenes adicionales de nafta media que de ella se obtengan, se requerirá de una nueva unidad de reformación catalítica con capacidad de 9.000 bpd, que los procese y se produzcan mayores volúmenes de Gasolina Especial para atender la demanda del mercado.

## Refinería Gualberto Villarroel

- 1. Horno de Destilación 1H-1001A:** Este horno de la Unidad de Destilación Atmosférica de Crudo de la Refinería Gualberto Villarroel, está operando desde 1978 y, por la criticidad de dicho equipo, no se pudo realizar paros programados por tiempos superiores a 15 días para realizar reparaciones mayores. El actual horno limita la carga de crudo de la planta y es de urgencia realizar su cambio.
- 2. Revamping Unidad de Crudo:** La Unidad de Destilación atmosférica (Topping) de la refinería Gualberto Villarroel entró en servicio el año 1978, con una capacidad de carga nominal de 27.250 bpd para Crudo de 49.7 a 53.1 °API y contenido promedio de residuo atmosférico (Crudo Reducido) de 16.7%. Actualmente, la Unidad de Crudo está operando con una carga máxima de 25.300 bpd por la limitante del Horno que tiene observaciones en los tubos y soportes de la zona de radiación y las paredes de concreto refractario. Esta unidad, cuando recibe petróleos más livianos, presenta problemas en el sistema de condensación y enfriamiento debido a los elevados caudales de producto en el sistema de cabeza que conduce a eventuales reducciones de carga a la unidad, con su consiguiente perjuicio. Con las adecuaciones planteadas, y la compra del horno, se espera llegar a la capacidad de procesamiento de 32.000 bpd.

**3. Adecuación Planta 12.500 bpd:** La Unidad de Destilación Atmosférica del Área-200 de la Refinería Gualberto Villarroel, tiene una capacidad nominal de procesamiento de 12.500 BPD de Crudo de 53°API compartiendo el área con las unidades de Isopentano, Isoparafinas y Redestilación de Platformado. Esta unidad, suspendió su operación desde el año 1978 - 1979 cuando entró en servicio la unidad de 27.500 bpd, construida por McKee (Argentina). El proyecto contempla una serie de inversiones para adecuarse a normas de seguridad y le permitan procesar 10.000 bpd en condiciones estables.

**4. Revamping Unidad de Lubricantes:** El proyecto busca la adecuación de las unidades de Vacío I y Vacío II para lograr procesar 2.500 bpd tomando en cuenta las características actuales del Crudo Reducido y asegurar la continuidad operativa de la Planta de Lubricantes.

## Nueva refinería de 30.000 Bpd

De acuerdo a las proyecciones futuras de Crudo disponible en el país, y al comportamiento creciente de la demanda de productos terminados, se ve por conveniente la implementación de un Complejo Refinero con capacidad de procesamiento de 30.000 bpd en su primer módulo para Crudo importado (20 a 25° API).

Resultado de la implementación del Plan de Inversiones de YPFB Refinación S.A., se pretende lograr un incremento gradual en la capacidad de refino del país conforme con el detalle siguiente:

Cuadro No. 6.2 Incremento de la capacidad							
Capacidad de planta (Mbpd)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
RSCZ	19	21	21	24	24	32	54
RCBA	26	26	33	36	42	42	42
Nueva Refinería	-	-	-	-	-	-	30
<b>Capacidad Total</b>	<b>45</b>	<b>47</b>	<b>54</b>	<b>60</b>	<b>66</b>	<b>74</b>	<b>126</b>

Fuente: YPFB Refinación.

## Financiamiento del plan

Los proyectos del plan quinquenal serán financiados con recursos propios de la empresa provenientes del margen de refinación; sin embargo, el desarrollo de los cuatro proyectos detallados a continuación, por su envergadura, tienen que ser desarrollados por fuentes de financiamiento externas.

## Financiamiento Externo para proyectos mayores:

<b>Cuadro No. 6.3</b>	
<b>Financiamiento Externo para proyectos mayores</b>	
<b>Proyecto</b>	<b>Inversión (\$us MM)</b>
Nueva Refinería Modulo 1	395
Nueva Unidad de Topping en RSCZ	100
Nueva reformadora en RSCZ	80
2 Unidades de Isomerización	80
<b>TOTAL</b>	<b>655</b>

Fuente: YPFB Refinación.

### Fuentes de financiamiento potenciales:

- Emisión de bonos en el sistema financiero.
- Financiamiento externo (CAF, BID, entre otras entidades de financiamiento)
- Aporte de capital por parte de YPFB Casa matriz.
- Alianzas estratégicas en emprendimientos puntuales.

## Impacto

El Plan de Inversiones 2009-2015, con el incremento de volúmenes comercializables al mercado interno, logrará reducir la dependencia en la importación de carburantes y producir mayores ingresos para el Estado a través del pago de tributos. En definitiva, la aplicación del Plan permitirá incrementar la capacidad de refinación desde los 45 Mbpd actuales hasta 126 Mbpd en



el año 2015.

# Plan de Almacenaje

## Resumen Ejecutivo

Para contar con un período de seguridad que garantice el abastecimiento normal de combustibles líquidos en el mercado interno, conforme a los lineamientos de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, que a su vez está fundada en el Plan Nacional de Desarrollo, se deberá tener una mayor cobertura de almacenaje en el territorio nacional, y desarrollar una red de ductos para cubrir la demanda externa y regional, a fin de administrar el mercado interno para lograr su abastecimiento y comercialización de saldos. El almacenaje de hidrocarburos debe estar a tono con el desarrollo de la red productiva, que comprende la inversión en exploración de campos gasíferos y petroleros y así contar con mayores reservas de Gas Natural y petróleo; además de contemplar el diseño, factibilidad y construcción del sistema de transporte.

De acuerdo a lo mencionado en la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, las ciudades de mayor consumo de hidrocarburos en Bolivia “no cuentan con suficiente infraestructura que garantice seguridad energética”, en el sentido de contar con stocks de seguridad en las distintas áreas comerciales. Este documento menciona en sus conclusiones que, la capacidad de almacenaje para combustibles líquidos en el país es insuficiente y plantea la necesidad de tener un margen de seguridad energética mayor para el caso del Diesel Oil y Gasolina Especial.

El cuadro siguiente muestra un resumen del Stock de Seguridad (días) para Diesel Oil (DO),

**Cuadro No. 7.1**  
**Período de Seguridad Energética DO, GE y GLP por áreas**

Área	Planta	Producto	Despacho Promedio (m3/día)	Capacidad Almacenaje Existente (m3)	Seguridad Energética (Días)
ÁREA TARIJA	Tarija	DO	72.9	1,774.6	24
		GE	71.6	1,461.6	20
		GLP	93.2	348.8	4
	Tupiza	DO	27.2	436.3	16
		GE	12.6	126.4	10
		GLP	-	-	-
	Villamontes	DO	18.5	2,783.5	151
		GE	36.2	1,402.9	39
		GLP	-	280.5	-
ÁREA SUR	Monteagudo	DO	9.5	206.6	22
		GE	3.7	107.1	29
		GLP	-	-	-
	Potosí	DO	143.3	2,915.9	20
		GE	77.5	2,055.5	27
		GLP	79.5	260.2	3
	Sucre	DO	118.7	2,822.9	24
		GE	63.0	1,385.0	22
		GLP	29.5	717.0	24
	Uyuni	DO	39.5	462.5	12
		GE	23.0	276.4	12
		GLP	-	-	-
ÁREA ORIENTE	Camiri	DO	27.9	3,786.4	136
		GE	10.9	3,622.1	334
		GLP	-	1,130.5	-
	Santa Cruz	DO	1,248.0	15,435.5	12
		GE	622.3	8,681.9	14
		GLP	-	541.0	-
	San José de Chiquitos	DO	80.7	1,262.1	16
		GE	25.2	393.0	16
		GLP	-	-	-
ÁREA CENTRO	Cochabamba	DO	985.5	16,359.3	17
		GE	478.9	3,500.5	7
		GLP	-	2,429.8	-
	Puerto Villarroel	DO	149.9	3,589.1	24
		GE	117.7	1,938.3	16
		GLP	-	-	-
	Ribalta	DO	26.0	1,485.7	57
		GE	25.6	456.3	18
		GLP	-	-	-
	Trinidad	DO	56.1	2,215.2	39
		GE	47.6	1,169.0	25
		GLP	-	-	-
ÁREA OCCIDENTE	Oruro	DO	261.4	6,199.1	24
		GE	129.1	1,787.6	14
		GLP	88.9	404.9	5
	Senkata	DO	800.9	8,212.3	10
		GE	792.6	7,431.8	9
		GLP	609.2	2,074.3	3

Fuente: YPF B Logística S.A.

Gasolina Especial (GE) y Gas Licuado de Petróleo (GLP), de acuerdo a la capacidad actual de almacenaje y al promedio de los despachos diarios en las diferentes plantas de almacenaje.

Bajo estas consideraciones, CLHB S.A. (empresa nacionalizada que en adelante se denominará YPF B Logística S.A.), ha desarrollado el **Proyecto de Ampliación de Almacenaje** destinado a garantizar un stock de seguridad de 30 días a nivel nacional en Gasolina Especial y Diesel Oil, proyectando la ampliación de la capacidad de almacenaje en las principales ciudades del eje troncal y algunas importantes ciudades intermedias, y un período de 7 días a nivel nacional para GLP mediante la construcción de nuevos tanques en las ciudades de La Paz, Cochabamba y algunas ciudades intermedias. Ello implica la construcción de 15 nuevos tanques para DO, 12 para GE y 6 para GLP a nivel nacional, incrementándose en un 176% la capacidad actual de almacenaje. En el caso de las ciudades del Occidente: La Paz, Oruro y Caracollo se han reforzado las mismas con capacidad suficiente para el suministro a nivel nacional que incluye las ciudades del Oriente boliviano por 30 días, en combinación con un nuevo centro de almacenaje en Montero. Según esta perspectiva los montos más considerables de inversión deberían realizarse en las ciudades de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz para el almacenamiento de Diesel Oil y Gas Licuado de Petróleo.

El **Proyecto de Plantas de Frontera**, que YPF B posee en Cobija, Bermejo y Villazón, cuenta con una capacidad de almacenaje suficiente para 10 días ininterrumpidos de despacho, por lo que, solamente se ha considerado ampliar sus capacidades de almacenaje en GLP para lograr un stock de seguridad de 7 días. Los trabajos a ejecutarse corresponden a la construcción de un tanque de almacenamiento de 30 m<sup>3</sup> para GLP en Bermejo, de un descargadero de cisternas de GLP y un tanque cilíndrico horizontal<sup>1</sup> de 160 m<sup>3</sup> en Cobija y un tanque cilíndrico horizontal<sup>4</sup> de 75 m<sup>3</sup> en Villazón. En el caso de la Planta Guayaramerin, se busca garantizar un stock de seguridad para 7 días de almacenaje de GLP mediante el incremento de la capacidad de almacenamiento en la Planta de engarrado de YPF B (nueva y próxima a entrar en operación), para ello, se ha proyectado la construcción de un tanque cilíndrico horizontal de 200 m<sup>3</sup> para el almacenaje de GLP con un costo total de \$us. 0.43 MM. Referente a la Planta de Pocitos-Yacuiba de YPF B (colindante con la estación de YPF B Transporte S.A.), la misma se encuentra en proceso de re-adecuación con el objetivo de atender los despachos de Diesel Oil importado con destino a la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Se tiene como objetivo aumentar el stock de seguridad de Diesel Oil, mediante la adecuación de sus tanques y la construcción de un nuevo tanque de 1500 m<sup>3</sup> por un monto de \$us. 0.67 MM.

Todos los sectores, sea el agropecuario, industrial, minero y otros, se nutren especialmente de Diesel Oil para el procesamiento de sus actividades; sin embargo, su acceso y distribución aún es muy limitado por su alto costo y escasa infraestructura de distribución, generando una alta dependencia de la importación de Diesel Oil. En este contexto, se debe asumir medidas para garantizar el almacenaje con un stock de seguridad para la provisión de carburantes y la generación de energía eléctrica, especialmente en la región Norte del país.

El Proyecto de la **Planta de Almacenaje Montero**, cuya importancia radica en la cobertura del abastecimiento de 30 días para DO y GE del Área Oriental, concentra las plantas de Santa Cruz (Palmasola), Camiri y San José de Chiquitos con el objetivo de descongestionar el tráfico y

<sup>4</sup> Comunmente denominado "tanque salchicha".

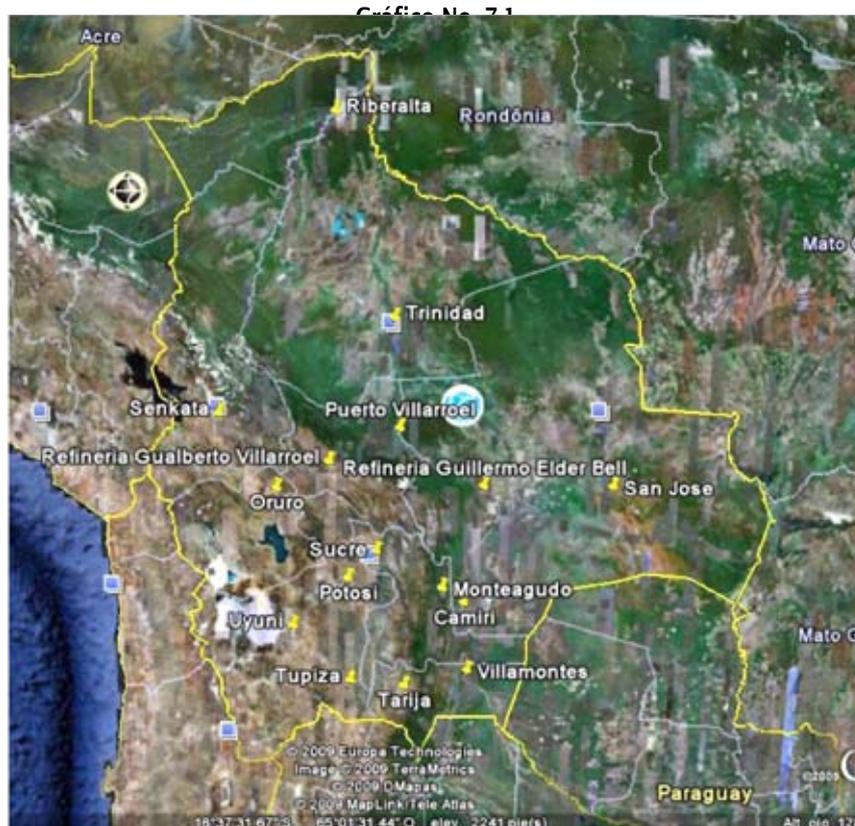
desconcentrar la distribución en la Planta de Santa Cruz. En ese sentido, se propone la construcción de una Planta de Almacenaje y Despacho ubicada en el sector Norte del Departamento de Santa Cruz, específicamente en el Municipio de Montero, cuya cobertura incluiría las provincias Ignacio Warnes, Ichilo, Sara y Obispo Santistevan. Esta nueva Planta, no sólo se constituirá en una garantía del suministro normal de combustibles líquidos durante 30 días en el Norte y áreas de influencia, sino que contempla una capacidad de almacenaje adicional de 10.000 m<sup>3</sup> para DO y 5.000 m<sup>3</sup> para GE, para garantizar el suministro de combustibles líquidos en el Departamento de Santa Cruz y, en general, en el Área Oriente como stock de seguridad, debido a que estará conectado a Occidente mediante un Poliducto que une el Poliducto Cochabamba – Puerto Villarroel (PCPV) con Montero.

Por su parte, los proyectos de aeroplantas consignan como objetivo cumplir lo dispuesto en el Decreto Supremo 25901, a través de la instalación de 12 aeroplantas en el país y asegurar la continuidad del servicio público de suministro de combustible a aeronaves. El indicado Decreto Supremo establece disposiciones legales, técnicas y estándares para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Estaciones de Servicio destinadas a la comercialización al detalle de combustibles líquidos para uso en aeronaves y equipos de aviación. La empresa desarrolla sus actividades en el último eslabón de la cadena de hidrocarburos que es la comercialización de combustibles de aviación, en 12 aeropuertos a nivel nacional. Sus operaciones contemplan la venta de Jet Fuel y Avgas, cuyo precio es regulado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y dada su condición de servicio público, la continuidad y calidad del servicio debe estar garantizada. Esta continuidad, debe cumplir con normas y estándares nacionales e internacionales que aseguren no sólo el servicio, sino la calidad e integridad de las operaciones y productos distribuidos.

Como se mencionó anteriormente, YPFB Logística S.A. cuenta con 16 Plantas de Almacenaje a nivel nacional, estas Plantas se concentran en 5 grandes áreas, las cuales son:

- a. Área Occidente: Ciudades de La Paz, Oruro y El Alto; comprende: Poliducto Cochabamba – Oruro – La Paz (OCOLP), Planta Oruro y Planta Senkata.
- b. Área Centro: Ciudades de Cochabamba, Puerto Villarroel, Trinidad, Riberalta; comprende: Poliducto Cochabamba – Puerto Villarroel (PCPV), Plantas Cochabamba, Puerto Villarroel, Trinidad, Riberalta y Villa Tunari.
- c. Área Oriente: Ciudades de Santa Cruz, Camiri, San José de Chiquitos; comprende: Poliducto Santa Cruz – Camiri OCSZ-1, Plantas Santa Cruz (Palmasola); Camiri y San José de Chiquitos.
- d. Área Sur: Ciudades de Potosí, Sucre, Uyuni y Monteagudo; comprende: Poliductos Camiri – Sucre (PCS) y Sucre – Potosí (PSP) y Plantas Potosí, Sucre (Qhora Qhora), Uyuni y Monteagudo.
- e. Área Tarija: Ciudades de Tarija, Villamontes y Tupiza; comprende: Poliductos Virtual Camiri – Villamontes (Mediante Cisternas), Villamontes – Tarija (PVT) y Plantas Villamontes, Tarija y Tupiza.

El Gráfico No. 7.1, muestra la ubicación geográfica de las 16 plantas de almacenaje de YPFB Logística S.A en el territorio nacional.



Fuente: YPFB Logística S.A.

La capacidad de almacenaje total, por producto, de las 16 Plantas operadas en la actualidad, asciende a 70.651,1 m<sup>3</sup> para el Diesel Oil, concentrada en el Área Centro con 23.649,3 m<sup>3</sup> y Área Oriente con 20.484,0 m<sup>3</sup>. Debido a la presencia de las Refinerías Gualberto Villarroel en Cochabamba, con 16.359,3 m<sup>3</sup>, y la Refinería Guillermo Elder Bell en Santa Cruz, con 15.435,5 m<sup>3</sup>, de capacidad de almacenaje, ciudades que concentran una importante actividad agropecuaria e industrial, se cuenta con importantes volúmenes de consumo de Diesel Oil como combustible para el funcionamiento de maquinaria y equipos, así como el transporte.

Con relación a la Gasolina Especial, la capacidad de almacenaje de YPFB Logística S.A asciende a 36.499,6 m<sup>3</sup>, concentrada en el Área Occidente con 9.923,5 m<sup>3</sup> y Área Oriente con 12.697,0 m<sup>3</sup>, cuyo principal aporte se encuentra en la Planta Senkata con 7.431,8 m<sup>3</sup> y Santa Cruz con 8.681,9 m<sup>3</sup> respectivamente.

En el caso del Gas Licuado de Petróleo, 11 de 16 Plantas de YPFB Logística S.A. cuentan con capacidad de almacenaje con tanques esféricos y cilíndricos horizontales, que tienen una capaci-

dad de almacenaje de 8.350,3 m<sup>3</sup>, concentrada en el Área Occidente con 2.546,9 m<sup>3</sup> y Área Centro con 2.525,4 m<sup>3</sup>. En el caso del Occidente, el principal aporte es dado por la Planta Senkata con 2.074,4 m<sup>3</sup> y, para el Área Centro, la planta de Cochabamba con una capacidad de 2.429,8 m<sup>3</sup> representa casi la totalidad de la capacidad instalada. En algunas ciudades se cuenta con tanques que se encuentran vacíos, fuera de servicio o en Stand By. La capacidad de almacenaje de los mismos asciende a 7.447,5 m<sup>3</sup>, concentrada en las ciudades de Puerto Linares, una planta que no está siendo operada con 4 tanques que suman una capacidad de 2.522,6 m<sup>3</sup> y 4 tanques en Riberalta con 2.113,0 m<sup>3</sup> de capacidad, que no es utilizada.

Adicionalmente a la capacidad de almacenaje, se debe considerar el período de stock de seguridad en días, que se determina a partir de la capacidad instalada en cada Planta y el despacho promedio diario para el año 2009, debido a que permite tener una visión general de la seguridad con la que cuenta el país, identificando puntos débiles en la distribución, que permite prever el incremento de la capacidad de almacenaje a futuro, de acuerdo al crecimiento demográfico y de la demanda.

En el caso del Diesel Oil, en algunas Plantas como Villamontes, Camiri, Riberalta y Trinidad, existe la capacidad suficiente para cubrir el despacho local por encima de los 30 días; sin embargo, se debe considerar el crecimiento anual de la demanda y que estos tanques son empleados, en ciertas locaciones, como Plantas cabeceras o intermedias de bombeo y recepción por poliductos. La capacidad de almacenaje debe contemplar la capacidad de recepción y bombeo de los diferentes lotes (DO, GE y GLP) durante un período de tiempo adecuado, de manera de no sobredimensionar la capacidad de los tanques.

Por otro lado, existen Plantas con un período de stock de seguridad de 10, 12 y 17 días como son las plantas del eje troncal, Santa Cruz (Palmasola), Cochabamba y La Paz (Senkata), cuya cobertura no cumple con los lineamientos de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos de 30 días. En este sentido, es necesaria la ampliación de la capacidad de almacenaje tomando las consideraciones del párrafo anterior.

En el caso de la Gasolina Especial, algunas Plantas, como Villamontes y Camiri, cuentan con capacidad suficiente para cubrir el despacho local por encima de los 30 días. Nuevamente se debe considerar que ambas Plantas operan como Plantas de recepción y bombeo que se constituyen en el grueso de la capacidad de almacenaje. En Camiri, se recepciona DO, Kerosene (KN) y GE del Poliducto OCSZ-1 (Santa Cruz-Camiri) y se bombea al Poliducto OCS (Camiri-Sucre); en Villamontes, la recepción de DO, KN y GE se opera mediante cisternas provenientes de Camiri y se bombea al Poliducto PVT (Villamontes - Tarija).

En las ciudades del eje troncal -La Paz, Cochabamba y Santa Cruz- se concentran los mayores centros urbanos y de actividad productiva, por tanto, el mayor consumo de combustibles líquidos. El stock de seguridad para GE asciende a 9, 7 y 14 días respectivamente, por lo que se hace evidente la necesidad de incrementar la capacidad de almacenaje en estas plantas, para poder contar con un periodo de stock de seguridad de 30 días, de acuerdo a los lineamientos de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos.

En el caso del GLP, se cuenta con un periodo de stock de seguridad de 4, 3, 5 y 3 días para las ciudades de Tarija, Potosí, Oruro y La Paz. Hay que hacer notar que en estas ciudades, las

transferencias son realizadas a Plantas de engarrafado pertenecientes a YPFB, por lo que es necesario ampliar la capacidad de almacenaje para contar con un período de seguridad de 7 días.

La ciudad de Sucre, cuenta con un período de stock de seguridad de 24 días. En Sucre no sólo se realiza la transferencia de GLP a la Planta de engarrafado, sino que recibe GLP de Camiri a través del Poliducto OCS (Camiri - Sucre) para bombeo al Poliducto PSP (Sucre - Potosí), por lo que, su capacidad de almacenaje debe considerar un volumen adicional para asegurar la continuidad del bombeo de GLP a Potosí.

Las ciudades de Camiri, Villamontes y Cochabamba, cuentan con una capacidad de almacenaje de 1.130,5, 280,5 y 2.429,8 m<sup>3</sup> para GLP, respectivamente. Estas Plantas no realizan transferencias de GLP a Plantas de engarrafado de YPFB, por lo que la totalidad de la capacidad de almacenaje se destina a la recepción y bombeo. Camiri recibe GLP del Campo Vuelta Grande y bombea a Sucre, a través de Poliducto Camiri - Sucre (PCS), Villamontes recibe GLP, en cisternas de Vuelta Grande y bombea a Tarija a través del Poliducto PVT (Villamontes - Tarija), Cochabamba recibe GLP directamente de la producción de la Refinería Gualberto Villarroel y bombea a Oruro y La Paz a través de Poliducto OCOLP (Cochabamba - Oruro -La Paz). El período de stock de seguridad deberá considerarse a partir de los volúmenes bombeados por los diferentes poliductos, de acuerdo al tamaño promedio de los lotes de GLP.

## Proyecto de ampliación eje troncal

A partir del diagnóstico realizado, y con los datos proyectados, se determinó la capacidad faltante en cada una de las Plantas para cubrir un período de stock de seguridad de 30 días en ciudades capitales y 7 días en ciudades intermedias en el caso del Diesel Oil y Gasolina Especial y 7 días en el caso de GLP. Se consideró como año de evaluación el año 2012, tomando en cuenta el proyecto de ampliación a nivel nacional y que los tanques estarían entrando en operación ese año.

### ***Eje Troncal - Stock de Seguridad de Diesel Oil para 30 Días de Despacho***

Se proyecta la construcción de tanques de almacenaje adicionales en las Plantas del eje troncal -La Paz, Cochabamba y Santa Cruz- que posee YPFB Logística S.A., los que permitirán brindar un período de stock de seguridad de 30 días en los despachos a ciudades y áreas de influencia. Además, se considera la posibilidad de que la capacidad instalada en el Occidente (Senkata, Oruro, Cochabamba, Caracollo, Potosí, Sucre, Tupiza, Uyuni y Puerto Villarroel) junto a la capacidad a instalarse en la nueva Planta de Montero, garanticen un período de stock de seguridad de 30 días a nivel nacional incluido el Oriente. En el caso de las plantas que cuentan con estaciones cabeceeras de bombeo a poliductos, se ha contemplado también incrementar un volumen adicional que les permita continuar con sus operaciones cumpliendo los programas de bombeo, dependiendo del tamaño de los lotes promedio.

*Área Occidente - Senkata (La Paz).*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Senkata, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 22.572,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 1.026,0 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, se propone la construcción de 5 tanques de almacenaje de 10.000,0 m<sup>3</sup> cada uno con una inversión aproximada de \$us. 6.850.111,2.

**Área Centro – Cochabamba.**- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Cochabamba, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 22.842,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 1.160,1 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, será necesaria la construcción de 2 tanques de almacenaje de 10.000,0 m<sup>3</sup>, cada uno de ellos con una inversión aproximada de \$us. 2.740.044,4. Para instalar estos tanques, dentro de una misma área, se necesitarían aproximadamente 5.577,0 m<sup>2</sup> de terreno. Dado que YPFB Logística S.A. no posee un área de tanques propia, se tendría que solicitar la venta o intercambio de esta área a la Refinería Gualberto Villarroel o realizar la compra de terreno por un valor de \$us.334.620,0.

**Área Oriente - Santa Cruz.**- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta Santa Cruz, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 29.572,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 1.500,0 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, será necesaria la construcción de 3 tanques de almacenaje de 10.000,0 m<sup>3</sup> cada uno con una inversión aproximada de \$us. 4.109.109,5. Para instalar estos tanques, se requerirán aproximadamente 6.464,2 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Santa Cruz.

#### **Ciudades Intermedias – Stock de Seguridad de Diesel Oil para 30 Días de Despacho.**

**Área Occidente-Oruro.** -De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Oruro, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 4.716,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 364,0 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, será necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 4.800,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 743.170,6. Para instalar este tanque, se necesitarían aproximadamente 1.907,0 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Oruro.

**Área Centro-Puerto Villarroel.**- La capacidad de almacenaje actual es de 3.589,1 m<sup>3</sup> para DO que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019. En cuanto a la Planta Riberalta, la capacidad de almacenaje actual de 1.485,8 m<sup>3</sup> para DO, garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno con stock de seguridad de 7 días hasta el año 2019 y la Planta Trinidad con una capacidad de almacenaje de 2.215,2 m<sup>3</sup> para DO, que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 30 días hasta el año 2019.

**Área Oriente - Planta Camiri.**- La capacidad de almacenaje actual es de 3.786,4 m<sup>3</sup> para DO que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno con stock de seguridad de 7 días hasta el año 2019; en tanto, la Planta San José de Chiquitos cuenta con una capacidad de almacenaje actual de 1.262,1 m<sup>3</sup> para DO, que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019.

**Área Sur-Planta Monteagudo.**- La capacidad de almacenaje actual de 206,6 m<sup>3</sup> para DO que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno con stock de seguridad de 7 días hasta el año 2019. La Planta Potosí, de acuerdo al cálculo realizado para la Planta, requerirá a partir del año 2012 una capacidad adicional de almacenaje de 3.020,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la misma que tendrá un

requerimiento proyectado de 198,0 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, es necesaria la construcción de un tanque de almacenaje de 3.020,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us.528.594,4. En la actualidad, la Planta Potosí está ubicada en plena urbe, en inmediaciones del Estadio y centros urbanos habitados, constituyéndose en un riesgo para la población; por lo que, se debe considerar el traslado de la Planta a las afueras de la ciudad. En el proyecto, la nueva Planta deberá contemplar la instalación de este nuevo tanque.

*La Planta Sucre (Qhora Qhora)*, de acuerdo al cálculo realizado para la Planta Sucre, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 1.627,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 148,0 m<sup>3</sup>/día de DO; para ello, será necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 1.630,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 361.032,2. Para instalar este tanque se necesitarían aproximadamente 335,0 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Sucre. Finalmente, la Planta Uyuni cuenta con una capacidad de almacenaje actual de 462,5 m<sup>3</sup> para DO, que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2015.

*Área Tarija - Planta Tarija.*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta Tarija, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 2.023,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 127,0 m<sup>3</sup>/día de DO. Para ello, será necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 2.025,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 408.648,8; para instalar este tanque, se necesitarían aproximadamente 327,0 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Tarija. En tanto, la Planta Tupiza cuenta con capacidad de almacenaje actual de 436,3 m<sup>3</sup> para DO, que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019. La Planta Villamontes, con una capacidad de almacenaje actual de 2.783,5 m<sup>3</sup> para DO garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días incluido el transporte hasta el año 2019.

### ***Eje Troncal - Stock de Seguridad de GE para 30 Días de Despacho***

*Área Occidente - Senkata (La Paz).*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Senkata, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 19.450,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 896,0 m<sup>3</sup>/día de GE. Para ello, se propone la construcción de 4 tanques de almacenaje de 10.000 m<sup>3</sup> cada uno con una inversión aproximada de \$us. 6.316.104,4 e instalar estos 4 tanques dentro de una misma área se necesitarían aproximadamente 4.921,0 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Senkata.

*Área Centro - Cochabamba.*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Cochabamba, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 20.539,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 635,0 m<sup>3</sup>/día de GE. Para ello, será necesaria la construcción de 2 tanques de almacenaje de 7.800,0 m<sup>3</sup> cada uno, con una inversión aproximada de \$us.2.546.846,6.

*Área Oriente - Planta Santa Cruz.*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta Santa Cruz, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 11.129,0 m<sup>3</sup>, con lo

que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 660,0 m<sup>3</sup>/día de GE. Para ello, será necesaria la construcción de 2 tanques de almacenaje de 5.000,0 m<sup>3</sup> cada uno, con una inversión aproximada de \$us.1.768.948,5; para instalar estos tanques, se necesitarían aproximadamente 3.033,55 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Santa Cruz.

### ***Ciudades Intermedias - Stock de Seguridad de GE para 30 Días de Despacho***

*Área Occidente-Oruro.-* De acuerdo al cálculo realizado para la Planta de Oruro, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 3.300,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 170,0 m<sup>3</sup>/día de GE. Para ello, será necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 3.300,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 648.326,6. Para instalar este tanque, se necesitarían aproximadamente 1.393,4 m<sup>2</sup>, los que se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Oruro.

*Área Centro-Puerto Villarroel.-* La capacidad de almacenaje actual es de 1.938,4 m<sup>3</sup> para GE que garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019. En tanto que, en la Planta Riberalta se propone habilitar el Tk-5512 de 457,9 m<sup>3</sup>, que se encuentra actualmente en Stand By, para incrementar la capacidad de GE de 456,3 m<sup>3</sup> (Tk-5515) a 914,2 m<sup>3</sup> el año 2009 y en Planta Trinidad se propone habilitar de manera paulatina (año 2010 y 2012) los Tks-5460 y 5453 de 417,9 m<sup>3</sup> y 293,0 m<sup>3</sup> respectivamente (actualmente vacíos) para incrementar la capacidad de almacenaje de Gasolina Especial de 1.169,0 m<sup>3</sup> a 1.879,9 m<sup>3</sup>, contando con un período de seguridad de 32 días para el año 2012.

*Área Oriente-Planta Camiri.-* La capacidad de almacenaje actual de 3.622,1 m<sup>3</sup> para GE, garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días incluido el transporte hasta el año 2016. Planta San José de Chiquitos, con una capacidad de almacenaje actual de 393,0 m<sup>3</sup> para GE, garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019. Planta Monteagudo con capacidad de almacenaje actual de 107,1 m<sup>3</sup> para GE, garantiza el abastecimiento normal de este combustible líquido en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2019. Planta Potosí, de acuerdo al cálculo realizado para la Planta, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 1.027,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad, la misma que tendrá un requerimiento proyectado de 103,0 m<sup>3</sup>/día de GE, siendo necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 1.030,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 333.000,1. Dado que la Planta Potosí está ubicada en plena ciudad, se constituye en un riesgo para la población se debe considerar su traslado a las afueras de la ciudad; en el proyecto, la nueva Planta deberá contemplar la instalación de este nuevo tanque.

*Planta Sucre (Qhora Qhora)-* de acuerdo al cálculo realizado para la Planta Sucre, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 1.954,5 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad; la misma tendrá un requerimiento proyectado de 74,0 m<sup>3</sup>/día de GE. Para ello, será necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 1.800,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us. 439.961,1, dentro de esta capacidad de almacenaje adicional se considera un Stock de Seguridad para el PSP que asciende

a 900 m<sup>3</sup>, considerando un volumen de lote GE promedio bombeado al PSP según Programa, el cual garantiza la continuidad del bombeo durante aproximadamente 10 días. Para instalar este tanque se necesitarían, aproximadamente, 331,2 m<sup>2</sup>, los que se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Sucre. Planta Uyuni, se propone habilitar el Tk-502 de 478,0 m<sup>3</sup>, que actualmente se encuentra vacío, para incrementar la capacidad de GE de 276,4 m<sup>3</sup> (Tk-503) a 754,4 m<sup>3</sup> el año 2012.

*Área Tarija-Planta Tarija.*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta Tarija, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 1.285,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 30 días de stock de seguridad a la ciudad. Tendrá un requerimiento proyectado de 92,0 m<sup>3</sup>/día de GE, siendo necesaria la construcción de 1 tanque de almacenaje de 1.285,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us.368.422,3; para instalar este tanque serán necesarios, aproximadamente, 300,0 m<sup>2</sup>, los cuales se encuentran disponibles dentro del área de tanques de Planta Tarija. En Planta Tupiza se proyecta habilitar el tanque 525 (Tk-525) de 460,1 m<sup>3</sup>, que se encuentra actualmente vacío, para incrementar la capacidad de GE de 126,4 m<sup>3</sup> a 586,5 m<sup>3</sup>. La modificación de líneas y habilitación del tanque tendría un costo aproximado de \$us. 7.109,9. En tanto, en la Planta Villamontes, se propone habilitar el Tk-181 923,2 m<sup>3</sup>, actualmente vacío, para incrementar la capacidad de almacenaje de Gasolina Especial de 1.402,9 m<sup>3</sup> a 2.326,1 m<sup>3</sup>; la habilitación tendría un costo aproximado de \$us. 14.266,2.

#### ***Eje troncal – Stock de Seguridad de GLP para 7 Días de Despacho***

*Área Occidente - Planta Senkata.*- Se propone la construcción y habilitación de 2 tanques (Tks) esféricos de 1.235,7 m<sup>3</sup> para su operación a partir del año 2012 para incrementar la capacidad de almacenaje de GLP de 2.074,3 m<sup>3</sup> a 4.545,7 m<sup>3</sup> con una inversión aproximada de \$us.6.772.074. Existe área disponible en el sector de esferas de la Planta Senkata para estos 2 nuevos tanques esféricos de GLP.

*Área Centro-Planta Cochabamba.*- Se propone la construcción y habilitación de 2 Tks esféricos de 1.236,0 m<sup>3</sup> para su operación a partir del año 2012 para incrementar la capacidad de almacenaje de GLP de 2.429,8 m<sup>3</sup> a 4.901,2 m<sup>3</sup> con una inversión aproximada de \$us. 6.772.074,6. El proyecto cuenta, dentro del presupuesto, con un monto de \$us. 2.400.000,0 para la readecuación y mantenimiento de las esferas 2941, 2941, 2943 y 2945 de propiedad de YPF B Logística S.A.

*Área Centro - Planta Santa Cruz.*- YPF B Logística S.A. cuenta con una esfera de 541,0 m<sup>3</sup> de capacidad; el presupuesto del proyecto contempla un monto de \$us. 500.000,0 para la readecuación y mantenimiento de la esfera No.2935 de propiedad de YPF B Logística S.A.

#### ***Ciudades Capitales – Stock de Seguridad de GLP para 7 Días de Despacho***

*Área Occidente-Oruro.*-La capacidad de almacenaje instalada de GLP asciende a 986,4 m<sup>3</sup>, distribuida en 6 tanques cilíndricos horizontales de 67,50 m<sup>3</sup> pertenecientes a YPF B Logística S.A. (405 m<sup>3</sup>) y 9 tanques cilíndricos horizontales de 64,60 m<sup>3</sup> de YPF B Comercial (581,4 m<sup>3</sup>). De acuerdo a los datos de despachos proporcionados por YPF B Comercial, la capacidad total instalada es suficiente para garantizar un periodo de seguridad de 7 días hasta el año 2012.

*Área Centro-Puerto Villarroel.*-Puerto Villarroel, actualmente cuenta con 2 tanques cilíndricos horizontales, uno de 64,6 m<sup>3</sup> (Tanque 382) y otro de 31,0 m<sup>3</sup> (Tanque 384) de capacidad neta de propiedad de YPFB Logística S.A. los que se encuentran en Stand By. La Planta de Engarrafado es operada por YPFB Comercial y cuenta con un tanque cilíndrico horizontal de 64,6 m<sup>3</sup> (Tanque 381) de capacidad neta, el GLP es transportado mediante cisternas desde Carrasco. De acuerdo a los datos de despachos proporcionados por YPFB Comercial, la capacidad instalada total de 160,2 m<sup>3</sup> (Comercial + Logística) es suficiente para cubrir un periodo de seguridad de 7 días hasta el año 2012; para ello, será necesario habilitar los tanques 382 y 384 de propiedad de YPFB Logística S.A. actualmente en Stand By. La Planta Riberalta, no cuenta con capacidad instalada para el engarrafado y distribución de GLP, que es envasado y transportado desde Trinidad para su distribución en el área de Riberalta. Planta Trinidad cuenta con una capacidad instalada de 191,5 m<sup>3</sup> para GLP distribuidos en 3 tanques cilíndricos horizontales (5465, 5466 y 5467) de 63,8 m<sup>3</sup> cada uno de propiedad de YPFB Comercial; sin embargo, no cuenta con capacidad instalada perteneciente a YPFB Logística S.A.

*Área Oriente-Planta Camiri.*- Camiri recibe GLP del Campo Vuelta Grande y bombea a Sucre a través del Poliducto OCS (Camiri - Sucre); sin embargo, esta Planta no realiza transferencias de GLP a Planta de Engarrafado de YPFB por lo que, la totalidad de la capacidad de almacenaje se destina a la recepción y bombeo. De acuerdo a los datos proporcionados por YPFB Comercial, la capacidad de almacenaje actual instalada en Camiri de 1.196,5 m<sup>3</sup> (Comercial +Logística) para GLP, garantiza el normal suministro en el mercado interno durante más de 7 días hasta el año 2019. A pesar de estar garantizado el suministro interno, en el futuro se deberá considerar incrementar su capacidad para garantizar las operaciones de bombeo. La Planta San José de Chiquitos, cuenta con una capacidad instalada de 129,2 m<sup>3</sup> para GLP distribuidos en 2 tanques cilíndricos horizontales (1 y 2) de 64,6 m<sup>3</sup> cada uno de propiedad de YPFB Comercial; sin embargo, no cuenta con capacidad instalada perteneciente a YPFB Logística S.A.

*Área Sur-Planta Monteagudo.*- Cuenta con una capacidad instalada de 128,8 m<sup>3</sup> para GLP distribuidos en 2 tanques cilíndricos horizontales (4 y 900) de 64,4 m<sup>3</sup> cada uno de propiedad de YPFB Comercial; sin embargo, no cuenta con capacidad instalada perteneciente a YPFB Logística S.A. La Planta Potosí, de acuerdo a los datos proporcionados por YPFB Comercial, tiene una capacidad de almacenaje instalada de 520,5 m<sup>3</sup> (Comercial +Logística) para GLP, que garantiza el normal suministro en el mercado interno durante 7 días hasta el año 2012. Esta planta está ubicada en la actualidad en plena ciudad, constituyéndose en un riesgo para la población, por lo que se debe estudiar su traslado a las afueras de la ciudad. La Planta Sucre (Qhora Qhora) recibe GLP de Camiri a través del Poliducto PCS (Camiri - Sucre), esta Planta, a su vez, bombea GLP a Potosí a través del Poliducto PSP (Sucre - Potosí). De acuerdo a los datos proporcionados por YPFB Comercial, su capacidad de almacenaje actual instalada es de 1.064,0 m<sup>3</sup> (Comercial +Logística) para GLP, que garantiza el normal suministro en el mercado interno durante más de 7 días hasta el año 2019. A pesar de estar garantizado el suministro interno, en el futuro se deberá considerar la posibilidad de incrementar su capacidad para garantizar las operaciones de bombeo. La Planta Uyuni cuenta con una capacidad instalada de 65,75 m<sup>3</sup> para GLP en 1 tanque cilíndrico horizontal de propiedad de YPFB Comercial; sin embargo, no cuenta con capacidad instalada perteneciente a YPFB Logística S.A.

*Área Tarija-Planta Tarija.*- De acuerdo al cálculo realizado para la Planta Tarija, a partir del año 2012 se requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 175,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá

brindar 7 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 112,0 m<sup>3</sup>/día de GLP de acuerdo a datos proporcionados por YPFB Comercial, para ello se proyecta la construcción de 1 tanque de almacenaje de 151,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us.246.027,0. La Planta Tupiza cuenta con una capacidad instalada de 131,1 m<sup>3</sup> para GLP distribuidos en 2 tanques cilíndricos horizontales (1 y 2) de 66,9 y 64,19 m<sup>3</sup> respectivamente de propiedad de YPFB Comercial; sin embargo, no cuenta con capacidad instalada perteneciente a YPFB Logística S.A. y la Planta Villamontes que, a partir del año 2012, requerirá una capacidad adicional de almacenaje de 391,0 m<sup>3</sup>, con lo que se podrá brindar 7 días de stock de seguridad a la ciudad, la que tendrá un requerimiento proyectado de 8,0 m<sup>3</sup>/día de GLP de acuerdo a datos proporcionados por YPFB Comercial; asimismo, se podrá garantizar la continuidad de las operaciones de bombeo del Poliducto Villamontes – Tarija. Para ello, se proyecta la construcción de 1 tanque de almacenaje de 242,0 m<sup>3</sup>, con una inversión aproximada de \$us.383.589,4.

## Conclusiones y recomendaciones plan de ampliación de almacenaje

Los lineamientos de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos tienen como objetivo brindar un periodo de seguridad de 30 días en el caso del Diesel Oil-Gasolina Especial y 7 días para el GLP, de manera que se pueda satisfacer la demanda interna de forma permanente e ininterrumpida; por tanto, se presentan las siguientes conclusiones:

La capacidad actual de almacenaje para DO asciende a 70.651,1 m<sup>3</sup>, para GE 36.499,6 m<sup>3</sup>, para GLP 8.350,0 m<sup>3</sup>, totalizando 115.500,7 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenaje de combustibles líquidos y GLP a nivel nacional.

La capacidad actual de almacenaje no garantiza un periodo de seguridad para DO y GE de 30 días en la mayoría de las Plantas operadas por YPFB Logística S.A., como menciona el objetivo de la política de hidrocarburos del Estado boliviano. Dicha capacidad de stock de seguridad sólo se presenta en Villamontes, Camiri, Riberalta y Trinidad.

La capacidad de almacenaje actual no garantiza un período de seguridad de 7 días para GLP en las Plantas Tarija, Potosí, Oruro y Senkata, donde se hace necesario ampliar las plantas para alcanzar dicha capacidad.

Por tanto, como resultado del Plan de Almacenaje, el incremento de la capacidad de almacenaje por ciudad y producto será de: DO en 121.455,0 m<sup>3</sup>, de 70.651,0 m<sup>3</sup> a 192.106,0 m<sup>3</sup>, es decir, un 172% hasta el año 2012; GE en 76.515,0 m<sup>3</sup>, de 36.500,0 m<sup>3</sup> a 113.015,0 m<sup>3</sup>, es decir, un 210% hasta el año 2012, y: GLP en 5.336,0 m<sup>3</sup>, de 8.350,0 m<sup>3</sup> a 13.686,0 m<sup>3</sup>, es decir, un 64% hasta el año 2012.

El proyecto propone la construcción de 15 nuevos tanques para DO, 12 tanques para GE y 6 para GLP, con una inversión total para el incremento de la capacidad de almacenaje en Plantas de YPFB Logística S.A. de \$us.46.983.439,65 en el período 2009 -2012.

## Proyecto planta de almacenaje Montero

Actualmente, la logística de distribución en el Departamento de Santa Cruz está concentrada

en la Refinería Guillermo Elder Bell, a través de la Planta Palmasola, la cual realiza despachos de DO, GE y KN para el mercado local urbano y rural, y cuenta con una capacidad de almacenaje para el bombeo de éstos productos al Poliducto OCSZ-1 (Santa Cruz – Camiri) para el abastecimiento de combustibles en la parte Sur del país –Camiri, Villamontes, Sucre, Tarija y Potosí–, cuyos volúmenes han sido definidos en reuniones mensuales del PRODE<sup>3</sup>, de acuerdo a la producción y demanda.

La Planta Palmasola, almacena DO proveniente principalmente de 3 fuentes: Producción de la Refinería Guillermo Elder Bell, Diesel Oil Importado por Puerto Suarez y Diesel Oil transportado en cisternas desde la Refinería Gualberto Villarroel de Cochabamba.

Como se menciona en el párrafo anterior, el Diesel Oil que llega en cisternas de Cochabamba, nuevamente es despachado utilizando cisternas hacia Okinawa, Montero, Mineros, Saavedra, San Pedro, Portachuelo, Buena Vista y Yapacaní, entre otros, generando mayores costos en la logística de distribución por m<sup>3</sup> y recorrido en Km, siendo conveniente evitar ese costo con la recepción de cisternas de Cochabamba en un punto intermedio, pensando además en la construcción de un Poliducto hacia esta terminal, mejorando los estándares de seguridad, contribuyendo a la integridad de las personas y la infraestructura, reduciendo los niveles de contaminación ambiental. De esta manera, se puede contar con un sistema estratégico de transporte para el abastecimiento de combustibles del centro al oriente del país.

Con el objetivo de descongestionar el tráfico y desconcentrar la distribución en Planta Santa Cruz, se propone la construcción de una Planta de Almacenaje y Despacho ubicada en el sector Norte del Departamento de Santa Cruz, específicamente en el Municipio de Montero, cuya área de influencia incluiría las siguientes Provincias y municipios: Provincia Ignacio Warnes (Municipios de Warnes y Municipio de Okinawa Uno); Provincia Ichilo (Municipios de Buena Vista, San Carlos, Yapacani y San Juan de Yapacani); Provincia Sara (Municipios de Portachuelo, Santa Rosa del Sara y Colpa Bélgica) y Provincia Obispo Santisteban (Municipios de Montero, Saavedra, Mineros, Fernández Alonso y San Pedro).

El proyecto no solo se justifica por el impacto social y el ahorro que genera la mejora de logística de distribución, sino por el acceso y la ubicación estratégica de los Municipios del Norte, que se puede resumir en los siguientes puntos:

- La ubicación geográfica de los municipios de Warnes, Montero, Portachuelo, Buena Vista, San Carlos y Yapacaní es parte de los corredores bi-oceánicos, constituyéndose en un lugar altamente estratégico de vinculación e integración de la Amazonía – Altiplano.
- Los municipios de Warnes y Montero son parte del conglomerado urbano del Departamento de Santa Cruz, que tiene una fuerte repercusión en el ámbito del desarrollo local.
- Los sistemas de comunicación privilegian a los Municipios con una buena articulación de

<sup>3</sup> El PRODE (Comite de Producción y Demanda) de acuerdo al Artículo 138 de la Ley 3058 de Hidrocarburos es el Organismo conformado por representantes de las empresas productoras, refinadoras, transportadoras por ductos, comercializadoras, YPFB y la Superintendencia de Hidrocarburos. Se reúne mensualmente para evaluar los balances de la producción demanda ejecutados en el mes anterior y programar el abastecimiento al mercado interno y la exportación para los tres meses siguientes.

carreteras a los cuatro puntos cardinales, tiene disponible las vías férreas para conectarse de Montero con la ciudad de Santa Cruz y, a la vez, con la república del Brasil y Argentina; los últimos meses se ha concretado un proyecto para ampliar el tramo Montero - Warnes de dos a cuatro carriles, jerarquizando la carretera, este proyecto permite llegar a la capital departamental en menor tiempo y con mayor seguridad.

- Estos municipios concentran una importante población urbana y rural con acceso a diferentes servicios (alcantarillado, agua potable, luz eléctrica, actividades comerciales, industriales y servicios financieros). Los volúmenes importantes de consumo de Gasolina Especial, son del orden de 2.635 m<sup>3</sup> mensuales; los volúmenes importantes de consumo de Diesel Oil, llegan al orden de 9.050 m<sup>3</sup> mensuales, debido principalmente a la importante actividad agroindustrial existente en el área.

Por lo expuesto, se justifica la necesidad de elaborar un proyecto conceptual para la Construcción de una Planta de Recepción, Almacenaje y Despacho en el Municipio de Montero que garantice un período de seguridad mayor a 30 días en el sector Norte y áreas de influencia del Departamento de Santa Cruz; estableciéndose como objetivos específicos, determinar la cantidad y capacidad de los tanques a construirse en la nueva Planta de YPFB Logística S.A. para garantizar un periodo de seguridad de abastecimiento mayor a 30 días en el caso del Diesel Oil y Gasolina Especial; elaborar la ingeniería básica para la construcción de tanques atmosféricos del sistema de recepción de productos y del sistema de despacho de productos; establecer la legislación medio ambiental aplicable al proyecto; elaborar un cronograma de ejecución de trabajos -elaborar un presupuesto de obras y determinar indicadores económicos de rentabilidad (VAN, TIR, PRI).

Las Plantas que se concentran en el Área Oriente son: Planta Santa Cruz (Palmasola), Planta Camiri y Planta San José de Chiquitos.

La Planta Santa Cruz está ubicada en los predios de la Refinería Guillermo Elder Bell, la cual produce Diesel Oil, Gasolina Especial y GLP, producto que es almacenado y despachado a través de la Planta y bombeado a Camiri a través del Poliducto OCSZ-1. La única que cumple con un período de seguridad mayor a 30 días es la Planta de Camiri para Diesel Oil y Gasolina, San José de Chiquitos cumple con un periodo de seguridad mayor a los 7 días, y la Planta de Santa Cruz no cumple con el periodo de seguridad de 30 días, por lo que, además de considerar la ampliación de la capacidad de almacenaje en Planta Santa Cruz, se puede desconcentrar el despacho a las provincias del Norte del Departamento de Santa Cruz.

Con la construcción de una Planta de Almacenaje en Montero, los cisternas provenientes de la Refinería Gualberto Villarroel descargarían directamente en la nueva Planta sin tener que llegar hasta Palmasola, generando un ahorro por Km-m<sup>3</sup> transportado. Por tanto, en el caso del Diesel Oil, se estarían desconcentrando aproximadamente 6.935,03 m<sup>3</sup>, los cuales, considerando un costo de 0,46 Bs/Km-m<sup>3</sup> y aproximadamente 50 Kms de recorrido (Montero - Palmasola), generarán un ahorro de \$us. 22.560,82 mensuales y \$us. 270.729,84 anuales. Asimismo, se considera un proyecto que contempla la construcción de un poliducto de aproximadamente 420 km de longitud, 6" de diámetro desde Cochabamba al Norte de Santa Cruz para el transporte de DO y GE, de esta manera el producto llegaría directamente de Cochabamba sin la necesidad de utilizar cisternas para el traslado. Para superar la creciente demanda de consumos futuros, tanto

del Noreste como del Norte cruceño, se pretende efectuar el cambio de diámetro de 3" a 6" del PCPV, de forma progresiva y por etapas, manteniendo operativo el ducto PCPV, paralelamente a la construcción de la planta de almacenaje, en el norte cruceño, que cubrirá la demanda creciente de estas zonas y bajará considerablemente los costos transportando combustible por carros cisterna, teniendo en esta Planta de almacenaje un punto estratégico para distribuir hidrocarburos en su área de influencia.

La Planta de Recepción, Almacenaje y Despacho estaría ubicada en los predios del Parque Industrial de Montero, específicamente en el Distrito 8, en un área de propiedad del Municipio, denominada Área de Equipamiento, que permite el asentamiento de industrias que brinden servicios comunes al área industrial, la cual se encuentra ubicada entre las carreteras que unen Montero con la carretera a Saavedra, Mineros, Chane al Noreste y Okinawa al Este, teniendo la alternativa de llegar a los Troncos y por ende San Ramón, San Javier, Concepción y toda la Chiquitanía, si es que se logra concretar la construcción de un puente sobre el Río Grande en Puerto Banegas.

Cabe destacar que la línea férrea que llega desde Puerto Suárez, es una obra inconclusa que llega hasta Punta Rieles; sin embargo, de acuerdo a las proyecciones de Ferrovial Oriental, a futuro se estaría contemplado la construcción de la red ferroviaria que llegaría en su primera fase desde Montero hasta Yapacaní; en una segunda fase de Yapacaní al Chapare (Villa Tunari) y, en su tercera fase, del Chapare a Cliza, integrando de esta manera la Red Ferroviaria Oriental con la Red Ferroviaria Occidental. Asimismo, se estaría contemplando la rehabilitación del tramo hasta Punta Rieles y la construcción del tramo que llegaría hasta Trinidad.

Por último, destacar que se cuentan con instalaciones para el tendido eléctrico de alta tensión y línea de Gas Natural de YPFB Transporte S.A., paralela a la línea férrea y la carretera Montero - Saavedra. Por tanto, la localización del proyecto se justifica por las siguientes fortalezas:

La ubicación geográfica del Municipio de Montero, es parte de los corredores bi-oceánicos, constituyéndose en un lugar altamente estratégico de vinculación e integración de la Amazonia - Altiplano.

El Municipio de Montero es parte del conglomerado urbano metropolitano de Santa Cruz, que tiene una fuerte repercusión en el ámbito del desarrollo local.

Los sistemas de comunicación privilegian al Municipio con una buena articulación de carreteras a los cuatro puntos cardinales, tiene disponible las vías férreas para conectarse con la ciudad de Santa Cruz y a la vez con la república del Brasil y Argentina, además se encuentra muy cerca del aeropuerto de Viru-Viru que permite su relación internacional por vía aérea, finalmente,

Se trata de un municipio urbano que tiene concentrada su población, es de tamaño mediano y le permite contar con diferentes servicios sistematizados y jerarquizados.

Para el proyecto se ha considerado un horizonte de 20 años, a partir del año 2010, año en el cual los proyectos estarían entrando en ejecución, hasta el año 2030.

## **Conclusiones y recomendaciones para el Proyecto Montero**

Los principales indicadores económicos muestran que, ante todos los escenarios, el proyecto se mantiene rentable, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) positiva (0,37% en el escenario más conservador con la tarifa actual), que demuestra que es viable financieramente y recupera los costos de inversión en un periodo determinado.

Cabe resaltar que, sería importante la restitución de la Tarifa anterior de Almacenaje, de 5,5 \$us/m<sup>3</sup>, para asegurar la rentabilidad del proyecto y permita contar con una infraestructura adecuada y una capacidad de almacenaje que contemple un periodo de seguridad mayor a 30 días en el Sector Norte y áreas de influencia del Departamento de Santa Cruz.

## Proyectos de almacenaje para Aeroplantas

En cuanto a las instalaciones de aeroplantas en el país, en cumplimiento del Decreto Supremo 25901 de 15 de septiembre de 2000, se deben realizar adecuaciones que permitan el normal desarrollo del servicio público, asegurando la calidad y continuidad del mismo en el suministro de combustibles a aeronaves. El indicado servicio público está a cargo de Air BP S.A. (que en adelante se denominará YPFB Aviación S.A.)

1. El proyecto comprende las siguientes áreas de actividades e inversión:
2. Adecuación de plantas e incremento de capacidad de almacenaje.
3. Compra de unidades abastecedoras (Refuellers).
4. Sistemas de administración y continuidad (Sistemas de Gestión en Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SSMA), Informativos) y equipamiento general.

El Decreto Supremo 25901 establece las normas y requerimientos mínimos de construcción de plantas de almacenaje, equipos de suministro a aeronaves en aeropuertos, así como los volúmenes mínimos de almacenaje para cubrir la demanda nacional e internacional de combustible de aviación y regulaciones de seguridad relacionadas con el abastecimiento de combustibles de aviación.

Las instalaciones actuales de la empresa, en su mayoría fueron construidas durante los años 70 y 80, y la capacidad de almacenamiento estaba dimensionada para el flujo de combustible de aquella época.

En la actualidad, dado el crecimiento del mercado, la capacidad instalada genera dos problemas estructurales; primero, no cumple lo requerido por el Decreto Supremo antes citado; segundo, en muchos casos, los tanques y equipos han llegado al límite de su vida útil.

En los Cuadros No. 7.2 y No. 7.3, se muestran las capacidades actuales y requeridas de Jet Fuel y Avgas para cada una de las plantas, como las capacidades estipuladas por el Decreto Supremo

**Cuadro No. 7.2**  
**Capacidades de Almacenaje Jet Fuel**

Expresado en litros										
JET FUEL	HOY				AL 2015 SIN INVERSIONES			AL 2015 CON INVERSIONES		
	Capacidad actual	Stock requerido según DS25901	Capacidad faltante	Cumple	Stock requerido 2015 según DS.25901	Capacidad faltante 2015	Cumple	Capacidad final al 2015	Capacidad excedente	Cumple
VIRU VIRU	2.714.006	2.650.000	64.006	SI	3.180.000	-465.994	NO	4.440.000	1.260.000	SI
TROMPILLO	80.900	160.000	-79.100	NO	176.000	-95.100	NO	170.000	-6.000	NO
EL ALTO	103.000	1.040.000	-937.000	NO	1.092.000	-989.000	NO	1.150.000	58.000	SI
COCHABAMBA	1.456.100	450.000	1.006.100	SI	540.000	916.000	SI	1.456.100	916.1	SI
TRINIDAD	82.600	125.000	-42.4	NO	137.500	-54.000	NO	142.000	4.500	SI
SUCRE	105.000	75.000	30.000	SI	82.500	22.500	SI	105.000	22.500	SI
TARIJA	1.105.000	100.000	10.500	SI	110.000	500	SI	110.500	500	SI
COBIJA		35.000	-35.000	NO	38.500	-38.000	NO	72.000	33.500	SI
RIBERALTA	37.400	28.000	9.400	SI	30.800	6.600	SI	37.400	6.600	SI
GUAYARAMERIN	42.222	12.650	29.572	SI	13.915	28.307	SI	42.222	28.307	SI
P.SUAREZ	39.050	40.375	-1.325	NO	44.412	-5.362	NO	47.500	3.088	SI
YACUIBA	41.449	8.300	33.139	SI	9.130	32.319	SI	41.449	32.319	SI
<b>TOTAL</b>	<b>4.812.227</b>	<b>4.724.325</b>	<b>87.902</b>		<b>5.454.757</b>	<b>-642.530</b>		<b>7.814.171</b>	<b>2.359.414</b>	

Fuente: YPFB Aviación S.A.

**Cuadro No. 7.3**  
**Capacidades de Almacenaje Avgas**

Expresado en litros										
AVGAS	HOY				AL 2015 SIN INVERSIONES			AL 2015 CON INVERSIONES		
	Capacidad actual	Stock requerido según DS25901	Capacidad faltante	Cumple	Stock requerido 2015 según DS.25901	Capacidad faltante 2015	Cumple	Capacidad final al 2015	Capacidad excedente	Cumple
VIRU VIRU				NO			NO	4.000	-4.000	SI
TROMPILLO	83.030	150.000	-66.970	NO	165.000	-81.970	NO	163.930	-1.070	SI
EL ALTO	41.750	2.700	39.050	SI	2.835	38.915	SI	10.000	7.165	SI
COCHABAMBA	40.230	10.000	30.230	SI	12.000	28.230	SI	40.230	28.230	SI
TRINIDAD	82.500	60.000	22.500	SI	69.000	13.500	SI	113.000	44.000	SI
SUCRE	10.000	1.800	8.200	SI	1.980	8.020	SI	10.000	8.020	SI
TARIJA	19.640	1.300	18.340	SI	1.430	18.210	SI	19.640	18.21	SI
COBIJA		1.300	-1.300	NO	1.430	-1.430	NO	10.000	8.570	SI
RIBERALTA	40.730	7.000	33.730	SI	7.700	33.030	SI	20.000	12.300	SI
GUAYARAMERIN	40.730	1.600	18.369	SI	1.760	18.209	SI	19.969	18.209	SI
P.SUAREZ	41.240	3.000	38.240	SI	3.300	37.940	SI	15.000	11.700	SI
YACUIBA				NO			NO	4.000	4.000	SI
<b>TOTAL</b>	<b>379.089</b>	<b>238.700</b>	<b>140.389</b>		<b>266.435</b>	<b>112.654</b>		<b>429.769</b>	<b>155.334</b>	

Fuente: YPFB Aviación S.A.

25901, pudiendo hacerse evidente que, debido al crecimiento de la industria aeronáutica en nuestro país, se necesita implementar una mayor capacidad de almacenaje en algunas plantas.

Si bien todas las instalaciones han sido objeto de mejoras en infraestructura, muchas de ellas necesitan mejorarse, para completar el cumplimiento de las normativas de construcción establecidas; también se ha identificado que las condiciones de los equipos fijos y móviles ya cumplieron su vida útil y requieren ser reemplazados.

Con la finalidad de garantizar la calidad y continuidad del abastecimiento de combustible aéreo a la actividad aeroportuaria nacional, en el corto y mediano plazo se requiere mejorar la infraestructura y dotar de equipos que permitan la seguridad del servicio así como del personal de la empresa y terceras personas.

A esto, se suma la necesidad de construir el Ducto Senkata – Aeropuerto El Alto ya que en la actualidad, el Jet Fuel que se produce en la Refinería Gualberto Villarroel se envía mediante bombeo en lotes de 900 a 1.500 m<sup>3</sup>, a la planta de almacenaje Senkata, donde existen dos tanques de almacenamiento de Jet Fuel con una capacidad de 2.500 m<sup>3</sup>, de propiedad de YPFB Logística S.A.. Luego, el producto es transportado por cisterna a requerimiento de YPFB Aviación S.A. a una distancia de 17 km, hasta llegar a la aeroplanta en el Aeropuerto Internacional El Alto en una cantidad de 3 a 4 viajes por día. Este servicio tiene un costo anual de \$us.72.000.

La capacidad de almacenaje de Jet Fuel con la que se cuenta actualmente permite cubrir la demanda de tan solo 1 día, estando muy por debajo del óptimo. Es necesario incrementar dicha capacidad con la finalidad de cumplir el mínimo requerido por las regulaciones nacionales e internacionales, como se observa en el Cuadro No. 7.4.

Cuadro No. 7.4 Tabla de Demandas Aeroplanta El Alto		
Capacidad de almacenaje actual (m <sup>3</sup> )	Demanda Actual Promedio por día (m <sup>3</sup> )	Capacidad de almacenaje mínima requerida (m <sup>3</sup> )
110	78	800

Fuente: YPFB Aviación S.A.

Esta situación pone en riesgo el abastecimiento y paralización del Aeropuerto Internacional El Alto, que a su vez se constituye en uno de los portales internacionales para el ingreso de vuelos internacionales a nuestro país; asimismo, en caso de presentarse eventuales problemas de cortes o bloqueos de rutas o emergencias nacionales, se pone en riesgo la circulación de cisternas. A pesar de que se han definido algunas rutas alternativas para minimizar estos riesgos, ya se han presentado casos en los que la circulación de cisternas no ha sido posible, y como consecuencia, el suministro ha tenido que ser suspendido.

Para dar continuidad e independencia de las operaciones en el Aeropuerto Internacional El Alto, se propone la construcción de un ducto adecuado a los requerimientos antes mencionados, eliminando así el uso de cisternas para el transporte de Jet Fuel.

*Equipos de abastecimiento (refuellers):* En la actualidad la empresa cuenta con equipos móviles especializados que ya han cumplido su vida útil, y que debido a las características del servicio de expendio de combustible de aviación, deben ser reemplazados.

Siendo que el servicio requiere de las más estrictas medidas de seguridad, las unidades de abastecimiento son especialmente acondicionadas para cumplir con dichas normas de seguros que puedan controlar los posibles riesgos inherentes a la actividad; para lo cual, se plantea adquirir 22 unidades de abastecimiento, en reemplazo de las 10 unidades que ya cumplieron su vida útil. Con esta adquisición se dotará de unidades modernas a las Aeroplantas que aún no tienen un equipo de estas características.

*Sistemas de administración y continuidad* (Sistemas de gestión en SSMA, Informativos): Hasta el 1º de mayo la empresa contaba con el soporte de los sistemas informáticos y de gestión desde la Casa matriz de BP. A partir del Decreto Supremo 0111, de 1º de mayo de 2009, YPFB Aviación S.A. no cuenta más con estos sistemas, y para dar continuidad al negocio y asegurando el cumplimiento de las regulaciones nacionales, se necesita desarrollar los sistemas de gestión ambiental, seguridad, salud, informáticos y administrativos.

Al presente, para cumplir con el compromiso asumido, se deben realizar inversiones que permitan el desarrollo de los indicados sistemas y facilitar que los funcionarios desenvuelvan sus capacidades en los marcos de calidad y obtener resultados óptimos para la empresa.

La ejecución de los proyectos antes citados permitirá superar los siguientes riesgos: desabastecimiento de combustible (Jet Fuel y Avgas) y paralización de la actividad aeronáutica por falta de capacidad de almacenamiento; paralización de operaciones por equipos e instalaciones defectuosas, desabastecimiento de combustible por bloqueos de rutas de circulación desde Senkata; sanciones penales por incumplimiento del Decreto Supremo 25901; problemas de control de calidad en los productos distribuidos; deficiente información e ineficiente gestión de la empresa; incumplimiento de la Normativa Ambiental en vigencia; incumplimiento de la Normativa de Seguridad Ocupacional y Salud y fallas de comunicación (informática y registro de información). YPFB Aviación S.A. con la ejecución del presente Plan logrará en el corto plazo superar los riesgos mencionados.

# Plan de Transporte

## Resumen

El Plan de Inversión en el Sistema de Transporte de YPFB Transporte S.A., durante el periodo 2009 - 2015 incluye proyectos de expansión del sistema y de continuidad operativa, que alcanzan una inversión de \$us 2.091 MM. Las principales inversiones se concentran en proyectos de expansión en los sistemas de transporte de Gas Natural al mercado interno (\$us 615 MM) y proyectos especiales asociados a las facilidades de transporte requeridas por la potencial instalación de una refinería para procesar Crudo de importación (\$us 855 MM), entre otros.

El Plan de Transporte de Gas Natural al mercado interno considera, entre sus inversiones más importantes, la construcción del Gasoducto Carrasco - Cochabamba (GCC) para el abastecimiento del mercado interno y la expansión en la capacidad de transporte de la Troncal Sur para satisfacer el requerimiento de Gas Natural del Proyecto Siderúrgico del Mutún en su primera fase (4,7 MMmcd). Expansiones complementarias, permitirán atender la demanda incremental de mercados específicos, particularmente Oruro - La Paz (GAA), Sucre (GTC), Potosí (GTC) y Tarija (GVT).

El principal proyecto de expansión en la concesión Gas Mercado Exportación, durante el periodo de planificación, está asociado a la construcción de facilidades de transporte que permitan interconectar la red de transporte de Gas Natural de Bolivia con el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

Se anticipa que, los principales proyectos de incremento en la capacidad de producción, se localizarán en campos del sur del país y requerirán más que duplicar la actual capacidad de transporte de hidrocarburos líquidos desde Pocitos hasta Santa Cruz, para lo que se proyecta un crecimiento gradual por fases.

Adicionalmente, la cartera de proyectos considera la construcción de un propanoducto dedicado para el transporte de gas licuado de petróleo (GLP) desde una planta de separación, asociada a la corriente de Gas Natural exportado a la Argentina, con destino al mercado interno y de exportación aprovechando la sinergia con las actuales instalaciones de transporte.

La estrategia de abastecimiento de YPFB corporación define la necesidad de instalar una nueva refinería en el territorio nacional, que permita procesar Crudo importado para satisfacer la demanda de Diesel Oil en el mercado interno. Como parte del Plan de Transporte, YPFB Transporte S.A. ha definido una serie de proyectos de transporte complementarios, denominados Proyectos Especiales de Líquidos, entre los que se encuentra la construcción de líneas dedicadas para el transporte de Crudo y Diesel Oil y la construcción de una nueva terminal de almacenaje de Crudo, entre otras mejoras a las actuales facilidades de transporte.

Por otro lado, el Plan de Inversiones de transporte de YPFB Logística S.A., para el periodo 2009-2015, contempla un requerimiento total de \$us 89 MM que considera cuatro proyectos: 1) la conclusión del Poliducto Cochabamba - La Paz II y la construcción de una planta de almacenamiento en Patacamaya (\$us 14,6 MM); 2) la Construcción del Poliducto Cochabamba - Montero

(\$us 70,64 MM); 3) la ampliación de la capacidad del Poliducto Villamontes – Tarija (\$us 1,7 MM) y 4) la implementación del Sistema Scada en una primera fase (\$us 2 MM). Estos proyectos están dirigidos a sustituir el transporte de combustibles por cisternas, satisfacer oportunamente la demanda de combustibles del área industrial y ganadero del Norte del país y contar con un sistema estratégico de transporte de combustibles del Centro al Oriente del país.

Adicionalmente, el requerimiento de Gas Natural del Proyecto Siderúrgico Mutún, en su primera fase, requeriría la ampliación de la capacidad del Gasoducto Bolivia-Brasil en 5 MMmcd adicionales con una inversión de \$us 240 MM, proyecto que sería ejecutado por la empresa Gas Transboliviano S.A que actualmente posee la concesión del gasoducto de exportación.

## Objetivos

El transporte de hidrocarburos por ductos es una actividad regulada y un servicio de utilidad pública, sus objetivos principales son:

- Otorgar disponibilidad, confiabilidad y seguridad durante la operación.
- Realizar de manera oportuna las expansiones requeridas por el sistema, cuidando los impactos al medio ambiente y a las comunidades vecinas. Ejecutar inversiones razonables y prudentes a fin de minimizar el impacto en las tarifas de transporte.

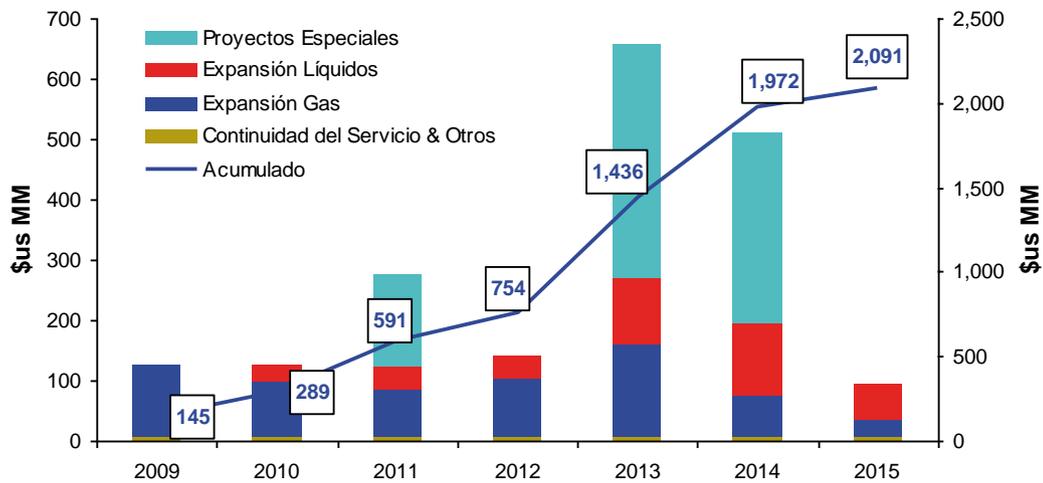
## Inversión (2009-2015)

### YPFB Transporte S.A.

El plan de inversiones propuesto por YPFB Transporte S.A. considera la ejecución de:

- 1) **Proyectos de Continuidad de Servicio y otros**, que son propios de la actividad de transporte y que buscan mantener altos niveles de confiabilidad y seguridad durante la operación de las instalaciones, y
- 2) **Proyectos de Expansión** del sistema de transporte de Gas Natural e hidrocarburos líquidos.

**Gráfico No. 8.1**  
**Plan de Inversiones YPFB Transporte S.A.**



Fuente: YPFB Transporte S.A.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Inversión MM \$us.</b>	145	143	302	163	682	536	119

### **Inversión en continuidad del servicio y otros**

La evaluación de los requerimientos de inversión en proyectos de continuidad del servicio, proyectos especiales y tecnología informática es realizada en base a la experiencia en la operación del sistema de YPFB Transporte S.A. y a los requerimientos previstos como parte de los sistemas de análisis de riesgo implementados. Estas inversiones buscan mantener un alto grado de confiabilidad y seguridad, en beneficio del servicio de transporte y las poblaciones aledañas al sistema de ductos.

Las inversiones previstas en continuidad de servicio y otros, durante el periodo 2009 - 2015, alcanzan los \$us 167,6 MM, con ejecución variable en diferentes gestiones, en función a la implementación de proyectos especiales. Estas inversiones serán atendidas, en primera instancia, con recursos generados internamente.

Los principales beneficios de estas inversiones son los siguientes:

- Asegurar el transporte de Gas Natural e hidrocarburos líquidos, minimizando riesgos de interrupción o restricción que podrían tener como consecuencia el desabastecimiento a los mercados.
- Minimizar los riesgos sobre el medioambiente, en caso de derrame o fugas, previniendo sucesos potenciales y estableciendo medidas de atención/contención tempranas.

- Minimizar los riesgos sobre la seguridad de las poblaciones cercanas a los ductos, estableciendo medidas preventivas en zonas de alta densidad poblacional como ser variantes, entierros u otros.
- Optimizar costos operativos, en beneficio de una menor tarifa de transporte.
- Dar cumplimiento al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos en su Artículo 54, a fin de garantizar la continuidad del servicio.

### Plan de expansión

La planificación de necesidades de expansión, tanto en el sistema de transporte de Gas Natural como de hidrocarburos líquidos, se realiza en base al análisis de la demanda y la producción por nodos, tomando en consideración antecedentes de comportamiento de la demanda (temporalidad) y la capacidad actual de transporte, en coordinación con el cargador YPFB.

Una vez definidas las necesidades de expansión del sistema, se elabora el plan de expansión, considerando el tiempo previsto de ejecución de los proyectos en base a antecedentes de expansiones similares, las alternativas de menor costo/mayor oportunidad para el sistema y la capacidad de ejecución en términos financieros y de servicios.

Las inversiones requeridas en expansiones del sistema de transporte de gas y líquidos durante el periodo 2009 – 2015 alcanzan los \$us 1.924 MM. Estas inversiones serán atendidas mediante múltiples fuentes de financiamiento, de acuerdo a las características de cada proyecto de expansión en particular.

### Sistema de transporte de gas natural

Gráfico No. 8.2  
Sistema de Transporte de Gas Natural



**PROYECTOS EXPANSION (2009- 2015)**

Proyecto	\$us MM
<b>MERCADO INTERNO</b>	
1 Expansión GCC	170.4
2 Expansión GAA	109.6
3 Interconexión Ende Andina - Carrasco	0.6
4 Expansión GTC	48.0
5 Reversa GAA	0.4
6 Expansión GSP	9.1
7 Expansión GVT 3	16.5
8 Optimización Santa Cruz	1.9
9 Expansión Gas Norte	16.6
10 Expansión Troncal Sur	240.7
<b>MERCADO EXPORTACION</b>	
11 GNEA Gas	60.2
Otros proyectos menores	1.6
<b>Total Inversión \$us MM</b>	<b>675.6</b>

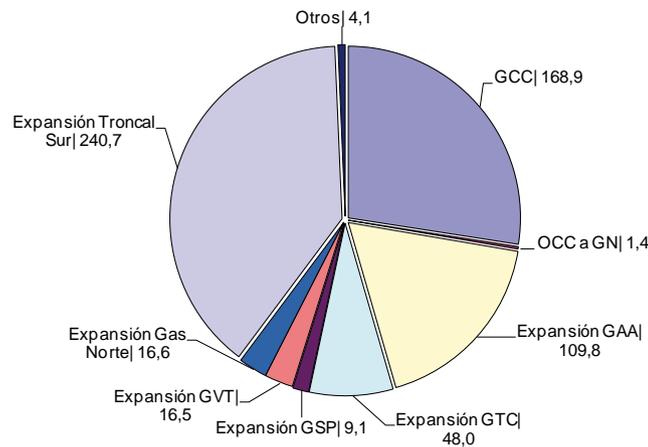
\* Montos estimados sujetos a la ubicación de Plantas de Industrialización.  
Fuente: YPFB Transporte S.A.

El sistema de transporte de Gas Natural está conformado por una red de gasoductos de más de 3.293 km de longitud que atraviesan 7 departamentos del territorio nacional. De acuerdo al Plan de Expansión 2009 – 2015, se requieren inversiones en expansión de la capacidad de transporte del sistema Gas Natural por aproximadamente \$us 676 MM. Más del 90% de las inversiones requeridas tendrá como destino el mercado interno en diferentes nodos de transporte del territorio nacional.

### Mercado Interno

Las inversiones previstas en el sistema de transporte al mercado interno, en el periodo 2009 – 2015, alcanzarán aproximadamente los \$us. 615 MM.

**Gráfico No. 8.3**  
**Expansión de Gas Mercado Interno Fuente**



Fuente: YPFB Transporte S.A.

El Plan de Transporte considera, entre sus inversiones más importantes, la construcción del Gasoducto Carrasco – Cochabamba y la expansión en la capacidad de transporte de la Troncal Sur, como principales ejes para el abastecimiento del mercado interno. Expansiones complementarias permitirán atender la demanda incremental de mercados específicos, particularmente Oruro – La Paz, Sucre, Potosí y Tarija.

La cartera de proyectos de expansión al mercado interno significa un importante desafío en términos de logística, servicios y financiamiento para YPFB Transporte S.A.. Tendrá un impacto significativo en la creación de empleo y acceso a energía en las poblaciones cercanas.

Los principales beneficios de estos proyectos serán los siguientes:

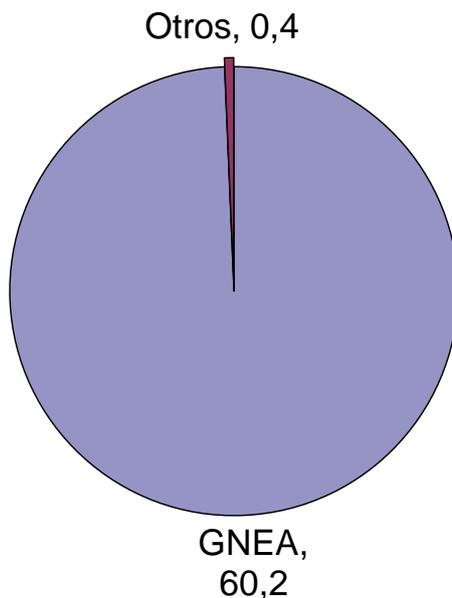
- Como parte de la política nacional de cambio de matriz energética, la mayor disponibilidad de Gas Natural permitirá masificar su uso en el mercado interno.

- Entre los principales usos promovidos por el Gas Natural se encuentran el Gas Natural vehicular, generación termoeléctrica, proyectos industriales intensivos en uso de energía y proyectos de redes de Gas Natural.
- La masificación del uso del Gas Natural, a través de planes de expansión en redes de distribución, permitirá desplazar el uso de la Gasolina y el GLP actualmente en déficit, aliviando la carga en subsidios a nivel nacional.
- Dar cumplimiento al Artículo 93 de la Ley de Hidrocarburos, a fin de incentivar y proteger el consumo de hidrocarburos, tanto de Gas Natural como de líquidos en el mercado interno.

### Mercado Exportación

Las inversiones previstas en el sistema de transporte al mercado exportación, en el periodo 2009 - 2015, alcanzarán aproximadamente \$us. 61 MM.

Gráfico No. 8.4  
Expansión Gas de Mercado Exportación



Fuente: YPFB Transporte S.A.

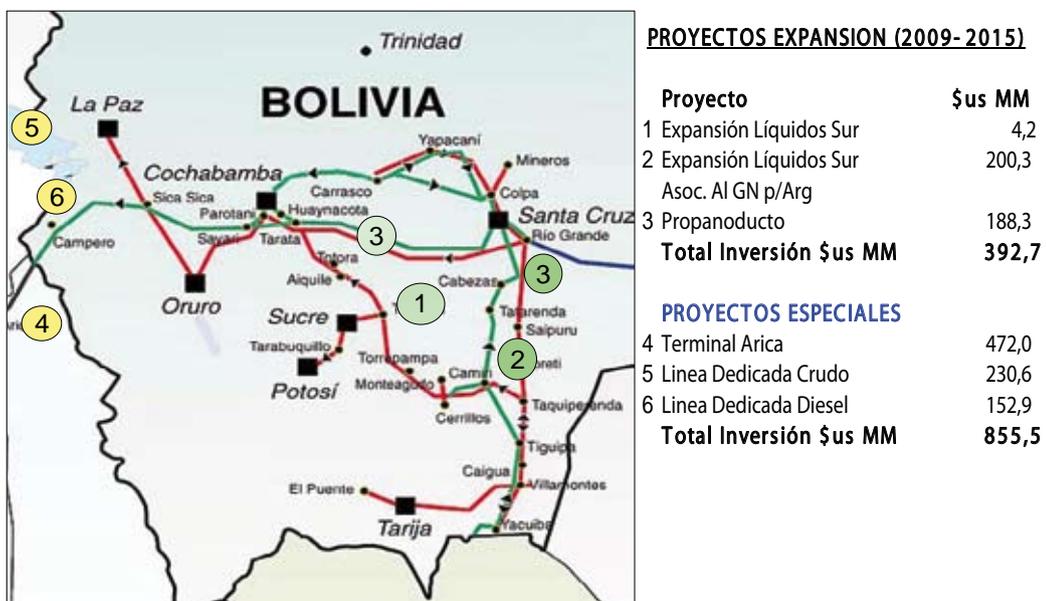
El principal proyecto de expansión en la concesión Gas Mercado Exportación, durante el periodo de planificación, está asociado a la construcción de facilidades de transporte que permitan interconectar la red de transporte de Gas Natural de Bolivia con el GNEA, de acuerdo a los requerimientos del contrato de compra venta de Gas Natural suscrito en octubre del 2006 entre YPFB y ENARSA. Otros proyectos menores permitirán la optimización del sistema de transporte en beneficio del mercado exportación.

Los principales beneficios de los proyectos de exportación serán los siguientes:

- Dar cumplimiento a compromisos asumidos por YPFB, minimizando los riesgos de penalidad, al cumplir oportunamente con la habilitación de la capacidad de transporte requerida en el nuevo punto de interconexión con el sistema argentino.
- Asegurar mayores ingresos para YPFB y el Estado boliviano (regalías, impuestos, IDH y otros).
- De manera indirecta, aliviar el déficit de Crudo al mercado interno, por los volúmenes de líquidos asociados a la producción de Gas Natural incremental requerida por el contrato con la Argentina.
- Reduce la subvención por millar de pies cúbico al mercado interno, mejorando el precio en boca de pozo.
- Los volúmenes incrementales de Gas Natural, asociados al compromiso de construcción de una planta de extracción de líquidos como parte del acuerdo de compra/venta de Gas Natural, permitirá convertir a Bolivia en un exportador neto de GLP.

### Sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Gráfico No. 8.5  
Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos



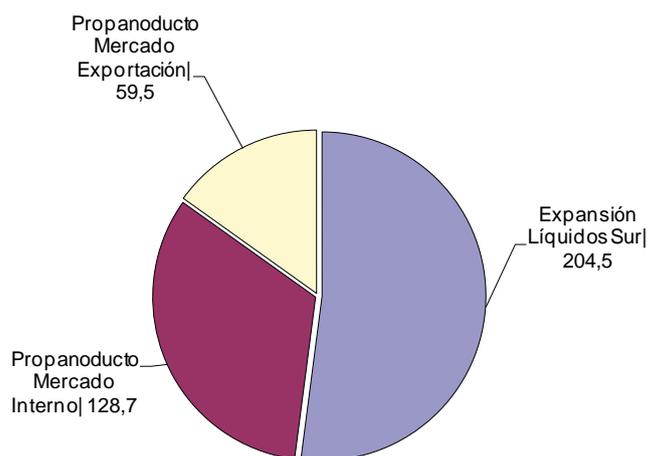
Fuente: YPFB Transporte S.A.

El Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos está conformado por una red de oleoductos de más de 2.810 km de longitud que atraviesan 6 departamentos del territorio nacional.

De acuerdo al Plan de Expansión 2009 – 2015, el sistema requiere inversiones en expansión de la capacidad de transporte por aproximadamente \$us. 393 MM, que permitirán la evacuación de los volúmenes hidrocarburos líquidos producidos en Bolivia, y una inversión estimada de \$us. 856 MM en proyectos especiales, que tienen como objetivo atender el crecimiento esperado en la demanda de Diesel Oil en el mercado interno.

La producción de líquidos en Bolivia está estrechamente relacionada a la producción de Gas Natural, la mayor parte del Crudo producido es líquido asociado. Las expansiones del sistema de transporte de líquidos viabilizarán los incrementos esperados en la producción de Gas Natural y llevarán el producto al mercado interno para la fabricación de subproductos en beneficio de la economía nacional, que se anticipa absorberá la totalidad del Crudo producido.

**Gráfico No. 8.6**  
**Expansión Líquidos**



Fuente: YPFB Transporte S.A.

De acuerdo a previsiones de YPFB, los principales proyectos de incremento en la capacidad de producción, se localizarán en campos del Sur del país y requerirán más que duplicar la actual capacidad de transporte de hidrocarburos líquidos desde Pocitos hasta Santa Cruz. La expansión del sistema de transporte de Crudo se realizará por fases y alcanzará aproximadamente los \$us. 205 MM de inversión.

Asimismo, la cartera de proyectos considera la construcción de un propanoducto para el transporte de GLP desde una planta de separación, asociada a la corriente de Gas Natural exportado a la Argentina, con destino al mercado interno y de exportación. El propanoducto utilizará líneas actualmente construidas, tanto de gas como de líquidos, como resultado de un análisis integral del sistema de transporte y sus expansiones previstas. La inversión estimada alcanzará los \$us. 188 MM.

El nuevo propanoducto permitirá llevar GLP, actualmente deficitario, a lo largo del territorio nacional para luego exportar los excedentes vía Arica. Una vez definida la estrategia de distribución por

parte de las unidades responsables, el GLP significará una fuente de energía barata y con seguridad de suministro para las comunidades más alejadas de la red de ductos, promoviendo su desarrollo.

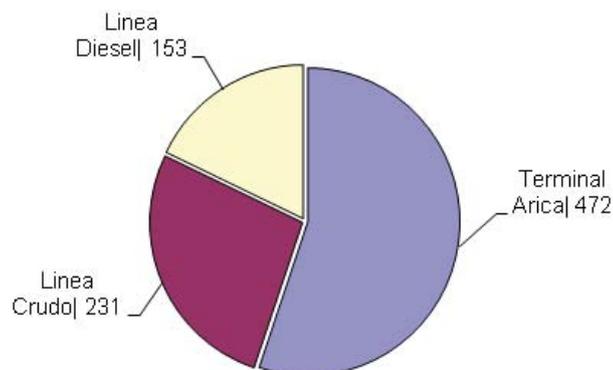
Los principales beneficios de estos proyectos serán los siguientes:

- Asegurar que el Crudo asociado a la producción incremental de Gas Natural tenga como destino el mercado interno, ya que, en caso de no realizarse la expansión del sistema el Crudo, tendría que exportarse vía Pocitos para no perjudicar la producción de Gas Natural.
- Aliviar el déficit de Crudo y producto terminado en el mercado interno, reduciendo los subsidios a nivel nacional.
- Asegurar que el GLP producido por la planta de extracción en Madrejones tenga prioritariamente como destino el mercado interno y que sus excedentes sean exportados en beneficio de la economía nacional.
- En conjunto, las políticas de distribución y comercialización permitirán llegar con GLP a zonas alejadas de los centros urbanos, promoviendo el desarrollo del área rural.

### Proyectos Especiales - Líquidos

Las proyecciones de demanda y producción de producto terminado derivado de hidrocarburos anticipan un déficit creciente, particularmente en la producción de Diesel Oil, cuya demanda no podrá ser cubierta con los incrementales previstos en la capacidad de producción y refinación a nivel nacional. La estrategia de abastecimiento de YPFB define una serie de proyectos, con el objetivo de atender la demanda del mercado interno y que son parte de los denominados “proyectos especiales” de líquidos.

Gráfico No. 8.7  
Proyectos especiales - líquidos



Fuente: YPFB Transporte S.A.

El proyecto comprende la construcción de una línea dedicada para importación de Diesel Oil que utilizará las actuales facilidades de almacenaje de la Terminal de Arica, la misma que deberá

adecuarse para almacenar Crudo reconstituido (para exportar) y Diesel Oil (para importar). Para el caso del Crudo pesado a importar, con API aproximado de 24, se requerirá construir una nueva terminal de almacenaje de hasta 500,000 bls que en conjunto, con el almacenaje de GLP (aproximadamente unos 15,000 m<sup>3</sup> con destino a la exportación), deberán contar con facilidades de carguío y descarguío de buques tanque.

## **YPFB Logística S.A.**

La disponibilidad del Sistema de Poliductos permite el transporte de los hidrocarburos refinados desde los puntos de producción o los vinculados a los sistemas de importación para el abastecimiento del país, tomando en cuenta la necesidad del mercado interno y su crecimiento. Asimismo, llega a sustituir los medios de transporte por cisternas, que generan discontinuidad de servicio por efectos de problemas sociales, y gastos considerables de operación, con los consiguientes efectos negativos para la economía del país.

Ante la creciente demanda de hidrocarburos terminados en el país, como el Diesel Oil y Gasolina Especial en menor volumen, existe la evidente necesidad, en el mediano plazo, de continuar con la importación de estos productos con el fin de abastecer los requerimientos actuales y futuros hasta que se incremente la producción de líquidos que alimenten de Petróleo Crudo a las dos principales refinerías, Gualberto Villarroel en Cochabamba y Guillermo Elder en Santa Cruz y la importación de Crudo pesado (20° a 25 ° API) para su procesamiento en una Nueva Refinería.

Se ha identificado la necesidad de inversión en proyectos de expansión en las áreas Occidente y Sur, para poder responder a los requerimientos de incremento de caudal transportado, como las necesidades de expansión, en el área Oriente, donde se requiere implementar un sistema para lograr el abastecimiento de productos terminados desde el área Centro, consiguiendo la descentralización del sistema actual.

Como proyecto prioritario se encuentra la conclusión del poliducto PCOLP II con la construcción de 70 kilómetros faltantes en el tramo Caracollo – Sica Sica, duplicando la capacidad de transporte desde Cochabamba al occidente del país. Adicionalmente este proyecto contempla la construcción de una Planta de almacenamiento en Patacamaya, con instalaciones para carguío y despacho de cisternas y una estación de bombeo. La inversión para este proyecto es de \$us 14.6 MM y se prevé entre en operación a finales de la gestión 2010.

Otro proyecto a encarar con prioridad es la Construcción del Poliducto entre Cochabamba y Montero, que requiere una inversión total de \$us 70.64 MM y cuya finalidad es satisfacer los requerimientos de hidrocarburos líquidos del Norte integrado de Santa Cruz con producción de la Refinería Gualberto Villarroel o de la Nueva Refinería, mediante una ampliación del tramo Cochabamba-Ivirgarzama de 3" a 6" y una extensión del ducto hasta la localidad de Montero.

El poliducto Villamontes-Tarija (PVT) se encuentra operando al 94% de su capacidad máxima, por lo que se hace necesaria la optimización mediante el traslado de la estación de bombeo intermedia existente y la construcción de una nueva estación. Este proyecto requiere una inversión de \$us. 1.70 MM y se estima que entre en operación en la gestión 2012

Finalmente, la implementación de un sistema Scada en una primera fase, en los poliductos OCOLP y el PVT, logrará recolectar información operativa en las estaciones cabecera de estos sistemas. Se ha proyectado su implementación en la gestión 2011 con una inversión que alcanza a \$us. 2.00 MM.

En este sentido, el Plan de Inversión para el periodo 2009-2015 de YPFB Logística S.A. contempla un monto total de \$us. 88.96 MM.

Estos proyectos de expansión tendrán los siguientes beneficios:

- Permitirán sustituir el transporte de combustibles por cisternas, minimizando el riesgo y los costos que representa su actual logística.
- Eliminar el doble transporte de hidrocarburos por cisternas en el área del Norte de Santa Cruz, reduciendo costos en beneficio de la tarifa de transporte.
- Permitir que el combustible llegue oportunamente a los mercados de consumo del área industrial y ganadero del noreste del país, y en consecuencia generar el desarrollo.
- Contar con un sistema estratégico de transporte para el abastecimiento de combustibles del centro al oriente del país en todo momento.
- La creciente demanda de combustibles líquidos requerirán mayores medios de transporte que utilizarán sistemas más eficientes, oportunos y seguros, que se logrará con el sistema de ductos.

## Gas Transboliviano S.A. (GTB)

La capacidad actual de GTB es de 32,85 MMmcd, de los cuales 32,29 MMmcd están contratados en firme y el excedente está siendo utilizado en gran parte por el sistema. En este contexto, si se mantiene la proyección de la demanda de gas del proyecto para los primeros 3 años (2.72 MMmcd del 2011 al 2013), y bajo el supuesto de que se rescinda el contrato de transporte con TBS (lineamiento definido por YPFB corporación en la reuniones de la demanda), GTB estaría en condiciones de prestar el servicio de transporte sin ninguna ampliación. Para los siguientes años (2014 al 2017 con una demanda de 4.7 MMmcd), se precisaría la construcción de una paralela de 32" con una extensión de 134 Kms distribuida en 5 tramos de acuerdo a la estructura del sistema.

El plazo de ejecución del proyecto es de 3 años a partir de la fecha en que se recibe la solicitud formal (suscripción de contrato en firme). Considerando que el proyecto tiene como fecha tentativa de inicio de operaciones el mes de enero de 2014, la fecha máxima para presentar la solicitud es enero de 2011.

De acuerdo a las últimas estimaciones que están siendo realizadas, en base a los precios actuales del acero y a las últimas cotizaciones recibidas durante la presente gestión, el costo total del proyecto es de aproximadamente \$us. 240MM.

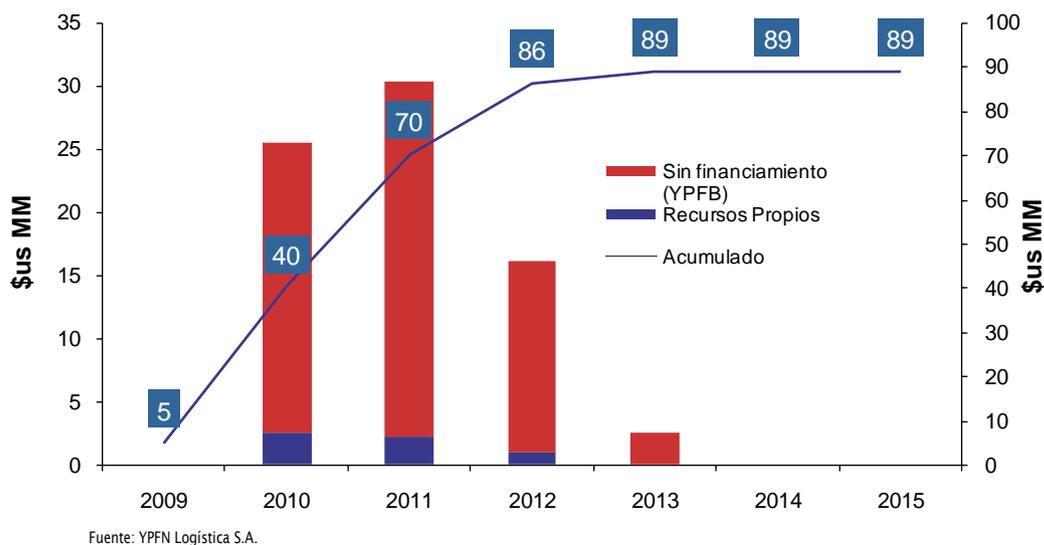
## Estrategia de financiamiento

### YPFB Transporte S.A.

El financiamiento de la cartera de proyectos de inversión será realizado mediante diferentes fuentes de financiamiento: 1) fondos generados internamente por YPFB Transporte S.A., apoyados por la reinversión de utilidades y una posible aplicación de nuevas tarifas de transporte<sup>6</sup>, 2) aportes de capital de YPFB Casa matriz, 3) financiamiento del mercado local y 4) financiamiento externo y/o multilateral.

### YPFB Logística S.A.

Gráfico No. 8.8  
Plan de Inversiones YPFB Logística S.A.



La inversión prevista para el poliducto PCOLP II y la planta Patacamaya es de \$us 14.6 MM, los cuales serían financiados por el aporte de YPFB. Se estima ejecutar un monto de \$us 5.00 MM el año 2009 y \$us 9,62 MM el año 2010.

Por otro lado, la construcción del Poliducto entre Cochabamba y Montero, requiere una inversión total de \$us. 70.64 MM y será financiado con recursos propios en \$us. 5.00 MM y \$us. 65.64 MM a través de YPFB. Este proyecto se desarrollará a partir del año 2010 con una ejecución presupuestaria estimada en \$us. 22.62 MM para dicha gestión, \$us. 29.45 MM para el año 2011, \$us. 16.05 MM el año 2012 y finalmente \$us. 2.52 MM el año 2013.

<sup>6</sup> La revisión de tarifas de transporte está prevista en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos en su Art. 71. La última revisión tarifaria fue realizada en mayo del 2001.

La ampliación de capacidad del Poliducto entre Villamontes y -Tarija (PVT), con las dos nuevas estaciones intermedias, requiere de una inversión de \$us. 1.70 MM, que se financiará en un monto de \$us. 0.50 MM con recursos propios y \$us. 1.20 MM a través de YPFB.

Finalmente, la implementación del Sistema Scada requiere una inversión que alcanza a \$us. 2.00 MM de los cuales \$us. 0.20 MM corresponden a recursos propios de YPFB Logística S.A. y \$us. 1.80 MM se canalizarán a través de YPFB.

En resumen, los entes financiadores de estos cuatro proyectos son: YPFB Logística S.A. y YPFB. Durante el periodo de análisis no se tiene previsto recurrir a financiamiento externo.

## Gas Transboliviano

El financiamiento de la cartera de proyectos de inversión será realizado mediante tres fuentes principales que serán evaluadas: 1) Pagos anticipados por parte del usuario final (como en el caso del Proyecto Siderúrgico del Mutún) 2) financiamiento externo y/o multilateral 3) fondos propios generados por las utilidades de la empresa.

## Conclusiones

- El plan de transporte para el periodo 2009-2015 contempla una inversión total de \$us. 2.530 MM, de los cuales el 83% será ejecutada por la empresa YPFB Transporte S.A., 14% por la empresa GTB y el 3 % estará a cargo de la subsidiaria YPFB Logística S.A.
- YPFB Transporte S.A. invertirá un monto de \$us. 2.091 MM durante el periodo 2009 – 2015, incluyendo proyectos de expansión del sistema, proyectos de continuidad operativa y proyectos especiales (asociados fundamentalmente a la Terminal de Arica), de \$us. 1.068 MM, \$us. 856 MM y \$us. 168 MM, respectivamente. La expansión del sistema de Gas Natural representa el 63% y el sistema de líquidos alcanza una participación del 37%.
- Como se mencionó, el plan de expansión de gas alcanza una inversión total de \$us. 1.068 MM, de los cuales el 91% (\$us. 615 MM) son proyectos destinados al mercado interno. Las inversiones más importantes consideran la construcción del Gasoducto Carrasco – Cochabamba (GCC) como principales ejes para el abastecimiento en este mercado y la expansión en la capacidad de transporte de la Troncal Sur para satisfacer el requerimiento de Gas Natural del Proyecto Siderúrgico del Mutún.
- Los proyectos de expansión del sistema de Gas Natural en la concesión Gas Mercado Exportación alcanzan una inversión de \$us. 60,6 MM, asociado a la construcción de facilidades de transporte que permitan interconectar la red de transporte de Gas Natural de Bolivia con el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).
- La inversión en proyectos de expansión, en el sistema de líquidos, alcanza un total de \$us. 393 MM, de los cuales el 52% será destinado al proyecto de expansión de líquidos hacia el sur y el restante 48% considera la construcción de un propanoducto dedicado para el transporte de gas licuado de petróleo (GLP) desde una planta de separación de los

licuables contenidos en la corriente de Gas Natural exportado, con destino prioritario al mercado interno y la exportación de los excedentes.

- Los proyectos especiales contemplados en la cartera de proyectos de YPFB Transporte S.A., están enmarcados en la construcción de una nueva refinería en territorio nacional que procese un Crudo importado de 20° a 25° API, la construcción de líneas dedicadas para el transporte de Crudo y Diesel Oil y la construcción de una nueva terminal de almacenaje de Crudo.
- El Plan de Inversiones de transporte de YPFB Logística S.A. para el periodo 2009-2015 contempla un requerimiento total de \$us. 89 MM, de los que el 79% está asociado a la Construcción del Poliducto Cochabamba - Montero, el 16% a la conclusión del Poliducto Cochabamba-La Paz II y la construcción de una planta de almacenamiento en Patacamaya y el 4% a la ampliación de la capacidad del Poliducto Villamontes-Tarija y la implementación del Sistema Scada, en una primera fase.
- Por último, el Plan de Transporte contempla un requerimiento de \$us.240 MM, destinado a la ampliación de la capacidad del Gasoducto Bolivia-Brasil en aproximadamente 5 MMmcd adicionales requeridos, en el marco de la primera fase del Proyecto Siderúrgico Mutún.

**Cuadro No. 8.1**  
**Plan de Inversiones YPFB Transporte S.A.**  
**LISTADO DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN (2009 - 2015)**

Expansión Gas	Capacidad Incremental	Inversión <sup>1</sup> (\$us MM)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carrasco - Cochabamba GCC2 (120 MMpcd)		168,9	76,9	50,6	9,5	0	0	0	31,9
Tramo 1: Carrasco - Villa Tunari	11	43,9	32,7	11,2					
Tramo 2: Villa Tunari - Pampatambo	87	84	35,1	39,4	9,5				
Tramo 3: Pampatambo - Cochabamba	22	9,1	9,1						
Expansión GCC (196 MMpcd)	76	31,9							31,9
Conversión OCC a GN2		1,4	0,8		0,6				
Expansión GAA Cochabamba - La Paz (117,3 MMpcd)		109,8	19,2	18,9	46,6	9,1	16	0	0
Expansión GAA 3b (49.1 MMpcd)	15,7	27,31							
Fase 1 (43,4 MMpcd)		17,6	17,6						
Fase 2 (49,1 MMpcd)		9,7	1,6	2,9	5,3				
Expansión GAA 3c (72,2 MMpcd)	23,1	57,4		16	41,3				
Expansión GAA 4 (86,5 MMpcd)	14,3	9,1				9,1			
Expansión GAA 5 (117,3MMpcd)	30,8	16					16		
Interconexión Ende Andina - Carrasco (24 MMpcd)	20	0,6	0,6						
Expansión GTC (35 MMpcd)		48	0	0	28	20	0	0	0
Reversa GTC (26 MMpcd)	6	1,8			1,8				
Expansión GTC (35 MMpcd)	9	46,2			26,2	20			
Reversa GAA (45 MMpcd)	45	0,4			0,4				
Expansión GSP (10 MMpcd)		9,1	0,3	0	0	8,8	0	0	0
Optimización GSP (6,8 MMpcd)	1,6	0,3	0,3						
Expansión GSP (10 MMpcd)	3,2	8,8				8,8			
Expansión GVT2 (64 MMpcd)	50,2	16,5	0,4	16,1					
Optimización Santa Cruz		1,9			0,6				1,3
Optimización Santa Cruz (20 MMpcd)	20	0,6			0,6				
Expansión Termoeléctricas (40 MMpcd)	40	1,3							1,3
Expansión Gas Norte (220 MMpcd)	44	16,6	0,6			16			
Expansión Troncal Sur (575 MMpcd)		240,7	0	0	0	22,5	144,7	73,4	0
Fase 1 (485 MMpcd)		22,5				22,5			
Fase 2 (575 MMpcd)	90	218,2					144,7	73,4	
GNEA (650 MMpcd - 18,3 MMmcd)		60,2	23,6	10,9	0	25,6	0	0	0
GNEA - Fase 1 (565 MMpcd- 16 MMmcd)	565	34,5	23,6	10,9					
GNEA - Fase 2 (650 MMpcd - 18,3 MMmcd)	85	25,6				25,6			
Otros Proyectos Menores		1,6	1,4	0	0,2	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>675,6</b>	<b>123,7</b>	<b>96,6</b>	<b>85,9</b>	<b>102,1</b>	<b>160,7</b>	<b>73,4</b>	<b>33,2</b>

<sup>1</sup> Estimado, no considera intereses

<sup>2</sup> Proyecto con ejecución de inversiones en gestiones anteriores. Durante la gestión 2008 se efectuó una inversión de \$us 0,3 MM.

Fuente: YPFB Transporte S.A.

<b>Cuadro No. 8.2</b>										
<b>Expansión líquidos</b>										
	Expansión Líquidos	Capacidad Incremental Mbdp	Inversión <sup>1</sup> (\$us MM)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Expansión Líquidos Sur2 (33 Mbdp)	4.4	4,2	1,2	2,9					
2	Expansión Líquidos Sur Asoc. Al GN p/ Arg (65 Mbdp)		200,3	0	24,6	37	37,4	101,3	0	0
	Expansión Sur - Fase 1 (46,4 Mbdp)	13.4	61,6		24,6	37				
	Expansión Sur - Fase 2 (53,8 Mbdp)	7.4	37,4				37,4			
	Expansión Sur - Fase 3 (65 Mbdp)	11.2	101,3					101,3		
3	Propanoducto (16,6 Mbdp)	16.6	188,3	0	0	0	0	8	120,8	59,5
	Tramo 1 Madrejo- nes - Santa Cruz (7,5 Mbdp)		8					8		
	Tramo 2 Santa Cruz- Sica Sica (16,6 Mbdp)3		120,8						120,8	
	Tramo 3 Sica Sica - Arica (11,7 Mbdp)		59,5							59,5
	<b>TOTAL</b>		<b>392,7</b>	<b>1,2</b>	<b>27,6</b>	<b>37</b>	<b>37,4</b>	<b>109,3</b>	<b>120,8</b>	<b>59,5</b>

1 Estimado, no considera intereses

2 Proyecto con ejecución de inversiones en gestiones anteriores.

Fuente: YPFB Transporte S.A.

<b>Cuadro No. 8.3</b>										
<b>Proyectos especiales</b>										
	Proyectos Especiales	Capacidad Incremental Mbdp	Inversión <sup>1</sup> (\$us MM)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	Expansión Líquidos									
	Terminal Arica		472					272,0	200	
	Línea Dedicada Crudo (50 MBPD)	50	231					115,3	115,3	
	Línea Dedicada Diesel (40 MBPD)	40	153			152,9				
	Línea Dedicada Gasolina (36,1 MBPD)4 para 2020	36.1	142							
	<b>TOTAL</b>	<b>856</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>152,9</b>	<b>0,0</b>	<b>387,3</b>	<b>315,3</b>	<b>0,0</b>	

Fuente: YPFB Transporte S.A.

<b>Cuadro No. 8.4</b>							
<b>Continuidad de servicio (2009 - 2015)</b>							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Continuidad de Servicio /TI/	20.57	19.06	26.60	23.22	24.83	26.74	26.54
Administración (MM \$us)							

Fuente: YPFB Transporte S.A.

Cuadro No. 8.5										
Listado de proyectos de expansión (2009 - 2015) YPFB LOGÍSTICA										
	Proyectos Transporte	Capacidad Incremental Mbdp	Inversión (\$us MM)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Poliducto Cochabamba Montero	12.00	70.64		22.62	29.45	16.05	2.52		
2	Ampliación de capacidad PVT	0.50	1.70		0.85	0.85				
3	Implementación Scada 1ª fase	0.00	2.00		2.00					
4	Conclusión OCOLP II+ Planta Patacamaya	12.00	14.62	5.00	9.62					
	<b>TOTAL</b>	<b>24.50</b>	<b>88.96</b>	<b>5.00</b>	<b>35.09</b>	<b>30.30</b>	<b>16.05</b>	<b>2.52</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>

Fuente: YPFB Logística S.A.



# Plan de Plantas de Separación

## Introducción

El GLP es un combustible de consumo masivo en el país, por lo que se encuentra dentro de los productos que componen la canasta básica de bienes con la que se calcula el Índice de Precios al Consumidor. Este combustible es utilizado principalmente en el sector doméstico para la cocción de alimentos, calefacción y otros usos en una serie de establecimientos.

Ante la crisis de abastecimiento de GLP en el país, YPFB busca cubrir la demanda del mercado interno y evitar sus altos costos de importación. El GLP, es el segundo producto hidrocarburífero de mayor consumo en el mercado interno boliviano, representa en promedio un 25,5% sobre el total comercializado de productos derivados de hidrocarburos.

En el marco de la estrategia de abastecimiento, YPFB plantea un Plan de Inversiones del 2009-2015 para cubrir prioritariamente el mercado interno de GLP y Gasolina Natural, de los cuales están destinados \$us. 250 MM para la implementación de la Planta de Separación de Licuables de Gas Natural a ser instalada en la región del Chaco y \$us 150 MM a la Planta de Separación de Licuables de Gas Natural a ser instalada en la región de Rio Grande. La ejecución de estos proyectos permitirá separar los licuables contenidos en la corriente de Gas Natural destinados a los mercados de exportación, extrayendo el poder calorífico excedente al establecido en los contratos de comercialización.

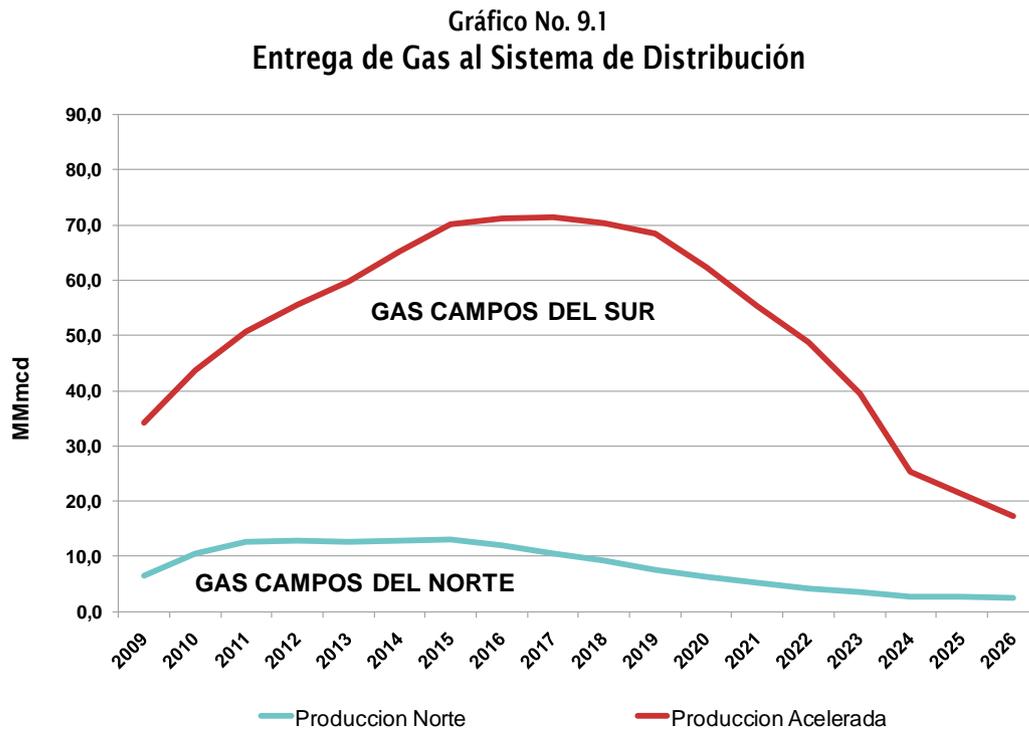
## Objetivos

Los objetivos para la implementación de los proyectos de las Plantas de Separación de Licuables de Gas Natural son:

- Separar los licuables excedentarios contenidos en la corriente de Gas Natural destinados a los mercados externos, y orientar los productos obtenidos prioritariamente al mercado interno y exportar los excedentes.
- Obtener GLP y Gasolina Natural, mediante procesos de separación de licuables empleando Unidades de Turbo Expansión y Desbutanización.
- Asegurar el abastecimiento de GLP al mercado interno mediante el incremento de producción para cubrir el déficit creciente de este carburante causado por un proceso de declinación persistente de la oferta de GLP conjuntamente con un crecimiento sostenido de la demanda en el mediano y largo plazo.
- Incrementar la producción de Gasolina Natural para su exportación.
- Obtener mayores ingresos por la comercialización de los mencionados productos.

## Balance Volumétrico

En el Gráfico 9.1 se muestra la entrega de gas al sistema de distribución de Bolivia, donde se encuentra la producción de los campos del Sur y los campos del Norte. Esta gráfica se basa en las cifras de producción acelerada que tiene YPFB en el presente Plan de Inversiones 2009-2015.

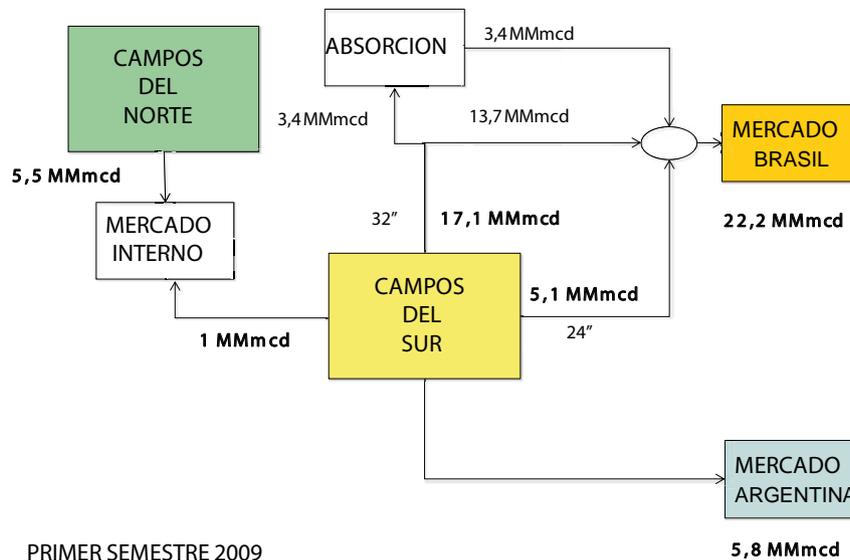


Fuente: Elaboración propia

La distribución general del gas se muestra en el Gráfico 9.2. Los valores que se encuentran en la gráfica corresponden a la distribución promedio real del primer semestre del año 2009. Se tiene como premisa que el gas producido en el Norte del país abastezca al mercado interno, pero en este caso, se requiere gas del Sur del país para cumplir con la demanda del primer semestre. Este volumen aportado por el Norte es de 1 MMmcd.

El volumen del Sur se utiliza principalmente para los mercados de Brasil, 22 MMmcd, y Argentina, 5,8 MMmcd. En esta figura, se muestra la Planta de Absorción de Río Grande con una alimentación de 3,4 MMmcd, debido a que su presencia será importante para el balance que se debe realizar adelante y para visualizar la operación de la futura Planta de Extracción de Licuables Rio Grande. Como se puede observar en la gráfica, se requiere utilizar volúmenes directos del gasoducto de 32" (GASYRG, operado por Transierra) con 13,7 MMmcd, y del gasoducto de 24" (YABOG, operado por YPFB Transportes) con 5,1 MMmcd. Con esta mezcla, actualmente, se garantiza la calidad contractual exigida por el mercado brasileño.

**Gráfico No. 9.2  
Distribución de Gas**



PRIMER SEMESTRE 2009

Fuente: Elaboración propia

## Plantas de Extracción de Licuables

Basados en los escenarios de producción y demanda de gas antes expuestos, a continuación se citan los diferentes proyectos de extracción de licuables que actualmente YPFB tiene en su cartera de negocios.

Cuadro No. 9.1 Plantas existentes de Extracción de Licuables			
Nombre	Operación actual MMmcd	Capacidad de diseño MMmcd	Producción actual GLP TMD
Vuelta Grande	2,8	2,8	178,8
Carrasco	2,0	2,0	204,3
Paloma	1,0	1,1	73,6
Colpa	1,0	2,0	33,2
Kanata	1,4	1,4	133,6
RGD - Andina	4,2	5,1	250
<b>Total</b>	<b>12,5</b>	<b>14,4</b>	<b>873,5</b>

Fuente: YPFB Transporte S.A.

En primer lugar se observan las plantas de extracción de licuables que están en operación. Estas plantas con sus capacidades se encuentran en el Cuadro No. 9.1, así, la capacidad instalada es de 14,4 MMmcd, pero actualmente se procesan 12,5 MMmcd, debido a la disminución de producción de gas en los campos asociados a cada una de las plantas. La producción de GLP que se obtiene de estas plantas está en el orden de 873,5 TMD.

## Descripción de las Plantas de Separación

### Planta de separación de licuables de Río Grande

El propósito de esta inversión aproximada de \$us 150 MM, es el procesamiento de 5.6 MMmcd provenientes de los campos del sur para producir hasta 355 Tmd de Gas Licuado de Petróleo y 600 bpd de Gasolina Natural. Esta planta de turbo expansión (criogénica) contará con unidades de deshidratación con tamices moleculares, de desbutanización, de recompresión y sistemas auxiliares. Se tiene previsto realizar la instalación en la localidad de Río Grande, la cual se encuentra ubicada en la provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz.

En el Gráfico 9.3 se muestra la planta de extracción de licuables Río Grande dentro del balance volumétrico del sistema para el año 2011.

Un punto importante para el análisis de la capacidad y ubicación de la planta es cumplir con la calidad mínima del Gas Natural exigida por el mercado Brasileño, en el contrato de exportación GSA.

En el Gráfico 9.4 se muestra que, para los volúmenes contractuales y operativos, se cumple con la calidad mínima del gas a Brasil (1034 BTU/PC). Para lograr esta calidad, se requiere que exista una mezcla del gas residual que se obtiene a la descarga de la planta de extracción de licuables (998 BTU/PC) con volúmenes de gas de mayor riqueza, que no haya sido procesado en una planta de extracción.

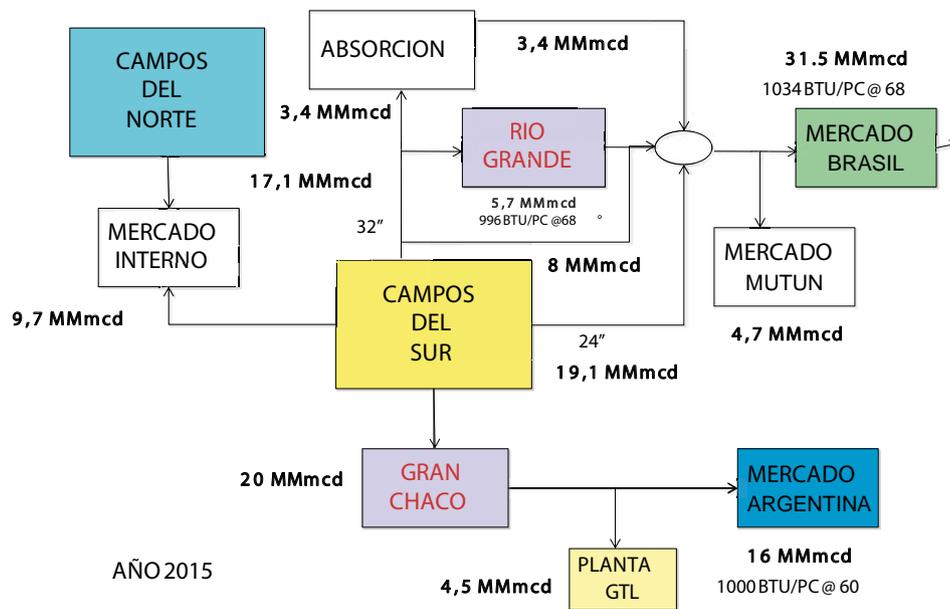
En los primeros tres años, 2011, 2012 y 2013, de operación de esta planta, para flujos a Brasil, menores a 19 MMmcd, se requiere disminuir la alimentación a la Planta de YPFB Andina Absorción Río Grande en un 12%, manteniendo la Planta de Extracción de Licuables Río Grande en un 100% de su capacidad.

A partir del año 2014, la calidad requerida por Brasil se logrará cumplir manteniendo la planta de Absorción Río Grande y la Planta de Extracción Río Grande con un 100% de su capacidad.

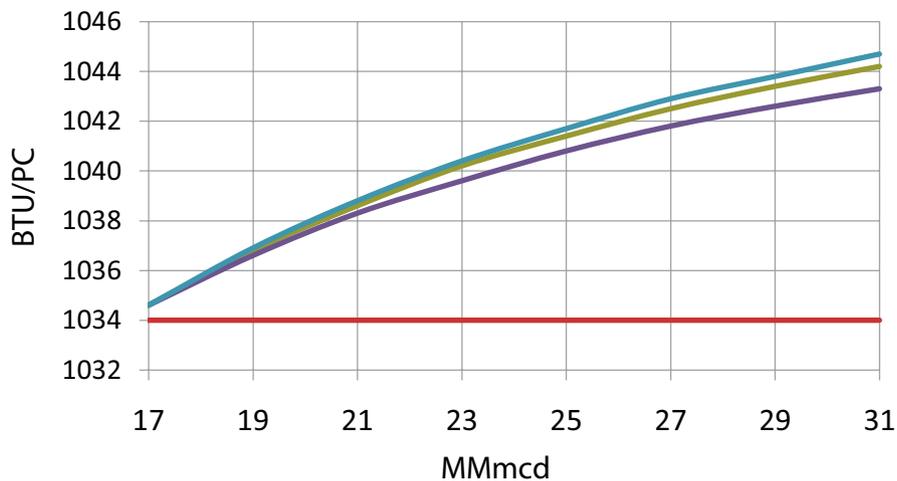
La capacidad de la planta de Extracción de Licuables Río Grande está limitada a 200 MMpcd debido a la necesidad de realizar la mezcla para alcanzar 1.034 BTU/PC. Si la especificación de Brasil fuera un valor menor a 1.000 BTU/PC, entonces se podría estudiar aumentar la capacidad de la planta, o colocar trenes de proceso adicionales.

Luego de que haya finalizado el contrato GSA con Brasil, y suponiendo que no exista renovación del mismo, la Planta de Río Grande puede seguir suministrando el gas requerido por la planta de Mutún (5 MMmcd en firme).

**Gráfico No. 9.3**  
**Balance con Plantas de Extracción de Licuables**



**Gráfico No. 9.4**  
**Calidad de la Mezcla de Gas a Brasil**



### Descripción del proceso

La planta criogénica tendrá una alimentación de 5.6 MMmcd de Gas Natural a 820 Libras de Presión (Psig), hasta 860 Psig y 120 Grados Fahrenheit °F con un contenido de agua de 10 Psig/MMpcs. Se empleará un turbo expansor con el fin de recuperar el 97% de todos los hidrocarburos pesados que se encuentran en la corriente de alimentación. El gas de alimentación llega a un fil-

tro separador y luego a torres deshidratadoras con el fin de eliminar todo el vapor de agua que se encuentra con el gas. Cada torre está diseñada para manejar 100 MMpcd del gas saturado con el vapor de agua empleando tamices moleculares para la remoción del agua, sistema de deshidratación que será usado por primera vez en Bolivia.

El gas seco que sale de la unidad de deshidratación y pasa por un filtro para atrapar cualquier partícula sólida que pueda arrastrar de los tamices moleculares y luego es dividido en dos corrientes; una que contiene el 78% del volumen total de gas es enviada a un intercambiador gas-gas con el fin de recuperar el calor del gas residual frío que proviene de la torre deetanizadora. En este proceso de intercambio, el gas de alimentación pasa de 110°F a -29°F, mientras que el gas residual pasa de -58°F a 18°F; el otro 22% del gas es enviado a los intercambiadores intermedios de tope y fondo de la torre deetanizadora, alcanzando una temperatura final de -10°F. Las corrientes de salida de los intercambiadores se unen y entran a un separador de alta presión. La corriente líquida entra a la deetanizadora mientras que la gaseosa es dividida en dos flujos, uno que contiene el 75% de gas es enviado al Turbo Expansor mientras que el otro 25% es enviado a un sub-enfriador. La corriente de tope de la torre deetanizadora sale a -132°F y se emplea como medio de enfriamiento en el sub-enfriador y en el intercambiador gas-gas

Posteriormente, el gas se envía al compresor asociado al Turbo Expansor, una parte se toma para el proceso de regeneración de los tamices moleculares de las torres deshidratadoras y el resto se envía al sistema de re-compresión como gas de venta para su exportación.

El producto de fondo de la torre deetanizadora es enviado hacia la torre desbutanizadora en la cual se separa el GLP por el tope y por el fondo la gasolina natural. Ambos productos finales son enviados a sus respectivos tanques de almacenamiento.

### **Planta de Separación de Licuables del Chaco:**

El propósito de esta inversión aproximada de \$us 250 MM es el procesamiento de 10MMmcd de Gas Natural para producir aproximadamente 620 Tmd de Gas Licuado de Petróleo y 1220 Bpd de Gasolina Natural. Esta planta contará con unidades de deshidratación criogénica, de recompresión, de fraccionamiento y sistemas auxiliares. Se tiene previsto realizar su instalación en la zona del Chaco boliviano.

De acuerdo al Gráfico 9.3 se puede observar la posible ubicación de la Planta de Extracción de Licuables Gran Chaco. La descarga de esta planta puede alimentar el volumen de transferencia al mercado Argentino y la alimentación a la planta de GTL.

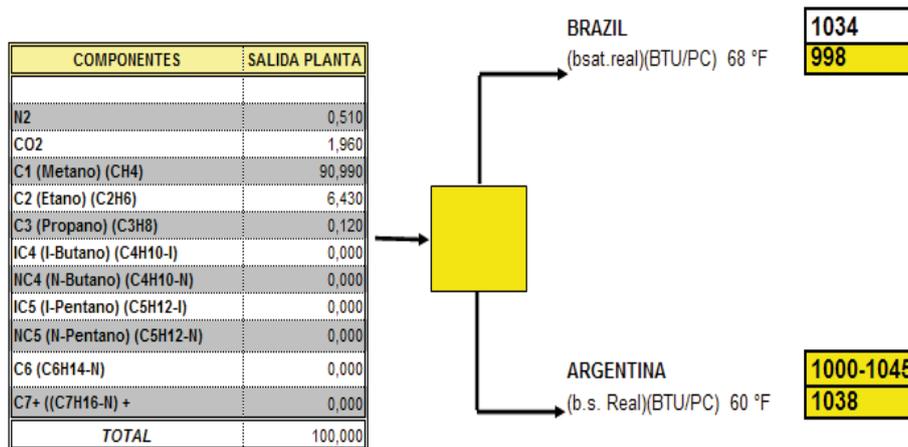
En base a los balances hasta el año 2026 la capacidad de esta planta está ubicada en un total de 20 MMmcd, con un flujo constante a Argentina en 16 MMmcd.

Por razones estratégicas, en el plan se debe arrancar con un primer tren de 10 MMmcd en el año 2014, y un segundo tren de 10 MMmcd en el año 2016, para un total de 20 MMmcd.

A diferencia del mercado de Brasil, que especifica un alto poder calorífico, el mercado de Argentina requiere un menor poder calorífico y una diferente base de cálculo. Esto permite

alimentar a Argentina directamente de la descarga de la planta de Extracción Río Grande, sin necesidad de mezclar. Esto permite un mayor tamaño de planta.

Gráfico No. 9.5  
Comparación contratos Brazil - Argentina



En el contrato con Brasil, el cálculo se basa en las capacidades caloríficas de cada componente en base saturada real a 68 grados F. En el caso de Argentina, el cálculo se basa en las capacidades caloríficas en base seca real a 60 grados F.

En el Gráfico 9.5 se muestra que, para un mismo gas, ambos cálculos dan valores diferentes, siendo el valor obtenido para Argentina (1038 BTU/PC) mayor que el valor obtenido para Brasil (998 BTU/PC). Por esta razón, se requiere la mezcla en el caso de Brasil, y en el caso de Argentina se puede alimentar directamente de la descarga de la planta de Extracción.

### Descripción del Proceso.

Las condiciones de la corriente de gas de alimentación a la planta son de 53 °C y 1000 Psig. Inicialmente fluye a través de los filtros de gas de entrada, e ingresa a la unidad de deshidratación, con el objetivo de reducir el contenido de agua. Luego, el gas seco es enviado a la unidad de extracción de líquidos (unidad criogénica), donde se remueven los componentes licuables presentes en la corriente de Gas Natural. El gas residual se comprime y se reinyecta al gasoducto, mientras que los líquidos obtenidos se separan en la unidad de fraccionamiento.

Se logra una alta recuperación de etano y componentes más pesados, utilizando el proceso de turbo expansión denominado GSP (Gas Subcooled Process). Actualmente, el mismo es un proceso no licenciado.

La unidad de extracción de líquidos está compuesta por trenes con una torre demetanizadora por tren. En estas torres se obtiene, por el tope, gas residual y, por el fondo, los

componentes licuables (Etano y más pesados). Los líquidos de fondo se envían a la unidad de fraccionamiento para su separación.

La unidad de fraccionamiento presenta una torre deetanizadora y una torre fraccionadora de GLP. La torre fraccionadora de GLP permite obtener, por el tope, GLP y, por el fondo, gasolina natural no estabilizada.

En el caso de que la planta quede fuera de operación, el gas de entrada se deriva hacia el colector de descarga de los compresores de gas residual. En esta instancia el gas fluye por by pass de planta.

## Inversión Global

La inversión global aproximada para la implementación de las plantas de separación de líquidos, es de \$us 400 MM, la misma que contempla los siguientes proyectos:

- a) Planta de Separación de Río Grande = \$us 150 MM
- b) Planta de Separación de Gran Chaco = \$us 250 MM

La ejecución de estas inversiones están programadas en el periodo 2009-2014, de acuerdo al siguiente cronograma preliminar:

Cuadro 9.2 Cronograma de Inversiones - Plantas de Separación de Licuables								
Proyecto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Inversión Total (\$us MM)
Planta de Río Grande	50	100						150
Planta de Gran Chaco		50	100	100				250
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>150</b>	<b>100</b>	<b>100</b>				<b>400</b>

## Impactos

Los impactos de las inversiones proyectadas en estas dos Plantas de Extracción y Separación de Licuables, están ligados a las oportunidades comerciales y de desarrollo para el sector. Estos impactos son:

- Extracción de todos los líquidos contenidos en la corriente de gas de exportación del país, que permite la producción de GLP y Gasolina Natural, que generarán divisas adicionales con su comercialización.
- Pasar de ser importadores de GLP a exportadores de este carburante y Gasolina Natural alcanzando seguridad energética para el país.

## Conclusiones

La inversión aproximada de \$us. 400 MM, de los cuales \$us. 150 MM estarán destinados a la Planta de Río Grande y \$us. 250 MM a la Planta de Gran Chaco, generará una producción mayor de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y de Gasolina Natural, a partir de la extracción y fraccionamiento de licuables haciendo posible el abastecimiento del mercado interno y la exportación de estos derivados, permitiendo generación de divisas.

En base a un análisis preliminar y referencial de factibilidad económica para los proyectos de plantas de extracción de licuables, de acuerdo con la información disponible, se establece lo siguiente:

1. Los indicadores financieros del proyecto de Río Grande en el escenario privado son negativos; sin embargo, realizando el análisis socio económico los indicadores son positivos.
2. En el caso de Gran Chaco, tanto los indicadores privados como los socios económicos son positivos.
3. De esta manera, la ejecución de ambos proyectos es recomendable; sin embargo, se debe validar y verificar los datos y conclusiones de manera que permita asegurar el éxito de ambos proyectos.



# Plan de Industrialización

## Proyecto GTL

### Antecedentes

Uno de los objetivos principales de la Política Nacional de Hidrocarburos expresada en la Ley 3058 es la industrialización del gas, pues es la forma de utilizar los hidrocarburos que más beneficios genera para el desarrollo productivo del país. La industrialización del gas permite una mayor y mejor distribución del excedente económico por el uso de dicho recurso natural no renovable, genera valor agregado, fuentes de empleo, transferencia de tecnología, mayores ingresos fiscales y desarrollo de infraestructura industrial.

### Proyecto de industrialización GTL

Según se desprende de los estudios preliminares, la instalación de proyectos de industrialización del gas, específicamente los proyectos de transformación del Gas Natural en Diesel Oil -GTL (por sus siglas en inglés "Gas To Liquids") pueden tener dos grandes particularidades:

- Generar desarrollo local en las zonas donde se instalan, en razón a la creación de empleos directos e indirectos; transferencia de tecnología, desarrollo de infraestructura industrial, necesidades de capacitación técnica y universitaria, mejoramiento de la calidad de vida de la población local, entre otros, tal como exige el Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos 3058: *"El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país"*.
- Ser técnica y económicamente factibles -como unidades independientes de negocio- en varias ubicaciones dentro de territorio nacional (especialmente los proyectos de GTL de 15.000 bpd).

En base a lo anterior, como primera etapa, se recomienda la instalación de una planta de GTL, bajo el criterio técnico que recomiende la ingeniería final, de una o más plantas, para producir Diesel Oil para el mercado interno y para la exportación. Esta planta de 15.000 bpd, a ser ubicada en la región Gran Chaco del Departamento de Tarija, entraría en operación el año 2015,

Como segunda etapa de industrialización, se recomienda la instalación de otra planta de GTL de 15.000 bpd, para la exportación de Diesel Oil, en las cercanías de los megacampos del Sur del país. Dicha planta iniciaría operaciones el año 2021.

### Ventajas para el país

Tanto la ejecución de estos proyectos, como la participación de YPFB en ellos, son altamente ventajosas para el país en su conjunto, por los siguientes aspectos:

- Se eliminarían alrededor de \$us 200 MM anuales de subvención por concepto de Diesel Oil importado.

- Seguridad en el abastecimiento del mercado interno de Diesel Oil con producción nacional.
- Incorporación de procesos tecnológicos hasta ahora no existentes en el país ni en la región.

La Ley de Hidrocarburos No.3058 y los Estatutos de YPFB dan el marco legal suficiente para la inmediata implementación de dichos proyectos con la participación de YPFB.

**Gráfico No. 10.1**  
**Planta de GTL de 15.000 BDP de capacidad de producción**

<b><u>Inversión:</u></b>	<b>500 MM \$</b>
<b><u>Producción:</u></b>	<b>12.750 BPD de Diesel Oil y 2.250 BPD de nafta</b>
<b><u>Consumo:</u></b>	<b>4.25 MM MCD (150 MM PCD)</b>

<b><u>En 20 años:</u></b>
<b>•Consumo gas: 1.0 TCF</b>
<b><u>Ubicaciones donde la planta es rentable:</u></b>
<b>•Yacuiba o Villamontes</b>



Inicio de producción: Año 1015

Fuente: Elaboración DNI - YPFB

### Inversiones para la planta de GTL de 15.000 bpd

Se han evaluado las inversiones asociadas a una planta de GTL con capacidad de 15,000 bpd de productos de GTL, utilizando Gas Natural producido en Bolivia.

<b>Cuadro No. 10.1</b>		
<b>Características Generales del Proyecto</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Consumo de Gas	MMpcd	150
Producción de Diesel	Bbl/d	12.750
Producción Naftha	Bbl/d	2.250
Producción Electricidad	MW	120
Costo de Capital	MM\$	500
Costo Operativo	MM\$/Año	23.7

Fuente: Elaboration DNI - YPFB

## Reservas y producción de Gas Natural para las plantas de GTL

El aseguramiento de las reservas, y la provisión de Gas Natural, son una parte integral de los proyectos de GTL. La economía del proyecto se evaluará en función del precio final del Diesel Oil y ese precio es el que determinará el precio del Gas Natural a la entrada de la planta.

Por ello, es necesario tener asegurada la provisión propia del Gas Natural, independientemente de otros aspectos relacionados a los contratos con las empresas productoras del mencionado hidrocarburo.

## Tecnología GTL

La planta GTL de Bolivia será la primera planta comercial en América del Sur donde se convertirá el Gas Natural a hidrocarburo líquido, que puede ser utilizado en combustible para el transporte, mayormente Diesel Oil.

## Tecnología de Gas a Líquidos

La tecnología de gas a líquidos implica la conversión de Gas Natural por medio de la catálisis química Fischer-Tropsch (FT) a hidrocarburos líquidos, combustibles de alto valor y químicos en un proceso de tres etapas:

1. Fabricación de Singas,
2. Síntesis de Fischer-Tropsch, y
3. Terminación de Productos

## Fabricación de Singas

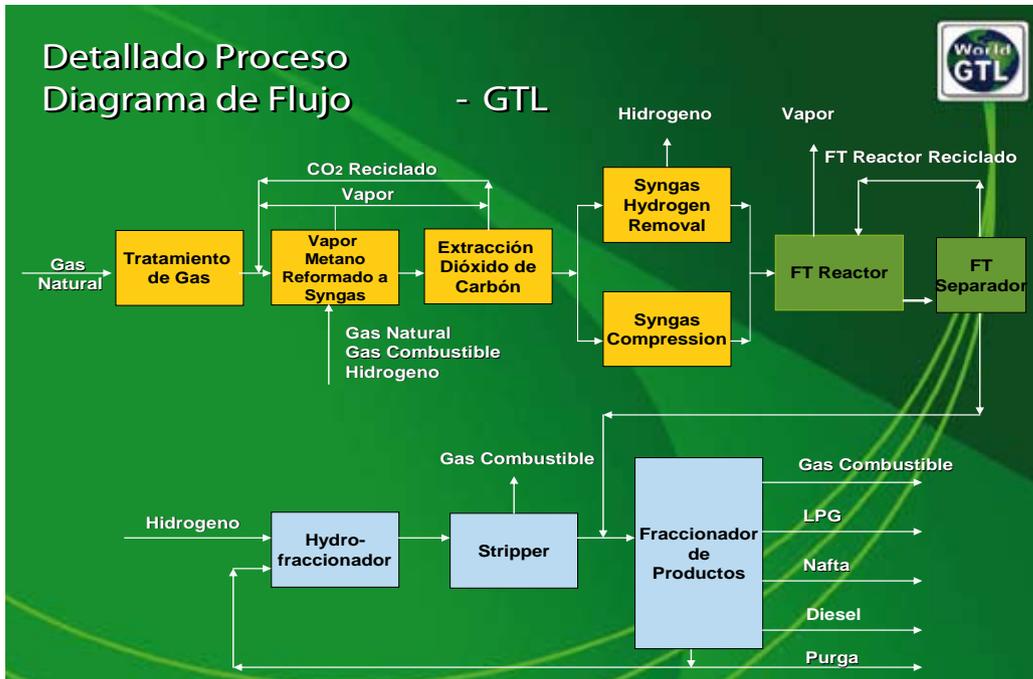
Todas las tecnologías desarrolladas, o comercialmente disponibles para convertir el Gas Natural, están basadas en la conversión del gas por reacción con el vapor/oxígeno resultando en una mezcla de H<sub>2</sub> y CO, lo que llamamos singas o gas de síntesis. Estos son los componentes o reactantes que luego pueden ser transformados a los productos deseados. A esto llamamos “conversión de gas indirecta”. En realidad, existen varios programas de investigación que han analizado extensamente la “conversión directa” del Gas Natural a productos utilizables para evitar el costoso paso por la síntesis de gas sin resultados positivos hasta la fecha.

## Síntesis Fischer-Tropsch

El corazón del proceso, la conversión de Singas a una distribución de hidrocarburos saturados y no-saturados más agua por medio de la reacción de Fischer-Tropsch es expresada por la siguiente ecuación:



Gráfico No. 10.2  
Diagrama de Flujo - GTL - Proceso Detallado



Fuente: Presentación empresa World GTL (2006)

Gráfico No.10.3  
Comparación de Diesel Convencional y Diesel GTL



Fuente: Presentación empresa World GTL (2006)

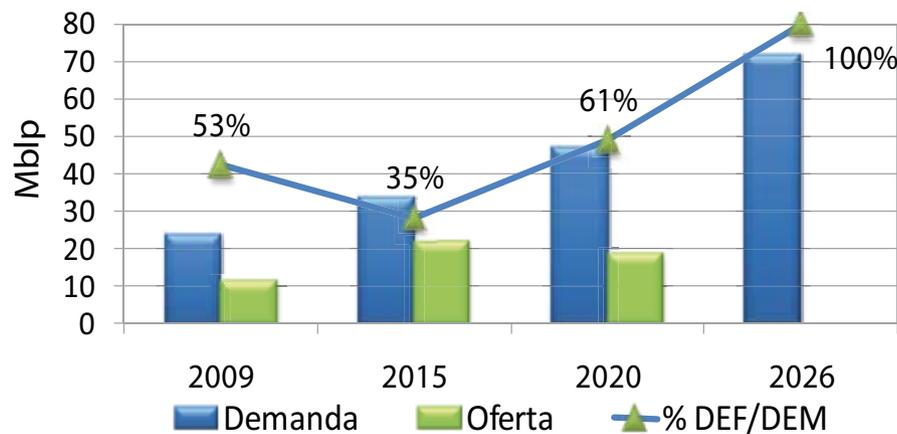
Algunas de las compañías tecnológicas que están operando a nivel mundial con esta tecnología son: Sasol/Chevron, Conocco Phillips, ExxonMobil, Marathon, Sasol, Shell, Arya Asul y World GTL.

## Justificación económica

### Subvención por importación de Diesel Oil

En caso de no tomar acciones en el corto plazo, la importación de Diesel Oil, como porcentaje de la demanda interna, se incrementaría de 53% el año 2009 a 100% el año 2026, de acuerdo a la proyección de demanda y producción de hidrocarburos líquidos explicada en el presente documento. El déficit en la oferta de hidrocarburos líquidos, se incrementa sustancialmente a partir del año 2015.

Gráfico No. 10.4  
Déficit de Diesel Oil sin la aplicación de la Estrategia de Abastecimiento de Largo Plazo

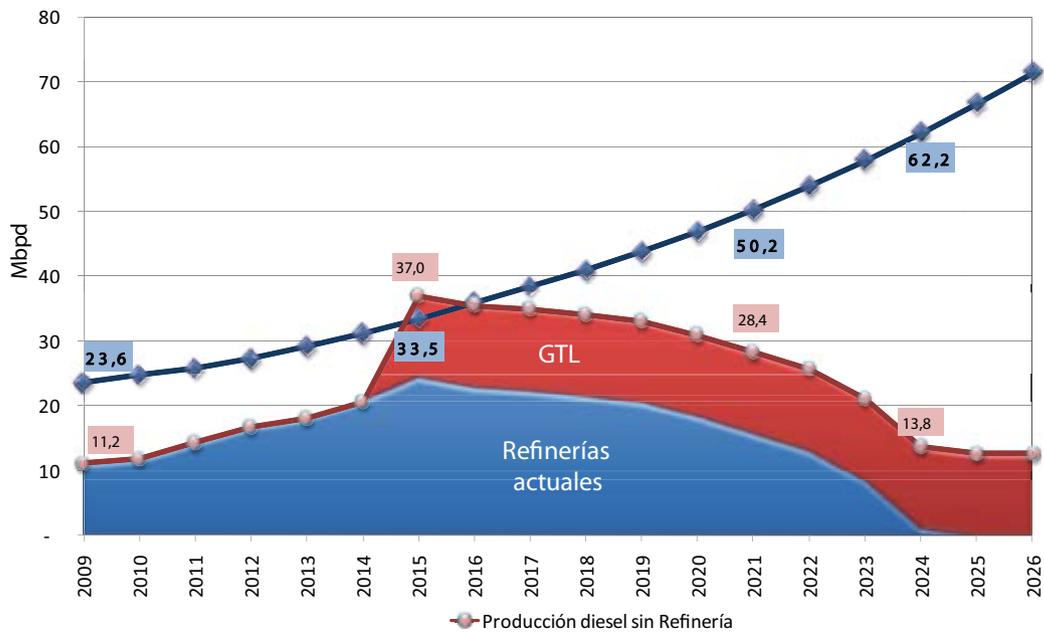


Fuente: Elaboración DNI - YPFB

En el periodo 2009-2026, y considerando el escenario en el que no se aplica la Estrategia de Abastecimiento de Largo Plazo, el costo neto para el Estado-considerando el gasto para el TGN por concepto de subvención a las importaciones-, el costo para YPFB -transporte, almacenaje y cargos logísticos por importación-y los ingresos por Exportación -RECON, Gasolinas y GLP-, asciende a \$us - 15.075 MM.

El ingreso de operaciones de la Planta de GTL el 2015 bajo las especificaciones ya señaladas, incrementa la producción de Diesel en 12.750 bpd, lo cual satisfará un promedio anual de 27% de la demanda interna total de este producto, durante el periodo 2015-2026, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico No. 10.5  
Incremento en la oferta de Diesel Oil por la Planta de GTL



Fuente: Elaboración propia

En términos económicos, la aplicación de la estrategia de largo plazo, que solo incorpore la planta de GTL, el segundo módulo de la Planta de Separación en Madrejones y la inversión en transporte y almacenaje correspondiente - sin la Nueva Refinería-, se traduciría en una reducción en el costo por subvención al precio del mercado interno del Diesel de aproximadamente \$us. 3.173 MM en el periodo 2009-2026, de \$us. 14.424 MM a \$us. 11.251 MM. El costo de importación en el que incurriría YPFB, bajo este escenario, sería de \$us. 4.093 MM, los ingresos por IEHD alcanzarían a \$us. 1.557 MM y los ingresos brutos por la exportación de gasolina y GLP serían de \$us. 7.725 MM, generando una reducción en la pérdida neta para el Estado de \$us. 9.013 MM, de \$us. -15.075 MM -pérdida en caso de no aplicarse la estrategia de abastecimiento de largo plazo-a \$us. -6.062 MM

<b>Cuadro No. 10.2</b>						
<b>Impacto económico de la Planta de GTL (sin la Nueva Refinería)</b>						
Producto	PERIODO 2009 - 2015		PERIODO 2016 - 2026		PERIODO 2009 - 2026	
	Volumen Importado	Subvención Estimada	Volumen Importado	Subvención Estimada	Volumen Importado	Subvención Estimada
	(Mbls)	(\$us MM)	(Mbls)	(\$us MM)	(Mbls)	(\$us MM)
Diesel	25.155	-1.340	104.115	-6.055	129.270	-7.395
Gasolina	832	-58	57.842	-3.749	58.673	-3.806
GLP	1.342	-49	0	0	1.342	-49
<b>Total Subvención</b>	<b>-1.447</b>		<b>-9.804</b>		<b>-11.251</b>	
<b>Costo de Importación (YPFB)</b>	<b>-767</b>		<b>-3.326</b>		<b>-4.093</b>	
<b>Ingresos por IEHD</b>	<b>118</b>		<b>1.439</b>		<b>1.557</b>	
<b>Ingresos Brutos por Exportación</b>	<b>2.854</b>		<b>4.871</b>		<b>7.725</b>	
<b>TOTAL NETO (ESTADO)</b>	<b>758</b>		<b>-6.820</b>		<b>-6.062</b>	

Fuente: Elaboración propia

## Ubicación de la planta de GTL

Si bien aún no se ha definido la ubicación específica de la Planta, la región Sur del país es la que otorga mayores beneficios en base su proximidad a los megacampos San Alberto, Sábalo, Margarita, la mayor disponibilidad de facilidades de transporte y el menor costo y tiempo que involucra la movilidad de equipos mayores .

## Análisis económico-financiero

Para el análisis económico financiero clase V, se consideraron los siguientes parámetros:

- Costo de implementación de la planta (Capex)
- Costo de operación de la planta de GTL (Opex)
- Costo de la materia prima
- Producción de Diesel Oil de la planta de GTL
- Producción de nafta de la planta de GTL

Como resultado del análisis económico financiero, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Capex Planta GTL : \$us 500 MM
- Precio de compra del Gas Natural , \$us 3.0/Mpc
- Costo de operación \$us 4.33/bbl.
- Producción de Diesel Oil 12.750 bpd y 2.250 bpd de Nafta
- Tasa de Retorno (TIR): 15%
- VAN : \$us 0

En el Cuadro No. 10.3, presentamos el cálculo de los indicadores económico-financieros, de donde se puede emitir las siguientes conclusiones:

- Proyecto de GTL para la producción de Diesel Oil técnico-económico factible, presenta un TIR de 15%.
- El precio de la compra de Gas Natural se enmarca en la Ley 3058.
- Con la producción de Diesel Oil de la planta de GTL, a partir del año 2015, año en que entra en operación esta planta, el país ya no tendrá que importar Diesel Oil
- A partir del año 2015, año que inicia operaciones la planta de GTL, el país ya no pagara subvención al Diesel Oil importado.

Cuadro No. 10.3													
Indicadores Económico-Financieros													
Item	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costo OP		23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Gastos Administrativos		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Costo Materia Prima		179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
Ventas		132	139	150	163	177	198	145	161	185	155	168	180
Exportación DO		177	162	137	110	78	34	149	114	61	126	97	71
Exportación Nafta		49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Gastos Totales		206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
Impuestos		24	25	27	29	32	36	26	29	33	28	30	32
Ingreso total		358	350	337	322	305	280	343	324	295	331	315	301
Ingresos Brutos		128	118	103	86	66	38	111	89	56	96	78	62
IUE										14	24	20	15
Ingreso Neto	-500	128	118	103	86	66	38	111	89	42	72	59	46

VAN	0
TIR	15%

Fuente: Elaboración propia

## Cronograma de inversiones

Cuadro No. 10.4							
Cronograma de Inversiones (\$us MM)							
Actividades	Año						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Estudio de Prefactibilidad GNI-YPFB	0.1						0.1
Estudio de Factibilidad (licitación)		0.9					0.9
Estudio de Ing. Básica, detalle y EPC		25					25
Construcción de la Planta			200	100	100	74	474
Puesta en Marcha							Inicio Op.
<b>TOTAL</b>	0.1	25.9	200	100	100	74	500

Fuente: Elaboración DNI - YPFB

## Conclusiones

- La subvención a la Importación de Diesel Oil del periodo 2009-2026, sin la implementación de la Planta de GTL, llegaría a \$us 6.478 MM. La importación de Diesel Oil, como porcentaje de la demanda interna, se incrementaría de 53% al 100% en los años 2009 - 2026, respectivamente. Este déficit en la oferta de hidrocarburos líquidos, a partir del 2015, se incrementa sustancialmente.
- Uno de los proyectos a implementarse para cubrir este escenario de déficits creciente es la instalación de una Planta de GTL con una inversión de \$us 500 MM que entrará en operaciones el año 2015.
- El incremento en la producción de Diesel por la Planta, produce una disminución en la subvención a la Importación de Diesel Oil en el periodo 2009-2026 de \$us 10.339 MM a \$us 7.362 MM.
- El proceso GTL, es un proceso totalmente comprobado a nivel mundial, se cuenta con más de 5 empresas tecnológicas que garantizan la operación de las mismas.
- El efecto de aumentar la producción de Diesel Oil en función al aumento de la producción de Crudo y de la utilización de capacidad disponible de refinación en el país, no impide la producción de dicho producto mediante plantas de GTL, ya que, una sobreproducción de este combustible, permitirá la exportación de un Diesel de un alto número de cetano y de bajísimo contenido de azufre y carbón, condiciones que hacen muy comerciable a este combustible en el mercado internacional, por ello, es denominado Diesel Ecológico.
- El cronograma de inversiones tiene carácter referencial, está sujeto a estudios técnicos y económicos respectivos.

## Proyecto de Planta Amoniaco-Urea

### Introducción

Las políticas nacionales para promover la industrialización de los hidrocarburos dentro del territorio nacional, son un anhelo del pueblo boliviano en su conjunto. En este sentido, uno de los proyectos petroquímicos de prioridad nacional es la implementación de una planta de Amoniaco-Urea en Carrasco, Cochabamba, con el objetivo de abastecer al mercado nacional y regional de fertilizantes.

El Complejo Petroquímico a desarrollarse estará orientado principalmente a los fertilizantes; en ese sentido, la zona seleccionada para su emplazamiento es Carrasco, por ser el centro del potencial agrícola del país, además de estar próximo a las fuentes de materia prima y acceso a mercados importantes. El centro del Complejo será la Planta de Amoniaco-Urea, y las plantas futuras a ser desarrolladas serán de fertilizantes NPK, MAP, DAP y Nitrato de Amonio.

En los diez años precedentes, los productos commodity, como el amoniaco y la urea, se han convertido en productos de muy alta demanda por las necesidades que tiene la población y la industria de mayores volúmenes de alimentos provenientes del agro.

En otros frentes, las continuas alzas del precio del gas en el mercado internacional, sobre todo en Norteamérica y los países del primer mundo, dieron lugar a que el costo de producción del amoniaco y la urea se incrementen, tornando algunas unidades productivas no rentables.

## El Mercado Internacional de la Urea

La urea viene incrementando su demanda mundial en forma sostenible por las últimas décadas a razón de 1.60% al año; sin embargo, en los últimos cuatro años este crecimiento ha alcanzado 4.77%. De la misma manera, el precio viene subiendo a razón del 8.3% una de las razones es porque está correlacionado al 85% con las fluctuaciones del precio del gas, su principal materia prima. A continuación, se detalla los principales aspectos de la Urea a nivel mundial.

Cuadro 10.5 Resumen Mundial del Mercado de la Urea.								
MTM 2.008	Europa	Norte América	Latino América	África	Medio Este	Asia	Oceanía	TOTAL
Capacidad Instalada	22.924	9.426	6.746	5.446	16.571	108.157	498	169.768
Producción	21.083	8.641	5.040	5.250	14.025	92.210	515	146.764
Importación	6.693	6.875	5.623	1.841	467	13.897	1.405	36.801
Exportación	12.190	1.850	2.185	3.300	10.990	6.270		36.785
Consumo Aparente	15.586	13.666	8.478	3.791	3.502	99.837	1.920	145.780
Déficit/Superávit	5.497	5.025	3.438	1.459	10.523	7.627	1.405	16
Capacidad Instalada	14%	6%	4%	3%	10%	64%	0%	100%
Producción	14%	6%	3%	4%	10%	63%	0%	100%
Importación	18%	19%	15%	5%	1%	38%	4%	100%
Exportación	33%	5%	6%	9%	30%	17%	0%	100%
Consumo Aparente	11%	9%	6%	3%	2%	68%	1%	100%
Producción/Capacidad	92%	92%	75%	96%	85%	85%	103%	86%
Capacidad Instalada	-0.28%	-3.09%	2.55%	19%	11.17%	4.69%	0.00%	4.27%
Producción	1.11%	-0.75%	2.38%	18%	9.69%	5.10%	1.95%	4.76%
Consumo Aparente	2.94%	1.64%	5.68%	-3%	5.41%	5.94%	-1.74%	4.77%

Fuente: Construcción SVI Marketing en base a datos de FERTECON, Informe 2008

## El Mercado latinoamericano de la Urea

El mercado latinoamericano de la urea se encuentra dominado en su mayoría por los mismos países productores de amoniaco.

El nivel de producción de urea en Latinoamérica para el año 2008, fue de 5.04 MTM, cantidad insuficiente para cubrir la demanda de 8.48 MTM, lo cual provoca un déficit 3.44 MTM. En Latinoamérica, casi todos los países tienen un déficit en consumo de Urea, los principales son Brasil y México. Mientras que Venezuela, Trinidad & Tobago y Argentina son los únicos países que tienen un superávit en su producción, tal cual se puede observar en el siguiente cuadro:

<b>Cuadro 10.6</b>			
<b>El Mercado Latinoamericano de la Urea</b>			
<b>M TM</b>	<b>Producción</b>	<b>Demanda</b>	<b>Superávit / Déficit</b>
Argentina	1.250	1.200	50
Brasil	1.350	3.330	-1.980
Bolivia	0	17	-17
Chile	0	450	-450
Colombia	10	410	-400
Ecuador	0	200	-200
México	180	1.380	-1.200
Perú	0	350	-350
Paraguay	0	29	-29
Trinidad y Tobago	700	10	690
Uruguay	0	130	-130
Venezuela	1.550	375	1.175
Otros	0	597	-597
<b>Sub región</b>	<b>5.040</b>	<b>8.478</b>	<b>-3.438</b>

Fuente: SVI Marketing en base a datos FERTECON, informe 2008

## Mercados meta identificados para la Urea

La metodología para identificar un mercado meta, consideró la existencia de una demanda insatisfecha en el país, esto es, que exista mayor demanda que producción. El segundo elemento es que la actual demanda insatisfecha se esté abasteciendo de proveedores fuera del continente; tercer elemento, que los segmentos que tengan masa crítica y finalmente que se encuentren lo más cercano posible a la planta procesadora. Los principales mercados identificados, son Brasil y Argentina. El volumen del déficit comercial alcanza las 1.93 MMTM. Con los segmentos que se observan en el Cuadro 10.7, que incluye la totalidad de la Sub Región, el déficit alcanza a 2.9 MMTM, de este volumen 1.8 MMTM provienen de Rusia y Ucrania.

<b>Cuadro 10.7</b>			
<b>Segmento de Mercado de la Urea</b>			
<b>M TM</b>	<b>Producción</b>	<b>Demanda</b>	<b>Superávit / Déficit</b>
Argentina	1.250	1.200	50
Brasil	1.350	3.330	-1.980
Bolivia	0	17	-17
Chile	0	450	-450
Perú	0	350	-350
Paraguay	0	29	-29
Uruguay	0	130	-130
<b>Sub región</b>	<b>2.600</b>	<b>5.506</b>	<b>-2.906</b>

Fuente: SVI Marketing en base a datos FERTECON, Informe 2008

Cabe mencionar que la proyección del déficit del sector, proyectada para el año 2020, será de 3,15 MMTM solo para el Brasil y Argentina, en tanto que toda la Sub Región alcanza a 4,3 MMTM.

## **Precios**

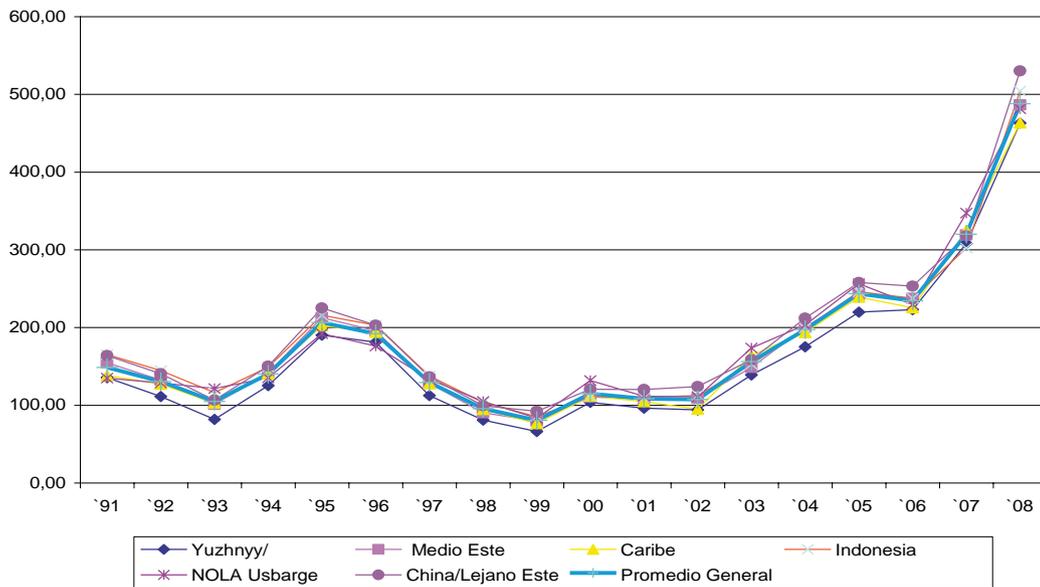
En el periodo de septiembre a noviembre de 2008, se dio una inflexión muy fuerte en los precios de los hidrocarburos, afectando considerablemente los precios de los productos petroquímicos, con una tendencia bajista considerable después de 6 años seguidos de clara tendencia al alza. En el Gráfico 10.6, se puede apreciar esta tendencia, los precios han sido clasificados por distintas zonas en el Mundo y todos ellos varían en forma simultánea en el tiempo.

Los precios referenciales que se han empleado son los del Caribe, debido a que el mayor volumen de urea importada en Sudamérica se da en el Brasil. Estas importaciones se negocian al precio del Caribe, que posee una correlación de 98% con los precios finales negociados en todas las importaciones de Sudamérica. Por este motivo, el mejor precio referencial para determinar el mercado de urea es el indicado precio.

En conclusión los principales factores que pueden afectar el precio del productor o mayorista de la urea son los siguientes:

- El precio es afectado, principalmente, por el balance de la oferta y la demanda mundial.
- Los precios en las regiones están atados a los precios internacionales y un adicional por el costo de transporte.
- En periodos de precios altos de las cosechas, la demanda de nutrientes nitrogenados, puede subir sus precios sin que su demanda sea afectada. Esta inelasticidad de la demanda resulta básicamente de dos hechos; primero, el costo de los nutrientes nitrogenados es pequeño con respecto al valor de la cosecha por hectárea y, segundo, estos nutrientes pueden incrementar la rentabilidad de la cosecha de hasta un 40%.
- El precio del gas es determinante en el precio de la urea, pues este representa en general el 84% del costo de la producción total. Así que se tiene, en el análisis histórico, una variación concomitante con una alta correlación.

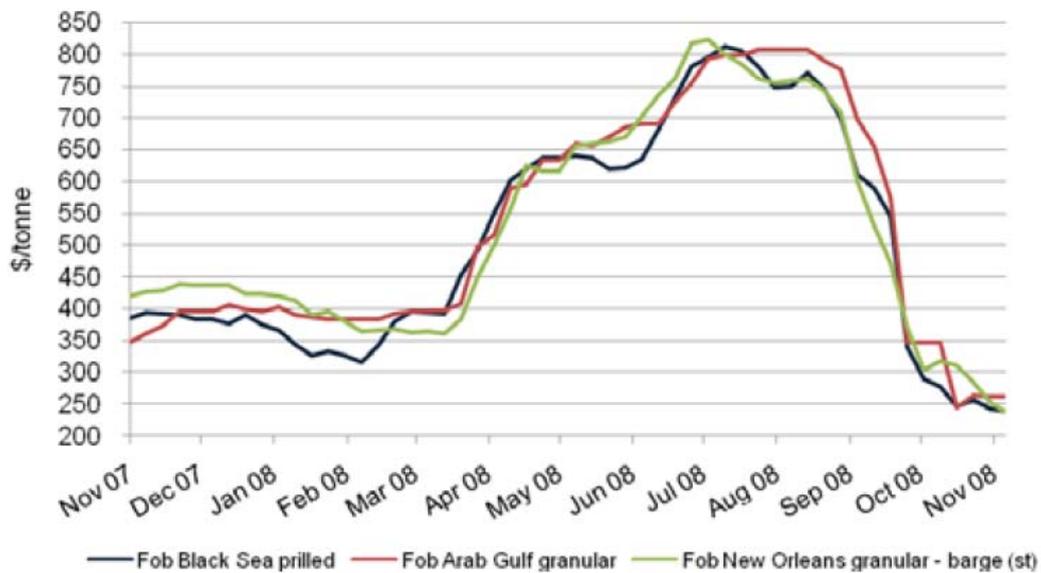
**Gráfico 10.6**  
**Precios Históricos de la Urea**



Fuente: Urea Outlook, FETERCON Junio 2009

El precio de la urea presenta un comportamiento de crecimiento estable, excepto en 2008 en el que se experimentó un crecimiento desproporcionado debido al alza del Crudo en el mundo; sin embargo, desde el mes de septiembre el precio volvió, súbitamente, a sus valores normales y reajustándose a la tendencia natural a la que estaba anteriormente sujeta.

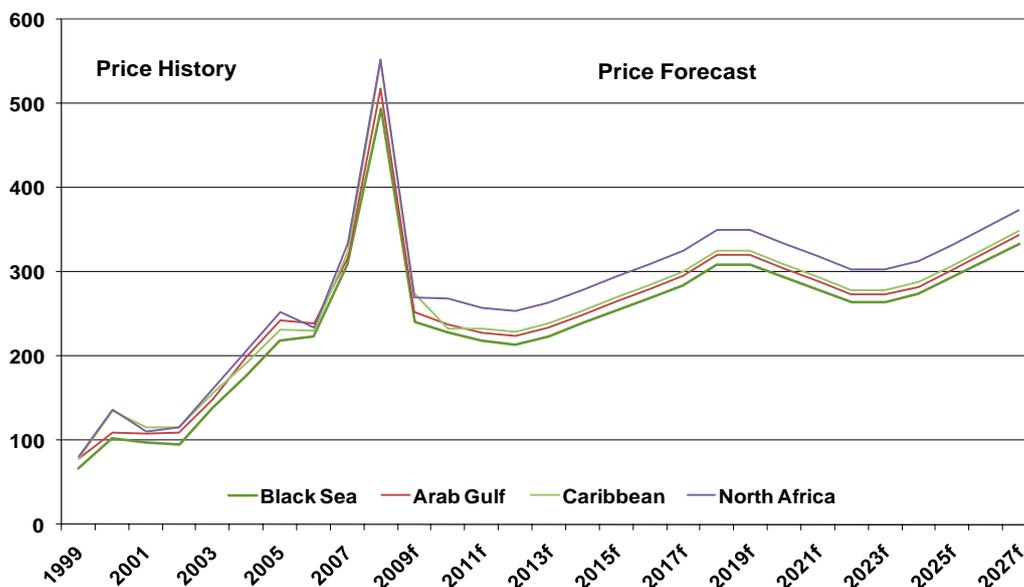
**Gráfico 10.7**  
**Comportamiento de Precio de la Urea en 2008**



Fuente: Fertilizer Week 27 de Noviembre 2008, Price Trends. Publicación Oficial, Archivo EBH, Proyecto de Amoniac Urea Carrasco, Comisión de Comercialización.

Según datos de la Investigación de Mercado Internacional, llevada a cabo por la empresa British Sulphur Consultants, CRU Group International, para el proyecto PEQUIVEN-YFPB-EBIH Amoniaco Urea en Carrasco, el precio volverá a la tendencia normal, manteniendo su comportamiento de crecimiento.

**Gráfico 10.8**  
**Comportamiento Pronosticado del Precio de la Urea**



Fuente: Tabla 29: Estudio de Mercado Internacional, Proyecto Amoniaco Urea en Carrasco, archivo EBIH 2009, realizado por British Sulphur Consultants.

## El Mercado de la Urea en Bolivia

El mercado de la urea en Bolivia es nuevo e incipiente, y tiene un alto potencial. Como ratificación de este concepto cabe mencionar que los distintos participantes a nivel de comercializadores y de consumidores finales no distinguen la diferencia entre una urea perlada y una urea granulada, ni a nivel visual ni a nivel de cualidades en su aplicación. El mercado es de reciente data que se ha comenzado a utilizar en los cultivos industriales. Principalmente por la migración de agricultores brasileños que si tienen costumbre de usar urea, lo que ha servido de imagen a ser emulada por los agricultores locales.

Se estima que se consumen 30 MTM año. El principal origen de la urea consumida en Bolivia es del Perú, de las empresas MISTICORP S.A. y FARMEX S.A., que a su vez la importan principalmente de Venezuela. Existen aún, algunas donaciones provenientes de Japón, Países Bajos y EEUU.

## Mercado potencial de Urea en Bolivia

Con el afán de identificar el potencial de demanda de urea en Bolivia, se hizo relevamiento del total de hectáreas cultivadas en el país, las mismas que alcanzan a 2.5 millones de hectáreas para la gestión 2008. Asimismo, se las dividió por las principales especies que usan urea como fertilizante en sus cultivos, como se muestra en el cuadro 10.8.

Cuadro 10.8 Total Cultivos en Bolivia								
Producto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008**	
Soja	656	723	866	934	950	960	1036	
Maíz	310	296	314	338	343	306	305	
Arroz cáscara	130	141	152	188	187	145	148	
Papas	130	131	133	134	136	136	137	
Girasol	178	134	83	89	99	162	159	
Trigo	132	100	109	122	142	114	111	
Caña de azúcar	102	106	107	108	116	116	119	
<b>Total</b>	<b>1638</b>	<b>1631</b>	<b>1764</b>	<b>1913</b>	<b>1973</b>	<b>1939</b>	<b>2015</b>	
Otros	400	400	425	439	456	475	492	
<b>Total cultivos</b>	<b>2038</b>	<b>2031</b>	<b>2189</b>	<b>2352</b>	<b>2429</b>	<b>2414</b>	<b>2507</b>	
<b>Total área cultivada Bolivia *</b>							<b>2528</b>	

\*Según datos INE Bolivia \*\*Datos preliminares.  
Fuente: FAO

Luego, para estimar el potencial, se estimó el uso promedio de forma muy conservadora por hectárea de urea en diversos cultivos en la Sub Región, el cual alcanzó a 69 KG por hectárea.

Cuadro 10.9 Total Cultivos en Bolivia Uso				
Cultivo *	Urea	DAP	Mezclas	Total
Trigo	90	73	74	237
Maíz	89	75	95	259
Pasturas	64	61	106	231
Girasol	50	44	63	157
Soja**	50	60	44	154
<b>Promedio</b>	<b>69</b>	<b>63</b>	<b>76</b>	<b>208</b>

Fuente: Depósito de documentos de la FAO sobre uso de fertilizantes por cultivo, año 2004  
\* Dosis en Kg. de cada producto/ha según el cultivo  
\*\* Estimación promedio del consumo de producto/ha

Naturalmente, este dato podrá variar dependiendo del tipo de suelo, de su desgaste y del tipo de cultivo. Sin embargo, esto nos permitió estimar el techo límite de demanda, denominado la demanda potencial, lo cual alcanza a 158 MTM. El supuesto es que, a existencia ilimitada del producto, conocimiento y oportunidad de aprovisionamiento, se aplique a todos los cultivos este nutriente. Extremo que en la realidad será difícil de conseguir. Dada el área de producción agrícola en Bolivia, el mercado representa un potencial interesante, por lo que si vale la pena intentar desarrollar el mercado interno de urea en Bolivia.

### Potencialidades de Mercados Derivados del Amoniaco-Urea

Considerando que el proyecto de Amoniaco-Urea, generará un excedente de amoniaco en la producción. Se prevé el desarrollo e implementación de plantas derivadas en el mediano plazo, cuya ejecución será parcialmente paralela a la implementación de las plantas de amoniaco y urea y cuya producción efectiva deberá preverse al inicio de operaciones del complejo.

Los productos derivados serán:

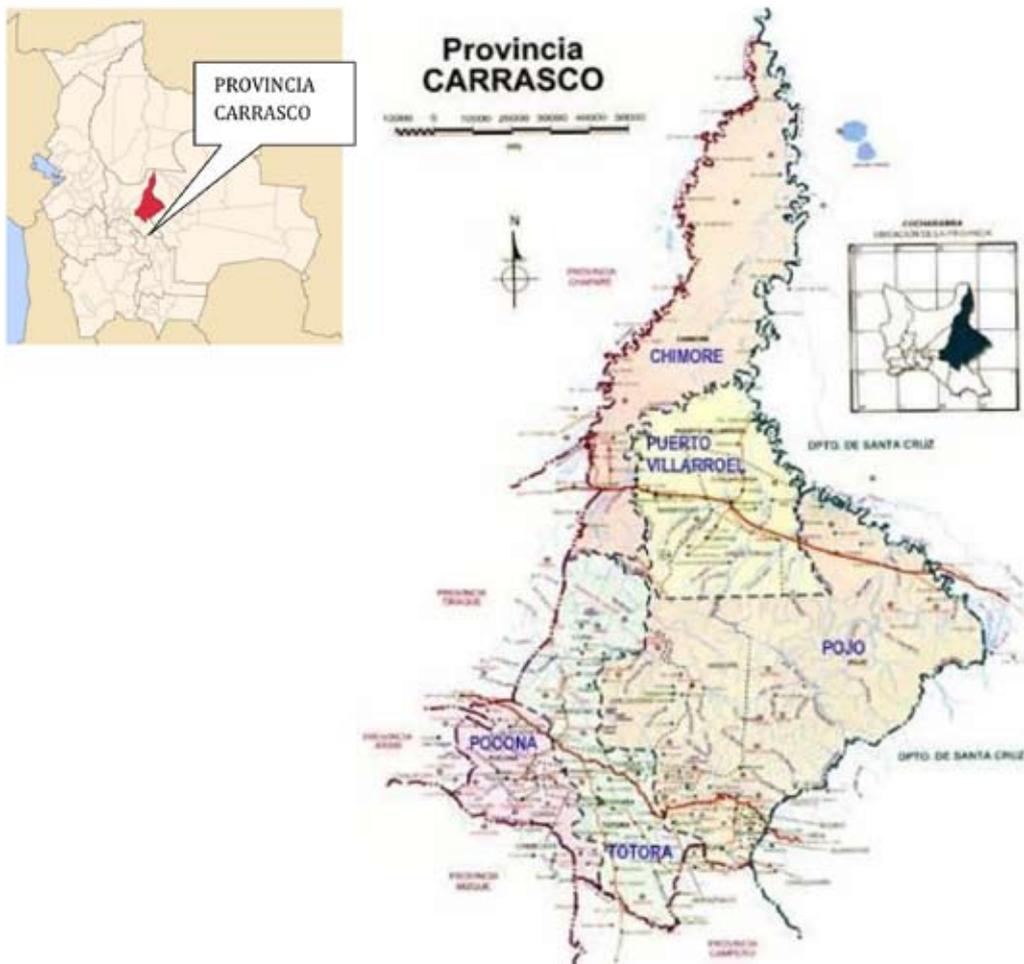
- Amoniaco Anhidro (AA) gas con contenido de nitrógeno de 82%,
- **Urea** producto sólido con contenido de nitrógeno de 45% - 46%
- **Nitrato de Amonio (AN)** producto sólido con contenido de nitrógeno de 33% a 34.5%,
- **Sulfato de Amonio(AS)** producto sólido con contenido de nitrógeno de 20.5% a 21%,
- **Fosfato Diamónico (DAP)** producto sólido con contenido de nitrógeno de 18%,
- **Fosfato Monoamónico (MAP)** producto sólido con contenido de nitrógeno de 10% a 11%,
- **Nitrato de Amonio Urea (UAN)** producto en solución acuosa con contenido de nitrógeno de 28% a 32%.

Estos proyectos derivados de la planta de amoniaco-urea son, a la vez, negocios con muchas oportunidades de mercado, más aún en los países vecinos donde la demanda se halla en una situación conveniente para estas inversiones; además, considerando que no existen productores relevantes en la región, dejando así un mercado cautivo de mucha oportunidad y en ascenso.

## Localización del Proyecto

El Departamento de Cochabamba está situado al centro de Bolivia. Su capital es la ciudad de Cochabamba que se encuentra entre el 17° 23' de latitud sur y los 66° 09' de longitud oeste del Meridiano Greenwich. Cuyos límites son; al norte con Beni; al sur con Potosí y Chuquisaca; al este con Santa Cruz; y al oeste con La Paz y Oruro. La localización del proyecto se la puede ver en el Gráfico 10.9.

Gráfico 10.9  
Ubicación geográfica de la provincia Carrasco en Bolivia



Fuente: Elaboración propia

## Recursos Hídricos

Se puede caracterizar la parte correspondiente al subandino del Trópico de Cochabamba: Villa Tunari, Shinahota, Puerto Villarroel o Entre Ríos, con los siguientes datos climáticos generales: i) temperatura media de 25.5° C; ii) la precipitación media anual de 4,378.3 mm. Estos datos son superiores a los datos de los Llanos Amazónicos con 25° C de temperatura media y de 2.000 a 3.000 mm de precipitación media anual.

De hecho, las cuencas del Trópico de Cochabamba con temperatura cálida y abundante agua dulce en vertientes y ríos con caudales considerablemente elevados, constituye un medio ambiente adecuado para el desarrollo de la industria hidrocarburífera y la industria petroquímica.

Cuando los vientos orientales llegan a la orografía y trepan los 4.000 metros de altura a partir del pie de montaña (La Jota a 203 m.s.n.m y 25.1° C de temperatura media y Villa Tunari a 280 m.s.n.m), se saturan y condensan según los grados isotermales de la ladera.

En cada municipio del Trópico de Cochabamba se distinguen distintos sistemas fluviales de:

- Municipio de Villa Tunari: Río Isiboro y Río Chapare
- Agencia Cantonal Shinahota: Río Coni
- Municipio de Chimoré: Río Chimoré
- Municipio de Puerto Villarroel: Río Ivirgarzama y Río Sajta
- Municipio de Entre Ríos: Ríos Isarsama, Ichoa, Bulo Bulu e Ichilo

Estos caudales de agua están considerados para su utilización como insumos básicos para la planta Amoniaco – Urea.

Resumiendo las observaciones anteriores, el Trópico de Cochabamba tiene alimentación fluvial en cantidad significativamente alta y en forma casi pareja durante el año. A este fenómeno se llama clima tropical de Cochabamba. La temperatura se mantiene prácticamente constante durante todo el año. La localización analizada cuenta con infraestructura de comunicaciones y transporte apropiados.

### **Características de los Hidrocarburos**

La característica del hidrocarburo producido, pese a ligeras diferencias, corresponden a la clasificación API 45 a 55. Esto quiere decir que son hidrocarburos livianos.

Los productos de cada uno de los campos son parecidos. Los campos producen sin proceso (en forma natural), Petróleo, Condensado, Gasolina Natural y Gas Natural; también, inevitablemente, Agua de Formación y dióxido de Carbono, puesto que estas sustancias están presentes en los reservorios; a la vez producen CO<sub>2</sub> en un rango variable entre 0% – 0,6%.

### **Energía**

En el Municipio de Entre Ríos, se encuentran las Plantas Térmicas de Generación Eléctrica “Carrasco” de la Empresa Generadora Valle Hermoso (EVH) y la “COBEE” de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE). También se encuentra la línea de transmisión de Alta Tensión (AT) entre Cochabamba y Santa Cruz. Esta línea de transmisión es la más importante de Bolivia y es operada por la empresa “Transportadora de Electricidad” (TDE).

### **Ingeniería del proyecto**

A continuación se identifica y describe la planta de Amoniaco Urea del Complejo Petroquímico Carrasco, prevista con una capacidad estimada de 1 800 TMD (NH<sub>3</sub>) y 2 200 TMD (Urea). Incluye la descripción de cada una de las plantas que integrarán el complejo, con una perspectiva a corto y largo plazo. La actividad principal del Complejo, será la producción de amoniaco – urea, en las dos principales plantas, de las que se tiene planeada la construcción desde septiembre del 2009.

El proyecto se divide en tres fases.

- La primera fase, abarca la visualización, conceptualización, construcción y operación de las plantas de amoníaco y urea. Esta fase se consolidará hasta diciembre del 2011.
- En la segunda fase, se prevé la ampliación del complejo con la construcción de la planta de nitrato de amonio, que a su vez implica la implementación de una sub planta de Ácido Nítrico y una planta de fertilizantes NPK.
- En la tercera fase, se estudiará la posibilidad de la construcción de una planta de Etanolaminas y MAP y DAP.

### **Materia Prima (Gas Metano)**

En calidad de materia prima para la síntesis de amoníaco se utilizará metano. En realidad, el insumo más importante en el complejo es el gas metano, ya que a partir de él se podrá proveer de materia prima e intermedia al resto de las plantas que tenemos planificadas a corto y largo plazo.

### **Descripción del Complejo Petroquímico**

El Complejo Petroquímico de Carrasco contará con el siguiente conjunto de plantas químicas en sus diferentes fases:

FASE 1.- Planta de Amoníaco.

Planta de Urea.

FASE 2.- Planta de Nitrato de Amonio.

Planta de NPK y DAP.

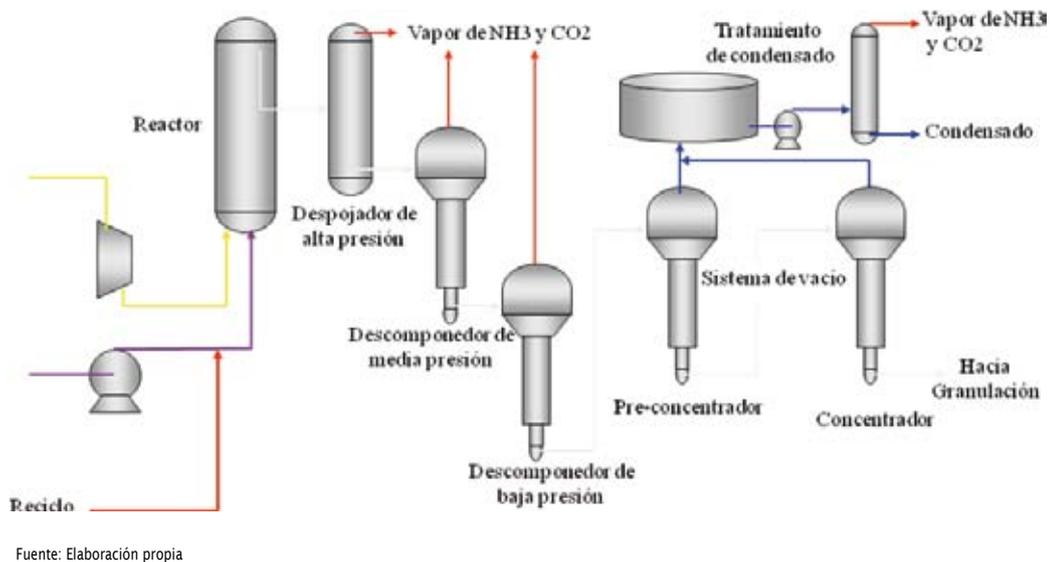
Planta de etanolaminas.

### **Descripción General de la Planta de Amoníaco**

En el complejo existirá una planta, cuyo proceso tiene como finalidad la obtención de amoníaco a partir del hidrógeno (H<sub>2</sub>) y el nitrógeno (N<sub>2</sub>). El hidrógeno se obtiene de la combinación del Gas Natural (metano) y el vapor del agua; y, en la reacción entre el hidrógeno y otros gases combustibles que se queman con el oxígeno del aire precalentado, se libera el nitrógeno requerido para la formación del amoníaco. Todas estas reacciones químicas del proceso se efectúan en reactores y hornos de deformación en presencia de agentes catalizadores especiales.



Gráfico No. 10.11  
Diagrama de Flujo: Planta de Urea



### Secuencia del Proceso

En el proceso de síntesis de urea se describe varias operaciones fundamentales, descritas a continuación:

- Compresión del CO<sub>2</sub> y amoníaco.
- Formación del carbamato (NH<sub>2</sub>COONH<sub>4</sub>).
- Descomposición del carbamato y reciclado.
- Síntesis de la urea.
- Deshidratación y concentración.
- Granulación.
- Almacenaje.
- Tecnología aplicada y capacidad de producto.

De la misma manera, se cuenta con una descripción detallada de las otras plantas del complejo, entre las cuales se encuentran:

Planta de Nitrato de Amonio.

Planta de Acido Nítrico.

Planta de Fertilizantes Granulados NPK.

Planta de Ácido Fosfórico

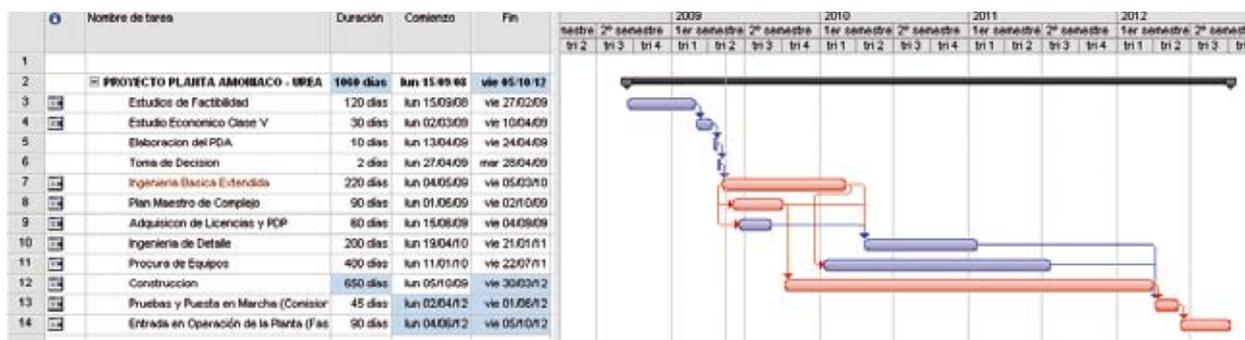
Planta de Etanolaminas

## Plan de Desarrollo del Complejo

Se prevé que el Complejo Petroquímico Carrasco se desarrolle en dos etapas, la primera orientada principalmente a la implementación de la planta de Amoniaco Urea y la planta de Nitrato de Amonio Grado explosivo, ésta última de menor tamaño incluye una planta de Ácido Nítrico.

En la segunda, se prevé el desarrollo de las plantas de fertilizantes NPK, cuya ejecución se iniciará de acuerdo al desarrollo de la planta de Cloruro de Potasio del Complejo Uyuni. Del mismo modo las plantas de etanolaminas y Urea formaldehido, como proyectos aún a visualizarse.

Gráfico No. 10.12  
Cronograma de desarrollo del Complejo



El Complejo de Carrasco, se especializará en fertilizantes, potenciando las zonas agrícolas de la región. El impacto social será evidente al aportar sustancialmente a la mejora de la economía regional.

De acuerdo al estudio económico-financiero Clase V realizado, se estima que con un precio de gas de 2,50 \$us/MMBTU se obtiene una TIR de 18.14%, con un tiempo de recuperación de la inversión entre 10 y 11 años. Esta situación, refleja que el Proyecto es viable.

## Inversión y financiamiento

La inversión necesaria para la planta de Amoniaco-Urea del Polo Carrasco, asciende a 1.000 Millones de Dólares Americanos. Éste proyecto dará inicio al desarrollo del Complejo Petroquímico de Carrasco, el cual contendrá varias plantas.

Las fuentes de financiamiento para el proyecto de amoniaco-urea, serán resultado de las gestiones realizadas por el proyecto Pequiven-YPFB Amoniaco Urea, que contactará con fuentes de financiamiento bilateral y multilateral.

## Proyecto Petrocasas

El Proyecto *Planta Sistema Constructivo Petrocasas*, ha sido iniciado en la Localidad de Caracollo, Departamento de Oruro. El Proyecto se lleva a cabo por las empresas YPFB y PEQUIVEN, a objeto de instalar la Planta en un terreno de 10 Has. sobre la carretera a la Localidad de Colquiri, ya cuenta con el levantamiento topográfico del mismo. El Estado boliviano ha decidió realizar el aporte del terreno, que es propiedad de la Prefectura de Oruro, a favor de YPFB para uso exclusivo del Proyecto.

La inversión estimada para implementar el Proyecto es de aproximadamente \$us.70 MM, que involucra estudios básicos, obras de construcción de la Planta, Ingeniería Básica, Ingeniería a Detalle, equipamiento de la Planta y puesta en marcha. La Planta tendrá una capacidad de producción de 23 unidades casa/día, incluyendo todos los componentes reemplazables, tales como perfiles de paredes, techos, puertas, marcos de ventana y accesorios. Para la producción indicada, se requiere 75 Ton/día de PVC y 3,5 MMpcd de Gas Natural para la generación de electricidad para el funcionamiento de la Planta.

Dado que, la finalidad del Proyecto es construir componentes de viviendas de PVC para satisfacer las necesidades sociales del país, se hace necesario contar con el apoyo del Viceministerio de Vivienda.

Se tiene previsto concluir la implementación de la Planta en, aproximadamente, doce meses, asumiendo que se cuentan con todas las condiciones como ser: Financiamiento, Recursos Humanos, equipamiento y otros.

El Proyecto pretende generar 350 empleos directos y 800 indirectos durante el periodo de operación que será de 20 años.

Finalmente, para seguir el curso del Proyecto, es imprescindible constituir la Sociedad Mixta entre los socios YPFB (51%) y PEQUIVEN (49%).

El presente proyecto no es precisamente de industrialización de los hidrocarburos, sino que forma parte de la política de gobierno en el marco de los planes de vivienda



# Plan de Redes de Gas Natural

## Resumen Ejecutivo

En la actualidad, la distribución de Gas Natural por redes está limitada a un número muy reducido de instalaciones internas (150.000 conexiones domiciliarias, que se instalaron en un lapso de 20 años). En algunos departamentos del país se ha dado poca importancia a las conexiones por su alto costo y el mínimo retorno.

Siendo que la Constitución Política del Estado determina priorizar el mercado interno y brindar a la población boliviana los beneficios del Gas Natural con todas sus potencialidades económicas, sociales y ambientales y dando cumplimiento a la nueva política de hidrocarburos que promueve un cambio de la matriz energética a Gas Natural en el área urbana y rural de todo el país; la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos (GNRGD) de YPFB ha proyectado que, para el año 2015 se debería invertir en ampliar la infraestructura de red y beneficiar a 900.000 nuevos usuarios con una inversión aproximada de \$us 748,38 MM, en tres estrategias:

- Gas Natural Convencional
- Sistema Virtual de Gas Natural
- Sistema GNL

En el período 2010-2015, se prevé:

- Implementar la infraestructura de, al menos, 265 km de red primaria; 30 city gates y 107 Estaciones Distritales de Regulación (EDR) que permita abastecer al sector industrial y estaciones de GNV en diferentes localidades del país que así lo requieren.
- Implementar y ampliar la infraestructura de, al menos, 6.237 Km de red secundaria que pueda llegar a la mayor cantidad de hogares posibles en, al menos, 107 localidades del país.

Los proyectos de redes de Gas Natural, tienen una rentabilidad negativa en instalaciones de gas domiciliario o comercial. Esta situación ha incidido para que se generen subsidios cruzados en el mercado interno y lograr una rentabilidad integral del proyecto redes de gas, rescatando la capacidad de generar ingresos en el sector industrial y en el consumo de Gas Natural Vehicular (GNV). La tarifa actual de venta de Gas Natural es de 1.7 \$US/MPCS, que por ser muy reducida financieramente, determina niveles muy bajos de recuperación de la inversión. Asimismo, se ha observado que los proyectos de GNV son sensibles a la tarifa (precio).

Adicionalmente, se prevé que, entre el año 2014 y 2020, podrían integrarse al proyecto los departamentos Beni y Pando. La inversión estimada requeriría, aproximadamente, de \$us 152 MM.

## Cambio de matriz energética

Como resultado del proceso neoliberal, el país ha heredado una matriz energética ineficiente en relación al aprovechamiento de los recursos energéticos que emplea productos derivados de petróleo, mientras que el Gas Natural aún se comercializa fundamentalmente en el mercado externo en estado primario y sin agregar valor.

El acceso y distribución de hidrocarburos en el mercado interno es limitado, debido a la escasa y costosa infraestructura de distribución, lo que impide llegar a los bolivianos y abastecer los mercados doméstico, comercial e industrial del país.

Estas debilidades se contraponen a las grandes potencialidades del sector, como son sus importantes cantidades de reservas probadas y probables<sup>7</sup> de hidrocarburos, convirtiendo a Bolivia en el segundo país de la región con mayores reservas de Gas Natural después de Venezuela.

En este contexto, es viable el cambio de la matriz energética hacia un mayor consumo de Gas Natural, para cuyo objeto deben considerarse los siguientes aspectos:

- Estructura del mercado interno de Gas Natural.
- Infraestructura de distribución que garantice el acceso y comercialización de Gas Natural en el mercado interno.

## Estructura del mercado interno de Gas Natural

La estructura de consumo de Gas Natural en el mercado interno se distribuye de la siguiente manera: Del total de Gas Natural comercializado en el país, el sector industrial consume 25%; automotriz (GNV) 12%; comercial 1%; doméstico 1% el termoeléctrico 42% y otros 19%.

El sector termoeléctrico representa el consumo más elevado de Gas Natural dentro del mercado interno, constituyendo, al 2007, el 42% del total de las ventas en el territorio nacional. En los últimos años se ha experimentado un incremento importante en volumen consumido, de 1,54 MMmcd el año 2000 hasta 2,44 MMmcd el año 2007, dando como resultado un incremento del 62%. En los otros sectores, la demanda se ha mantenido relativamente constante, con un incremento marginal de 38% a 39% en el 2007.

El sector "Otros", que corresponde al consumo propio de gasoductos, oleoductos, refinerías, la Planta de Compresión J.V. Río Grande y el gas perdido en venteo ha sido el de mayor incremento desde un volumen demandado en el año 2000 de 0,31 MMmcd, 10% sobre el total, a un 1,09 MMmcd en el 2007 que representa el 19% del consumo global (Gráfico No. 11.1).

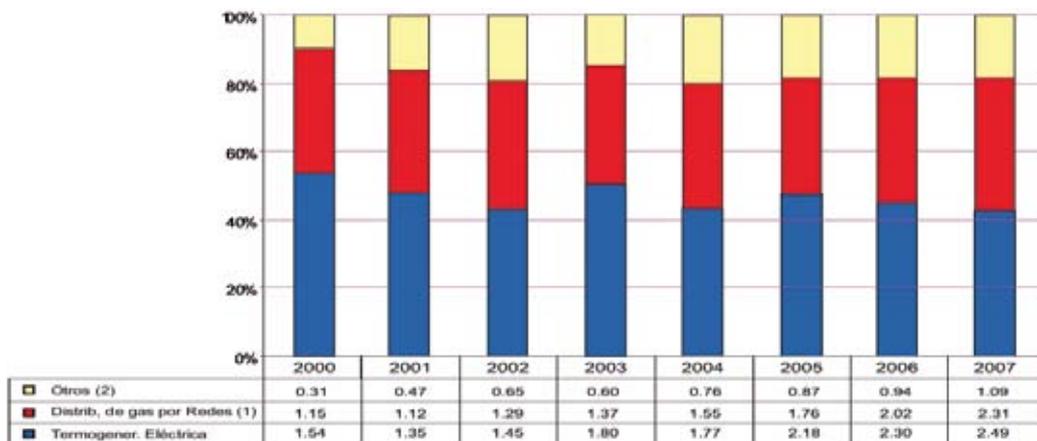
<sup>7</sup> Según datos de YPF, Bolivia tiene bajo el suelo reservas de petróleo/condensado por 465 millones de barriles probadas y 391 probables; gas natural de 26,7 trillones de pies cúbicos (TCF) probadas (enero 2005), y probables 22 TCF. Convirtiéndose en el segundo país en Sudamérica con mayores reservas de gas, después de Venezuela.

## Infraestructura de distribución de gas natural por redes

Como lo muestra el Gráfico No. 11.1, el consumo de Gas Natural Distribuido por Redes ha experimentado un incremento de aproximadamente el 100%, duplicando el volumen demandado de 1,15 MMmcd a 2,31 MMmcd en el periodo 2000-2007. En términos relativos, el aumento de dicha categoría fue de un punto porcentual, pasando de 38% a 39% sobre el volumen total consumido de Gas Natural en el mercado interno.

El consumo de Gas Natural por redes indica que, históricamente, el sector industrial ha sido el mayor demandante en el periodo 2000-2007. En términos absolutos, el volumen demandado por el sector industrial ha registrado un crecimiento del 40% desde 1,049 MMmcd hasta 1,47 MMmcd; en términos relativos, tuvo una participación fuertemente decreciente de 91% a 63% sobre el volumen total destinado a distribución por redes, en dicho periodo.

**Gráfico 11.1**  
**Demanda de Gas Natural en Mercado Interno por Categoría**  
**En MMmcd y Porcentaje**



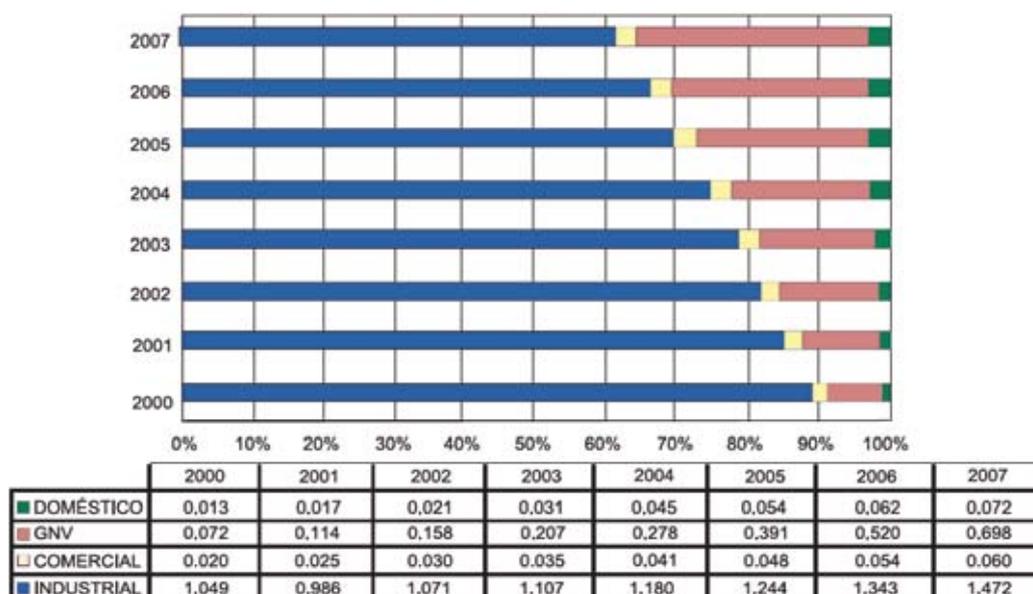
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1. Corresponde a las categorías Doméstico, Comercial, Industrial y GNV.

2. Corresponde al consumo de gas que toma directamente de la línea troncal en un punto ubicado fuera del área de las Distribuidoras de gas por redes.

El sector que habría capturado, en gran parte, la disminución en el sector industrial, es el sector transporte con consumo de GNV que aumentó su participación de, aproximadamente, 6% en el año 2000 a 30% en el 2007 del total de GNV comercializado. En el sector transporte, este incremento equivale a un volumen consumido de GNV de 0,698 MMmcd en el año 2007, en comparación con un volumen de 0,072 MMmcd del 2000, lo cual significó un incremento de aproximadamente 866%, marcándose este crecimiento como una tendencia.

**Gráfico 11.2**  
**Distribución de Gas Natural por Redes en el Mercado Interno por Categoría**  
**En MMmcd y Porcentaje**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

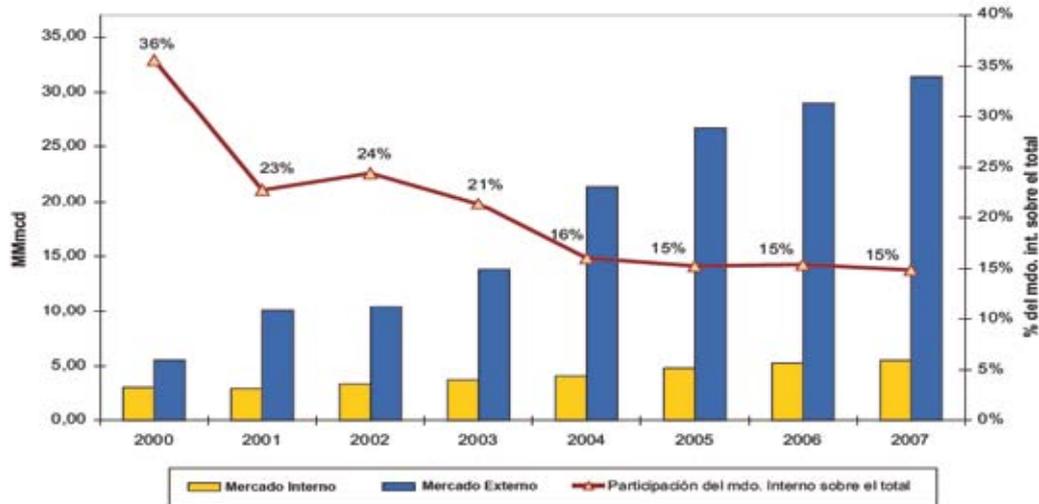
Los sectores comercial y doméstico también experimentaron leves aumentos, representando cada uno el 3% del consumo total de Gas Natural por redes en el 2007 (Gráfico 11.2). En el periodo 2000 - 2007 las tasas de crecimiento del sector doméstico superaron a las registradas en el sector comercial, lo cual se refleja en un crecimiento de aproximadamente el 200% en este último, en comparación a una tasa de incremento de casi 450% en el volumen de Gas Natural consumido por el sector doméstico.

## Incidencia del mercado interno

Como se muestra en el Gráfico No. 11.3, la relación entre el volumen comercializado en el mercado interno -sector industrial, domiciliario, comercial, GNV, termoeléctrico y otros- respecto al volumen total comercializado, ha tenido una tendencia decreciente en el periodo 2000-2004, disminuyendo desde un 36% hasta un 16% al final de dicho periodo, manteniéndose desde entonces en un porcentaje de 15%.

Este comportamiento se ha debido, fundamentalmente, a que si bien ha existido una expansión en el volumen comercializado destinado al mercado interno, éste ha sido mucho menor que el incremento registrado en los volúmenes exportados, producto de una política que no estaba dirigida a priorizar el desarrollo del mercado doméstico.

**Gráfico No. 11.3.**  
**Participación del Mercado Interno**  
**En MMmcd y Porcentaje**



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía / Agencia Nacional de Hidrocarburos.

## Infraestructura de distribución. Acceso y distribución de gas natural al mercado interno

El servicio público de Distribución de Gas Natural por redes tiene por objetivo transportar el gas desde el City Gate hasta los usuarios finales conectados a esta red. El City Gate comprende las instalaciones destinadas a la recepción, filtrado, regulación, medición, y despacho de Gas Natural a ser distribuido a través de los sistemas de redes: es el punto que separa el sistema de transporte del sistema de distribución. Las redes de Gas Natural se dividen en redes primarias, utilizadas principalmente para la distribución a usuarios industriales y estaciones de GNV, y; redes secundarias, utilizadas para la conexión de usuarios comerciales y domésticos.

Año	Categoría			Total
	Industrial	Comercial	Domestico	
1998	848	547	4.701	6.096
1999	889	597	6.469	7.955
2000	920	733	9.276	10.929
2001	934	984	12.524	14.442
2002	958	1.179	15.065	17.202
2003	1.004	1.312	39.765	42.081
2004	1.045	1.533	50.543	53.121
2005	1.079	1.798	59.240	62.117
2006	1.127	2.127	68.389	71.643
2007	1.190	2.458	89.657	93.198
2008	1.128	2.708	108.359	112.295

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

A partir del año 1986 se destinaron fondos provenientes del crédito francés para capacitación y el diseño y construcción de redes. En ciudades como Tarija, Santa Cruz, Sucre y Cochabamba en 1989, se suscribieron contratos de administración de redes de Gas Natural entre Y.P.F.B. y empresas operadoras privadas<sup>8</sup>. Los plazos de los contratos eran 20 años, que culminan en este 2009.

El Cuadro No.11.1 muestra la evolución histórica del número de instalaciones realizadas por categoría desde 1998 hasta 2008, se puede observar el punto de inflexión a partir de 2003, año en el cual YPFB inició el proceso de masificación del uso del Gas Natural en las ciudades de La Paz, El Alto, Oruro, Potosí y Camiri.

En el Cuadro No. 11. 2 se puede observar el número de usuarios de Gas Natural por Redes para el año 2008, por empresa distribuidora en cada categoría.

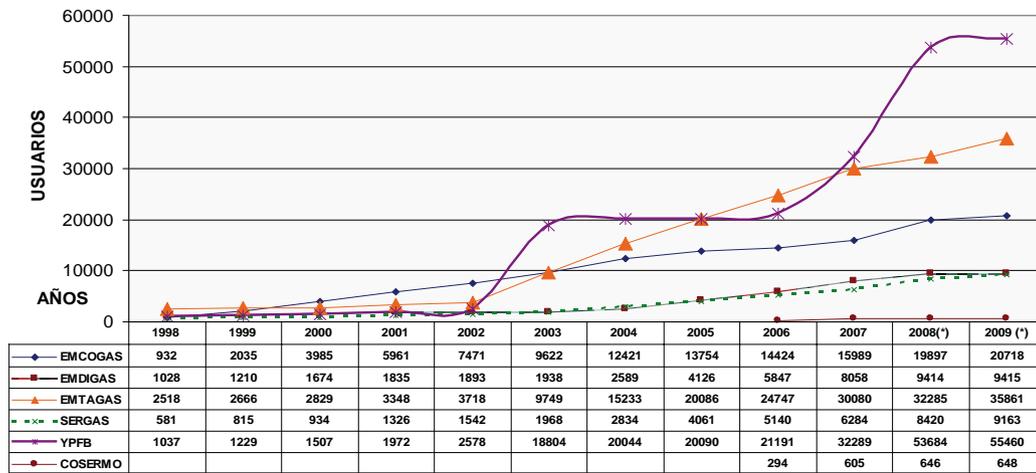
<b>Cuadro No. 11.2</b>					
<b>Número de Usuarios por Empresa y Categoría 2008</b>					
<b>Empresa</b>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>GNV</b>	<b>Domestico</b>	<b>Sub Total</b>
<b>EMCOGAS</b>	548	735	45	16,802	<b>18,13</b>
<b>EMDIGAS</b>	30	162	2	8,06	<b>8,254</b>
<b>EMTAGAS</b>	101	341	2	32,96	<b>33,404</b>
<b>SERGAS</b>	170	644	51	6,591	<b>7,456</b>
<b>YPFB</b>	262	816	15	43,315	<b>44,408</b>
<b>COSERMO</b>	2	10	0	631	<b>643</b>
<b>Sub Total</b>	<b>1,113</b>	<b>2,708</b>	<b>115</b>	<b>108,359</b>	<b>112,295</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo al número de usuarios de Gas Natural por redes, se tiene que la tasa anual de crecimiento promedio desde el año 1999 hasta mayo de 2007 fue igual a 37%, mostrando un incremento significativo el año 2003 (145% en relación al año 2002) por parte de las empresas YPFB y EMTAGAS como se observa en el Gráfico No.11.4, Este incremento se debe a las instalaciones gratuitas realizadas. A partir del año 2004, la tasa de crecimiento promedio disminuyó a 17%.

<sup>8</sup> Las ciudades de Cochabamba, Santa Cruz y Sucre eran atendidas por las empresas privadas de economía mixta EMCOGAS, SERGAS y EMDIGAS respectivamente. La ciudad de Tarija es atendida por EMTAGAS, una empresa con participación de entidades públicas.

Gráfico No.11.4  
Incremento Histórico de usuarios por empresa



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos.

En este sentido, se puede evidenciar que, hasta diciembre de 2007, el desarrollo de redes e instalaciones internas tuvo resultados más significativos por la participación de entidades públicas, YPFB con 32.289 instalaciones efectuadas y EMTAGAS con 30.080 instalaciones realizadas hasta finales de la gestión 2007. En comparación, la iniciativa privada (EMCOGAS, EMDIGAS, SERGAS, COSERMO) efectuó 30.331 instalaciones (aproximadamente 32,5% del total nacional de instalaciones).

Corresponde señalar que en el transcurso de la gestión 2009, YPFB ha recuperado la titularidad en la distribución de Gas Natural por redes en Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba que estaban a cargo de SERGAS, EMDIGAS y EMCOGAS, respectivamente. A la fecha sólo existen tres empresas que prestan el servicio de distribución de Gas Natural por redes en el país, EMTAGAS en el Departamento de Tarija, COSERMO en una parte de Chuquisaca y YPFB en el resto del territorio nacional. Sin embargo, a manera de explicar la expansión del servicio en el país, en el presente análisis aún se hace referencia a las indicadas empresas.

En el Cuadro No. 11.3, en base de la información de la gestión 2008, se muestra el número de usuarios domésticos a los cuales las empresas distribuidoras de Gas Natural por redes atendían en las respectivas áreas de operación.

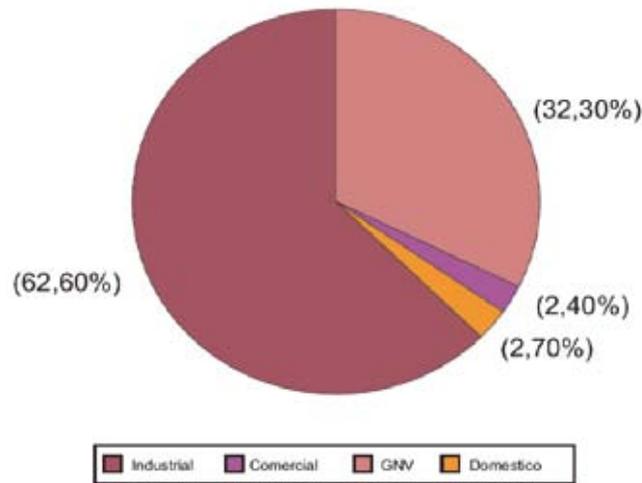
**Cuadro No. 11.3**  
**Empresas Distribuidoras de Gas Natural y Número de Usuarios Domésticos**  
**Gestión 2008**

EMPRESA	DEPARTAMENTO	TOTAL EMPRESA	TOTAL REGIONAL	CIUDAD	TOTAL CIUDAD		
YPFB	Cochabamba	87.732	18.539	Cochabamba	14946		
				Cliza	960		
				Punata			
				Sacaba	1509		
				Quillacollo	1124		
	Chuquisaca		9.208	Sucre	9.208		
	SERGAS			7.459		Santa Cruz	7.459
						Warnes	
						Minero	
						Saipina	
						Montero	
						Portachuelo	
						La Bélgica	
						YPFB	
	El Alto		24.987				
	Viacha		75				
	Oruro		9.583				
Potosí	9.891						
Charagua	348						
Camiri	2.893						
COSERMO	COSERMO	634	634	Monteagudo	634		
EMTAGAS	Tarija	34.834	34.834	Tarija	21.473		
				Entre Ríos	284		
				Bermejo	4.985		
				Yacuiba	6.265		
				Villamontes	1.827		
TOTAL					123.200		

Fuente: GNRDG - YPFB

El Gráfico No.11.5 muestra la estructura de la demanda de Gas Natural **atendida mediante las redes de distribución de gas**. A diciembre de 2008, el sector industrial fue el mayor demandante de gas, representando 62,6% del consumo (18.970 MMpc al año). Siguen en orden de importancia, el consumo de GNV con el 32,3% (8.999 MMpc al año), el sector doméstico con el 2,7% (926,81 MMpc al año) y el comercial con el 2,4% (779,37 MMpc por año), del consumo de Gas Natural.

Gráfico No. 11.5  
**Venta de Gas Natural en Mercado Interno por Categoría, 2008**



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía  
 Agencia Nacional de Hidrocarburos

El costo total de la conexión a un domicilio, que comprende desde la red primaria hasta la cocina de una vivienda, es de \$us 870 . El costo promedio de la instalación interna, de un punto en un domicilio, que comprende desde la salida del gabinete de medición hasta la cocina, es de \$us 200 . El usuario no tiene costos adicionales si no sobrepasa los 22 mts. de instalación interna. El total del costo de instalación es subvencionado por YPFB y el Estado.

Actualmente, en las ciudades más pobladas del país, el suministro de Gas Natural por redes al usuario final es inferior a lo esperado en más de 20 años transcurridos desde la otorgación del crédito francés; llegándose a cubrir bajos porcentajes en el eje central: 3,6% en La Paz, 1,5% en Santa Cruz y 9,0% en la ciudad de Cochabamba.

Esta baja cobertura existente, evidencia que el desarrollo de redes por la iniciativa privada, mediante concesión a cargo de SERGAS, EMDIGAS y EMCOGAS, no tuvo resultados significativos, a diferencia de lo realizado por entidades públicas (YPFB y EMTAGAS) con financiamiento del Estado.

## Requerimiento de Gas Natural

Al año 2007 se ha considerado una relación urbano/rural del 65% urbana y 35% rural, contándose con una cobertura total del 4,82% de las viviendas urbanas y un 1,98% de las rurales habilitadas para la instalación de Gas Natural por redes, en razón a que cuentan con acceso al resto de los servicios básicos, alcanzando una cobertura total nacional del 3,83%, cifra que obviamente no responde a la demanda nacional de Gas Natural en el país.

No obstante, debe aclararse que para implementar el suministro de Gas Natural en una determinada urbanización, ésta debe contar con los servicios básicos (agua potable, servicio sanita-

rio y energía eléctrica), y muchas poblaciones del área rural carecen de dichos servicios; por otro lado, muchas de las construcciones en Oriente, tienen un tipo de infraestructura no contemplada en la norma, situación que dificulta el acceso y aprobación de proyectos.

En base a las indicadas relaciones, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía ha establecido un escenario de demanda de Gas Natural domiciliario, cuyos aspectos relevantes se destacan a continuación: Para el período 2008 - 2012 se proyectó el número de instalaciones en base al crecimiento promedio histórico de los años (2004-2006) del 19,92% anual. Para los años 2013 al 2017, se prevé contar con una relación Urbano-Rural de 70/30%, cubriendo el 70% de viviendas en el área urbana y el 40 % en el área rural, alcanzando una cobertura total del 61%, al año 2027.

Asumiendo, ese ritmo de crecimiento en las instalaciones domésticas, el consumo de GN, hasta el año 2017, así como los volúmenes liberados de GLP debido al uso de GN, podrían tener el siguiente comportamiento:

<b>Cuadro No. 11.4</b>											
<b>Proyección de las Instalaciones Domésticas</b>											
<b>Escenario Conservador</b>											
<b>AÑO</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Zona Urbana	73.517	88.160	105.721	126.779	152.031	182.313	256.054	332.647	413.256	494.468	579.735
Zona Rural	16.140	19.355	23.210	27.833	33.377	40.025	60.532	81.504	103.214	124.794	147.090
Total Acum. de Usuarios Domésticos	89.657	107.515	128.931	154.612	185.408	222.338	316.586	414.151	516.471	619.262	726.825

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

YPFB plantea un escenario más optimista que permita el año 2015 alcanzar un total de 675.300 usuarios en el área urbana y 224.700 en el área rural para el sector doméstico, sujeto a que las viviendas estén habilitadas para la realización de instalaciones correspondientes.

## **Plan de Expansión y Cambio de la Matriz Energética “Sistema de Distribución de Gas Natural 2009-2015”**

El cambio de la matriz energética del país implica la sustitución gradual del uso de combustibles líquidos como Gasolina, Diesel y GLP por Gas Natural, un combustible más limpio y de menor costo.

Durante el periodo 2010-2015 se propone una inversión de \$us. 748 MM en la construcción de redes e instalaciones domiciliarias de Gas Natural con el objetivo de lograr 900 mil viviendas beneficiadas hasta el año 2015, además de otras conexiones no domésticas en ciudades productivas, prioritariamente.

Asimismo, se requiere fomentar el cambio de la matriz energética, tanto en conversión productiva de vehículos, conversión de motores diesel estacionarios utilizados para generación de electricidad a diesel-gas, promover el proyecto de gasoducto virtual para suministrar Gas Natural a Beni y Pando y otros.

## Gas Natural, un combustible social, económico y ecológico

Los efectos económicos de la aplicación de estos proyectos son de especial importancia para YPF B y el Estado, estableciéndose las siguientes potencialidades en el mediano plazo:

- Disminución paulatina de la subvención al Diesel Oil importado.
- Incremento del potencial de exportación de los combustibles liberados.
- Reducción de los costos de operación vehicular e industrial.
- Incremento en las recaudaciones de impuestos directos e indirectos.
- Ampliación de la cobertura energética promoviendo la integración nacional y la equidad productiva.

## Propuesta del Plan de Expansión

### Objetivo

Promover una política sostenible de hidrocarburos que permita el cambio de la matriz energética a Gas Natural, a nivel urbano y rural, en los 9 departamentos de Bolivia, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del Gas Natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.

### Resultados esperados

El Plan de Expansión buscará llegar a las zonas urbanas de todos los departamentos donde opera YPF B (La Paz, Oruro, Potosí y Camiri), además de los departamentos en los cuales se ha retomado la prestación del servicio de distribución: Sucre, Cochabamba, Tarija y Santa Cruz. Posteriormente, se ampliará el servicio a los departamentos de Beni y Pando. Los resultados a lograr son los siguientes:

- Construcción de 265 kms. de Infraestructura de red primaria, 30 city gates y 107 EDR's que permita abastecer al sector industrial y de estaciones de GNV, en diferentes localidades del país.
- Construcción de 6.237 kms. de red secundaria de modo que se pueda llegar a la mayor cantidad de hogares posibles en al menos 107 localidades.
- Instalación de 900.000 nuevas conexiones para el sector domiciliario, en 9 ciudades principales de Bolivia y al menos 98 poblaciones del área rural.
- Desarrollo de la infraestructura de gas virtual, que contemple el acceso de red secundaria a localidades alejadas de los gasoductos.



## **Transporte de Gas Natural comprimido en módulos o Gas Natural Líquido (GNL) para las poblaciones más alejadas a la red troncal**

Uno de los grandes problemas a la distribución de Gas Natural es el acceso a áreas rurales, que está condicionada por la distancia de las localidades a los gasoductos existentes. La tecnología convencional de tendido de redes de Gas Natural para el sector doméstico y comercial es demasiado costosa y en el 100% de los casos inviable, por las limitaciones geográficas y de distancia, especialmente cuando se trata de poblaciones dispersas de potencial demanda. Por otro lado, el costo del acero e infraestructura que representa el tendido de redes primarias o gasoductos, como se describió, es muy elevado.

De este modo, se presentan dos opciones que podrían resolver este problema: el sistema virtual de Gas Natural o gasoducto virtual y el sistema de Gas Natural Líquido. Ambos revolucionan la distribución y venta de Gas Natural, eliminando las limitaciones de las redes de distribución tradicionales.

Tomando en consideración que, en Bolivia todavía no se dispone de un Reglamento de Transporte de Gas Natural Comprimido en Módulos que comprenda aspectos técnicos, legales y económicos para su aplicación en el suministro de Gas Natural domiciliario en cualquier población, el presente Plan propone la implementación de la tecnología de gas virtual y Gas Natural Licuado GNL, tomando en cuenta a las poblaciones más alejadas a la red troncal de gasoductos, ingresando a esta tecnología el año 2015.

## **Metas**

A continuación se presentan las metas programadas para la conexión de nuevos usuarios conectados al sistema convencional y a nuevas alternativas que permitan mejorar e incrementar el nivel de cobertura de instalaciones internas del servicio de Gas Natural en las principales ciudades y poblaciones intermedias de los 9 departamentos de Bolivia<sup>9</sup>.

Sin dejar de lado las instalaciones industriales y comerciales, se deben priorizar las conexiones domiciliarias con el objetivo de llegar a ciudades capitales, paralelamente proseguir con las poblaciones intermedias y aquellas que puedan ser incorporadas al sistema de transporte de gas por ductos a través de un hot tap y, finalmente, continuar con las conexiones en áreas rurales donde no llega el sistema de transporte de Gas Natural por ductos pensando en la alternativa del sistema de gas virtual y GNL.

Asimismo, se deben realizar estudios técnicos y económicos para abastecer, en el mediano y largo plazo, a poblaciones alejadas de los gasoductos del sistema nacional a través de gasoductos virtuales y GNL. Previamente se debe contar con el Reglamento para implementar estas alternativas.

<sup>9</sup> Se proyectó la interconexión de las poblaciones localizadas en las cercanías a los gasoductos analizando previamente su demanda, la inversión económica. Se tomo en cuenta a poblaciones donde no justifica realizar la ampliación de redes de transporte (gasoductos y/o redes primarias) debido a la distancia alejada y en relación al consumo tan reducido que no compensa la inversión en la construcción de estos ramales.

## Meta 1

Se tiene como meta alcanzar 818.500 nuevos usuarios (cubrir el 90,9% del Plan de Expansión 2009 -2015 proyectado) con la ampliación de redes para el suministro de Gas Natural domiciliario en los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Chuquisaca incluyendo los departamentos de Santa Cruz, Tarija y Cochabamba. Para cumplir con esta meta se realizará la ampliación de redes primarias (sistema convencional) y redes secundarias.

<b>Cuadro No. 11.5</b>							
<b>Incorporación de usuarios al sistema convencional (gestión 2009-2015)</b>							
DEPARTAMENTO	GESTIÓN						TOTAL
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
LA PAZ	73.000	49.500	49.000	47.000	47.000	49.000	314.500
ORURO	12.000	10.600	8.000	7.500	1.000	1.000	40.100
POTOSI	11.000	8.000	8.000	8.000	-	1.000	36.000
CHUQUISACA	6.000	10.500	10.000	10.000	10.000	10.000	56.500
COCHABAMBA	22.800	28.000	22.500	23.500	28.000	30.000	154.800
SANTA CRUZ	19.600	33.000	30.500	28.500	34.000	37.000	182.600
TARIJA	4.600	8.400	4.000	5.000	7.000	5.000	34.000
<b>TOTAL</b>	<b>149.000</b>	<b>148.000</b>	<b>132.000</b>	<b>129.500</b>	<b>127.000</b>	<b>133.000</b>	<b>818.500</b>

Fuente: GNRGD

## Meta 2

Se tiene como meta alcanzar 81.500 nuevos usuarios (cubrir el 8,28% del plan de expansión 2009 -2015 proyectado) con la implementación de la nueva tecnología de gas virtual en los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, y Santa Cruz. Para cumplir con este objetivo se implementará la construcción de estaciones madre (cabecera o de compresión), estaciones hija (remotas o de descompresión), transporte de módulos, redes secundarias, acometidas e instalaciones internas.

<b>Cuadro No. 11.6</b>								
<b>Incorporación de Usuarios al sistema de Gas Virtual (2009-2015)</b>								
DEPARTAMENTO	GESTIÓN							TOTAL
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
LA PAZ	0	1.000	2.000	9.500	8.500	11.000	7.000	39.000
ORURO	0	-	-	3.000	3.000	-	-	6.000
POTOSI	0	-	-	4.500	6.500	4.500	3.000	18.500
SANTA CRUZ	0	-	-	1.000	2.500	7.500	7.000	18.000
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>1.000</b>	<b>2.000</b>	<b>18.000</b>	<b>20.500</b>	<b>23.000</b>	<b>17.000</b>	<b>81.500</b>

Fuente: GNRGD

A continuación se observa el flujograma conceptual del sistema de gasoducto virtual:

Gráfico No.11.7  
Flujograma conceptual del Sistema Gasoducto Virtual



Fuente: GNRGD

La implementación de esta tecnología en las ciudades seleccionadas, se realizará tomando en cuenta las siguientes consideraciones en cada departamento:

**La Paz.** En La Paz, la estación cabecera estará instalada en la ciudad para llegar con gas virtual a diferentes localidades del departamento, cubriendo un total de 38.000 nuevos usuarios.

**Potosí.** Para suministrar gas virtual a las poblaciones más alejadas en Potosí, se prevé instalar dos estaciones cabecera ubicadas en la ciudad de Potosí y en la población de El Puente - Tarija para llegar primeramente a las poblaciones de Machacamarca, Uyuni, Uncia Llagua y Catavi y con la segunda instalación llegar a las poblaciones de Tupiza y Villazón, abarcando un total de 18.500 nuevos usuarios.

**Oruro.** En Oruro se prevé instalar una estación cabecera en la ciudad para poder llegar con gas virtual a las poblaciones de Machacamarca y Huanuni, de esta manera dotar con Gas Natural a 6.000 nuevos usuarios.

**Santa Cruz.** Se prevé instalar una estación cabecera en la ciudad de Santa Cruz para llegar a las estaciones hija ubicadas en las poblaciones de Vallegrande, Concepción, San Javier, San Julián y Ascensión de Guarayos, cubriendo un total de 11.000 usuarios.

### Meta 3

Para la implementación de esta propuesta, se considerará la instalación de una planta criogénica ubicada en el departamento de Santa Cruz, plantas de regasificación en las poblaciones donde se pretende llegar con el energético y el transporte del Gas Natural líquido. A partir del año 2014 se incorporará a los departamentos de Beni, Pando y poblaciones alejadas de Santa Cruz al sistema de GNL, de acuerdo al siguiente detalle:

<b>Cuadro No. 11.7</b>			
<b>Incorporación de usuarios al sistema</b>			
<b>Gas Natural líquido</b>			
DEPARTAMENTO	GESTIÓN		TOTAL
	2014	2015	
SANTA CRUZ	3.000	4.000	7.000
BENI	8.000	0	8.000
PANDO	22.000	7.000	29.000
<b>TOTAL</b>	<b>33.000</b>	<b>11.000</b>	<b>44.000</b>

NOTA: Los departamentos de Beni y Pando no se encuentran incluidos en las 900.000 Instalaciones  
Fuente: GNRGD

Con estas metas, se pretende alcanzar la cobertura de 900.000 nuevas instalaciones domiciliarias, con el suministro de Gas Natural domiciliario en 7 departamentos; además, cubrir una parte importante de las poblaciones intermedias (principalmente en aquellas zonas que tengan desarrollados los servicios básicos). Las estrategias para lograr este resultado han sido estudiadas por la Unidad de Ingeniería y Proyectos (UIP) de la GNRGD, sobre los cuales plantea las soluciones más efectivas y viables para beneficiar a los hogares bolivianos con el Gas Natural.

A continuación se detalla la incorporación total de usuarios por departamento con las tres metas propuestas.

<b>Cuadro No. 11.8</b>								
<b>Proyección del Número de Instalaciones por Departamento</b>								
<b>Periodo 2009 - 2015</b>								
DEPARTAMENTO	GESTIÓN							TOTAL
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
LA PAZ		74.000	51.500	58.500	55.500	58.000	56.000	353.500
ORURO		12.000	10.600	11.000	10.500	1.000	1.000	46.100
POTOSI		11.000	8.000	12.500	14.500	4.500	4.000	54.500
CHUQUISACA		6.000	10.500	10.000	10.000	10.000	10.000	56.500
COCHABAMBA		22.800	28.000	22.500	23.500	28.000	30.000	154.800
SANTA CRUZ		19.600	33.000	31.500	31.000	41.500	44.000	200.600
TARIJA		4.600	8.400	4.000	5.000	7.000	5.000	34.000
<b>TOTAL</b>		<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>900.000</b>

Fuente: GNRGD

## Evaluación del plan quinquenal

YPFB, a través de la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos, elaboró el Plan de Expansión y Cambio de la Matriz Energética “Sistema de Distribución de Gas Natural 2009-2015” con el objetivo de beneficiar con el suministro de Gas Natural domiciliario a áreas urbanas y rurales de 7 departamentos del país y, posteriormente, integrar a los departamentos de Beni y Pando. En función a la Ley N° 3058 y al Decreto Supremo N° 28291, YPFB tiene proyectado alcanzar el objetivo del suministro de Gas Natural a las familias en las ciudades y poblaciones intermedias del país.

En la presente evaluación, se propone el desarrollo de los sistemas de Gas Natural en diferentes regiones y el trabajo que demanda de YPFB para llevarlas adelante, desde el punto de vista técnico, económico-financiero, social, ambiental y político, de manera que se asegure la sostenibilidad del plan.

## Evaluación Técnica

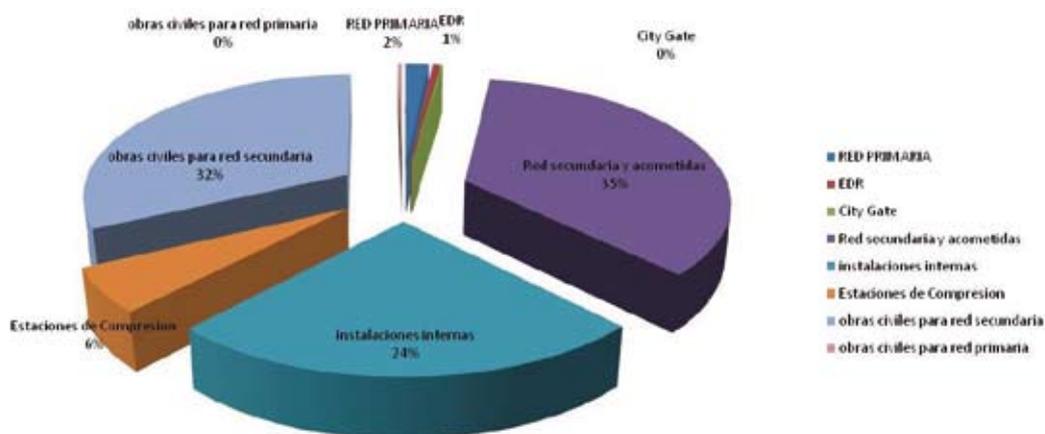
En el presente Plan de Expansión, se determinó la cuantificación necesaria para la provisión de materiales para la construcción de red primaria, red secundaria, EDR, City Gate, implementación de nuevas alternativas de Gas Natural (gas virtual y GNL) y obras civiles para beneficiar aproximadamente a 900.000 familias del país en un periodo de siete años. El Cuadro No.11.9 determina la inversión en materiales y obras civiles por gestión:

<b>Cuadro No.11.9</b>						
<b>Inversión Total por gestión. Materiales y Obras Civiles</b>						
<b>Inversión</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Materiales</b>	119.8	133.9	137.4	121.9	130.8	104.6
<b>Obras Civiles</b>						

Fuente: UIP Y.P.F.B.

En general, los materiales de la red secundaria (con la construcción de 6.237 km de red y 900.000 acometidas) y las obras civiles son las que mayores recursos demandan del total asignado. Otro elemento que demanda muchos recursos son las instalaciones internas (900.000) que requieren un 24% del total del equipamiento. El Gráfico No. 11.8 muestra el siguiente comportamiento:

Gráfico No. 11.8  
Demanda de equipamiento y obras civiles en Redes de Gas



Fuente: UIP

## Gas Natural Licuado (GNL)

Constituye una alternativa adicional para llevar Gas Natural a poblaciones muy alejadas, que requerirían de una demanda importante que no se puede cubrir con gas virtual. En este caso, la condición es que pueda existir una gran cantidad de industrias o estaciones de GNV. Este tipo de poblaciones se encuentran en los departamentos de Santa Cruz, Beni y Pando, a los que se pretende ingresar a partir del año 2014.

La tecnología convencional, virtual y GNL, representarán una inversión específica por departamento muy importante, que puede ser apreciada en el Cuadro 11.10.

Cuadro No. 11.10  
Inversión específica por departamento (en \$us)

PROYECTO	LA PAZ	ORURO	POTOSÍ	COCHABAMBA	TARIJA	CHUQUISACA	SANTA CRUZ
MATERIALES	146.987.069	27.868.928	38.197.844	77.251.854	18.746.167	20.861.750	112.543.414
OBRAS CIVILES	67.043.531	8.387.706	16.771.229	41.064.923	38.627.416	16.771.229	32.879.766
COSTOS ALTERNATIVOS	27.809.565	4.618.014	6.975.797	15.087.002	7.177.525	5.099.120	17.617.260
Sub Total	241.840.165	40.874.648	61.944.870	133.403.779	64.551.107	42.732.099	163.040.440
<b>TOTAL</b>	<b>748.387.108</b>						

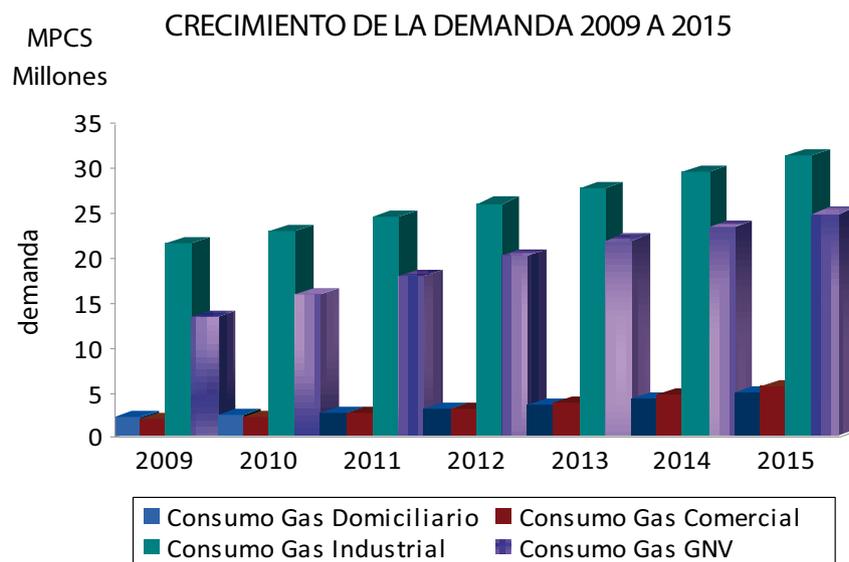
Fuente: UIP Y.P.F.B.

## Proyección de la Demanda de Gas Natural

La proyección de demanda de Gas Natural de consumo para el mercado interno desarrolla una estrategia de mediano plazo (2009 - 2015) con base en las metodologías estadísticas y, como principal premisa, prioriza el desarrollo de redes de Gas Natural para el sector doméstico que, en el área rural es el más deprimido.

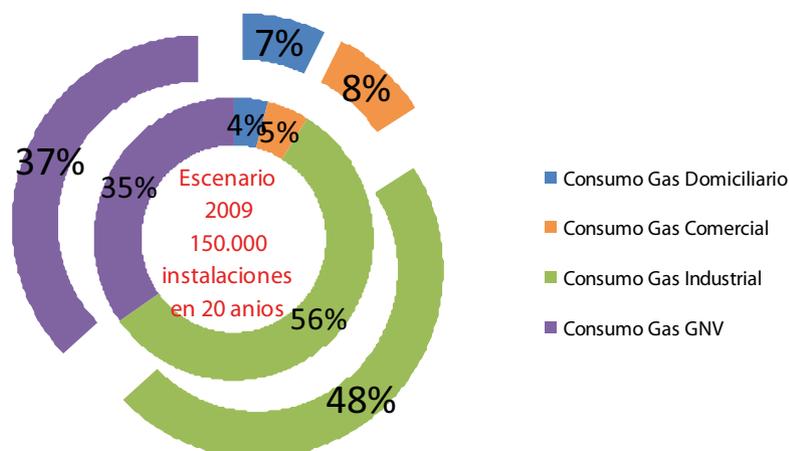
De este modo, en el periodo planificado se ha tomado en cuenta el plan de la GNRGD para todos los años, partiendo del dato base de 150.000 conexiones domiciliarias, de las cuales 112.500 se efectuarán en ciudades y 37.500 en poblaciones intermedias. Bajo este escenario, los volúmenes demandados de Gas Natural para el sector domiciliario, comercial, industrial y GNV se muestran a continuación:

Gráfico No. 11.10  
Crecimiento de la demanda 2009 - 2015



Fuente: GNRGD y YPFB Transporte S.A.

Gráfico No. 11.11  
Crecimiento de la demanda 2009 - 2015 (en %)



Fuente: GNRGD y YPFB Transporte S.A.

Cuadro No. 11.11  
Relación del crecimiento de la demanda por año al 2015

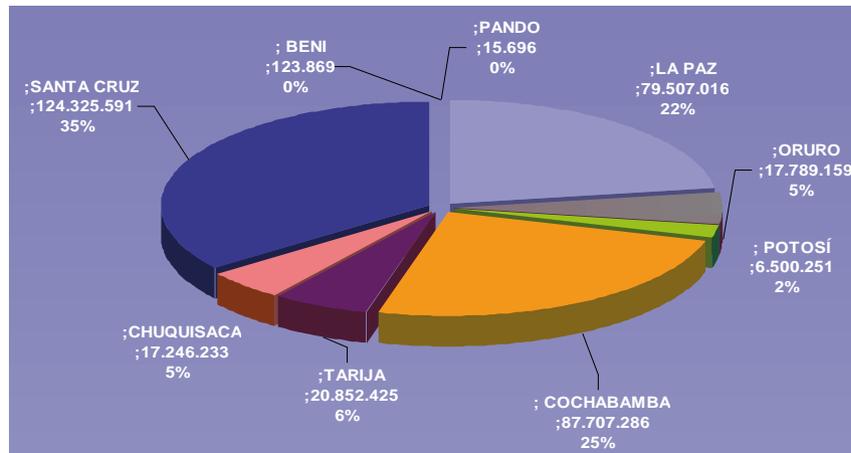
Volúmenes de consumo de gas Bolivia	GNV Consumo Anual Proyectado (MPCS)							
	Años							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Consumo Gas Domiciliario	1.526.603	1.697.419	2.023.334	2.504.348	3.140.461	3.931.673	4.877.984	19.701.822
Consumo Gas Comercial	1.907.415	2.169.136	2.569.527	3.109.284	3.788.408	4.606.899	5.564.757	237.154.262
Consumo Gas Industrial	1.526.055	22.879.490	24.361.823	25.908.605	27.648.736	29.388.866	31.257.895	182.971.470
Consumo Gas	3.212.270	15.761.248	17.931.668	20.113.360	21.818.233	23.362.784	24.764.551	136.964.114
<b>Total</b>	<b>38.172.343</b>	<b>42.507.292</b>	<b>46.886.352</b>	<b>51.635.598</b>	<b>56.395.838</b>	<b>61.290.222</b>	<b>66.465.187</b>	<b>863.352.832</b>

Fuente: GNRGD y Y.P.F.B. Transporte S.A.

El consumo de Gas Natural Vehicular es el que mayor crecimiento puede proyectar en los próximos 5 años. Esto se da en relación a que el consumo por cada GNV es muy elevado y representa al menos 6000 usuarios domésticos mes. Asimismo, el crecimiento doméstico, pese a que éste llega a 900.000 beneficiarios hasta el año 2015, y comercial no representan grandes volúmenes de Gas Natural, debido a que la mayor parte de la población solo utiliza gas para cocinar, siendo en menor medida los que usan en calefacción o calefones.

En el año 2015, se espera que los volúmenes exigidos anualmente tengan el comportamiento expresado en el Gráfico No. 11.12, situación que implica importantes crecimientos para los departamentos de Chuquisaca, Tarija y Oruro, donde se espera que la demanda por GNV se incremente.

**Gráfico No.11.12**  
**Proyección de Volúmenes de Consumo de Gas por Departamento Global 2009 a 2015**



Fuente: GNRGD y YPFB Transporte S.A.

## Evaluación Financiera

En cuanto a la evaluación financiera se prevé un alto crecimiento por ingresos en la venta de Gas Natural, especialmente cuando se trata de GNV. El Cuadro No.11.12 demuestra la situación de crecimiento de ingresos hasta el 2015. Si estos ingresos se reinyectaran a los proyectos de redes de Gas Natural, se tendrían proyectos rentables en el futuro.

Cuadro No. 11.12 Ingresos por ventas de Gas (en \$us)							
INGRESO POR VENTAS DE GAS POR CATEGORÍA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
Domiciliario	7.173.881	8.135.177	9.421.442	11.032.677	12.994.878	15.376.291	22.036.277
Comercial	5.522.552	6.541.935	7.916.141	9.645.170	11.739.667	14.240.436	23.273.213
Industrial	63.633.898	67.756.658	72.058.668	76.898.429	81.738.191	86.936.453	170.090.869
GNV	43.836.188	49.872.701	55.940.562	60.682.264	64.978.066	68.978.267	640.451.183
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>120.166.520</b>	<b>132.306.471</b>	<b>145.336.813</b>	<b>158.258.539</b>	<b>171.450.802</b>	<b>185.531.446</b>	<b>913.050.592</b>

Fuente: GNRGD

La mayor exigencia del proyecto, en cuanto a costos, la representan los materiales con un 59.2% de los costos, la construcción tiene un 30% de los costos y el 11% restante se divide entre estudios, gastos indirectos y costos indirectos capitalizables, relativos a inversión en administración, haciendo un total aproximado de \$us 748 MM en el período 2010 - 2015.

En cuanto a Operación, Mantenimiento y Administración del proyecto, se prevé un gasto importante en los próximos 5 años. Los gastos de operación son netamente asimilables al consumo de Gas Natural que se compra en City Gate y son variables en cuanto al consumo a razón de una tarifa actual de 0,98 \$us por Millar de pie cúbico, haciendo un total de \$us 320,93 MM, aproximadamente.

<b>Cuadro No. 11.13</b>							
<b>Operación</b>							
<b>(En \$us)</b>							
<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>TOTAL</b>
<b>COMPRA GAS NATURAL</b>							
<b>Consumo Gas Domiciliario</b>	2.236.947	2.536.696	2.937.777	3.440.189	4.052.039	4.794.607	22.036.277
<b>Consumo Gas Comercial</b>	2.125.753	2.518.136	3.047.098	3.712.640	4.518.859	5.481.460	23.273.213
<b>Consumo Gas Industrial</b>	22.421.900	23.874.587	25.390.433	27.095.761	28.801.089	30.632.737	170.090.869
<b>Consumo Gas GNV</b>	15.446.023	17.573.035	19.711.093	21.381.869	22.895.528	24.305.030	640.451.183
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>42.230.622</b>	<b>46.502.454</b>	<b>51.086.402</b>	<b>55.630.459</b>	<b>60.267.515</b>	<b>65.213.834</b>	<b>320.931.285</b>

Fuente: GNRGD

Los gastos relativos a Administración y Mantenimiento, tienen relación con lo planificado por mantenimiento de red (mantenimiento preventivo) y de contingencia o de tiempo de vida (mantenimiento correctivo). En todo caso, se prevé un gasto de 2 millones a 3,5 millones por año, en el mantenimiento preventivo y correctivo de la red, lo cual, sumado a los costos de administración del proyecto, asciende a un total de \$us 47.,5 MM.

Los costos CAPEX y OPEX del presente proyecto se resumen en el siguiente cuadro:

<b>Cuadro No. 11.14</b>	
<b>CAPEX y OPEX del Proyecto</b>	
<b>Variables</b>	<b>Valor Actual</b>
	<b>\$us MM</b>
<b>Población Objetivo: 900.000</b>	
<b>Costos de Operación OPEX</b>	293
<b>Inversión CAPEX</b>	748

Fuente: UIP-YPFB

Los ingresos tendrán directa relación con las tarifas, no obstante, en distintas ciudades del país se incluyen tarifas diferenciadas que, en la actualidad, pueden hacer variar el cálculo. Para el presente estudio, y en vista de que YPFB se hará cargo de las concesiones en 4 nuevos departamentos del país, se tomará en cuenta las tarifas siguientes:

<b>Cuadro No. 11.15</b>			
<b>Tarifas de venta de Gas Natural (\$us/ mpc)</b>			
	<b>Domiciliario</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>
<b>GAS NATURAL POR MPCs</b>	3,14	2,55	1,70

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

## Análisis de sensibilidad del proyecto

En base a distintos ejercicios de flujo de caja para el proyecto, se llegó a la conclusión de que las variables de precio para los sectores doméstico y comercial son muy poco significativas en el volumen total de ingresos que genera la actividad. Por otro lado, se pudo observar que la variable precio industrial (industria en general y GNV) es muy representativa en la generación de ingresos de la actividad. En ese sentido, y tomando en cuenta que los montos de inversión necesarios para llevar adelante el Plan de Gas Natural por redes son considerables, se debe agilizar la elaboración de la normativa para tarifas de redes de Gas Natural, para que permita que la actividad sea sostenible en el tiempo en base a la recuperación de inversiones y la obtención de una rentabilidad mínima.

## Evaluación social

La masificación del uso del Gas Natural, tendrá un importante impacto social. El Gas Natural es más barato que la energía a la que sustituye –el GLP y la energía eléctrica en el caso de uso domiciliario en las ciudades– lo que redundará en beneficio directo de la población atendida. Al ser el Gas Natural más seguro que el GLP, el usuario goza de mayor seguridad que con las garrafas de GLP; de acuerdo a la normativa vigente, cualquier instalación debe ser adecuadamente inspeccionada. Algunas de las ventajas de este energético se detallan a continuación.

<b>Cuadro No. 11.16</b>			
<b>Comparación de Energéticos</b>			
<b>Característica</b>	<b>Gas Natural</b>	<b>GLP (garrafa)</b>	<b>Electricidad</b>
<b>Suministro continuo</b>	Si	No	Si
<b>Potencia disponible</b>	Ilimitada	Limitada a vaporización de garrafas	Limitada a la potencia contratada
<b>Uso simultáneo</b>	Todos los aparatos de gas disponibles	Limitada capacidad de garrafa	Limitada a la potencia contratada
<b>Se paga</b>	Después de consumir	Antes de consumir	Después de consumir
<b>Control de consumo</b>	Sí, por contador	No	Sí, por contador
<b>Costo</b>		2.12 veces mas caro	7.69 veces mas caro
<b>Pendiente repartidor</b>	No	Si	No
<b>Almacenaje</b>	No	Si	No

Fuente: UIP-YPFB

Por otro lado, es importante destacar que de manera excepcional, las conexiones residenciales generarán fuentes de trabajo de mediana duración durante la implementación del proyecto de distribución. La actividad de distribución generará empleos permanentes de tipo técnico, comercial y administrativo con diversos grados de especialización. Se generarán oportunidades para las pequeñas y micro-empresas orientadas a la venta, conversión, reparación de vehículos; así como a la venta, producción y reparación de gas domésticos.

El acceso al gas permitirá un crecimiento industrial con oportunidades laborales en las áreas de logística, servicios, producción y elaboración. A la vez, se generará un incremento del valor de la vivienda, por contar con el servicio de la red de gas domiciliario y ahorro por concepto de combustible usado.

### **Impactos socioeconómicos del consumo de Gas Natural frente a otros combustibles**

En términos económicos, a raíz del cambio de la matriz energética, se logrará un ahorro para el Estado por concepto de disminución de la subvención por importación de GLP.

### Instalación de estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV)

En la actividad de distribución de gas por redes se encuentra la comercialización de Gas Natural a las estaciones de servicio de GNV, las cuales son consideradas como usuarios del sector industrial por los importantes volúmenes de Gas Natural que demandan. Por ello, el sector industrial y las ventas por GNV, revisten gran importancia en la estrategia, para viabilizar un subsidio cruzado con el sector doméstico.

En el siguiente cuadro, se puede observar que en promedio, los ingresos correspondientes por la venta de Gas Natural a un usuario industrial son equivalentes a los ingresos percibidos por la venta a 617 usuarios domésticos; los ingresos percibidos por la venta a una Estación de Servicio de GNV son equivalentes a 2.427,4 usuarios domésticos y, por último, los ingresos percibidos por la venta a un usuario comercial equivale a 18,7 usuarios domésticos.

Cuadro N° 11.17 Relación de Ingresos por Tipo de Usuario				
Tipo de Usuario	Consumo Promedio Mpc/usr-mes	Tarifa \$us/Mpc (1)	Ingreso Bruto \$us/usr-mes	Relación Tipo de Usuario vs. Doméstico
Industrial	1.253,80	1,7	2.131,50	617
GNV	4.932,47	1,7	8.385,20	2.427,40
Comercial	28,52	2,26	64,5	18,7
Doméstico	1,24	2,79	3,5	1

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (1) Tarifa de distribución aplicada por YPFB

## Conclusiones y recomendaciones

Es importante promover un cambio de la matriz energética en todos los departamentos, mediante políticas que incentiven reemplazar el GLP por Gas Natural; en ese sentido, el Plan de Redes de Gas Natural pretende incrementar la cobertura de abastecimiento de Gas Natural por redes, desde un 6,9% actualmente a un 35% en el año 2015. El incremento de cobertura de las redes de gas, permitirá mejorar la calidad de vida de los habitantes que sean beneficiados con la provisión de este energético.

Para poder implementar este plan de la mejor manera, se debe tender a que las prefecturas y municipios utilicen sus recursos por IDH para garantizar su contraparte en la inversión de obras civiles e infraestructura de red primaria, con la finalidad de intensificar el ingreso y cambio de la matriz energética a corto plazo.

De la misma manera, se debe desarrollar el Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional como lo establece el artículo 142 de la Ley de Hidrocarburos. También es necesario actualizar la reglamentación de la distribución y tarifa correspondiente a esta actividad; tomando en cuenta el mandato de la Ley de llegar a áreas deprimidas, previendo la sensibilidad e importancia de las tarifas no domésticas y su influencia en la rentabilidad de la inversión y los subsidios cruzados.

Por último, se debe establecer el marco normativo necesario para el desarrollo de sistemas virtuales de Gas Natural, de modo que se permita implementar nuevas tecnologías para llegar a zonas donde no es rentable la construcción del sistema convencional (red primaria).

# Reestructuración YPFB corporativa

En los últimos años, a nivel internacional, se han observado cambios importantes en el sector hidrocarburos, sobre todo en cuanto al precio se refiere. Si bien Bolivia produce principalmente Gas Natural, los precios de exportación del gas boliviano están, de cierta manera, indexados al precio internacional del petróleo, a través de formulas de precios que incluyen Fuel Oils, que a su vez están fuertemente relacionados con el precio del petróleo. En el ámbito interno, el sector hidrocarburos ha experimentado cambios importantes, desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos (2005), la emisión del Decreto de Nacionalización de los Hidrocarburos (2006) y la aprobación de la Nueva Constitución Política del Estado (2009).

Por ello, y en razón a esos cambios, se hace imprescindible la Reestructuración de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a objeto de contar con una empresa estatal con procesos de gerenciamiento y administración eficientes, que garanticen la maximización de los beneficios a favor del Estado boliviano debido al control de toda la cadena de hidrocarburos.

**Gráfico No. 12.1**  
**Política y objetivo país**



Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

## Alcance de la reestructuración de YPFB

La reestructuración de YPFB se debe entender como el conjunto de acciones dirigidas a transformar la estructura productiva de la empresa, modificando la participación de los factores de producción en el proceso y alterando el accionar económico, financiero, gerencial, administrativo, operativo y legal de la Casa matriz y sus empresas subsidiarias.

La reestructuración será el resultado de un Diagnóstico de la situación actual de la empresa, considerada integralmente, a fin de poder contar con una idea clara de todos los procesos empresariales con los que cuenta, tanto la Casa matriz como las empresas subsidiarias. El Diagnóstico se constituye en la base del Plan Estratégico Corporativo, y en forma paralela, se debe elaborar el Diseño Empresarial Corporativo de YPFB, que en un horizonte de veinte años permita cumplir metas y objetivos en toda la cadena de hidrocarburos. Dicho Diagnóstico consigna el análisis, revisión y generación de recomendaciones sobre problemáticas detectada en las áreas Económico financiera, Gerencial Administrativa, Técnico operativa, Administrativa financiera y Legal.

En consideración al Diagnóstico, y al Plan Empresarial Corporativo de YPFB, se debe diseñar la empresa que se requiere para ejecutar el Plan y cumplir con los objetivos estratégicos que el Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos le han asignado a YPFB. El Diseño Empresarial Corporativo deberá comprender la estructura organizacional, estilo de gestión, políticas administrativas, financieras y técnicas. Finalmente, se debe implementar el nuevo diseño gerencial y administrativo con sustento legal, que permita el cumplimiento de los objetivos estratégicos de YPFB, constituyéndola en una empresa eficiente, rentable y orgullo de todos los bolivianos.

Gráfico No. 12.2

**Objetivo, Principios, Acuerdos y Componentes del Plan de Reestructuración YPFB**



Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

## Justificación del proyecto

YPFB es la principal empresa del país, motor de la economía, responsable de la generación de excedentes y divisas. En cumplimiento de la Política Nacional de Hidrocarburos, juega un rol fundamental en la ejecución de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos; razón por la cual, debe contar con un Plan Estratégico a largo plazo que abarque toda la cadena de producción: exploración, explotación, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización, así como del manejo de refinerías, plantas de separación, engarrafadoras y redes de distribución de gas en el país.

El diagnóstico de YPF B, y sus subsidiarias, permitirá contar con un documento que refleje su situación actual y el clima de negocios en el que se desenvuelve, asimismo, en base a los resultados del Diagnóstico mencionado, se elaborará un PEC que señale las líneas estratégicas de acción de la empresa para los próximos veinte años. Una vez concluido el PEC, se realizará el Diseño Empresarial Corporativo, que reflejará el nuevo diseño organizacional corporativo. Concluida esta fase, dicho diseño será implementado para que la empresa pueda lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos, constituyéndola en una empresa eficiente y rentable con visión y gestión empresarial para orgullo de todos los bolivianos.

## Plan inmediato y plan de corto plazo

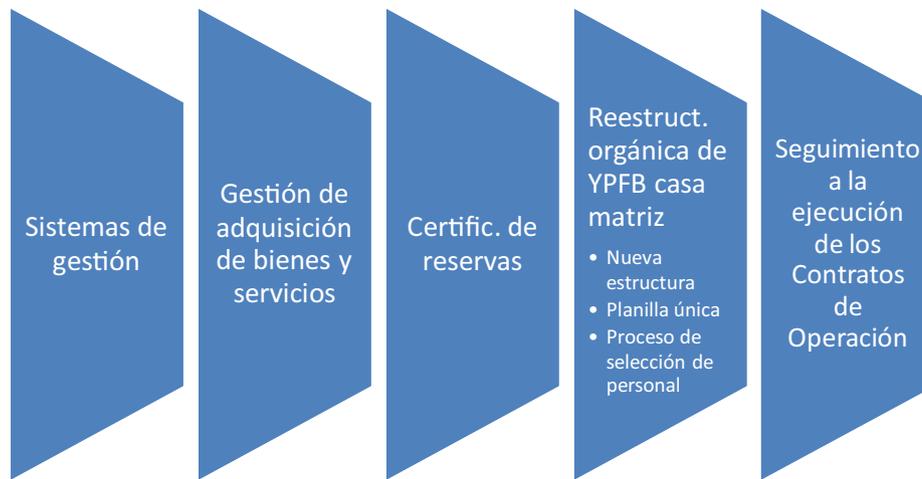
La reestructuración consigna dos etapas: un Plan Inmediato y otro a Mediano Plazo.

### Plan inmediato

Centra su objetivo en mejorar la gestión de YPF B Casa matriz en el corto plazo, en aspectos identificados de las áreas técnicas y administrativas. De acuerdo al Gráfico 12.3, las actividades comprendidas para el Plan Inmediato del Plan de Reestructuración, son las siguientes:

- a) Implementación del módulo contable financiero, correspondiente a la primera fase de implantación del Sistema Integrado de Gestión.
- b) Certificación de las reserva de hidrocarburos del país.
- c) Desarrollo e implementación de un sistema de gestión de contrataciones de bienes, obras y servicios, incluidos los servicios de consultoría.
- d) Implementación de una nueva estructura organizacional de YPF B Casa matriz y establecer un sistema de contratación y promoción de recursos humanos, así como la implantación de la planilla única.
- e) Seguimiento a la ejecución de los Contratos de Operación.
- f) Potenciamiento de la infraestructura tecnológica y los sistemas de comunicación de la empresa.

Gráfico No. 12.3  
Actividades del Plan Inmediato de Reestructuración



Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

El costo estimado del Proyecto, alcanza a \$us. 7.8 MM.

## Plan a corto plazo

La reestructuración integral de YPFB corporación será el resultado de un Diagnóstico de la situación actual de la empresa, a fin de establecer la línea base de la reestructuración en sus aspectos económicos, gerenciales, técnicos y legales, tanto de la Casa matriz como de las empresas subsidiarias. Asimismo, se debe elaborar el Plan Estratégico Corporativo, que en un horizonte de veinte años permita cumplir metas y objetivos del proceso de Nacionalización en toda la cadena de hidrocarburos. En base del Diagnóstico y el Plan Estratégico Corporativo, se realizará el Diseño Empresarial Corporativo, que reflejará el nuevo diseño organizacional de YPFB corporación adecuado para el cumplimiento de los objetivos antes mencionados. Luego de esta fase, dicho diseño será implementado para que la empresa pueda lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos, constituyéndola en una empresa eficiente y rentable con visión y gestión empresarial, como resultado de la ejecución de un Plan Estratégico de Implementación.

El Gráfico No. 12.4 expone las fases que cubrirá el Plan de Reestructuración a Corto Plazo

Gráfico No.12. 4  
Plan de Reestructuración a Corto Plazo



Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

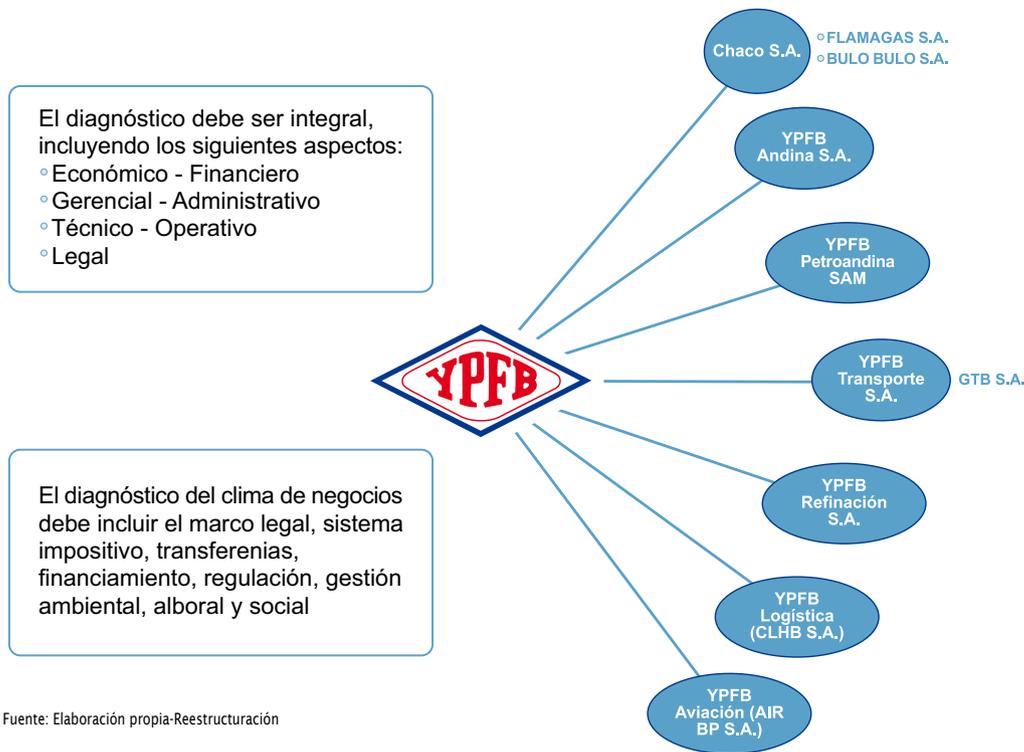
Las actividades comprendidas para el Plan de Reestructuración a Corto Plazo, de acuerdo a sus diferentes fases, son las siguientes:

### Diagnóstico:

- Obtener una línea base integral de la corporación en los aspectos económico-financiero, gerencial-administrativo, técnico-operativo y legal; del clima de negocios en el que se desarrolla la empresa, en cuanto a la economía nacional e internacional, las políticas que debe ejecutar, las relaciones con entidades reguladoras, empresas operadoras y otras, a objeto de establecer los aspectos positivos y negativos relativos al desenvolvimiento de YPFB corporación y recomendar el conjunto de medidas necesarias para mejorar el mismo en dicho clima de negocios.
- Identificación y priorización de los problemas actuales en los diferentes aspectos comprendidos en el Diagnóstico determinando sus posibles causas.
- Realizar el análisis del marco legal en relación con las atribuciones y obligaciones de la empresa, con referencia a la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos y el Plan Nacional de Desarrollo, y recomendar las modificaciones necesarias a la legislación.
- Realizar un análisis comparativo con otras empresas estatales (benchmark).

El ámbito aplicación se explica en el Gráfico 12.5 que se expone a continuación:

**Grafico 12.5**  
**Alcance del Diagnóstico**

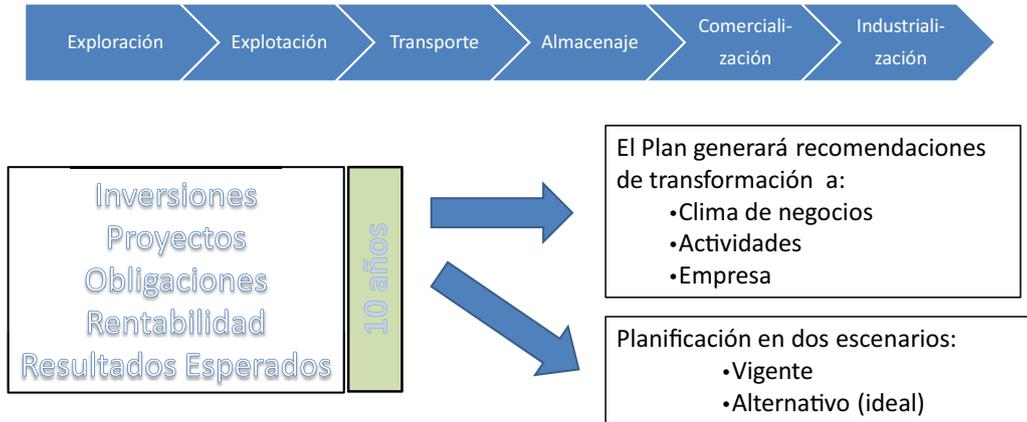


## Plan Estratégico Corporativo (PEC)

- Generar un PEC, basado en el Diagnóstico, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo y de la Estrategia Boliviana de los Hidrocarburos, que comprenda las actividades de exploración y explotación, transporte, refinación, almacenaje, comercialización e industrialización, destinado a generar Planes de Exploración de Áreas Hidrocarburíferas, Desarrollo y Explotación de Campos Hidrocarburíferos, Refinación de Crudo, Desarrollo del Sistema de Transporte, Expansión de la Capacidad de Almacenamiento, Comercialización y Distribución, Industrialización, Gestión Socio Ambiental, el Presupuesto de implementación y el financiamiento del PEC, así como la inversión, estrategia de gestión y proyectos .
- Identificar en cada plan específico los proyectos de mantenimiento e incremento de la producción, refinación, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización.

El Gráfico 12.6 expone el alcance pretendido por el Plan Estratégico Corporativo:

**Gráfico 12.6**  
**Alcance del Plan Estratégico Corporativo (PEC)**  
 Plan decenal, que comprende la casa matriz y las empresas subsidiarias  
 en las distintas actividades:



Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

## Diseño Empresarial Corporativo (DEC)

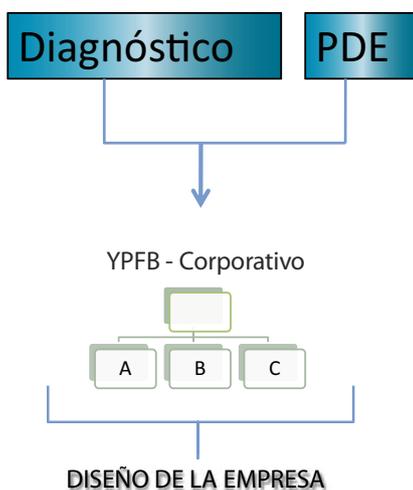
- Elaborar el diseño de la estructura organizacional eficiente de YPF B corporación, así como el modelo de gestión, políticas administrativas, financieras, técnicas y éticas que se implementarán dentro de la empresa, a fin de contar con políticas de gestión integral que permitan el manejo de las actividades y recursos de la corporación, de acuerdo a las responsabilidades que tiene la empresa a partir de la Política Nacional de Hidrocarburos en la búsqueda de eficiencia, transparencia y rentabilidad.
- Elaborar una estrategia de la imagen corporativa interna y externa.

### El Plan Estratégico de Implementación (PEI) deberá:

- Priorizar las metas y estrategias de implementación del Diseño Empresarial Corporativo en función del PEC.
- Generar un cronograma de actividades para su ejecución en los plazos establecidos, cuyo cumplimiento se hará a cabalidad, garantizando la consecución de cada actividad en toda la cadena productiva.
- Generar un presupuesto y fuentes de financiamiento de implementación del DEC, así como del PEC.

El desarrollo de ambas fases se expone en el Gráfico No.12.7.

**Gráfico No. 12.7**  
**Desarrollo del DEC y PEI**  
**Diseño e implementación de la nueva empresa**



El diseño incluirá como mínimo:

- Nueva estructura (Matriz y subsidiarias)
- Políticas, normas y procedimientos de gestión (capital, financiamiento, calidad, personal, contratación de bienes y servicios, capacitación, etc.)
- Métodos y mecanismos de medición de logro de objetivos.

**IMPLEMENTACION DEL DISEÑO**

La implementación comprenderá entre otros aspectos:

- Cronograma: actividades y tiempos
- Responsables, ejecutores, supervisores.
- Mecanismos de seguimiento

Fuente: Elaboración propia-Reestructuración

## Objetivo general

Realizar un Diagnóstico integral de YPFB y sus empresas subsidiarias, que permita la elaboración del Plan Estratégico Corporativo (PEC) para el período comprendido entre los años 2010 y 2030, así como el Diseño Empresarial Corporativo (DEC) y el Plan Estratégico de Implementación (PEI) en la corporación.

## Metodología de trabajo

### a) Equipos de trabajo

La metodología de trabajo se desarrollará bajo la conformación de los siguientes equipos de trabajo:

1. El *Equipo de Reestructuración de YPFB (ER-YPFB)* compuesto por:

A) *Equipo Multidisciplinario de Profesionales de YPFB (EMP)* tanto de la Casa matriz como de las empresas subsidiarias que participarán de manera conjunta en todas las actividades que realice la consultora pudiendo los mismos tener acceso a toda la información recopilada, documentos de trabajo, informes y otros que sean necesarios designación de un líder por parte de YPFB y dejar que los que trabajaron conjuntamente la consultora sean los que se queden con el know how de la consultora en YPFB.

B) De la misma manera, YPFB asignará un *Equipo Permanente de Contraparte (EPC) fiscalización*, que hará un seguimiento periódico a todas las actividades de la consultora, incluyendo de manera enunciativa y no limitativa: revisión de la metodología de trabajo, revisión de los informes periódicos, reuniones de seguimiento con los responsables de la consultora, y otros que el equipo considere convenientes.

2. Dentro del ER-YPFB se conformará un *Equipo Ejecutivo de toma de decisiones al Trabajo de la Consultora (ESTC)*, el que se reunirá con la regularidad necesaria (por lo menos dos veces al mes), a fin de conocer y participar en el avance de dicha consultoría.

## b) Operatividad

- El EMP trabaja de manera continua y permanente con personal de la Consultora sobre todos los puntos sobre los cuales debe emitir pronunciamiento, gozando al efecto de la misma información a los fines de seguimiento del trabajo.
- El EPC se reunirá con el EMP de acuerdo al cronograma, a los fines de realizar el seguimiento de todas las actividades de la Consultora (Revisión de la metodología de trabajo, revisión de los informes periódicos, reuniones de seguimiento con los responsables de la consultora, y otros que el equipo considere convenientes).
- Por lo menos dos veces al mes, el ESTC se reunirá con la Consultora a fin de conocer y participar en el avance de la consultoría.
- El Equipo Responsable de la aprobación del trabajo de consultoría será el ER-YPFB (asesorado por el Equipo de Acompañamiento a requerimiento de YPFB), que antes de la aprobación de los informes de avance y del informe final, realizará la presentación al EPC mínimamente con 48 horas de anticipación a la presentación a realizarse al Presidente Ejecutivo de la empresa, vicepresidentes, gerentes nacionales y gerentes generales de empresas subsidiarias. Esta puesta en conocimiento se efectuará con participación de responsables de la consultora.
- La revisión, análisis y aprobación final de los informes de avance y de los informes finales, así como de los productos, estará a cargo de ESTC, ER-YPFB (asesorado por el Equipo de Acompañamiento), así como de las instancias previstas en el contrato correspondiente. La estructura de los equipos, responsables e integrantes de comisiones serán comunicados a la consultora previamente al inicio del trabajo.

## c) Consideraciones aplicables a todos los equipos de trabajo

El trabajo del equipo de YPFB, que desarrolló actividades junto a la consultora, así como del equipo de contraparte que haga seguimiento a las actividades de la misma, no implicará una tácita validación de los productos que vayan a ser elaborados por la consultora, debiendo los mismos ser aprobados de acuerdo a los términos de la contratación y los alcances de los Términos de Referencia.

Para el desarrollo de las actividades de los diferentes grupos, la Casa matriz y las empresas subsidiarias facilitarán el acceso a la información de la empresa, para lo cual existirán responsables que no forman parte del ER-YPFB.

## Aprobación de informes de avance e informe final

La revisión, análisis y aprobación final de los informes de avance y de los informes finales, así como de los productos, estará a cargo de ESTC, ER-YPF (asesorado por el Equipo de Acompañamiento), así como de las instancias previstas en el contrato correspondiente. La estructura de los equipos, responsables e integrantes de comisiones serán comunicados a la consultora previamente al inicio del trabajo.

## Conclusiones del Plan de Reestructuración

El Plan Inmediato, busca dar solución a la necesidad de mejorar la gestión de YPF Casa matriz en el corto plazo en aspectos identificados de diferentes áreas técnicas y administrativas de la misma.

En cumplimiento de la Política Nacional de Hidrocarburos, YPF juega un rol fundamental en la ejecución de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, razón por la que debe contar con un Plan Estratégico a largo plazo que abarque toda la cadena de producción: exploración, explotación, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización, así como del manejo de refinerías, plantas de separación, engarrafadoras y redes de distribución de gas en el país.

La preparación y desarrollo del Plan Estratégico Corporativo comprende una etapa de Diagnóstico inicial que debe realizar la consultora revisando los planes de desarrollo de cada una de las subsidiarias, mismas que se encuentran encargadas de la realización de sus planes y ejecución, recomendando las mejores prácticas. Así mismo, la consultora debe realizar el análisis de los planes de desarrollo. La segunda etapa deberá ser encomendada a las subsidiarias de acuerdo a las directrices que le encomiende la Casa matriz. El trabajo a realizar tiene dos etapas, una, el trabajo que realice la consultora y, dos, el trabajo que se les encomendará a cada una de las subsidiarias para lo cual la Casa matriz deberá dar los lineamientos específicos en ambos escenarios.

El diagnóstico de YPF y sus subsidiarias permitirá contar con un documento que refleje su situación actual y el clima de negocios en el que se desenvuelve, asimismo; en base a los resultados del Diagnóstico mencionado, se elaborará un PEC que señale las líneas estratégicas de acción de la empresa para los próximos veinte años. Una vez concluido el PEC se realizará el Diseño Empresarial Corporativo (DEC) que reflejará el nuevo diseño organizacional corporativo. Concluida esta fase, dicho diseño será implementado para que la empresa pueda lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos, constituyéndola en una empresa eficiente y rentable con visión y gestión empresarial.

El Plan de Reestructuración busca garantizar:

- a) Inversión en proyectos de toda la cadena de hidrocarburos.
- b) Incremento en las reservas y la producción de hidrocarburos.
- c) Abastecimiento del mercado interno de Gas Natural, combustibles líquidos y GLP.
- d) Cumplimiento de los contratos de exportación y ampliación de los mercados de exportación.

- e) Maximización de los ingresos para todos los bolivianos: departamentos, municipios, universidades.
- f) Gestión eficiente, transparente y rentable de la empresa.



# Plan de Gestión Socioambiental

## Introducción

Los hidrocarburos constituyen recursos estratégicos para el desarrollo nacional, cuya cartera de proyectos, para el corto y mediano plazo, se hallan contenidos en este Plan de Inversiones 2009-2015 de YPF B corporación. Considerando que la gestión socio ambiental es transversal a los proyectos hidrocarburíferos y un requisito legal para la ejecución de cualquier proyecto del sector, el Plan de Inversiones contempla un Plan de Gestión Socio Ambiental, que ha sido desarrollado abordando problemas comunes inherentes a dicha gestión; de tal manera, que no constituya un obstáculo que retrase o impida la ejecución de proyectos. Para tal efecto, se plantean los siguientes objetivos:

## Objetivos

### Objetivo General

Establecer lineamientos de trabajo en el marco de la reglamentación Ambiental y Social, para coadyuvar de manera efectiva al desarrollo de los planes de inversión en todas las etapas de la cadena hidrocarburífera, con altos estándares de responsabilidad socio ambiental y con pleno respeto de los derechos humanos, cuidado del medio ambiente y la transparencia.

### Objetivos Específicos

- Promover una normativa legal vinculada a la Nueva Constitución Política del Estado, donde el Estado plasme su política, sobre la base de los aportes de YPF B corporación, actores sociales y actores económicos del sector, que permita viabilizar las diferentes Actividades, Obras o Proyectos (AOP).
- Ejercer un rol relacionador entre el Estado, YPF B corporación, empresas operadoras y organizaciones sociales, para la viabilización de procesos de gestión socioambiental.
- Constituir a YPF B corporación como una entidad social y ambientalmente responsable.
- Gestionar la creación de una coyuntura política de consenso entre Estado, YPF B corporación, actores sociales y empresas operadoras, para favorecer los procesos de licenciamiento ambiental y otros, en tiempos efectivos.
- Establecer lineamientos y directrices para que las AOPs hidrocarburíferas de YPF B corporación, elaboren un Plan de Gestión Socio Ambiental para ser aplicado en la ejecución de las AOPs correspondientes.
- Construir una base de datos corporativo para el manejo centralizado de la información.

## Lineamientos estratégicos

El Plan de Gestión Socio Ambiental es la herramienta que permitirá a YPFB corporación, consolidar un sistema de gestión que integre las actividades y la gestión socio ambiental en el espectro corporativo; para ello, es necesario encarar un plan estratégico sobre la base de tres pilares:

**Normativo;** desde la perspectiva legal, se deben desarrollar las capacidades para hacer la gestión de las mejoras y adecuaciones a los requerimientos normativos para un mejor desempeño de las actividades de la corporación; la interrelación con el Estado y sus instituciones es de vital importancia para el adecuado crecimiento y desarrollo del sector, paralelamente, se deben establecer lineamientos internos que guíen las actividades de YPFB corporación y las empresas operadoras del sector.

**Organizacional;** este es el mayor reto que debe asumir YPFB corporación, ya que el desarrollo de una adecuada estructura organizacional es la que garantizará el éxito de una gestión integral. A la vez, YPFB corporación debe desarrollar y certificar un sistema de gestión integrado que le permita el control eficiente de la gestión socio ambiental en todas las etapas de la cadena productiva de hidrocarburos. Un primer paso es la adecuación de la actual estructura, con la creación de una Gerencia de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Social, como parte del Plan Inmediato de Restructuración de YPFB que, necesariamente, debe reflejar la importancia que la corporación le atribuye a la gestión “Socio Ambiental”.

**Gestión Socio Ambiental;** se deben generar lineamientos claros para incorporar los criterios de “Gestión e Inversión Social y Ambiental” que garanticen una inversión sostenible de recursos y un positivo impacto en el desarrollo local en las áreas en las que YPFB corporación y las empresas operadoras del sector desarrollan sus actividades y “Cogestión Ambiental” en las actividades de toda la corporación. La Casa matriz y las subsidiarias deben hablar un mismo lenguaje, es importante que los esfuerzos en inversión social y las mejores prácticas sean articuladas y replicadas a nivel de la corporación y del sector, ya que existe un importante capital en gestión social en las diferentes empresas que hacen de dicha gestión un activo intangible.

## Desarrollo

El Plan de Gestión Socio Ambiental establece principalmente:

- Un Marco de Acción, referido a la cartera de proyectos que requieren una Licencia Ambiental y una Consulta Pública y/o Consulta y Participación.
- Identifica el escenario problemático actual (descripción de la situación actual) que se aborda a través de mecanismos y lineamientos de trabajo descritos en los diferentes Programas de Trabajo.
- Plantea una estrategia de implementación de actividades prioritarias en los programas de trabajo.

A continuación, se describen cada uno de los programas de trabajo propuestos:

## Programa de Revisión Legal

Situación Actual: Las AOPs hidrocarburíferas enfrentan dificultades socio ambientales en su ejecución, debido a interpretaciones diferentes en la aplicación de las normas regulatorias socio ambientales y a la existencia de incompatibilidades y vacíos en la legislación ambiental e hidrocarburífera vigente.

### Lineamientos de Trabajo

Para la implementación del presente programa se conformarán comités que participen en la evaluación, análisis, elaboración y gestionamiento de aprobación de proyectos normativos, en los siguientes aspectos identificados:

- Ley del Medio Ambiente (Ley 1333) y sus reglamentos en el marco de la Nueva Constitución Política del Estado (NCPE) y objetivos de desarrollo nacional. Considerar la eliminación de la duplicidad de funciones por parte de la Autoridad Ambiental Competente (AAC) y el Organismo Sectorial Competente (OSC) en la revisión de documentos ambientales.
- Reglamento de bases econométricas para compensaciones, servidumbres e indemnizaciones.
- Nuevo Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos adaptado a las condiciones actuales, considerando la definición de criterios de precategorización, definición de términos de referencia para elaboración y revisión de documentos ambientales.
- Reglamento de Consulta y Participación considerando reducción de pasos burocráticos.
- Ley de Hidrocarburos (N° 3058) en el marco de la NCPE y objetivos de desarrollo nacional.
- Implementación del Reglamento de Monitoreo Socio Ambiental, adecuado a la realidad situacional actual.
- Proponer la elaboración de una norma de certificación nacional para la gestión social en coordinación con la Consejo Boliviano de Responsabilidad Social Empresarial (COBORSE) y el Instituto Boliviano de Normalización de Calidad (IBNORCA).
- Impulsar la consolidación del derecho propietario de las instalaciones petroleras, bajo la titularidad de YPFB.
- Exigir el cumplimiento de la Ley 1715 en cuanto saneamiento de servidumbre de paso en existencia de ductos.
- Promover la aprobación del reglamento para Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) consensuado y elaboración de dichos estudios para las áreas de interés petrolero sobrepuestas con áreas protegidas, siempre en el objetivo de hacer viable los proyectos hidrocarburíferos.

## Programa de Relacionamiento Comunitario e Inversión Social

Situación actual: YPFB corporación no cuenta con una instancia de Relacionamiento Comunitario e Institucional que facilite la gestión socio ambiental, como la viabilidad de las inversiones y el desarrollo de las AOP hidrocarburíferas; situación que debilita el accionar de sus operaciones y de sus propias subsidiarias, por cuanto éstas al contar con instancias estructuradas de Relacionamiento Comunitario, Desarrollo Social y/o Institucional (a nivel gerencial en muchos casos) y con sus respectivos programas y lineamientos de acción correspondientes, no tienen establecido mecanismos eficientes de coordinación y acción coherente con YPFB para el relacionamiento con poblaciones y/o comunidades. Asimismo, la inversión social desarrollada por las empresas subsidiarias de YPFB, a beneficio de poblaciones influenciadas por las AOP hidrocarburíferas, se implementa bajo criterios, políticas y prácticas distintas, lo que influye en los resultados e impacto del desarrollo de las poblaciones.

Por otra parte, la interacción y relacionamiento con las comunidades y/o poblaciones locales influenciadas por las AOP hidrocarburíferas se han incrementado, debido a que los derechos económicos, sociales, culturales y ambientales de estas poblaciones (particularmente indígenas, originarias y/o campesinas), al haber sido reconocidos en diversas normativas (NCPE, Ley de Hidrocarburos y Ley 3760) hacen exigibles el cumplimiento de sus derechos en el desarrollo de una determinada AOP hidrocarburífera; situación que, en muchos casos, está generando conflictos socio ambientales de diferente índole.

## Mecanismos de implementación

La elaboración e implementación del Plan de Relacionamiento Comunitario e Inversión Social de toda AOP hidrocarburífera de YPFB corporación, debe considerar básicamente los siguientes aspectos:

- Conformación de Alianzas Estratégicas entre los actores sociales beneficiados con el proyecto e instancias gubernamentales del nivel municipal, departamental, nacional, en el marco de sus competencias, y otros que coadyuven a los objetivos de YPFB corporación.
- Establecimiento de procedimientos y prácticas de Relacionamiento Comunitario normalizadas para todas las empresas.
- Conformación del Comité de Relacionamiento Comunitario. Este Comité, en caso de identificar impedimentos significativos en la ejecución de las AOP hidrocarburíferas; ejemplo, dificultades extremas para lograr la licencia social de una AOP determinada, como consecuencia de la Consulta y Participación, gestionará y promoverá la conformación de una comisión de alto nivel constituida por autoridades ejecutivas de YPFB y/o del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a objeto de facilitar un acercamiento con las Organizaciones indígenas, Federaciones, Sindicatos, Municipio, Organizaciones Territoriales de Base (OTB) y otras, que posibiliten viabilizar la ejecución de la AOP hidrocarburífera.
- Conformación del Comité de Responsabilidad Social Corporativo, para elaborar la política de Responsabilidad Social Empresarial y gestionar su implementación.

## **Programa de Estructuración y Conformación del Referente de Gestión Socio Ambiental de YPFB Casa matriz.**

En el nuevo marco estructural vigente, exige que YPFB Corporativo se constituya en el ente articulador entre las Subsidiarias, el Estado y otras organizaciones, para viabilizar una adecuada gestión socio ambiental y de seguridad, y posibilitar la ejecución de la cartera de proyectos del Plan de Inversiones 2009-2015, bajo responsabilidad de una Gerencia de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Social.

### **Lineamientos de trabajo:**

- Evaluar la provisión de servicios corporativos para subsidiarias en el mediano y largo plazo.
- Promover la conformación de un Comité de Gestión Socio Ambiental, a fin de coordinar la implementación de los programas de gestión socio ambiental de las empresas a través de un cronograma de revisión trimestral y la presentación de un reporte mensual a la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DNMA)-YPFB.
- Solicitar al equipo de comunicación la integración de la comunicación entre YPFB corporación y las diferentes empresas operadoras, principalmente entre los miembros de los diversos Comités.
- Coadyuvar a las subsidiarias en la resolución de conflictos sobre temas socioambientales.
- Monitorear el cumplimiento de convenios y acuerdos establecidos entre las comunidades y empresas operadoras.
- Coordinar con las empresas subsidiarias la elaboración de los planes de gestión socio ambiental.
- Coordinar el funcionamiento del Comité de Relacionamento Comunitario y el de Responsabilidad Social Corporativo, que estarán conformados por los responsables del área social de YPFB corporación.

## **Programa de Desarrollo de la Gestión Ambiental y Recursos Naturales**

Entre las Autoridades Ambientales, existe un clima de desconfianza respecto a la calidad ambiental implementada durante las operaciones petroleras; esta desconfianza se basa en ejemplos de deterioro ambiental de las operaciones petroleras desarrolladas antes de la vigencia de la Ley 1333, en el desconocimiento de la actividad en campo y la tecnología actual.

En tal sentido, el objetivo del presente programa busca garantizar que la ejecución de proyectos hidrocarburíferos se desarrollará dentro de los más altos estándares de calidad ambiental, para favorecer el Licenciamiento Ambiental en tiempos efectivos respecto a las metas trazadas por el Plan de Inversiones.

### **Lineamientos de trabajo:**

- Mantener el control y seguimiento ambiental a través de sistemas de gestión certificados.

- Desarrollar capacidades locales en áreas puntuales que circundan las AOPs a través de programas de educación en la temática socio-ambiental.
- Conformar un Comité Técnico de Evaluación de Biodiversidad en áreas operativas.
- Conformar un Comité Técnico de Evaluación normativa legal y técnica, necesaria para la remediación de Pasivos Ambientales y la gestión de fondos.
- Conformar un Comité Técnico para el impulso de proyectos eficiencia energética (MDL).
- Conformar un Comité Técnico para el manejo de cuencas y recursos naturales para trabajar de manera coordinada con las entidades competentes.
- Promover el fortalecimiento y estandarización de sistemas de gestión ambiental y social integrado, focalizado en las empresas YPFB Casa matriz, ABBSA e YPFB Logística.
- Conformar un Comité de Estandarización de Procedimientos Ambientales a nivel corporativo.

## Programa de Alianzas Estratégicas

Actualmente, es notoria la falta de coordinación entre las diferentes instancias estatales y el individualismo entre actores sociales, cuando se trata de alcanzar objetivos comunes establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, que se refleja en una serie de decisiones unilaterales. Por otro lado, los actores sociales en el área de influencia del proyecto suelen solicitar a las empresas petroleras proyectos y obras sociales, ajenos a su rubro de trabajo como es el caso de solicitud de proyectos de electrificación rural, agua potable u otros.

### Lineamientos de trabajo:

- Impulsar la generación de un espacio de diálogo con las autoridades ambientales y de gestión social para viabilizar el Plan de Inversiones quinquenal en tiempos efectivos.
- Creación de Alianzas Estratégicas con entidades gubernamentales para gestionar demandas de las comunidades, que no son de exclusiva competencia de las empresas petroleras.
- Conformar un equipo técnico que coadyuve a la dotación de seguridad de perímetros de instalaciones estratégicas, a través del establecimiento de convenios con FFAA, Policía, Policía Militar y entidades que correspondan.

## Programa de Implementación de un Sistema Integrado de Información y SIG

YPFB Casa matriz no cuenta con una base de datos sobre la información de espacios territoriales donde se desarrollan actividades petroleras y contexto socioambientales de sobreposición territorial. Debido a esta falencia, YPFB debe recurrir constantemente al Instituto Nacional

de Reforma Agraria (INRA) y al Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNAP) para contar con información en cada nueva AOP. Las Empresas Subsidiarias generan internamente sus propias bases de datos, pero no cuentan con información actualizada de las instancias gubernamentales; en otros casos, también se deben recurrir constantemente a la entidad estatal de referencia, que responderá el requerimiento de acuerdo a su disponibilidad de tiempo.

### **Lineamientos de trabajo:**

- Creación de un Comité que centralice la información socio ambiental y promueva la administración y distribución de esta información en la Casa matriz.

## **Programa de Gestión de Seguridad**

YPFB Casa matriz no cuenta con una instancia claramente estructurada a cargo de la gestión de seguridad, esta situación constituye una clara falencia puesto que desconoce el importante rol de la seguridad en el sistema operativo del sector y en el manejo de sustancias peligrosas (hidrocarburos y sus derivados), lo que puede traducirse en accidentes que pueden paralizar las operaciones y poner en riesgo el alcance de las metas propuestas en el Plan de Inversiones.

### **Lineamientos de trabajo:**

- Creación de un Comité a cargo de temas inherentes al área, garantizando excelencia operativa, manejo de contratistas y evacuación médica.
- Conformación de un Comité para regularizar las áreas de seguridad industrial en instalaciones estratégicas: refinerías, plantas de almacenaje.

## **Conclusiones**

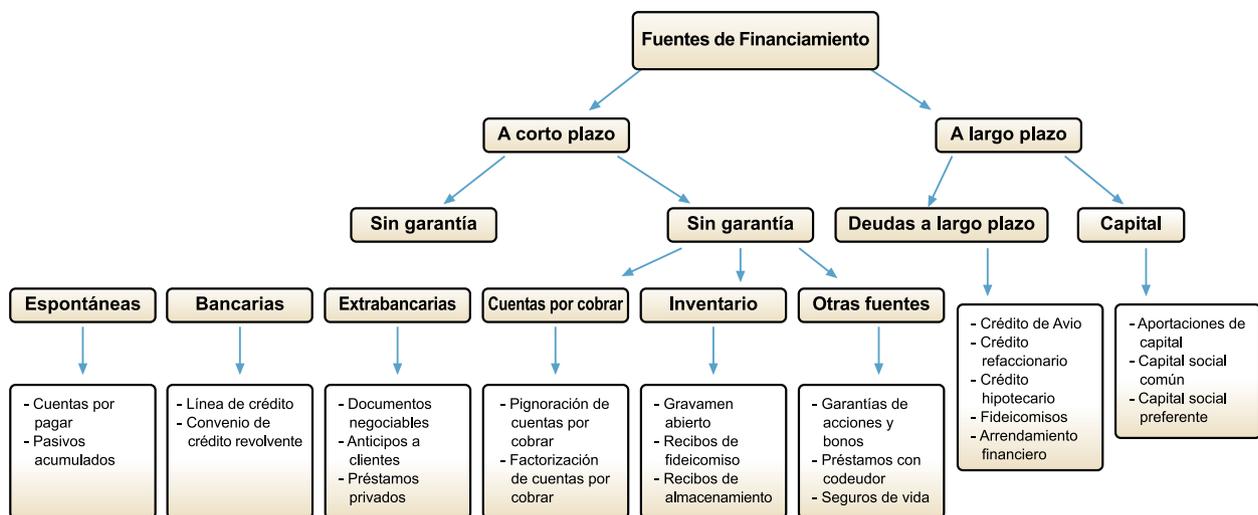
En el marco de sus componentes, el Plan de Gestión Socio Ambiental coadyuvará, de manera efectiva, al desarrollo de los planes de inversión, abordando la problemática socioambiental a través de la ejecución de sus programas de trabajo. El éxito del Plan se basa en altos estándares de responsabilidad ambiental y social, en el marco de la normativa vigente y a partir de la nueva normativa en materia de gestión socioambiental que tenga por finalidad la efectiva realización de proyectos en toda la cadena de hidrocarburos.



# Estrategia de Financiamiento del Plan de Inversiones

Dentro del manejo financiero de empresas públicas y privadas, las formas de financiamiento más utilizadas son los créditos con organismos financiadores privados o públicos, la emisión de deuda (bonos, letras y pagares) y los aportes de capital. A continuación, se esquematiza las principales formas de financiamiento que se pueden aplicar:

Gráfico No. 14.1  
Fuentes de Financiamiento



La Figura 14.1, muestra la mayoría de las distintas formas de financiamiento a las que se puede acceder en la actualidad. Sin embargo, algunas de estas fuentes no están desarrolladas en el país. Un resumen de las fuentes más convenientes para ser utilizadas dentro del Plan de Inversiones 2010-2015 de YPFB corporación, se detalla a continuación:

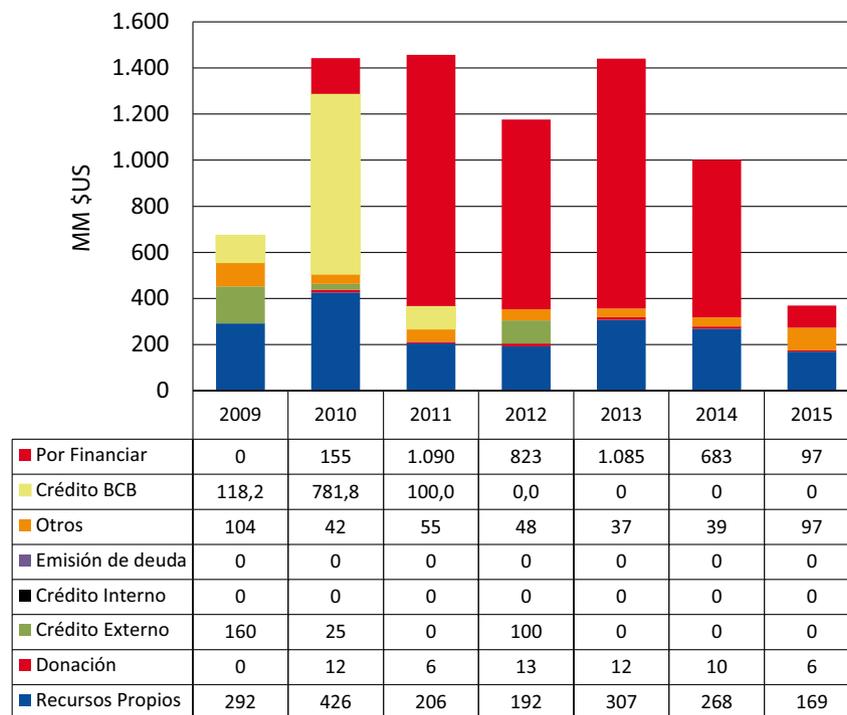
- Pasivos financieros
- Crédito interno y externo
- Bonos
- Deuda convertible
- Acciones (ordinarias y preferentes)
- Aportes de capital
- Retención de Utilidades

Para buscar la mejor Estructura de Financiamiento, influyen una serie de factores como la administración eficiente de los recursos y el uso efectivo de las fuentes de financiamiento. La política de financiamiento implica una elección entre el riesgo y el rendimiento esperado. Hay empresas que prefieren trabajar con altos niveles de capital propio, aunque esto lleve a alcanzar un menor beneficio. Al utilizar fuentes de financiamiento ajenas, para generar fondos propios, se puede invertir el capital propio en otros objetivos, además de proveer a la empresa de un ahorro financiero. Con el fin de obtener mayores rendimientos, existen empresas que prefieren utilizar altos niveles de endeudamiento, aunque ello conlleve un elevado nivel de riesgo financiero. En ese sentido, es importante lograr un equilibrio entre las fuentes de financiamiento, de acuerdo al tipo de actividad que se realiza y el grado de riesgo que la misma implica.

Una vez realizada la recopilación y consolidación de los montos de inversión requeridos para financiar los planes de inversión de YPFB corporación, se llevó adelante un análisis de los mismos y de las posibles fuentes de financiamiento que fueron planteadas por cada uno de los equipos responsables de la elaboración de los planes mencionados. Es importante anotar que el análisis, fue realizado tomando en cuenta los montos de inversión que corresponden a YPFB corporación, lo cual significa que no incluye las inversiones contempladas en el Plan y que corresponden a empresas privadas que no tienen participación accionaria de YPFB. En ese sentido, se incluyen todas las inversiones que debe hacer YPFB Casa matriz, YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A., YPFB Petroandina SAM, YPFB Refinación S.A., YPFB Transportes S.A., YPFB Logística S.A., YPFB Aviación S.A. y la cuota parte que corresponde a la empresa Gas Transboliviano S.A. (subsidiaria de YPFB Transporte S.A.).

Para el caso específico en análisis, YPFB corporación puede contar con \$us. 1000 MM para financiar distintos proyectos de la cadena productiva de los hidrocarburos, vía crédito otorgado por el Banco Central de Bolivia (BCB), en cumplimiento de las disposiciones legales aplicables. De esta manera, a continuación se señalan los montos de inversión requeridos en cada una de las actividades de la cadena productiva, indicando qué monto está financiado y cuál requiere buscar fuentes alternativas. Las conclusiones del análisis, se pueden resumir en el Gráfico 14.2.

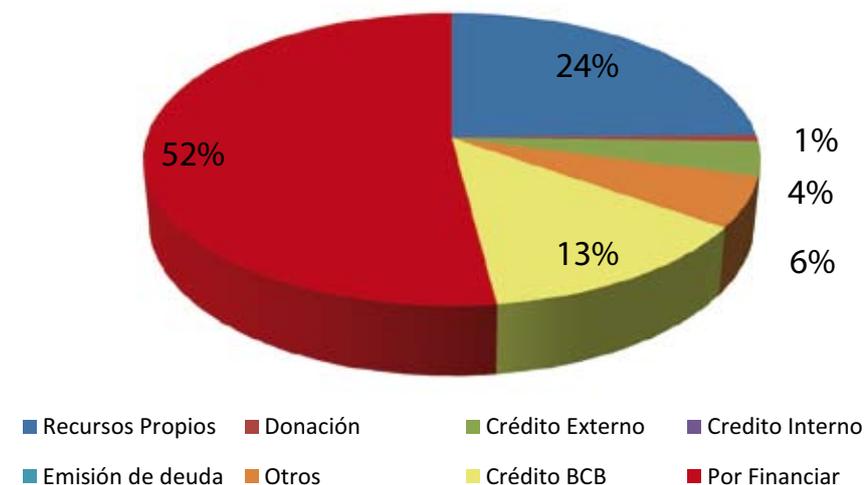
Gráfico No. 14.2  
Financiamiento de Inversiones



Fuente: Elaboración propia

Las inversiones totales para el periodo 2009-2015 ascienden aproximadamente a \$us.7.561 MM de los cuales un 25% está financiado con recursos propios, un 10% con otros tipos de financiamiento, un 13% con el crédito del BCB y un 52% debe buscar financiamiento. El propósito de YPFB corporación es utilizar el crédito del BCB en lo inmediato, el corto plazo, de tal manera de realizar actividades sustanciales, cuyos resultados permitan el avance de proyecto, así como el apalancamiento de nuevos financiamientos de diferentes fuentes.

Gráfico No. 14.3  
Financiamiento de Inversiones



Fuente: Elaboración propia

Los montos financiados con recursos propios no requieren de ninguna recomendación extra, por encontrarse con financiamiento asegurado en base a los flujos de fondos que generará cada una de las empresas ejecutoras de los proyectos. Los montos sujetos a créditos externos e internos, están subordinados a negociaciones sobre las condiciones de cada uno de los créditos en términos de tasas de interés, plazos de pago del principal e intereses, condiciones contractuales, entre otros. Los montos que no están financiados, deben ser objeto de análisis para compatibilizar la capacidad de cada una de las empresas con las condiciones de la opción de financiamiento elegida.

## 1. Plan de Explotación

Las inversiones del Plan de Explotación ascienden a \$us.870 MM, distribuidas entre las empresas YPFB, YPFB Chaco S.A. y YPFB Andina S.A.. El total de las inversiones mencionadas para las empresas subsidiarias, están financiadas por recursos propios. El monto de inversión correspondiente a YPFB Casa matriz (\$us. 300 MM) será financiado con parte del crédito del BCB.

## 2. Plan de Perforación/Exploración

Incluye los proyectos de perforación exploratoria de los prospectos El Dorado (15 MM \$us.), Carrasco (15 MM \$us.), Vuelta Grande (16 MM \$us.), Percheles (54 MM \$us.), Timboy (60 MM \$us), Sararenda (436,8 MM \$us.), Lliquimuni (\$us. 50 MM) e Iñau (\$us. 50 MM) los cuales están totalmente financiados con recursos propios. El proyecto Itaguazurenda (437 MM \$us.) sería financiado en su primer año (\$us. 47 MM) por el crédito del BCB y el resto de la inversión será financiada con recursos propios y créditos apalancados contra las reservas descubiertas.

### 3. Plan de Refinación

El Plan de Refinación comprende mejoras y aumento de capacidad para cada una de las dos principales refinерías del país, Refinería Guillermo Elder Bell (\$us. 248,9 MM) y refinería Gualberto Villarroel (\$us. 96,4 MM); además, incluye la construcción de una nueva refinería por un monto aproximado de \$us. 395 MM. Alrededor del 12% está financiado con recursos propios, 6% con el crédito del BCB y el resto está pendiente de la evaluación de opciones de financiamiento.

### 4. Plan de Almacenaje

En lo referente al Plan de Almacenaje, que cuenta con cuatro proyectos de incremento de capacidad y construcción de nuevas facilidades, está a cargo de YPF B Logística S.A. con un monto que asciende a 49,2 MM \$us.; los que se localizan en Montero, San Ramón, Bermejo, Cobija, Guayaramerin, Villazon, Puerto Suarez, Puerto Busch, Yacuiba, Potosí y Trinidad. De la misma manera, se planean inversiones de 18 MM \$us. para proyectos integrales de YPF B Aviación S.A., destinados al incremento de la capacidad de almacenaje en aeropuertos, adquisición de refuelers y mejoras varias en las distintas instalaciones. Del total de la inversión requerida, se cuenta con un financiamiento de 52% vía crédito del BCB y de 13% con recursos propios. El resto del financiamiento debe ser cubierto por otros medios.

### 5. Plan de Plantas de Separación

Las plantas de separación de líquidos requieren de \$us.400 MM de inversión. Este monto está financiado en un 38% por recursos propios, un 25% por créditos externos de distintos financiadores y 38% con el cargo al crédito del BCB.

### 6. Plan de Transporte

El Plan de Transporte asciende a una inversión de \$us. 2295,3 MM, de los cuales alrededor de 22% (\$us.498.3 MM) está financiado con recursos propios 4,5% (\$us. 103,7 MM) con aportes de YPF B Casa matriz y 5,4% (\$us. 124,5 MM) con el crédito del BCB. El monto restante, \$us. 1568.8 MM) será financiado mediante otras opciones.

### 7. Plan de Redes de Gas Natural

Los proyectos de inversión por concepto de instalación de redes de gas, ascienden a \$us, 748,4 MM, de los cuales \$us. 104,8 MM están financiados con recursos propios, \$us. 60 MM con cargo a una donación que está en proceso de negociación, \$us. 311.5 MM con contraparte de gobiernos subnacionales y el saldo de \$us. 272.1 MM debe ser financiado mediante otros medios.

### 8. Plan de Industrialización

Las inversiones dentro del Plan de Industrialización incluyen los proyectos GTL, Amoniaco Urea y Petrocasas, los cuales ascienden de manera conjunta a 1570 MM \$us. Del total a ser invertido, casi el 1% será financiado con recursos propios, 11,8% con crédito externo y 19,2% con el crédito del BCB. Se debe encontrar fuentes de financiamiento para el 68% de los recursos.

## 9. Plan de Reestructuración de YPFB

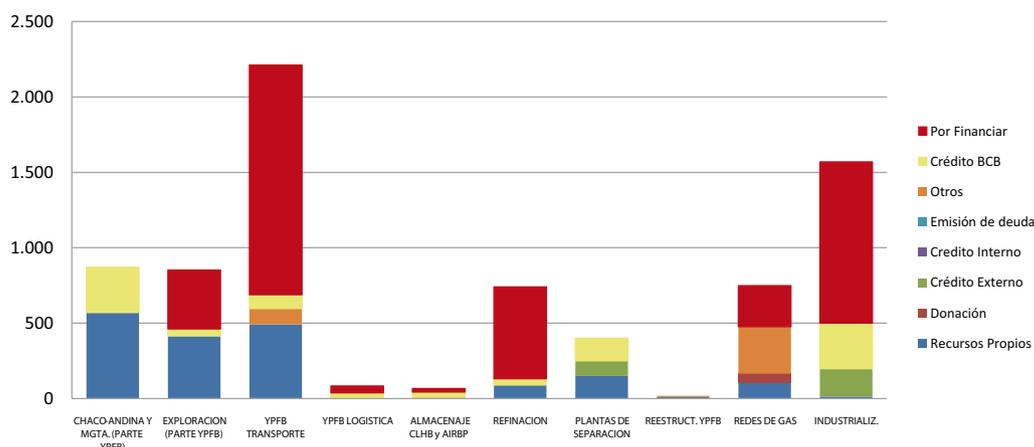
Este plan involucra una inversión de \$us.17,6 MM de los cuales el 52% será financiado con recursos propios y el restante 48% debe ser financiado mediante otras fuentes.

## 10. Plan de Gestión Socio Ambiental

El financiamiento de este Plan corre por cuenta de YPFB y Casa matriz y empresas subsidiarias. Debe anotarse que la inversión de la gestión socio ambiental en cada proyecto que forma parte el Plan de Inversiones, corresponde a las empresas responsables de las Actividades Obras o Proyectos, que serán posteriormente asumidas dentro de los costos, costos recuperables y en la tarifa, de acuerdo a la actividad hidrocarburífera que se trate.

El Gráfico 14.4 muestra la distribución de las fuentes de financiamiento por actividad, destacándose el impacto del crédito del BCB en las actividades de industrialización, producción, transporte, plantas de separación, refinación, redes de gas y almacenaje.

Gráfico No. 14.4  
Financiamiento de Inversiones por Actividad



Fuente: Elaboración propia

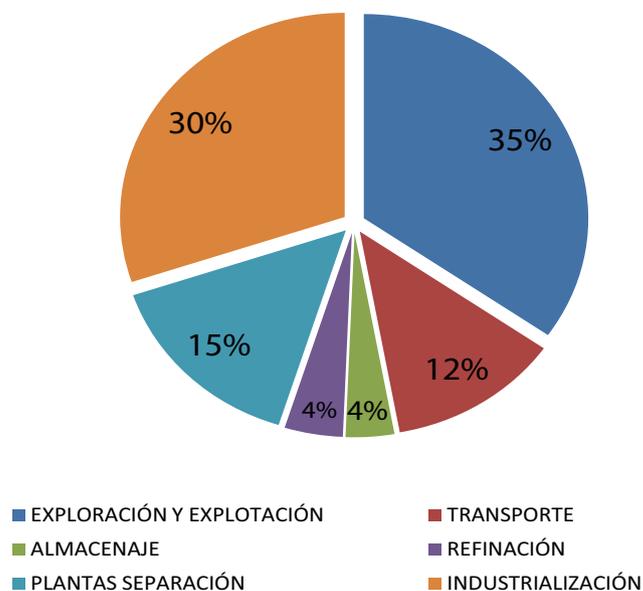
## Crédito del BCB

Los recursos correspondientes al crédito concesional que otorga el BCB a YPFB, serán utilizados para financiar proyectos en toda la cadena de hidrocarburos, de acuerdo a:

Cuadro No. 14.1									
Proyectos Financiados con crédito del BCB									
AREA	EN MM \$US	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
AREA	PROYECTO								
EXPLORACIÓN	YPFB	0,0	47,0						47,0
	ITAGUAZURENDA	0,0	47,0						47,0
EXPLOTACIÓN	MARGARITA	90,6	209,4						300
TRANSPORTE	YPFB TRANSPORTE	24,2	67,7						91,9
	Expansión GAA Cochabamba - La Paz	0,0	16,1						16,0
	Expansión GTC (35 MMpcd)	0,0	0,0						0,0
	Expansión GSP (10 MMpcd)	0,0	0,0						0,0
	Expansión GVT 3 (64 MMpcd)	0,0	16,1						16,1
	Expansión Gas Norte (220 MMpcd)	0,6	0,0						0,6
	Expansión Troncal Sur para Mercado Interno (575 MMpcd)	0,0	0,0						0,0
	GNEA Gas (650 MMpcd - 18,3 MMmcd)	23,6	10,9						34,5
	Expansión Líquidos Sur Asoc. Al GN p/Arg (65 MBPD)	0,0	24,6						24,6
	Propano (16,6 MBPD)	0,0	0,0						0,0
	PROYECTOS ESPECIALES LIQUIDOS	0,0	0,0						0,0
	CLHB	0	32,59						32,59
	POLIDUCTO CBBA - MONTERO	0,0	20,6						20,6
	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD PVT	0,0	0,6						0,6
	IMPLEMENTACIÓN SCADA 1° FASE	0,0	1,8						1,8
	CONCLUSION POLIDUCTO OCOLP II - PTA PATACAMAYA	0,0	9,6						9,6
	ALMACENAJE	CLHB	0,0	25,9					
INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAJE PLANTAS YPFB LOGISTICA S.A		0,0	19,7						19,7
PLANTA DE ALMACENAJE MONTERO		0,0	4,4						4,4
AMPLIACIÓN DE ALMACENAJE DE GLP EN GUARAYAMERIN		0,0	0,4						0,4
AMPLIACIÓN DE PLANTAS: BERMEJO, VILLAZON Y COBIJA		0,0	0,8						0,8
AMPLIACIÓN DE PLANTAS: POCITOS		0,0	0,7						0,7
AIR BP		3,4	5,7						9,1
INCREMENTO CAPACIDAD ALMACENAJE		0,8	5,7						6,5
REFUELLERS		2,5	0,0						2,5
MEJORAS EN INSTALACIONES		0,1	0,0						0,1
REFINACIÓN	REFINACIÓN	0,0	42,0						42
	GUILLERMO ELBERT BELL	0,0	1,0						1,0
	GUALBERTO VILLARROEL	0,0	1,0						1,0
	NUEVA REFINERIA	0,0	40,0						40
PLANTAS DE SEPARACIÓN	PLANTAS	0,0	50,0	100					150
	PLANTA MADREJONES	0,0	50,0	100					150
	PLANTA RIO GRANDE	0,0	0,0						0,0
REDES DE GAS		0,0	43,5						43,5
	INDUSTRIALIZACIÓN	0,0	258,0						258,0
	AMONIACO - UREA CARRASCO	0,0	245,0						245,0
	GTL	0,0	13,0						13,0
		118,2	781,8	100	0	0	0	0	1000

Fuente: YPF B

Gráfico No. 14.5  
Destino del Crédito del BCB por sector de la cadena



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el Gráfico 14.5, la mayor parte de los recursos del crédito del BCB se destinan a la Exploración y Explotación (35%) y a la Industrialización (30%). El resto de los recursos se divide entre las otras actividades de la cadena productiva de los hidrocarburos.

## Conclusiones Plan de Financiamiento

Las inversiones planteadas en el presente Plan, ascienden a \$us. 11.292 MM en toda la cadena de los hidrocarburos, de los cuales aproximadamente \$us 7.561 MM (67%) deben ser ejecutados por YPFB corporación. Las inversiones dentro del Plan 2009-2015 representan un desafío muy grande que YPFB corporación debe llevar adelante, por lo que se requiere aumentar los niveles de inversión en todas las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos.

Si bien el crédito de \$us 1.000 MM del crédito del BCB, ayuda a financiar parte del Plan de Inversiones, se debe tomar en cuenta que la mitad del Plan, especialmente a partir del año 2011, debe ser financiado por otras fuentes, cuya negociación tiene que iniciarse en lo inmediato.

El propósito de YPFB corporación es utilizar el crédito del BCB en lo inmediato y corto plazo, a objeto que los resultados obtenidos en las actividades y proyectos financiados permitan el apalancamiento de nuevos financiamientos con diferentes fuentes.

YPFB Casa matriz y las empresas subsidiarias, deben unificar esfuerzos y lógicas de planeamiento para que se puedan negociar las formas de financiamiento necesario y alcanzar la ejecución plena del Plan de Inversiones 2009-2015.

## Conclusiones generales

Bolivia enfrenta un desafío mayor en cuanto a la producción y el abastecimiento de su demanda interna y sus compromisos de exportación de hidrocarburos. La demanda potencial de Gas Natural del país asciende a más de 100 MMmcd, lo cual incluye los requerimientos del mercado interno de consumo, industrialización, retenido de plantas y volúmenes de exportación al Brasil y Argentina. En vista de los volúmenes de producción que se observan en la actualidad, se prevé una brecha significativa entre la indicada producción y la potencial demanda de hidrocarburos, tanto en Gas Natural como líquidos, en los próximos años. En ese contexto, se ha elaborado el Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPF B corporación, el cual permitirá maximizar y optimizar los esfuerzos para el desarrollo del sector y cada una de las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos.

El Plan de Inversiones prioriza el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, que en los últimos años no han experimentado inversiones considerables, a pesar de haber marcado un punto de inflexión con el incremento del Capex en el proceso de la Nacionalización. Según la última certificación oficial de hidrocarburos al 1 de enero de 2005, el país tiene 19,3 TCF de reservas probadas de Gas Natural, volumen que cubre los compromisos actuales; sin embargo, las reservas explotadas deben ser repuestas y así mantener un índice reservas/producción estable en el tiempo.

En cuanto a la explotación y desarrollo de campos, se tiene un plan agresivo a través de la optimización del plan presentado por Repsol, acelerando la producción hasta alcanzar los 18 MMmcd de Gas Natural considerando la perforación de pozos anticipada y con terminaciones múltiples con pozos dirigidos u horizontales de acuerdo a la orientación de fractura para obtener un mayor drenaje, dos pozos verticales adicionales en Incahuasi (Total E&P), incremento en la capacidad de compresión de Planta San Alberto, aceleración de la producción de los campos del Norte operados por Andina y otros. Este agresivo accionar, en cuanto a la producción de hidrocarburos, permitirá alcanzar más de 76 MMmcd de Gas Natural y alrededor de 80 Mbpd de líquidos hasta el año 2015.

La mayor producción de hidrocarburos, exige optimizaciones, mejoras y expansiones en los sistemas de transporte, logística y almacenaje. El Plan de Inversiones pretende asegurar el transporte de hidrocarburos al mercado interno, incrementar los volúmenes transportados hacia la exportación y aumentar los márgenes de seguridad en cuanto a días de almacenaje de hidrocarburos. Asimismo, el Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPF B corporación, relativo a la refinación, incluye la adecuación, mejora y ampliación de las refinerías existentes, y la implementación de una nueva refinería que permitirán incrementar la capacidad de refinación con el consecuente aumento de combustibles líquidos. A raíz del incremento de volúmenes de hidrocarburos refinados comercializables en el mercado interno, se logrará reducir la dependencia en la importación de carburantes y producir mayores ingresos para el Estado a través del pago de tributos. En definitiva, la aplicación de este Plan permitirá incrementar la capacidad de refinación, desde los 45 Mbpd actuales hasta 126 Mbpd en el año 2015.

De igual manera, se tiene prevista la construcción y puesta en marcha de dos plantas de extracción de líquidos de la corriente de Gas Natural, de manera de contar con nuevos volúmenes de GLP para el abastecimiento del mercado interno y la exportación.

En cuanto a los volúmenes disponibles, de acuerdo a la producción y capacidad de transporte, se garantizará el requerimiento del mercado interno, el proyecto Mutún, de Petrocasas, y del proyecto de industrialización Amoniaco Urea, así como los compromisos asumidos con el mercado de exportación (GSA Brasil y Argentina). Se tiene por objetivo la producción de líquidos a partir del Gas Natural con la implementación del proyecto GTL, el cual está sujeto a la priorización de mercados con Argentina y al éxito de los prospectos exploratorios.

Todos los proyectos planteados anteriormente, permitirán atender el mercado interno de líquidos y en el futuro exportar GLP, Gasolina y Diesel Oil.

En relación al cambio de la matriz energética, con la masificación de la utilización del Gas Natural, se proyecta implementar 900.000 conexiones de gas domiciliario en el periodo 2010 - 2015 e incrementar la calidad de vida de la población en general en base al acceso a este servicio básico.

En conclusión, la inversión estimada para llevar adelante la totalidad de las actividades planteadas en el Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB corporación, es de \$us. 11.292 MM como sector, de los cuales YPFB corporación debe invertir \$us. 7.561MM.

El Plan de Inversiones 2009 - 2015 de YPFB corporación, elaborado por un equipo multidisciplinario de todas las empresas que conforman la corporación, incluye una visión global y coordinada de los requerimientos de las actividades de exploración, explotación, abastecimiento interno, cumplimiento de compromisos de exportación, transporte, refinación, almacenamiento, industrialización y otros, así como el compromiso de inversión por parte de YPFB corporación de aproximadamente el 67% de la inversión total del Plan del sector hidrocarburos, lo cual demuestra la extremada relevancia que el Estado boliviano, a través de la empresa estatal del petróleo, ha asumido para el desarrollo del sector y del país en su conjunto.

Sin embargo, del aporte técnico y profesional de YPFB puesto en el presente Plan, no debe entenderse como la última palabra en el período 2009 - 2015, al contrario el Plan de Inversiones constituye un instrumento perfectible y debe ser objeto de evaluación y ajustes, especialmente en la actividad de exploración, que es vital para ampliar el horizonte de vida del sector hidrocarburos en Bolivia, en un largo plazo; es decir, un horizonte de cinco décadas cuando mínimo.

# Anexo

## Fichas de Proyectos de Inversión



**EXPLOTACIÓN**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
ANDINA	Desarrollo Campo Boqueron	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Desarrollar reservas PND – P2	Realizar 3 WO y 2 Perforaciones para desarrollar reservas PND. Realizar 1 Perforación para desarrollar reservas P2.	20,8	2010 - 2015
	Facilidades de producción Campos: Boqueron, Patuju, Cobra y Yapacani	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Habilitar a producción los campos Cobra, Boquerón y Patujú Incrementar la producción del reservorio Sara del campo Yapacani con alto contenido de CO2.	campos Cobra, Boquerón y Patujú con plantas de Sirari y Yapacani. Ampliación capacidad proceso e implementación sistema de endulzamiento planta Yapacani.	38	2010 - 2015
	Desarrollo Campo Rio Grande	Area Centro	Desarrollar reservas PND – P2	Realizar 1 WO para desarrollar reservas PND. Realizar 2 Perforaciones para desarrollar reservas P2	10,3	2009-2015
	Desarrollo Campo Yapacani	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Desarrollar reservas P1 (probadas no desarrolladas) de los reservorios Petaca, Yantata y Sara.	Las reservas serán desarrolladas con 15 workovers para las reservas P1.	25,2	2009-2015
	Desarrollo Campo Cobra	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Desarrollar reservas PND – P2	Realizar 2 WO y 1 Perforación para desarrollar reservas PND. Realizar 1 Perforación para desarrollar reservas P2	12,1	2010-2015
	Desarrollo Campo Patuju	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Desarrollar reservas PND – P2.	Realizar 2 WO y 5 Perforaciones para desarrollar reservas PND. Realizar 2 Perforaciones para desarrollar reservas P2.	41,3	2010-2015
	Desarrollo Campo Sirari	Area Sara Boomerang -Zona Norte	Desarrollar reservas P1 (probadas no desarrolladas) y P2 (probables) de los reservorios Petaca y Yantata.	Las reservas serán desarrolladas con 8 workovers (4 para P1 y 4 para las P2).	12,6	2009-2015
	Desarrollo Campo Vibora Otros	Area Sara Boomerang -Zona Norte Varias	Desarrollar reservas PND (probadas no desarrolladas) del reservorio Sara	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 2 pozos	14,8 55,9	2009-2015 2009-2015
PETROBRAS	Desarrollo Campo Sabalo	Area San Antonio	Desarrollar reservas PND (reservorio Huamampampa, Santa Rosa, Icla)	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 3 pozos	542,8	2009-2015
	Desarrollo Campo San Alberto	Area San Alberto	Desarrollar reservas PND (reservorio Huamampampa, Santa Rosa, Icla)	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 3 pozos y una intervención del SAL-11	214	2009-2015
REPSOL	Desarrollo Campo Margarita	Area Caipipendi	Desarrollar reservas PND (reservorio Huamampampa)	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 7 pozos, 4 de ellos horizontales, 3 pozos de intervención, la instalación de plantas en módulos hasta llegar a una capacidad de 1.8 MMmcd	1507	2010-2015
TOTAL	Desarrollo campo Incahuasi	Area Ipati	Desarrollar reservas PND (reservorio Huamampampa)	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 5 pozos exploración y de desarrollo. Instalación de una Planta con capacidad de 300 MMPCD para el año 2013.	750	2010-2015
	Desarrollo Campo Itau	Area San Alberto	Desarrollar reservas PND (reservorio Huamampampa, Icla y Santa Rosa)	Estas reservas serán desarrolladas con la perforación de 2 pozos de desarrollo e instalación de una Planta, para producir los pozos descritos.	371	2010-2015

EXPLOTACIÓN (continuación)						
EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
CHACO	Desarrollo campo Bulu Bulu	Depto. Cbba.	Desarrollar las reservas de la Robore I y Robore III. Evaluar de manera conclusiva la Robore II	Se podrían intervenir algunos pozos para restablecer la producción de este reservorio. La Robore II fue evaluada de manera no conclusiva cuando se perforo el pozo BBL-8, el pozo BBL 10 permitirá mejor evaluación del reservorio. Una tercera alternativa del BBL 10 es completar el desarrollo de la Robore I.	39,7	2010-2015
	Desarrollo campo San Roque	Depto. Tja.	Desarrollar las reservas de gas del campo	El pozo SNQ-22 permitirá definir la existencia de hidrocarburos en esta zona. También se tiene programado la intervención de dos pozos	7,4	2009-2015
	Desarrollo campo Percheles	Depto. Scz.	Desarrollar las reservas de gas del campo	De 3 pozos perforados en el campo, solo 2 tuvieron producción en Bloque Bajo de formación Tarija. Con resultados de sísmica 3D se planea desarrollo del campo con perforación de pozos que permita producción de ambos bloques	47,9	2010-2015
	Desarrollo Campos SRW, SRW, JNN, HSR Y PLM	Depto. Scz.	Incrementar la producción y desarrollar las reservas de gas de los campos arriba indicados.	Los campos SRW, SRS, JNN, HSR, PLM, entrarán en producción el año 2009 con planta de proceso de 50 MMmcd. de capacidad PERFORACIÓN: 2 pozos en SRW el 2010, 1 en HSR el 2010, 1 en JNN el 2011 1 PLM el 2012 y 1 en SRS el 2012 INTERVENCIONES: 3 WO en PLM EL 2010, 1 WO en JNN el 2010	35,1	2010-2015
	Desarrollo Campo Vuelta Grande	Depto. Chuq.	Mantener la declinación del campo	Vuelta Grande es un campo del todo desarrollado, no se prevé la perforación de nuevos pozos en los reservorios tradicionales.	12,3	2009-2015
	Desarrollo Campos Kanata, Kanata Norte, Carrasco FW y Carrasco	Depto. Cbba.	Mantener la producción y desarrollar las reservas de los campos indicados	2009 - Perforación pozo Kanata N; 2010 - Instalación planta y compresión Kanata; 2011 - Dos Workover en Carrasco FW; 2012 - Workover en Kanata N; 2013 - Perforación pozo e instalación de líneas en Kanata y WO en Carrasco FW	48,6	2009-2015
	Desarrollo Campo El Dorado	Depto. Scz.	Desarrollar las reservas de gas del campo	2009 - Workover; 2013 - Workover e instalación de líneas; 2014 - Perforación de un pozo e instalación de líneas	18,9	2009-2015
	Desarrollo Campos Caigua y Churumas	Depto. Tja.	Desarrollar las reservas de gas de los campos	2012 - Instalación de una planta, facilidades y líneas en Caigua; 2013 - Perforación de un pozo, instalación de compresión y workovers en Caigua; 2013-2014 Instalación de líneas y ductos en Churumas y perforación de pozo en 2015	56	2009-2015
VINTAGE, BG, PLUSPET, PESA	Desarrollo varios Campos	Varios	Mantener la declinación del campo		176,7	2009-2015
TOTAL EXPLOTACIÓN					4058,4	

**EXPLORACIÓN**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
ANDINA	Exploración Sararenda	Carohuaicho 8D - Guairuy - Camiri (Scz)	Descubrir y Desarrollar el Prospecto Sararenda con objetivo Huamampampa	Perforación tres Pozos Exploratorios (SRR-X1, SRR-X2 y SRR-X3) - Adquisición, Procesado e Interpretación de Sísmica 3D - Perforación dos Pozos de Desarrollo (SRR-4H y SRR-5H) - Facilidades de Superficie (Ductos, Planta de Proceso y Compresión 600psi)	437	2010-2015
YPFB PETROANDINA SAM	Exploración Utiqumuni	La Paz, Provincias Larecaja – Caranavi – Sud Yungas	Descubrir nuevo campo en reservorios del devónico – Permocarbonífero e incrementar reservas de líquidos.	Perforación de un pozo exploratorio a objetivo Devónico - Permocarbonífero.	50	2014
	Exploración Iñau	Chuquisaca, Hernando Siles – Luis Calvo	Descubrir nuevo campo a nivel de reservorio Huamampampa, Icla, Santa Rosa, e incrementar reservas de gas – condensado.	Perforación de un pozo exploratorio a objetivo Huamampampa y dos pozos de avanzada. Después de perforar un pozo exitoso se construiría una planta de Dew Point.	50	2015
	Exploración Timboy	Tarija, Provincia Gran Chaco	Descubrir nuevo campo a nivel de reservorio Huamampampa e incrementar reservas de gas - condensado	Perforación de un pozo exploratorio a objetivo Huamampampa y dos pozos de avanzada. Después de perforar un pozo exitoso se construiría una planta de Dew Point.	60	2010-2012
YPFB (GNEyE)	Exploración Itaguazurenda	Santa Cruz, Provincia Cordillera	Descubrir nuevo campo a nivel de reservorio Huamampampa e incrementar reservas de gas - condensado	Perforación de un pozo exploratorio a objetivo Huamampampa, dos pozos de avanzada y dos pozos de desarrollo. Después de perforar tres pozos se construiría una planta de Dew Point.	437	2010-2015
PETROBRAS	Exploración Ingre	Chuquisaca, Provincia Hernando Siles	Descubrir nuevo campo a nivel de reservorio Huamampampa e incrementar reservas de gas - condensado	Perforación de un pozo exploratorio a objetivo Huamampampa, dos pozos de avanzada y un pozo de desarrollo. Después de perforar dos pozos se construiría una planta de Dew Point.	50	2009-2012
CHACO	Pozo exploratorio Carrasco Este-X1 (CRE-X1)	Cochabamba – Campo Carrasco	Investigar y definir el potencial del reservorio Robore I en el prospecto exploratorio denominado Carrasco Este, una estructura gemela del Campo Carrasco. Reemplazar reservas de gas condensado.	Perforación pozo exploratorio vertical de 4800 m. Pruebas para definir capacidad entrega reservorio. En caso de éxito se realizará la terminación adecuada del pozo y se construirán las facilidades para el manejo y el transporte de la producción a la Planta Carrasco	15	2010
	Exploración Percheles Profundo	Santa Cruz – Campo Percheles	Investigar y definir el potencial del reservorio Huamampampa en la estructura del Anticlinal de Percheles. Adicionar nuevas reservas de gas condensado asociada al Campo Percheles.	Perforación pozo exploratorio vertical de 5500 m Pruebas para definir capacidad entrega reservorio. En caso de éxito se realizará la terminación adecuada del pozo y se construirán las facilidades para el manejo y el transporte de la producción a la Planta Percheles.	54	2011
	Exploración Vuelta Grande Profundo	Chuquisaca – Campo Vuelta Grande	Investigar y definir el potencial del reservorio Iquiri en el Bloque Alto del Atidinal de Vuelta Grande Reemplazar reservas de gas condensado del Campo Vuelta Grande	Perforación pozo exploratorio vertical de 4500 m MD. Pruebas para definir capacidad entrega reservorio. En caso de éxito se realizará la terminación adecuada del pozo y se construirán las facilidades para el manejo y el transporte de la producción asociada a la Planta Vuelta Grande.	16	2011
	Pozo exploratorio Dorado 1005 (DRD-1005)	Santa Cruz – Campo El Dorado	Investigar y definir el potencial del reservorio Iquiri en el área sur del Bloque Bajo del Anticlinal de El Dorado. Adicionar reservas de gas condensado del Campo El Dorado.	Perforación pozo exploratorio vertical de 4200 m Pruebas para definir capacidad entrega reservorio. En caso de éxito se realizará la terminación adecuada del pozo y se construirán las facilidades para el manejo y el transporte de la producción a la Planta Percheles.	15	2012
<b>TOTAL</b>					<b>1184</b>	

## REFINACIÓN

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB REFINACIÓN	ADECUACIÓN DEL ÁREA A-300 RSCZ	Refinería Guillermo Elder Bell – Santa Cruz	Adecuar a normas de seguridad e incrementar la capacidad de la unidad permitiendo el procesamiento de 6.000 bpd para un crudo de 61°API con lo que se obtendrá mayor producción de Diesel Oil.	Reemplazo de bombas y motores de proceso, Centro de Control de motores (CCM), Nuevo Horno 3H-3203, Tratamiento de efluentes, Torre de enfriamiento, Retorno de condensado	3,68	2009-2011
	UNIDAD REFORMACIÓN CATALÍTICA RSCZ	Refinería Guillermo Elder Bell – Santa Cruz	Implementar una Unidad de Reformación Catalítica con capacidad de 9.000 bpd en el área de la Refinería Guillermo Elder Bell de la ciudad de Santa Cruz (RSCZ) para procesar la Nafta Media (MSR) que producirá la nueva UDC de 30.000 bpd y cubrir la demanda creciente de Gasolina	Ingeniería Conceptual del proyecto, Licitación y contratación de los servicios de una empresa especializada para que desarrolle la Ingeniería Básica del proyecto, Ingeniería y Procura de la nueva Unidad de Reformación Catalítica y obras de Construcción y Montaje.	80,00	2010-2014
	REVAMP DE LA UNIDAD DE CRUDO FASE II RSCZ	Refinería Guillermo Elder Bell – Santa Cruz	Incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Destilación de Crudo actual de 16.500 bpd que permita alcanzar una capacidad de 18.000 bpd de crudo de 61°API.	Horno 3H-1001 (Ampliación de la carga térmica), Ampliación del aerofriador, Reemplazo de Internos de torre atmosférica, Revamp del splitter de nafta, Sistema de tratamiento de Jet Fuel, Unidad de Recuperación de gases (URG).	6,20	2009-2011
	NUEVA UNIDAD TOPPING RSCZ	Refinería Guillermo Elder Bell – Santa Cruz	Implementar una Nueva Topping con capacidad de 30.000 bpd para incrementar la producción de diesel oil e implementar una nueva Unidad de Recuperación de Gases (URG) que se integrará a la nueva Topping.	Ingeniería Conceptual y Básica del proyecto, licitación y contratación de los servicios de Ingeniería, Procura y Construcción (EPC) de la nueva Topping y la nueva Unidad de Recuperación de Gases (URG), desarrollo de la Ingeniería y Procura de las Nuevas unidades de proceso, construcción y montaje de la Nueva Unidad de Topping.	100,00	20110-2014
	UNIDAD DE ISOMERIZACIÓN DE GASOLINA LIVIANA	Refinería Guillermo Elder Bell – Santa Cruz	Implementar una Unidad de Isomerización de Gasolina liviana (LSR) con capacidad de 5.000 BPD para cubrir la demanda creciente de Gasolina Especial del área de influencia de dicha refinería y disminuir el contenido de Benceno en las Gasolinas Especial y Premium.	Ingeniería Conceptual y Básica del proyecto; Ingeniería, Procura y Construcción (EPC); Ingeniería y Procura de la Unidad de Isomerización de LSR y construcción y montaje.	40,00	2009-2013
	REVAMP DE LA UNIDAD DE CRUDO RCBA	Refinería Gualberto Villarreal - Cochabamba	Incrementar la capacidad de procesamiento de la Unidad de Destilación de Crudo hasta 32000 bpd de carga de crudo de 61°API y Revamp de la Unidad de Recuperación de Gases	Nuevo Horno 1H-1001-A, Ampliación del aerofriador, Revamp del splitter de nafta, Sistema de tratamiento de Jet Fuel, Ampliación de capacidad de la Unidad de Recuperación de Gases (URG)	9,00	2010-2013
	HORNO DE DESTILACIÓN 1-H-1001A RCBA	Refinería Gualberto Villarreal - Cochabamba	Implementar un Nuevo Horno de Crudo cilíndrico vertical con capacidad de 32.000 bpd para la UDC-27.250 bpd en el área de procesos de la refinería Gualberto Villarreal	Licitación para la Ingeniería básica y fabricación del Horno (ya adjudicada), licitación para la construcción de las fundaciones de Hormigón Armado para el nuevo Horno, paro programado de Planta para ejecutar las interconexiones, pruebas y puesta en marcha	8,00	2009-2010
ADECUACIÓN PLANTA 12.500 BPD RCBA	Refinería Gualberto Villarreal - Cochabamba	Adecuar la planta a normas de seguridad y que las instalaciones permitan procesar 10.000 bpd de crudo de 61°API, y permita la producción de: GLP, Gasolina Estabilizada, Kerosene, Diesel Oil y Crudo Reducido, en condiciones estables.	Trabajos de Ingeniería para habilitar la T-401 como Spleeter de Nafta, bombas de fondo y Reboiler, así como trabajos de habitación de la misma torre. Trabajos de ingeniería para renovar el Reboiler de la Torre Debutanizadora por otro de mayor capacidad. También se realizará la ingeniería para implementar Compresores de gas de cabeza de la Torre de Crudo	4,25	2009-2011	

**REFINACIÓN (Continuación)**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB REFINACIÓN	REVAMP UNIDAD DE LUBRICANTES RCBA	Refinería Gualberto Villarroel - Cochabamba	Ejecutar el Revamp para incrementar la capacidad de procesamiento de 2.000 a 2.500 bpd de la Unidades de Destilación al Vacío I y II	Ampliación de los Hornos de carga 2H-301 y 2H-302 de las unidades de Vacío I y II respectivamente para mayor carga térmica, ampliación y adecuación de Intercambiadores de calor y enfriadores, ejecutar el Revamp de los Sistemas de Vacío (Eyectores y condensadores).	6,00	2009-2011
	UNIDAD DE ISOMERIZACIÓN DE GASOLINA LIVIANA	Refinería Gualberto Villarroel - Cochabamba	Implementar una Unidad de Isomerización de Gasolina liviana (LSR) con capacidad de 5.000 BPD para cubrir la demanda creciente de Gasolina Especial del área de influencia de dicha refinería y disminuir el contenido de Benceno en las Gasolinas Especial y Premium.	Ingeniería Conceptual y Básica del proyecto; Ingeniería, Procura y Construcción (EPC); Ingeniería y Procura de la Unidad de Isomerización de LSR y construcción y montaje.	40,00	2009-2013
	SALA DE GENERADORES RSCZ	Refinería Guillermo Elder Bell - Santa Cruz	Montar de la nueva central termoeléctrica estará basado en grupos accionados por motor a gas marca CATERPILLAR Modelo CAT G3520B.	Adquisición de 3 unidades de generación accionadas por turbinas por motores a gas para reemplazo de las actuales que saldrían de servicio.	0,34	2009
	ADECUACIÓN PLANTA AVGAS RCBA	Refinería Gualberto Villarroel - Cochabamba	El objetivo del presente proyecto es de dotar de confiabilidad en la operación de preparación de gasolina de aviación desde la perspectiva de control operativo y seguridad, por medio de la inspección y mantenimiento de los equipos de las Unidades de Redestilado, Alquilatos y	Adecuación de la Unidad de Redestilado, Unidad de Alquilatos y Unidad de Isopentano.	1,00	2009-2010
	PLANTA DE RE-REFINADO DE ACEITES LUBRICANTES USADOS	Refinería Gualberto Villarroel - Cochabamba	Implementar una planta de re-refinación de aceites lubricantes usados a fin de atender la creciente demanda de lubricantes automotrices en el mercado interno, además de reducir el impacto de estos aceites en el medio ambiente.	El proyecto requiere de un estudio que establezca una estrategia de recolección de estos aceites así como también sugerencias para adecuar la normativa legal vigente para el reciclaje de estos residuos.	10,00	2009-2013
	PROYECTOS MENORES	Refinería Gualberto Villarroel - Refinería Guillermo Elder Bell	Asegurar la continuidad operativa de las unidades, adecuar a las normas de seguridad y asegurar el funcionamiento operativo de las refinerías.	Cambio de Tubos Plattforming, Descargadero de Isopentano y proyectos menores.	22,32	2009-2012
	SISTEMAS DE CONTROL DISTRIBUIDOS	Refinería Gualberto Villarroel - Refinería Guillermo Elder Bell	Substituir gradualmente la Instrumentación neumática discreta, por Sistemas de Control Distribuido Electrónico Digital. Realizar mejoras operativas con la posibilidad de introducir sistemas de Control Avanzado y funciones de Optimización.	Reemplazo del sistema de control neumático que actualmente opera en las refinerías Guillermo Elder Bell (Santa Cruz) y Gualberto Villarroel (Cochabamba)	11,00	2009-2011
	MEJORAS PARQUE GLP	Refinería Gualberto Villarroel - Refinería Guillermo Elder Bell	El proyecto de Mejoras Parque GLP RCBA tiene por objetivo adecuar los parques de GLP a las Normas API 2510 y 2510.	Relevamiento general, Análisis de Riesgo de Incendio y Explosión, Diseño Básico, Ingeniería de detalle con planos y especificaciones de materiales y equipos requeridos, Construcción de Obras Civiles, de Obras Mecánicas, de Sistemas de Instrumentación y electricidad, de Sistemas de Control y Seguridad, Entrenamiento, Capacitación y	3,57	2009-2012
	NUEVA REFINERÍA DE 30.000 BPD PARA CRUDO PESADO	Refinería Occidente	El objetivo del presente proyecto, es implementar un Nuevo Complejo Refinero con capacidad de procesamiento de 30.000 bpd en el área Occidental del país para procesar Petróleo Crudo Importado (20 a 25°API) a fin de satisfacer la creciente demanda de Diesel Oil y evitar la	Ingeniería Básica, Ingeniería, Procura y Construcción (EPC) del Nuevo Complejo Refinero, Ingeniería y Procura de las Nuevas unidades de proceso, obras de construcción y montaje serán ejecutadas durante las gestiones 2013 y 2014.	395,00	2010-2014
<b>TOTAL</b>					<b>740,35</b>	

## ALMACENAJE

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB LOGISTICA S.A.	Ampliación de almacenaje	Santa Cruz	Garantizar el abastecimiento a nivel nacional de 30 días de DO y 7 de GLP	Construcción de 15 tanques de DO; 12 de GE y 6 de GLP.	38,9	2009-2012 (*)
	Ampliación de almacenaje de GLP en Plantas Bermejo, Villazón y Cobija	Tarija (Bermejo), Potosí (Villazón) y Pando (Cobija)	Garantizar la seguridad energética para 7 días de almacenaje de GLP en las ciudades de Bermejo, Villazón y Cobija para las plantas de engarrafado de YPFB.	Construcción de un tanque de almacenamiento de 30 m3 para GLP (Bermejo); un descargadero de sistemas de GLP (Cobija) y un tanque salchicha de 160 m3. Construcción de un tanque salchicha de 75 m3 en Villazón.	0,8	2010
	Ampliación de planta de almacenaje en Pocitos - Yacuiba	Tarija (Pocitos-Yacuiba)	Controlar el almacenaje en la ciudad de Pocitos-Yacuiba mediante la recepción en 2 tanques traspasados por YPFB Transportes a YPFB (Logística ó Comercial) y la ampliación de la capacidad de almacenaje con un tanque.	Se deberá negociar los terrenos que ocupa Transredes para la ampliación de la planta. Construcción de un tanque adicional de 1500 m3 para el almacenaje de DO Adecuación de instalaciones existentes para despacho	0,7	Estimado 2010
	Ampliar la capacidad	Guayaramerín - Beni	Aumentar la capacidad energética de la Planta de engarrafado de Guayaramerín a 7 días	Construcción de un tanque salchicha de 200 m3	0,4	Estimado 2010
	Construcción de una planta de almacenaje en Montero	Provincia Obispo Santiesteban - Municipio de Montero	Construcción de una planta de recepción, almacenaje y despacho en el Municipio de Montero que garantice un periodo de seguridad energética mayor a 30 días en el sector Norte y áreas de influencia del Departamento de Santa Cruz.	Construcción de una Planta de Recepción, Almacenaje y Despacho en el Municipio de Montero que garantice un periodo de seguridad energética mayor a 30 días en el sector Norte y áreas de influencia del Departamento de Santa Cruz.	8,5	2010-2012
YPFB AVIACION S.A.	Adecuación e incremento de capacidad de almacenaje en doce (12) plantas.	Aeroplantillas YPFB Aviación: VVI (Viru Viru), SRZ (Trompillo), CBB (Cochabamba), LPB (El Alto), SRE (Sucre), TJA (Tarija), BYC (Yacuiba), TDO (Trinidad), RIB (Riberalta), GYA (Guayaramerín), CIJ (Cobija), PSZ (Puerto Suárez).	Instalar doce aeroplantillas en el país y asegurar la continuidad del servicio público de suministro de combustible a aeronaves.	1. Adecuación de infraestructura (Construcción de 5 plantas nuevas (LPB - CIJ - GYA - RIB - BYA; Adecuación de 12 plantas) 2. Incremento de capacidad de almacenaje (Retirar de operación 13 tanques por haber cumplido su vida útil y estar fuera de norma. Construcción y montaje de veintisiete (27) tanques nuevos) 3. Gestión ambiental (Remediación Tanque La Paz; Obtención de licencias para plantas nuevas)	13,5	2009-2015
	Renovación de flotas abastecedoras de combustible (refuellers)	VVI (Viru Viru), SCZ (Trompillo), CBB (Cochabamba), LPB (El Alto), SER (Sucre), TJA (Tarija), BYC (Yacuiba), TDD (Trinidad), RIB (Riberalta), GYA (Guayaramerín), CIJ (Cobija), PSZ (Pto. Suarez),	Incluir a la flota actual 22 unidades	22 unidades de diferentes capacidades	2,6	2009
	Equipamiento general de YPFB Aviación S.A.	Oficina Administrativa Sta. Cruz; VVI (Viru Viru), SCZ (Trompillo), CBB (Cochabamba), LPB (El Alto), SER (Sucre), TJA (Tarija), BYC (Yacuiba), TDD (Trinidad), RIB	Equipar a YPFB Aviación S.A. con sistemas de gestión, equipo y mobiliario adecuado a sus operaciones	1. Sistemas informáticos • Implementación de sistemas integrados de control de gestión (NOVUS) • Implementación de un sistema de Control de Stocks • Diseño e implementación de infraestructura de comunicaciones (Exchange, correo electrónico, servicio on-line) 2. Equipamiento general • Equipos de computación (computadoras y servidores) • Vehículos de soporte de operación • Herramientas y equipo especializado	1,9	2009-2014
<b>TOTAL</b>					<b>67,3</b>	

**TRANSPORTE**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB TRANSPORTE	Construcción Gasoducto Carrasco Cochabamba Tramo I	Carrasco - Villa Tunari	Construcción de 109 Km. de línea de 16" de diámetro para transportar hasta 120 MMpcd de gas natural al occidente del país	En las fases de construcción se requerirán diferentes fases de trabajo clasificadas por las particularidades de la ejecución constructiva y la longitud del tramo a construir (2 frentes de línea regular, 5 frentes de líneas especiales y 1 frente prefabricado, aéreo y/o adosado)	43,90	2009-2010
	Construcción Gasoducto Carrasco Cochabamba Tramo II	Villa Tunari - Pampa Tambo	Construcción de 78 Km. De línea de 16" de diámetro para completar la totalidad del gasoducto Carrasco Cochabamba y transportar hasta 120 MMpcd de gas natural al Occidente del país	Construcción de 78 Km. De línea de 16" de diámetro, donde aprox. 40 Km. Registran cruces de ríos y quebradas y se necesita habilitar unos 30 Kms. de nuevo derecho de vía. Se requerirán diferentes frentes de trabajo (1 frente de línea regular, 5 frentes de cruces especiales y 1 frente prefabricado, aéreo y/o adosado). Se construirá atravesando la zona el Sillar de alta restricción geológica. Concluido el tramo se conectarán los tramos I y III para habilitar todo el gasoducto Carrasco Cochabamba.	83,95	2009-2010
	Expansión del gasoducto Carrasco Cochabamba	Carrasco - Cochabamba	Expansión de la capacidad de transporte del GCC hasta 196 MMpcd	El alcance de la expansión del GCC contempla la construcción de 2 nuevas estaciones de compresión, una ubicada en la cabecera del gasoducto y la otra intermedia entre Carrasco y Cochabamba (determinada luego de concluida la ingeniería de detalle)	31,90	2015
	Expansión gasoducto al Altiplano Fase 3-B	Tramo Parotani-Senkata	Incrementar la capacidad de transporte de 33.5 MMpcd en el tramo Parotani -Senkata para abastecimiento de los mercados de Oruro, La Paz y usuarios intermedios	Expansión GAA 3b Fase 1(43.4MMpcd): Adecuación PRM -Senkata; Construcción de un Loop de 12"x26 Km entre Vila Vila y Sica Sica; construcción de un Loop de 10"x32Km entre Sica Sica y Senkata. Expansión GAA Fase 2 (49.1MMpcd): Instalación de 4 unidades adicionales de compresión en Huayfacoa y otra en Sica Sica; se transfiere la construcción de un nuevo loop de 14 Kmy 12" entre Huayfacoa y Parotani a la fase 3c; Ingeniería básica, terrenos	27,30	2009-2011
	Expansión gasoducto al Altiplano Fase 3-C	Tramo Parotani-Senkata	Incrementar la capacidad de transporte de 49.1 a 72.2 MMpcd en el tramo Parotani-Senkata para abastecimiento de los mercados de La Paz, Oruro y usuarios intermedios.	Construcción de: loop de 12"x23km(Huayfacoa-Parotani, incluye 14 Km. identificados en el GAA3b); loop de 12"x76Km (Parotani-Oruro); loop de 12"x32Km(Oruro-Sica-Sica); loop de 10"x15Km(Sica Sica-Senkata); Instalación de una unidad adicional de compresión en Huayfacoa y otra en Sica Sica; Instalación de nuevo medidor en Senkata	57,40	2012
	Expansión Gasoducto al Altiplano Fase IV	Tramo Parotani-Senkata	Incrementar la capacidad de transporte de 72.2 a 86.5 MMpcd en el tramo Parotani-Senkata para abastecimiento de los mercados de Occidente del país	Construcción de un loop de 12"x11Km en el tramo Parotani-Oruro y otro de 10"x8Km. en Sica Sica Senkata; instalación de una unidad adicional de compresión en Huayfacoa (traslado Samaipata)	9,10	41365
	Expansión Gasoducto al Altiplano Fase 5	Tramo Parotani-Senkata	Incrementar la capacidad de transporte de 86.5 a 117.3 MMpcd en el tramo Parotani-Senkata para abastecimiento de los mercados de Occidente del país	Instalación de una unidad adicional de compresión en Huayfacoa; construcción de una nueva estación con 5 unidades de compresión cerca de Caracollo - Oruro e instalación de una unidad adicional de compresión en Sica Sica (Termoeléctrica)	16,00	2014
	Punto de entrega ENDE-Carrasco	Entre Rios - Carrasco	Interconectar al sistema de transporte de gas natural la nueva planta de generación termoeléctrica a ser instalada por ENDE Andina (Ente Rios). Una vez interconectado, este nuevo usuario permitirá liberar hasta 24 MMpcd de capacidad de transporte durante su operación en el tramo Carrasco-Yapacaní del Sistema Norte	Compra de terreno, ingenierías y permisos; Interconexión al gasoducto Carrasco -Yapacaní(GYC); Construcción de puente de Regulación y Medición (PRM) e instalaciones asociadas; facilidades de comunicación para enlace con Sala de Control a través de los equipos actualmente instalados en el PRM que mide la recepción de producto desde el campo Paloma; Obras civiles	0,59	2010
	Expansión Gasoducto Taquíperenda - Cochabamba	Tramo Taquíperenda - Sucre	Incrementar la capacidad de transporte en el tramo Taquíperenda - Sucre en 35 MMpcd	Construcción de línea paralela entre Huayfacoa y Tarabuco de 8" y 169Km.; Complementar el loop de 6" con la construcción de 19 Km. entre Yamparaez y QhóraQhóra; compresión adicional en Tapirani hasta 168MMpcd siendo necesario trasladar 3 compresores desactivando los 3 existentes	46,20	2009-2010
	Reversa Gasoducto GTC	Tramo Huayfacoa-Tarabuco	Revertir el flujo de transporte en el Tramo Huayfacoa-Tarabuco para incrementar el suministro de Gas Natural al área de influencia del GTC en 6MMpcd que junto al gas que es aportado desde Taquíperenda permitirá atender hasta 26 MMpcd al mercado de Sucre y Potosí	Una vez se cuente con la estación Huayfacoa operando, la misma debe contar con facilidades para realizar entregas al GTC pero en reversa al actual flujo requiriéndose: validación del MOP a 1.400 psig de dicho tramo; evaluar la necesidad de operar en sentido inverso la estación de Compresión de Tapirani o reubicar y un sistema de flexibilización/regulación de presiones remota que permita a la altura de Tarabuco sincronizar y compensar presiones para el ingreso al ducto Tarabuco Sucre o analizar la alternativa de usar de manera independiente lo loops actuales para recibir por separado los volúmenes de gas natural de Taquíperenda y Huayfacoa	1,77	2012
	Reversa Gasoducto al Altiplano GAA	Gasoducto al Altiplano - Tramo Río Grande -Huayfacoa	Revertir el flujo actual del GAA en el tramo Río Grande -Huayfacoa para el transporte de gas natural con destino al mercado de exportación y de paso optimizando el 100% de la capacidad de transporte del GCC de Carrasco a Cochabamba	Contratar ingenierías básicas y de detalle. Una vez iniciada la operación de la estación de Huayfacoa y la desafectación de las estaciones de compresión de Chillijchi y Samaipata se debe adecuar: el paso directo y en sentido inverso de las estaciones Chillijchi y Samaipata, la operación en flujo inverso de las unidades de compresión de la estación de compresión de Oconi, un nuevo punto de entrega en la estación de Río Grande para recepcionar y medir el gas proveniente de Huayfacoa y la planta de Percheles. La capacidad de transporte en reversa de GAA en el tramo Huayfacoa -Río Grande alcanzará aprox. 45MMPCd con 2 unidades de compresión en Oconi	0,40	2011
	Expansión Gasoducto Sucre Potosí	Tramo Sucre - Potosí	Incrementar la capacidad de transporte en el GSP de 6.8 MMpcd a 10MMpcd.	Construcción de loop de 49 Km y 6" a la llegada a Potosí; incluir reemplazo de unidad de compresión en Qhóra Qhóra por la unidad Nro.4 que actualmente comprime en Parotani	8,82	2012

## TRANSPORTE (Continuación)

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB TRANSPORTE	Optimización Gasoductos Sucre Potosí	Gasoducto Sucre - Potosí	Incrementar la capacidad de transporte del Gasoducto Sucre Potosí de 5.2 a 6.8 MMpcd para abastecimiento del mercado de Potosí	El alcance del proyecto considera un incremento de MOP en el egso ducto Sucre - Potosí de aproximadamente 1.100 psig a 1.420 psig mediante prueba neumática. La fecha de ejecución del proyecto dependerá de la realización de variantes y otras mejoras que se encuentran actualmente en curso a través del presupuesto para proyectos de continuidad de servicio	0,30	2013
	Expansión Gasoducto Villamontes Tarija Fase 3	Villamontes-Tarija	Incrementar la capacidad de transporte de 13.8 a 64.0 MMpcd para abastecimiento del mercado de Tarija	Construcción de un loop de 10" x21Km desde Entre Ríos hasta Tarija y otro de 10"x23 km. desde Palos Blancos hasta Entre Ríos. Adecuación del PRM - El Portillo	16,10	2011
	Optimización Santa Cruz	Santa Cruz	Incrementar la capacidad de entregas al mercado de distribución de la ciudad de Santa Cruz y a termoeléctricas previstas en la zona de Santa Cruz y Carrasco, hasta un total de 60 MMpcd en diferentes períodos y localizaciones	Construcción de 3 nuevos puentes de Regulación y Medición (PRM) y facilidades asociadas para incrementar la capacidad de entrega al distribuidor de gas natural en la ciudad de Sta. Cruz, otro para habilitar entregas de gas natural a nueva panta de generación termoeléctrica en Sta. Cruz y uno para entrega de gas natural a una nueva planta de generación termoeléctrica en Carrasco	1,90	2012-2016
	Expansión Gas Norte	Tramo Yapacaní - Río Grande	Construir una nueva estación de compresión entre Yapacaní y Río Grande para capturar los incrementos de producción de los nuevos campos productores (Sta. Rosa, Palometillas, etc.) así como de otros campos menores de la zona del Boomerang. Posteriormente y una vez decline la producción de dichos campos será necesario transportar en sentido inverso al actual flujo con gas proveniente del sur del país para atender la demanda del mercado interno	Fase I: Ingeniería básica y de detalle para la nueva estación, licencia ambiental para la construcción de la nueva estación y compra e instalación de una unidad de compresión en el terreno adquirido que permita el transporte de GN hasta 220MMpcd. Fase II: Ejecutar el upgrade o reemplazo de la actual unidad de compresión de Yapacaní y reubicar la estación Yapacaní trasladando todas las facilidades de servicios e instalaciones de superficie posibles a la nueva estación, una vez que entre en operaciones la nueva estación (fase I)	16,60	2013
	Expansión Troncal Sur	Gasoducto Yacuiba-Santa Cruz (Yabog)	Incrementar la capacidad de transporte de volúmenes de gas natural del sistema sur con destino a Río Grande de 13.5 a 21.5 MMpcd para atender la demanda incremental de los mercados de SCZ y todo el Occidente.	Fase 1: compra de unidades de respaldo para las estaciones de compresión de Saipurú, Taquiperenda y Caigua. Fases 2 y 3: Construcción de 207 Km de loop de 36" en varias localizaciones que se irán ejecutando en función a la incorporación de nuevos campos productores	240,70	2013-2015
	GENEA FASE I Y II	Zona de Madrejones	Atender de manera incremental la demanda de gas natural prevista para la exportación a Argentina.	Construir en diferentes fases ductos, puentes de medición y regulación y una nueva estación de compresión que permitirán pasar de los actuales 7.5 MMmcd a 16 MMmcd y posteriormente a 18.3 MMmcd en las primeras dos fases que se ejecutarán dentro el período 2010 – 2015.	60,20	2009-2012
	Expansión Líquidos Sistema Sur	Tramo Pocitos-Chorety (OCY 1-2 & 3)	Incrementar la capacidad de transporte del Sistema Sur de hidrocarburos líquidos hasta 33,000 bpd con destino al mercado interno	Línea: Interconectar el OCY-3 al OCY-2 en la localidad de Salinas buscando minimizar las caídas de presión e incrementar el caudal de transporte hasta Chorety. Estación Tigüipa (instalar nueva Booster de 25.000bpd). Estación Chorety (instalar bomba de 25.000bpd y caja incrementadora para acoplar al motor de la unidad 3; mejorar sistema de succión de tanques de almacenamiento de Boosters; comprar 2 cajas incrementadoras de velocidad y optimizar/reemplazar las facilidades de control de la Terminal Chorety.	4,60	2009-2010
	EXPANSIÓN LÍQUIDOS SISTEMA SUR	Sistema Sur Líquidos	Incrementar la capacidad de transporte del Sistema Sur de Hidrocarburos Líquidos hasta 65,000 Bpd, con destino al mercado interno.	El proyecto contempla tres etapas: Fase 1 con un incremento a 46.4 Mbpd, Fase 2 con un incremento a 53.8 Mbpd y Fase 3 a 65 Mbpd. Contempla la construcción de líneas de 8" y 12" con un diámetro	200,30	2011-2014
	PROPANODUCTO ASOCIADO AL GNEA	Madrejones-Arica	Incrementar la capacidad de transporte de los tramos Madrejones – SC, Santa Cruz – Sica Sica y Sica Sica – Arica, hasta 11.000 Bpd, 16.600 Bpd y 11.700 Bpd respectivamente.	El alcance del proyecto considera la construcción de los siguientes tramos: Tramo 1 - Madrejones – Santa Cruz (11 MBDP), Tramo 2 - Santa Cruz – Sica Sica (16.6 MBDP) y Tramo 3 - Sica Sica – Arica (11.7 MBDP).	188,30	2009-2015
	TERMINAL ARICA Y LÍNEAS DEDICADAS	Arica y Tramo Sica Sica Arica	Construcción de líneas dedicadas para importación de Diesel y Gasolina que usarán las actuales facilidades de almacenaje de la Terminal de Arica las mismas que deberán adecuarse para almacenar Crudo reconstituido (para exportar) y Diesel Oil y Gasolinas (para importar). Para el crudo pesado a importar (API aproximado de 24), se requerirá construir una nueva terminal de almacenaje de hasta 500,000 bls. que junto con el almacenaje de GLP (aproximadamente unos 15,000 m <sup>3</sup> con destino a la exportación), deberán contar con facilidades de carguio y descarga de buques tanque.	Construcción de ductos dedicados de importación de diesel oil y gasolina y una nueva Terminal Arica Línea Dedicada de Crudo. Asimismo, se construirían nuevas estaciones de bombeo que contemplan unidades de bombeo para Crudo, Diesel Oil y Gasolinas. La estación de Sica Sica deberá adecuarse para realizar las entregas a ductos y/o camiones cisternas por lo que se espera que en la ingeniería conceptual y de detalle y de manera coordinada con YPFB Refinación.	855,50	2011-2012
	OTROS	-----	Varios	Fase 1 y Fase 2 de la Expansión GVT, Expansión Percheles, Conversión OCC a GN y otros proyectos menores	12,55	2009-2011
PROYECTOS DE CONTINUIDAD OPERATIVA	-----	Mantener altos niveles de confiabilidad y seguridad durante la operación de las instalaciones		167,60	2009-2015	

**TRANSPORTE (Continuación)**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPGB LOGÍSTICA	CONSTRUCCIÓN DEL POLIDUCTO COCHABAMBA - MONTERO	Departamentos Cochabamba – Santa Cruz	Mejorar el transporte, almacenaje y distribución de hidrocarburos líquidos en el departamento de Santa Cruz; reducir los costos de transporte con la sustitución de la movilización de combustibles que se hace actualmente por carros cisterna (Gasolina y Diesel Oil), mejorando los estándares de seguridad y continuidad del transporte, contribuyendo al desarrollo del área industrial y ganadero, reduciendo los niveles de	Construcción de un poliducto de 430 km de longitud entre Cochabamba y Montero, de tubería de 6" D.N. paralelo al poliducto Cochabamba-Puerto Villarroel hasta Ivriganzama para luego continuar bordeando la carretera hasta llegar a el parque industrial de Montero. El proyecto contempla una estación de bombeo en Cochabamba y tres estaciones reductoras de presión en Pampa Tambo, Santa Isabel y Limatambo.	70,64	2010-2013
	AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL POLIDUCTO VILLAMONTES-	Departamento Tarija	Incrementar la capacidad de transporte del PVT por encontrarse al presente al 94% de su capacidad máxima operativa y permitir el transporte de los hidrocarburos para atender el	Construir una nueva estación de bombeo en Berety, trasladar la actual estación de Entre Ríos a San Diego e incrementar la capacidad de transporte del PVT de 1500 BPD a 2000 BPD (33%).	1,70	2010-2011
	IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA SCADA 1RA. FASE	Poliducto OCOLP (Cochabamba – Oruro – La Paz) y PVT (Tarija)	Contar con una aplicación de software especializado para funcionar sobre ordenador en el control de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, proporcionando comunicación con	Implementación de sistema SCADA 1ª Fase en los poliductos OCOLP y PVT.	2,00	2010
	CONCLUSIÓN DEL PCOLP II Y CONSTRUCCIÓN DE PLANTA DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO Y BOMBEO EN PATACAMAYA	Departamentos La Paz – Oruro - Cochabamba	Aumentar la capacidad de PCOLP de 12.000 a 24.000 Bpd para abastecer potenciales incrementos en la demanda de Occidente, lo que permitiría ahorrar el costo de transporte actual por cisternas entre 25 y 30%.	Construcción de un poliducto de 70 km de longitud entre Caracollo y Sica Sica, de tubería de 6" D.N. paralelo al poliducto PCOLP I. Construcción de una Planta de almacenamiento en Patacamaya con estación de bombeo, dos estaciones reductoras de presión una en Sayari y otra en Cochabamba.	9,62	2009-2010 (*)
GTB	PROYECTO SIDERÚRGICO MUTÚN	Frontera Bolivia-Brasil	Incrementar la capacidad de transporte del Gasoducto Bolivia-Brasil para abastecimiento de la demanda para la fase 1 de producción del Proyecto Siderúrgico Mutún (hasta 5 MMmcd)	De acuerdo a las simulaciones hidráulicas hechas en base a la configuración del sistema de transporte, se construirá una paralela de 32" con una extensión de de 187 Kms distribuida en 5 tramos de acuerdo a la estructura de nuestro sistema.	350,00	2011-2014
<b>TOTAL</b>					<b>2525,93</b>	

(\*) Hay \$us 5 MM que fueron presupuestados en la gestión 2009, por lo tanto no se incluyen dentro de la matriz.

**PLANTAS DE SEPARACIÓN**

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB-GERENCIA DE INDUSTRIALIZACIÓN	PLANTA DE EXTRACCIÓN, FRACCIONAMIENTO DE LICUABLES Y PRODUCCIÓN DE ETANO DE CHACO EN LA PROVINCIA GRAN CHACO.	Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija	Construir una Mega-planta de extracción, fraccionamiento de licuables, puerto de embarque, poliducto para transporte de productos, estaciones de bombeo y gasoductos en la Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija, destinada a procesar todo el volumen de Gas Natural que será enviado con destino al mercado Argentino.	El proyecto contempla las etapas de Visualización, Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle, Aprovisionamiento de materiales y equipos, Construcción, instalación y Montaje, Pre-comisionado y Comisionado y Puesta en Marcha. El caudal máximo de proceso de la planta será de 988 MMpcpd y su producción estimada de 589 TMD de GLP y 1.159 BPD de gasolina natural.	250,00	2009-2013
	PLANTA DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS DE RIO GRANDE	Río Grande – Santa Cruz, a 61 km de la ciudad.	Construir una Planta de Extracción de Gas Licuado de Petróleo, localizada en el Campo de Río Grande a 61 Km. al sud de la ciudad de Santa Cruz, para contribuir al abastecimiento del mercado.	El proyecto contempla las etapas de Visualización, Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle, Aprovisionamiento de materiales y equipos, Construcción, instalación y Montaje, Pre-comisionado y Comisionado y Puesta en Marcha. El caudal máximo de proceso de la planta será de 200 MMpcpd y su producción estimada de 337 TMD de GLP y 570 BPD de gasolina natural.	150,00	2009-2011
<b>TOTAL</b>					<b>400,00</b>	

## INDUSTRIALIZACIÓN

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (\$us MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB	GTL	Tarija - Villamontes	Desarrollo y puesta en marcha de una planta que transforme el gas de su estado gaseoso a líquido a la vez que extraiga los derivados de hidrocarburos líquidos entre los cuales está el Diesel Oil	Producción: Diesel Oil 12,750 BPD Nafta 2,250 BPD Consumo GN: 4.5 MMm3d Precio estimado: 3,0 \$us/Mpc Los primeros 10 años se exporta el 30 % de la producción. Precio referencial de WTI 80 \$us. VAN = 0 , TIR = 15%	500	2010-2014
YPFB- PEQUIVEN	AMONIACO - UREA	Cochabamba - Prov. Carrasco	Desarrollar un Complejo Petroquímico compuesto por varias plantas de productos y subproductos químicos fertilizantes principalmente Urea y Amoniaco	Planta Amoniaco (600.000 TMA) y Urea (726.000 TMA) / Consumo de gas: 2 MMm3/d Generación de 1.500 empleos DIR / 3.000 empleos IND SAM entre YPFB (60%) y PEQUIVEN (40%). Basados en el MDE, PEQUIVEN financió 1 MM de USD para estudios / Operación Planta: 20 años	1000	2010-2012
YPFB- PEQUIVEN	PETROCASAS	Oruro - Caracollo	Construir una planta que fabrique componentes de viviendas de PVC para satisfacer las necesidades sociales del país,	Fabrica de Petrocasas, Cap.: 23 casas/día, incluyendo componentes / Consumo de PVC: 75 Ton/d. Consumo de Gas: 0,1 MMm3d (Generación eléctrica) Generación de 350 empleos DIR / 800 empleos IND / SAM entre YPFB (60%) y PEQUIVEN (40%). Operación Planta: 20 años.	70	2009-2010
TOTAL					1570	

## REDES DE GAS

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (\$us MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	La Paz	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en La Paz, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 353.500 conexiones	241,8	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Oruro	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Oruro, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 46.100 conexiones	40,9	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Potosi	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Potosi, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 54.500 conexiones	61,9	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Chuquisaca	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Chuquisaca, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 56.500 conexiones	42,7	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Cochabamba	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Cochabamba, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 154.800 conexiones	133,4	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Santa Cruz	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Santa Cruz, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 200.600 conexiones	163,0	2010-2015
	PLAN DE EXPANSION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE REDES DE GAS	Tarija	Promover una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la Matriz Energética a Gas natural a nivel urbano y rural en Tarija, fomentado la expansión de redes de distribución y promoviendo el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.	Instalación de 34.000 conexiones	64,6	2010-2015
<b>TOTAL</b>					<b>748,4</b>	

## REESTRUCTURACIÓN

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (Sus MM)	PLAZO EJECUCIÓN
YPFB	Plan Inmediato	A nivel nacional	El Plan Inmediato centra su objetivo en mejorar la gestión de YPFB casa matriz en el corto plazo en aspectos identificados de diferentes áreas técnicas y administrativas de la misma	Implementación del módulo contable financiero, correspondiente a la primera fase de implantación del Sistema Integrado de Gestión SAP. Certificación de reservas. Generar un reglamento interno y procedimientos para realizar las contrataciones directas en YPFB. Implementar ajustes a la estructura organizacional	7,8	2009-2010
	Plan a Corto Plazo	A nivel nacional	Realizar un diagnóstico integral de YPFB y sus empresas subsidiarias que permita la elaboración del Plan Estratégico Corporativo (PEC) para el período comprendido entre los años 2010-2030, así como el Diseño Empresarial Corporativo (DEC) y el Plan Estratégico de Implementación (PEI) en la corporación.	Diagnóstico: Obtener visión integral de la empresa (YPFB y subsidiarias) y clima integral de negocios, recomendar mejoras. Análisis del marco legal en relación con las atribuciones y obligaciones de la empresa y recomendar las modificaciones necesarias a la legislación. Análisis comparativo con empresas estatales (benchmark). PEC: en base al Diagnóstico, PND y EBH generar un PEC de toda la cadena de productiva de hidrocarburos. DEC: Elaborar diseño de estructura organizacional eficiente. PEI: Priorizar e implementar las metas de implementación y cronograma. Presupuesto y fuentes de financiamiento. Identificar en cada plan específico los proyectos de mantenimiento de la producción e incremento de los proyectos de incremento de producción, refinación, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización.	9,8	2009-2011
TOTAL					17,6	