

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El petróleo y el gas natural siguen siendo en la actualidad las principales fuentes de energía disponible, por lo menos las más manejables, mejor adaptadas al empleo de toda clase de vehículos y generación de energía.

Se debe mencionar que el petróleo boliviano es muy liviano en comparación al obtenido en otros países y según las normas internacionales que establecen ciertos parámetros para dicha clasificación; la prueba más elocuente es la lectura de los grados API, que muestra claramente las características del crudo boliviano, estas características y su naturaleza dificultan la obtención de productos pesados como diesel, aceites lubricantes, asfalto entre otros. (Ver **Tabla 1**)

TABLA 1
INFORME DE ANALISIS (Crudo Normal)

Densidad API a 60 °F	50.5
Gravedad especifica a 60 °F	0.7775
Tensión de Vapor Reid Psi	4.85
Punto de escurrimiento °F	Inf. A + 15
Color Visual	Café claro
Color Saybolt	Inf. A – 16
Apariencia	Cristalina
Viscosidad SUS a 100 °F	30.0
Agua y Sedimentos Vol. %	0.05
Corrosión a la lámina de Cu	1 - b
Contenido de Cenizas % P.	0.0
Residuos Carbonosos % P.	- . -
Contenido de Gasolina Vol. %	26.7
Contenido de Kerosene Vol. %	49.3
Contenido de Diesel Vol. %	16.7
Recuperado hasta Punto Final Vol. %	6.0
Residuos Finales o Fondo Vol. %	1.3
Perdidas de Livianos o (GLP) Vol. %	0.0

PRODUCTO	Crudo Normal
PROCEDENCIA	Campo San Roque
PUNTO DE MUESTREO	Parte Media
REFERENCIA	Del Tanque N° 06
FECHA DE RECEPCION	6 – IV – 92

Fuente: Laboratorio Y.P.F.B. (Refinería Sucre)

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano de Petróleo), que diferencia las calidades del crudo. A continuación algunas características:

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Observando la **Tabla 1** se concluye que el petróleo boliviano se encuentra dentro del grupo de los aceites crudos superligeros, en comparación con el petróleo de otros países y las normas internacionales

En la **Tabla 2** se muestran las reservas bolivianas de hidrocarburos líquidos y gas natural, realizando una comparación de ambas, se puede observar claramente que las primeras son pequeñas en relación con las reservas de gas natural.

TABLA 2
RESERVAS DE GAS NATURAL Y PETROLEO-CONDENSADO

	GAS NATURAL (MMpc.)			PETROLEO Y CONDENSADO (bbl.)		
	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE
SANTA CRUZ	2.788.024	2.069.878	4.857.902	55.176.601	38.730.776	93.907.377
COCHABAMBA	688.171	334.319	1.022.490	32.664.031	36.322.500	68.986.531
CHUQUISACA	550.471	122.229	672.700	5.335.115	2.261.299	7.596.414
TARIJA	23.334.768	22.407.776	45.742.524	383.842.351	374.830.173	758.672.524
TOTAL NACIONAL	27.361.434	24.934.202	52.295.616	477.018.098	452.144.748	929.162.846

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos. (Reservas al 1° de enero del 2003)

En la **Tabla 3** se observa los volúmenes de importación de diesel en el país; correspondiente al 40% de la demanda total, dicha importación viene de países como Argentina, Brasil, Chile y otros, siendo el diesel importado de mala calidad además de afectar todos los aspectos del medio ambiente: tierra, agua y aire.

Todo esto representa una fuga de divisas para el estado, adicionalmente se importa otros productos como: bases lubricantes, asfalto, y gasolina.

TABLA 3
IMPORTACION DE DIESEL

DIESEL OIL IMPORTADO (M³) – 2002												
PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Argentina / Brasil	17.865	18.183	24.850	28.706	27.331	21.110	18.920	20.544	19.011	21.353	27.274	27.637
Chile / Perú / Venezuela	5.103	5.088	9.711	5.883	8.395	7.706	4.976	4.976	4.297	4.932	7.631	7.319
TOTAL NAL.	22.969	23.270	34.561	34.589	35.726	28.816	23.896	25.520	23.308	26.285	34.905	34.957

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos. (2003)

Las reservas de gas natural en Bolivia concernientes a los últimos años, son detalladas en la **Tabla 4**, cabe mencionar que actualmente el país cuenta con reservas de 54 trillones de pies cúbicos de gas natural aproximadamente, gracias a los recientes descubrimientos realizados. Estas reservas podrían ser mejor aprovechadas dándole un valor agregado generando de esta manera divisas que reactiven económicamente al país.

TABLA 4
RESERVAS DE GAS NATURAL (Trillones de pies cúbicos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Probadas(P1)	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.69
Probables(P2)	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.93	26.17
P1 + P2	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29	54.86
Posibles(P3)	4.13	3.17	5.47	17.61	23.18	24.90	24.20
Total	9.82	9.79	14.05	49.82	70.01	77.19	79.06

	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE	%
COCHABAMBA	0.75	0.40	1.15	2.097
CHUQUISACA	0.52	0.12	0.64	1.167
SANTA CRUZ	2.86	2.41	5.27	9.608
TARIJA	24.55	23.24	47.79	87.128
TOTAL	28.68	26.17	54.85	100.00

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos (www.cbh.org.bo/)

En la **Tabla 5** se observan las características del gas natural de algunos campos gasíferos nacionales.

Dada la anterior situación se ha pretendido contrarrestar el desabastecimiento de combustibles líquidos en el país y reducir la importación de éstos, mediante las siguientes alternativas:

- ◆ Gas natural comprimido (GNC)
- ◆ Gas licuado de petróleo (GLP)
- ◆ Elaboración de metanol para su mezclado con gasolina
- ◆ Elaboración de Etanol para su mezclado con gasolina (gasohol)

Algunas de estas rutas de solución han sido implementadas; como las dos primeras y las otras como proyectos de grado en universidades bolivianas:

- * “Síntesis del Metanol”.....Loayza Melgarejo Marcelo (1981)
- * “Estudio de Prefactibilidad para la implementación de una Planta procesadora de Gasohol en Bolivia”García Salazar Fabricio (1999)
- * “Purificación del Metanol”...Paniagua Humerez José (1986)
- * “Gas de Síntesis para Metanol”.....Gutiérrez Chumacero Raúl (1992)
- * “Diseño del reactor para la producción del MTBE como aditivo a las gasolinas” Taboada Castellón Dennis (2000)

TABLA 5
COMPOSICION DEL GAS NATURAL

COMPOSICION DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN ALGUNOS CAMPOS BOLIVIANOS										
COMPONENTE	RIO GRANDE	SIRARI	VÍBORA	CARRASCO	SAN ROQUE	VUELTA GRANDE	PORVENIR	COLPA	LA VERTIENTE	COMPOS. PROMED.
PORCENTAJE MOLAR %										
N₂	1,850	0,583	2,546	0,310	1,540	1,790	1,310	0,910	2,210	1,450
CO₂	0,941	0,079	0,623	5,790	0,010	0,060	0,110	1,300	0,060	0,997
C₁	92,316	87,047	85,380	86,110	86,150	88,010	86,550	86,490	86,920	87,219
C₂	4,502	7,134	6,343	7,230	7,330	9,140	6,970	7,200	6,580	6,937
C₃	0,349	3,088	3,103	0,510	3,200	0,930	3,240	2,850	2,860	2,237
i-C₄	0,002	0,431	0,372	0,020	0,400	0,030	0,980	0,310	0,350	0,322
n-C₄	0,010	0,842	0,919	0,010	0,830	0,030	0,440	0,490	0,660	0,470
i-C₅	0,005	0,262	0,215	0,010	0,190	0,010	0,150	0,190	0,150	0,131
n-C₅	0,007	0,233	0,252	0,010	0,180	0,000	0,170	0,140	0,130	0,125
C₆	0,003	0,184	0,141	0,000	0,100	0,000	0,060	0,090	0,060	0,071
C₇₊	0,015	0,117	0,106	0,000	0,070	0,000	0,020	0,030	0,020	0,042
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Peso Molecular	17,2835	19,0428	19,2756	18,8805	19,0103	17,8479	18,9532	18,9351	18,6907	18,6581
Gravedad Espec.	0,5967	0,6575	0,6655	0,6519	0,6564	0,6162	0,65438	0,65375	0,6453	0,6442
GPM, Propano⁺	0,11224	1,5637	1,5398	0,1572	1,4791	0,2786	1,499	1,2095	1,2437	1,0094
Valor C. Bruto	1022,68	1159,61	1125,98	1012,26	1143,85	1076,4	1142,01	1117,88	1114,37	1101,69
H₂S	NO EXISTE H₂S EN NINGUNO DE LOS CAMPOS									

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos (www.cbh.org.bo)

1.2 IDENTIFICACION DEL PROBLEMA Y RUTA DE SOLUCION:

El problema esencial es el desabastecimiento de diesel y lubricantes en el mercado nacional y la imposibilidad de producirlos debido a que las reservas de hidrocarburos líquidos son muy pequeñas comparadas a las gasíferas y sobre todo la naturaleza del petróleo boliviano (muy liviano) que no permite obtener esos productos pesados. Sin olvidar el tamaño pequeño del mercado boliviano.

El 2001 la venta de producción nacional de diesel alcanzo a un promedio diario de 7617 BPD. La importación en cambio registro 5610 BPD. Un 42.4% (La Prensa_Editores asociados S.A. La Paz 30/11/02).

Después de tener identificado el problema, se plantean algunas posibles soluciones para cubrir el déficit de combustibles líquidos en el país, entre estas rutas de solución, se tienen:

- ◆ Utilización de gas natural comprimido (GNC).
- ◆ Utilización de gas licuado de petróleo (GLP).
- ◆ Obtención de metanol para su mezclado con gasolina
- ◆ Obtención de Etanol para su mezclado con gasolina (gasohol)
- ◆ Obtención de gasolina, diesel, bases lubricantes mediante el proceso Gas a Líquidos (GTL).

◆ GAS NATURAL COMPRIMIDO

El gas natural también se caracteriza por el quemado limpio y produce significativamente menos emisiones dañinas que la gasolina reformulada y diesel.

Actualmente es utilizado para producir el gas natural comprimido (GNC) con presiones de 3,000 a 3,600 psia y gas natural licuado (GNL) con presiones de 20-150 psia.

Los vehículos a gas natural comprimido (GNC), emiten niveles bajos de dióxido de carbono. El gas natural es una de las alternativas más limpias entre los combustibles y ofrece varias ventajas comparado con la gasolina.

Este combustible es utilizado actualmente en algunas flotas de vehículos (Vagonetas, camionetas, automóviles, minibuses, entre otros). En el país actualmente, sólo se está convirtiendo los vehículos que funcionan a gasolina sin embargo se espera que pronto se pueda hacer lo mismo con los que poseen motores a diesel oil. Información relativa al número de vehículos convertidos a GNC en Bolivia se observa en la **Tabla 6**.

TABLA 6
NUMERO DE VEHICULOS CONVERTIDOS

CIUDAD	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001(*)
La Paz	53	227	108	145	48	114	454
Cochabamba	127	222	272	514	627	1230	1801
Santa Cruz	535	485	422	398	158	236	50
Sucre	15	17	21	5	8	83	26
Oruro	0	0	0	0	0	31	49
Total anual	730	951	823	1062	841	1694	2380
Total acumulado	1528	2479	3302	4364	5205	6899	9287
(*)Hasta septiembre de 2001							

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos (www.superhid.gov.bo)

El costo de conversión de un motor a GNC depende del tipo de vehículo y la capacidad de los cilindros de almacenamiento que sean utilizados. Para un automóvil, el costo de conversión se encuentra en el orden de los 1000 dólares y para un colectivo o un microbús el costo puede llegar hasta los 1300 dólares.

En Bolivia, el precio del GNC es la mitad que el de la gasolina.

1 m³ de GNC cuesta Bs. 1,66

1 litro de gasolina cuesta Bs. 3.31

1 m³ de GNC aproximadamente equivale a 1 litro de gasolina

En la **Tabla 7** se muestra una relación de las cantidades vendidas de GNC en todo el país durante los últimos años.

TABLA 7
VENTAS DE GNC POR CIUDADES (metros cúbicos)

CIUDAD	1998	1999	2000	2001 (*)
La Paz	3259913	3447064	4104360	5398161
Cochabamba	6422214	8682914	12476608	14409368
Santa Cruz	5585153	5988649	5955598	5250975
Sucre	339677	236070	265264	391012
Oruro	0	0	40742	208807
Total	15606957	18354697	22842572	25658323
Equivalente en Miles de barriles	98.164	115.447	143.675	161.386
(*)Hasta septiembre de 2001				
(**) 1 m ³ de GNC equivale aprox. a 1 lt. de gasolina				

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos, YPFB y empresas distribuidoras
(www.superhid.gov.bo)

◆ PROPANO (GLP)

El propano, o gas licuado de petróleo (GLP), se produce como un derivado de procesos de gas natural y el refinamiento de petróleo. Este arde de forma más limpia que la gasolina. Además está disponible al público en general, los vehículos que utilizan GLP producen menos emisiones que la gasolina reformulada.

En Bolivia, cada día el Gobierno subvenciona 27.000 bolivianos a los 30.000 vehículos que utilizan GLP en el transporte público. El Ministerio de Hidrocarburos no está de acuerdo en permitir que los transportistas sigan utilizando el GLP porque representa un riesgo, principalmente debido a las garrafas instaladas en los automóviles. La instalación se realiza de forma precaria y sin los equipos adecuados.

La Superintendencia de Hidrocarburos solicitó el cumplimiento de una resolución, avalada por el Tribunal Constitucional, en la que se establece la prohibición de utilizar el GLP como combustible en cualquier tipo de motorizado debido a la falta de condiciones y garantías necesarias para el uso adecuado como combustible. (El Deber_25 Abril de 2003).

◆ **ETANOL (CH₃-CH₂-OH)**

El uso de etanol puro o mezclado con gasolina, también conocido como "gasohol", ofrece un rendimiento excelente y un bajo nivel de emisiones tóxicas.

El etanol normalmente es usado para incrementar el octano y mejorar la calidad de las emisiones de gasolina. En algunas áreas de los Estados Unidos, el etanol es mezclado con la gasolina para formar una mezcla denominada E10 (10% etanol y 90% gasolina), pero puede usarse en concentraciones más altas como E85 o E95. Los fabricantes de equipo originales producen vehículos de combustibles flexibles que pueden operar sin dificultad con E85 o cualquier otra combinación de etanol y gasolina.

Lamentablemente con la tecnología actual y altos precios de su producción, hacen que este carburante sea más caro que los convencionales aunque se espera que el desarrollo tecnológico lleve a una reducción significativa de los costos de producción.

◆ **METANOL (CH₃-OH)**

Al igual que el metano, es un combustible líquido de alto rendimiento con unos niveles de emisión muy bajos. Puede ser producido a precios comparables a los de la gasolina a partir de gas natural. Los principales productores de vehículos han fabricado coches que funcionan con "M85", un combustible compuesto de 85% de metanol y 15% de gasolina.

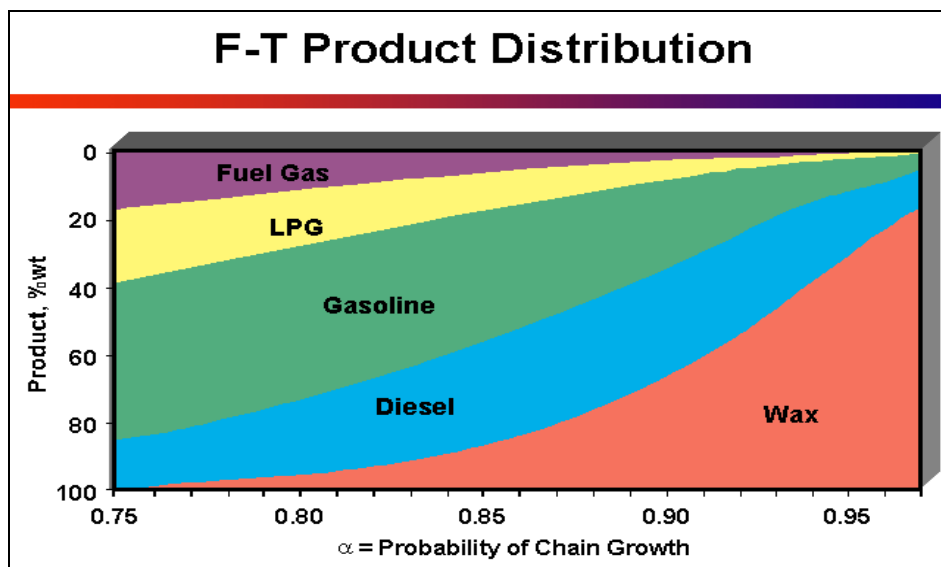
Se ha utilizado, en prototipos, metanol puro (M100) que además de reducir sus emisiones, ofrece ventajas de eficiencia. Este combustible viene siendo utilizado, desde hace mucho tiempo, en los coches de carreras debido a su superioridad de rendimiento y a que no es inflamable.

Algunos beneficios del metanol incluyen emisiones cada vez menores, rendimientos de vehículos más altos, y riesgos de inflamabilidad menores que la gasolina.

◆ PROCESO GTL

La ventaja de este proceso radica en obtener combustibles líquidos como la gasolina y diesel, sin olvidar otros productos como los lubricantes y asfaltos; se puede apreciar que esta alternativa permitiría producir todos los derivados del petróleo que en la actualidad son importados, lo que no ocurre con las otras alternativas de solución que simplemente mejorarían el abastecimiento fundamentalmente de gasolina o su sustitución, por ello se elige esta vía de solución al problema identificado; permitiría cubrir la demanda insatisfecha de estos productos, de modo que se evite su importación y más al contrario se podrían generar divisas con una posible exportación de éstos.

El cambio de gas natural a líquidos es un proceso químico realizado para la producción de carburante, líquido sintético. A través de esta tecnología (GTL: Gas to Liquids) del gas natural se obtienen diesel oil, jet fuel y naftas, combustibles ambientalmente limpios o ecológicos. Mediante este proceso también se logra producir electricidad e incluso agua en cantidades de consumo masivo.



Es necesario destacar las características del gas natural Boliviano que contiene hidrocarburos en el margen del C₁ al C₇ y compuestos como el monóxido de carbono, ácido sulfhídrico, hidrógeno y helio en muy pequeñas cantidades.

La tecnología Fischer – Tropsch consta de tres etapas:

- Generación de gas de síntesis
- Producción de petróleo sintético (Conversión del gas de síntesis)
- Hidrotratamiento (Hidrogenación del petróleo sintético)

El método ha emplear (síntesis de **Fischer-Tropsch**), fue seleccionado debido a los buenos resultados ecológicos, es decir el combustible resultante será incoloro, inodoro y de muy baja toxicidad. El número de cetano será mayor al del diesel convencional (diesel de importación) permitiendo una gran mejora en la combustión, además que no necesitará cambios mecánicos en los vehículos para el uso de este combustible.

El proyecto consistirá en la generación de gas de síntesis y obtención de petróleo sintético (síntesis de F-T), el trabajo que se desarrolla en estas dos etapas está enfocado a procesos convencionales (gran escala).

La población boliviana es pequeña, se debe tomar en cuenta que existen cantidades relativamente grandes de personas habitando en las zonas rurales, lo cual causaría muchos conflictos e influencia al momento de determinar el tamaño de la planta (ver **Tabla 8**) por ello también se considerará la demanda de países vecinos como Brasil, Chile y Paraguay que presentan mercados potenciales en relación al nuestro.

TABLA 8
POBLACION BOLIVIANA

CENSO 1992			CENSO 2001		
Población Total (hab.)	Area Urbana	Area Rural	Población Total (hab.)	Area Urbana	Area Rural
6'420792	3'694846	2'725946	8'274325	5'165230	3'109095

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE)

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Realizar un estudio técnico- económico para determinar la factibilidad de una planta que permita transformar hidrocarburos gaseosos a líquidos por el método de Fischer-Tropsch; para la producción de diesel como producto principal y gasolina entre otros. El trabajo se efectuará por un grupo de dos estudiantes.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinación de la demanda nacional de hidrocarburos líquidos (importación de diesel y gasolina).
- Elaboración del proyecto (Proceso GTL) por etapas.
- Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico para la etapa de generación de gas de síntesis a escalas de producción convencionales.
- Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico para la etapa de producción de petróleo sintético por el método de Fischer-Tropsch a escala convencional.
- Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico para la etapa de hidrogenación del petróleo sintético y la obtención de productos como diesel, lubricantes, gasolina y asfaltos; a escalas de producción grandes.

1.3.3 Limitaciones del Proyecto

- ◆ La primera etapa del proceso: generación de gas de síntesis, se cubrirá de forma obligatoria; el trabajo contemplará el análisis de procesos convencionales (escalas de producción grandes).

- ◆ También se cubrirá la segunda etapa del proceso: Producción de petróleo sintético.

1.3.4 Terminología propia del Proyecto

GTL	Gas a Líquidos
F-T	Fischer-Tropsch
Syngas	Gas de Síntesis
G. N.	Gas Natural
MMPCSD	millones de pies cúbicos estándar por día
MMBBL	Millones de barriles
bpd	Barriles por día
bbbl	Barriles
TCF	Trillones de pies cúbicos

1.4 JUSTIFICACION

El proyecto permitirá eliminar la importación de combustibles líquidos como diesel, y derivados de petróleo bases para aceites lubricantes y asfaltos, con el respectivo ahorro de divisas que son escasas en el país, por lo tanto es de suma importancia la implementación de una planta de tratamiento de gas natural que pueda contrarrestar la escasez de combustibles líquidos existente en el país.

Se crearán empleos, mayores oportunidades de trabajo directas e indirectas y existirá una reactivación económica en beneficio de la población, en su mayoría en regiones alejadas de los centros urbanos.

Se desarrolla este proyecto por la necesidad de conocer las nuevas tecnologías que permiten la transformación de hidrocarburos gaseosos en hidrocarburos líquidos y de esta manera tener una mejor comprensión de estos procesos. Destacar que existe la tecnología necesaria y actualizada para este campo.

Los productos generados son ecológicamente limpios, lo que permitirá reducir los problemas de contaminación en los grandes centros ocasionados principalmente por el diesel que en la actualidad es utilizado (mala calidad), y que afecta todos los aspectos del medio ambiente: tierra, agua y aire.

El proyecto permitirá reducir el quemado de gas en los campos de producción con la consecuente eliminación de los problemas de contaminación resultantes de dicho quemado y de esta manera cumplir con las restricciones ambientales.

Se realizarán grandes inversiones para la instalación e implementación de plantas de F-T (Fischer-Tropsch), por ejemplo, el costo capital total estimado para una planta en la que se alimentan 410 MMPCSD de gas natural y producen cerca de 45000 BPD de productos líquidos de F-T es \$us 1100 millones.

(Fuente: “Gas to Liquids Processing 99, pág. 3”: Federal Energy Technology Center- US Department of Energy)^[12]

“Este proyecto pretende aprovechar de una manera más beneficiosa las grandes reservas de gas natural existentes en el país y no sólo comercializarlas como materia prima sino darle un valor agregado y obtener los productos ampliamente especificados”

CAPITULO 2

ESTUDIO DE MERCADO

2.1 DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA

La materia prima para la producción de combustibles como diesel, gasolina y otros derivados por el método de F-T (Fischer- Tropsch) es el petróleo sintético, el cual es obtenido a partir del gas de síntesis y éste último producido gracias al gas natural.

En cuanto a la disponibilidad de la materia prima esencial (gas natural), se puede concluir que el país está en condiciones de cubrir la cantidad necesaria que requeriría la planta para su operación durante 10 años, para lo cual se utilizarían aproximadamente 2.96 trillones de pies cúbicos (TCF) y de este modo producir 85983 bbl/día de productos líquidos. (Mayores detalles en el siguiente capítulo).

La siguiente tabla muestra las reservas de gas natural que posee el país:

TABLA 9
RESERVAS DE GAS NATURAL
(Trillones de pies cúbicos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Probadas(P1)	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.69
Probables(P2)	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.93	26.17
P1 + P2	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29	54.86
Posibles(P3)	4.13	3.17	5.47	17.61	23.18	24.90	24.20
Total	9.82	9.79	14.05	49.82	70.01	77.19	79.06

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos (2003)
(www.cbh.org.bo)

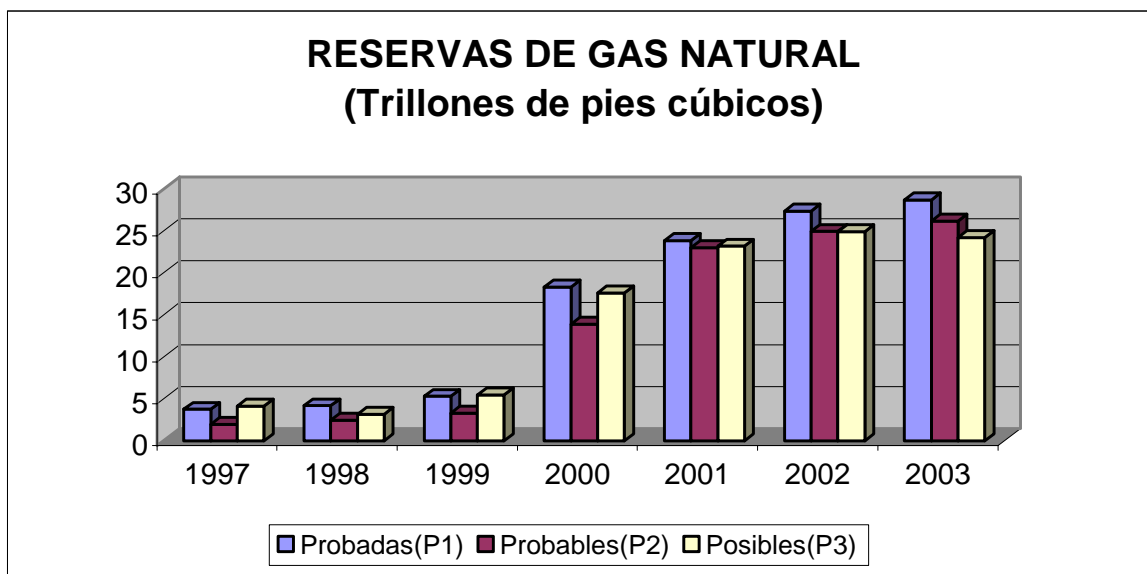
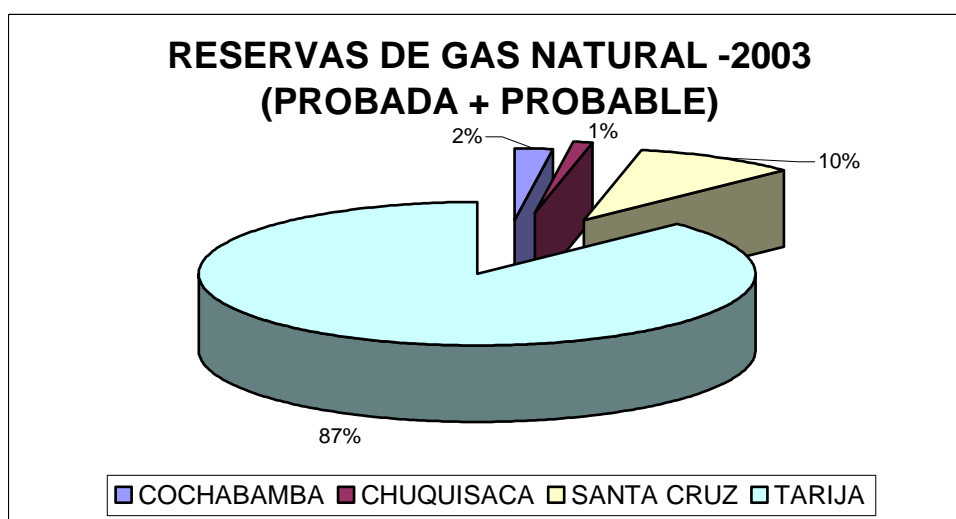


Fig. 1 Reservas de Gas Natural



Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos

De acuerdo a la última certificación (1° de Enero del 2002) emitida por Degolyer & Macnaughton el país ha incrementado sus reservas de gas en más del 600% respecto al año 1997 y sus reservas de petróleo en 350% respecto al mismo año. Por otro lado, las Compañías con mayor participación de reservas son: Andina, Total, Petrobras, BG y Maxus como las más representativas. Asimismo, los campos con mejor prospección de desarrollo se encuentran en el sur, se destacan San Alberto, Margarita e Itaú que representan el 70% de las reservas en el país (ver **Tabla 10**). Además, la participación de las reservas por tipo de hidrocarburos

nuevos en gas y petróleo alcanzan el 97% respectivamente, mientras que las existentes tienen una participación del 3%.

Durante el año 2002 la producción de líquidos, crudo y GLP, en los campos del norte, centro y sur del país se han incrementado en un 35%, lo que lleva a suponer que para finales del año 2002, con las ampliaciones del GASYSR (Gasoducto Yacuiba - Río Grande) la producción de los campos del sur se va a triplicar y la habilitación del OCC (Oleoducto Carrasco - Colpa) en el norte viabilizará el movimiento de mayor crudo.

Por otro lado, las actividades en refinación del sector se han centrado en Gasolina Especial, Diesel Oil, GLP y Jet Fuel, en ese orden, donde las refinerías de Santa Cruz y Cochabamba procesan más del 90% de los derivados en el país.

(Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2002).

TABLA 10
RESERVAS DE GAS NATURAL Y PETROLEO-CONDENSADO
POR CAMPOS (GESTION 2002)

	GAS NATURAL (MMpc.)			PETROLEO Y CONDENSADO (bbl.)		
	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE
SANTA CRUZ						
ARROYO NEGRO	-	-	-	49.477	75.581	125.058
BOQUERON	25.960	3.480	29.440	480.789	46.632	527.421
CAMIRI	470	4.534	5.004	264.293	4.983.734	5.248.027
CASCABEL	1.243	-	1.243	38.222	-	38.222
COBRA	8.719	8.241	16.960	194.222	180.000	374.222
ENCONADA	39.764	7.955	47.719	308.000	52.000	360.000
GUAIRUY	6	-	6	83.376	-	83.376
LA PEÑA	18.916	142	19.058	2.028.082	4.225	2.032.307
LOS PENOCOS	929	246	1.175	748.419	223.715	972.134
LOS SAUCES	21.076	12.346	33.422	348.821	204.334	553.155
PALACIOS	4.457	12.001	16.458	43.000	108.000	151.000
PATUJU	49.499	7.248	56.747	536.781	84.265	621.046
PUERTO PALOS	12.224	18.808	31.032	97.000	148.000	245.000
RIO GRANDE	655.831	468.890	1.124.721	13.767.762	10.164.273	23.932.035
SIRARI	159.671	44.142	203.813	1.929.726	1.888.556	3.818.282
TUNDY	76	-	76	94.528	-	94.528
VIBORA	224.510	79.954	304.464	12.590.312	3.005.256	15.595.568
YAPACANI	631.777	162.494	794.271	5.125.988	2.218.468	7.344.456
EL DORADO	52.944	116.487	169.431	610.969	1.348.426	1.959.395
TATARENDA	-	-	-	361.480	140.678	502.158
H. SUAREZ ROCA	5.366	1.625	6.991	71.304	5.004	76.308
JUNIN	34.136	10.735	44.871	179.000	67.000	246.000
LOS CUSIS	2.199	1.425	3.624	1.466.091	580.000	2.046.091
MONTECRISTO	8.420	7.458	15.878	686.661	558.000	1.244.661
PALOMETAS NW	36.349	22.289	58.638	136.000	98.000	234.000
PATUJUSAL	8.013	1.214	9.227	4.366.965	988.479	5.355.444
SAN IGNACIO	4.871	6.929	11.800	9.000	13.000	22.000
SANTA ROSA	17.837	8.313	26.150	41.000	19.000	60.000
SANTA ROSA OEST.	21.014	42.458	63.472	55.000	107.000	162.000
PALMAR	5.482	39.384	44.866	98.852	766.436	865.288
CAMBEITI	1.409	-	1.409	33.571	-	33.571
CARANDA	158.215	506.935	665.150	1.006.849	1.215.704	2.222.553
COLPA	57.532	40.549	98.081	1.189.688	4.588.651	5.778.339
RIO SECO	13.901	24.604	38.505	124.539	226.125	350.664
TACOBO	1.055	3.047	4.102	10.000	28.000	38.000
WARNES	2.936	7.543	10.479	42.093	74.436	116.529
NARANJILLOS	501.217	398.402	899.619	5.958.741	4.519.798	10.478.539
TOTAL STA. CRUZ	2.788.024	2.069.878	4.857.902	55.176.601	38.730.776	93.907.377
COCHABAMBA						
BULO BULO	554.296	190.301	744.597	13.656.787	3.602.853	17.259.640
CARRASCO	23.457	116.310	139.767	938.116	4.298.829	5.236.945
KATARI	-	-	-	-	-	-
PALOMA	86.535	12.463	98.998	7.211.263	16.617.918	23.829.181
SURUBI	23.883	15.245	39.128	10.857.865	11.802.900	22.660.765
TOTAL CBBA.	688.171	334.319	1.022.490	32.664.031	36.322.500	68.986.531

**RESERVAS DE GAS NATURAL Y PETROLEO-CONDENSADO
POR CAMPOS (GESTION 2002)**

CHUQUISACA						
BUENA VISTA	-	-	-	26.878	-	26.878
CAMATINDI	-	-	-	70.291	-	70.291
VUELTA GRANDE	514.677	119.018	633.695	4.141.259	1.899.299	6.040.558
MONTEAGUDO	34.593	555	35.148	1.085.801	309.000	1.394.801
SAN JORGE	-	-	-	-	-	-
PORVENIR	1.201	2.656	3.857	10.886	53.000	63.886
TOTAL CHUQ.	550.471	122.229	672.700	5.335.115	2.261.299	7.596.414
TARIJA						
ALGARROBILLA	15.598	17.474	33.072	222.830	241.810	464.640
ESCONDIDO	158.205	76.453	234.658	2.131.801	871.010	3.002.811
LA VERTIENTE	77.092	90.055	167.147	1.089.544	1.853.212	2.942.756
PALO MARCADO	42.901	45.794	88.695	454.727	450.225	904.952
TAIGUATI	645	-	645	5.584	-	5.584
LOS SURIS	93.930	76.655	170.585	1.155.110	873.428	2.028.538
IBIBOBO	17.125	-	17.125	1.343.354	-	1.343.354
CAIGUA	11.923	8.541	20.464	18.960	13.000	31.960
CHURUMAS	12.996	37.105	50.101	-	-	-
LOS MONOS	3.902	-	3.902	78.186	-	78.186
SAN ROQUE	209.975	40.399	250.374	1.507.026	605.480	2.112.506
MADREJONES BOL.	14.553	63.656	78.189	965	4.222	5.187
MARGARITA	6.435.116	6.985.271	13.420.387	145.439.691	157.996.768	303.436.459
SAN ALBERTO	7.389.605	4.551.783	11.941.388	98.295.230	64.015.145	162.310.375
SABALO	4.580.070	4.054.805	8.634.875	65.964.730	53.369.897	119.334.627
BARREDERO	-	-	-	-	-	-
BERMEJO	2.764	14.520	17.284	52.407	290.748	343.155
TIGRE	-	-	-	-	-	-
TORO	-	-	-	696.042	-	696.042
HUAYCO	17.885	7.860	25.745	66.027	31.948	97.975
ITAU	4.108.949	6.283.580	10.392.529	62.722.532	89.832.625	152.555.157
CHACO SUR	-	20.738	20.738	-	3.818.000	3.818.000
ÑUPUCO	141.534	33.087	174.621	2.597.605	562.655	3.160.260
TOTAL TARIJA	23.334.768	22.407.776	45.742.524	383.842.351	374.830.173	758.672.524
TOTALES POR DEPARTAMENTO						
	GAS NATURAL (MMPC.)			PETROLEO Y CONDENSADO (bbl.)		
	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE	PROBADA	PROBABLE	PROBADA + PROBABLE
SANTA CRUZ	2.788.024	2.069.878	4.857.902	55.176.601	38.730.776	93.907.377
COCHABAMBA	688.171	334.319	1.022.490	32.664.031	36.322.500	68.986.531
CHUQUISACA	550.471	122.229	672.700	5.335.115	2.261.299	7.596.414
TARIJA	23.334.768	22.407.776	45.742.524	383.842.351	374.830.173	758.672.524
TOTAL NACIONAL	27.361.434	24.934.202	52.295.616	477.018.098	452.144.748	929.162.846

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos y YPFB (Reservas al 1° de enero del 2003).

2.2 MERCADO NACIONAL PARA LOS PRODUCTOS

2.2.1 CONSUMO DE DIESEL

En la **Tabla 11** se puede observar los diferentes valores de la producción nacional de diesel, el consumo real del país y la demanda (importación) con su respectiva proyección.

TABLA 11
DIESEL EN BOLIVIA
(Miles de Barriles)

Año	PRODUCCION NACIONAL	CONSUMO REAL	DEMANDA (IMPORTACION)	DEMANDA PROYECTADA
1994	-	3444.0	-	
1995	3128.90	4024.0	895.10	
1996	3514.60	4415.9	901.30	
1997	2488.00	4743.1	2255.10	
1998	2890.20	5485.6	2595.40*	
1999	2973.72	4969.9	1996.18	
2000	2709.87	4919.5	2209.63	
2001	2712.24	4677.8	1965.56	
2002	3178.02	4945.1	1767.08*	
2003				2698.32
2004				2897.22
2005				3096.12
2006				3295.02
2007				3493.92
2008				3692.82
2009				3891.72
2010				4090.62
2011				4289.52
2012				4488.42

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

$$|r| = 0.742$$

$$Y = -395698.3833 + 198.9 * X$$

* Para realizar dicha regresión se debe considerar que los valores de las gestiones 1998 y 2002 no fueron tomados en cuenta. Pues son valores que representan extremos y se alejan considerablemente del ajuste lineal. Asimismo en las siguientes tablas se realiza la misma consideración donde se observe el símbolo (*)

** Para todos los casos donde se ha considerado la respectiva regresión, se tendrá que:

Y = Demanda estimada en el año X

X = Año en consideración

2.2.2 CONSUMO DE GASOLINA

De acuerdo a los informes presentados por la Superintendencia de Hidrocarburos y la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, se concluye que el país se autoabastece con la producción de gasolina. (Ver **Tabla 12**)

También se debe destacar que de acuerdo al informe presentado por el periódico “La Prensa-Editores Asociados S.A.”, el país exporta los excedentes de producción de gasolina a Paraguay desde el año 2002, dicha exportación se inició con mil barriles diarios.

“La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) inició la exportación de mil barriles diarios de gasolina a Paraguay y también quiere ingresar en el mercado de Brasil con este producto, informó el presidente ejecutivo de la brasileña Petrobrás, Decio Oddone.

La EBR cuenta con las refinerías más grandes de Bolivia: Valle Hermoso de Cochabamba y Palmasola de Santa Cruz, ambas privatizadas y en manos de Petrobrás desde 1999.

Oddone explicó que se exporta la gasolina excedente en Bolivia y si bien no quiso informar sobre el precio, dijo que este era bajo para que el producto boliviano compita con el de otros países”

Fuente: La Prensa-Editores Asociados S.A.
La Paz-Bolivia (2002)

TABLA 12
GASOLINA EN BOLIVIA
(Miles de barriles)

Año	PRODUCCION NACIONAL	CONSUMO REAL	CONSUMO PROYECTADO
1997	4100.0	3954.6	
1998	4150.0	4107.9	
1999	4100.0	4032.8	
2000	3920.0	3661.1	
2001	3480.0	3458.0	
2002	3468.2	3310.1	
2003			3199.7
2004			3041.3
2005			2882.9
2006			2724.5
2007			2566.1
2008			2407.7
2009			2249.3
2010			2090.9
2011			1932.5
2012			1774.1

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos (www.superhid.gov.bo)

$$|r| = 0.9046$$

$$Y = 320469.17047 - 15839714 * X$$

Conclusiones sobre el consumo de diesel y gasolina en Bolivia:

➤ Después de observar las respectivas tablas para el consumo de estos combustibles, se podrá manifestar en el caso del diesel, que existe cierta disminución en algunas gestiones (1999 – 2001) en el consumo propiamente dicho. Estas reducciones pueden haber sido causadas por factores como:

1. La recesión económica, pues el desarrollo de la economía nacional es cada día mas limitado y menor.
2. Almacenamiento del combustible probablemente relacionado con futuras alzas o incrementos en el precio de este hidrocarburo.

En cuanto al consumo de gasolina en el país, se podrá concluir que existe una disminución gradual y sostenida a partir de 1999, lo cual es también atribuible a los factores explicados en

el caso del diesel y además en forma particular al uso de combustibles alternativos (GNC y GLP) que presentan incrementos como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 13
VENTAS DE GNC ANUALES

AÑO	TOTAL (Miles m³)	TOTAL (Equivalente miles de bbl)
1998	15606.98	98.164
1999	18354.70	115.447
2000	22842.57	143.675
2001	36919.23	232.215
2002	56346.69	354.410
2003	20356.80 (*)	128.040
(*) Hasta Abril del 2003		
(**) 1 m ³ de GNC equivale aprox. a 1 lt. de gasolina		

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos (www.superhid.gov.bo)
YPFB y empresas distribuidoras

2.2.3 CONSUMO DE OTROS DERIVADOS

TABLA 14
ACEITES LUBRICANTES EN BOLIVIA
(Miles de barriles)

Año	PRODUCCION NACIONAL	CONSUMO REAL	DEMANDA (IMPORTACION)	CONSUMO PROYECTADO
1998	71.062	106.247	35.185	
1999	63.338	102.857	39.519	
2000	59.810	106.298	46.488	
2001	66.357	105.631	39.274	
2002	78.667	116.449	37.782	
2003				117.836
2004				121.847
2005				125.858
2006				129.869
2007				133.879
2008				137.890
2009				141.901
2010				145.912
2011				149.923
2012				153.934

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos (www.superhid.gov.bo)

$$|r| = 0.8703$$

$$Y = -7915.9967 + 4.0109 * X$$

TABLA 15
GRASAS LUBRICANTES EN BOLIVIA
(TON)

Año	PRODUCCION NACIONAL	CONSUMO REAL	DEMANDA (IMPORTACION)	CONSUMO PROYECTADO
1998	159	474	315	
1999	183	536	353	
2000	140	558	418	
2001	395	653	258	
2002	346	710	364	
2003				762.9
2004				821.8
2005				880.7
2006				939.6
2007				998.5
2008				1057.4
2009				1116.3
2010				1175.2
2011				1234.1
2012				1293.0

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

$$|r| = 0.986$$

$$Y = -1172138 + 58.9 * X$$

Conclusiones sobre el consumo de aceites y grasas lubricantes:

Debido a las condiciones del crudo boliviano, se puede mencionar que es muy limitada la recuperación de ciertos derivados como aceites lubricantes, grasas, asfaltos, entre otros. Todo esto motiva la importación de estos derivados que crece cada gestión. Por otro lado se puede notar que el consumo de grasas lubricantes va creciendo levemente cada gestión, lo cual no ocurre con el consumo de aceites pues existen ciertas disminuciones en algunos años.

2.3 MERCADO INTERNACIONAL PARA LOS PRODUCTOS (DEMANDA DE DIESEL, GASOLINA Y CRUDO)

2.3.1 CHILE

La política energética de este país ha estado orientada a lograr un abastecimiento estable de energía para cubrir la creciente demanda que en la presente década se ha expandido a una tasa del 7,7% anual. Ello acompañó el dinamismo económico que registró una tasa acumulativa anual, entre 1991 y 1998, de 6,9%.

Chile es un país con escasos recursos energéticos, desde 1997 importa gas natural de Argentina lo cual ha reducido sus niveles de producción de fuentes primarias. Desde 1991 los niveles de producción de petróleo y carbón mineral se han venido reduciendo y principalmente desde 1997 se redujo también la explotación de gas natural. Los menores niveles de producción interna han sido compensados con incrementos en los volúmenes de importación de estos productos.

La reducción en la explotación de gas natural y petróleo se explica por la escasez de reservas. A su vez, en el caso del gas natural el transporte desde la reserva en la zona de Magallanes (al sur del país) a los centros de consumo alejados, como la ciudad de Santiago, se hace económicamente inviable.

De la oferta de petróleo en 1999 el 96% era importado, de carbón mineral el 85% y de gas natural un 81%. En cuanto a las fuentes secundarias de energía el 60% corresponde a derivados del petróleo, donde el diesel, el fuel oil y la gasolina son los productos de relevancia, y un 20% corresponde a la generación de energía eléctrica.

Durante el 2001, se importaron 11,8 millones de m³ de crudo, principalmente desde Argentina (77%), Brasil (6%), Nigeria (5%) y Perú (5%). Asimismo, las ventas de combustibles de las refinerías sirvieron para abastecer el 85,4% del mercado nacional. Los 3 principales combustibles importados fueron el gas licuado de petróleo, diesel y la gasolina automotriz. El volumen total de combustibles comercializados en el 2001 ascendió hasta 13 millones de m³.

Durante el 2001, la principal zona de consumo de gas natural en el país fue la región XII (4.116 millones de m³). En tanto, la zona Centro Norte del País consumió 3.693 millones de m³. Del total consumido a nivel nacional, el 71,4% fue importado desde Argentina, siendo el obtenido desde yacimientos de la cuenca magallánica chilena.

De acuerdo a la política económica de este país, en este sector existe libertad para invertir, importar y exportar hidrocarburos líquidos, gaseosos y sólidos.

La principal fuente de suministro de crudo para Chile es la cuenca de Neuquén en Argentina, con una participación superior al 50% dentro de la demanda nacional. El consumo de productos derivados del petróleo, por su parte, alcanzó en el 2001 a 12.961 m³, de los cuales el 87.2% fue abastecido por refinación nacional.

El gas natural también proviene mayoritariamente de la cuenca de Neuquén en Argentina, en tanto que el suministro nacional se circunscribe sólo a la zona de Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir). Al respecto, el consumo total de gas natural en el 2001 fue de 68.359 Teracalorías, de las cuales un 35,3% correspondieron a producción nacional.

El consumo interno de energía en Chile absorbe lo que se produce en el país y lo que se importa con lo cual no se generan excedentes para la exportación. Sólo el metanol se produce con destino al mercado externo. Un 93% del metanol producido en el país se vende al exterior.

Por lo tanto, Chile además de ser deficitario en petróleo, gas natural y carbón no genera excedentes exportables.

Toda la información recopilada y mostrada anteriormente fue extraída de:

- <http://www.icem.org.br/Projetos/Energia/matrizenergetica.pdf>

**TABLA 16
DEMANDA DE DIESEL**

Año	REAL (m³)	REAL (miles de barriles)	PROYECTADO (miles de barriles)
1999	306511	1927.90	
2000	684341	4304.38	
2001	513136	3227.53	
2002	669376	4210.25	
2003			4860
2004			5437
2005			6014
2006			6591
2007			7168
2008			7745
2009			8322
2010			8899
2011			9476
2012			10053

Fuente: Cámara de Comercio de Santiago (www.cne.cl)

$$|r| = 0.673487$$

$$Y = -1150871 + 577 * X$$

**TABLA 17
DEMANDA DE GASOLINA**

Año	REAL (M³)	REAL (miles de barriles)	PROYECTADO (miles de barriles)
1999	282488	1776.80	
2000	420500	2644.86	
2001	468494	2946.74	
2002	644225	4052.05	
2003			4636.95
2004			5349.69
2005			6062.43
2006			6775.17
2007			7487.91
2008			8200.65
2009			8913.39
2010			9626.13
2011			10338.87
2012			11051.61

Fuente: Cámara de Comercio de Santiago (www.cne.cl)

$$|r| = 0.9794$$

$$Y = -1422981.27 + 712.74 * X$$

TABLA 18
DEMANDA DE CRUDO
(Miles de barriles)

Año	REAL	PROYECTADO
1999	67875.5	
2000	69553.5	
2001	70364.4	
2002	66217.6*	
2003		72997.82
2004		74242.27
2005		75486.72
2006		76731.17
2007		77975.62
2008		79220.07
2009		80464.52
2010		81708.97
2011		82953.42
2012		84197.87

Fuente: Cámara de Comercio de Santiago (www.cne.cl)

$$|r| = 0.980$$

$$Y = -2419635.533 + 1244.45 * X$$

2.3.2 PARAGUAY

A pesar de importantes búsquedas, no se han detectado posibilidades ciertas de existencia de petróleo o gas en este país, lo que le crea dependencia externa en el abastecimiento de todas sus necesidades de hidrocarburos.

La importación de energía primaria y secundaria, compuesta únicamente por petróleo y derivados, en el que, el primero representa apenas el 8% del total de las importaciones lo que confirma la condición de Paraguay como país importador de hidrocarburos manufacturados y una industria nacional con una capacidad limitada para procesar cantidades de materia prima necesaria para la obtención de los productos terminados que satisfagan las necesidades del mercado interno. El consumo de los combustibles como diesel y gasolina son muy elevados en este país, pues sectores muy fortalecidos por dichos combustibles son la agroindustria transporte, construcción, entre los mas importantes.

El petróleo que procesa la única refinería que existe en este país, PETROPAR, importa totalmente de Argentina. Su nivel alcanza los 23.000 barriles diarios. A su vez, un 70% del consumo de derivados es importado. La estatal PETROPAR sólo produce el 30% restante. Esta importación proviene preferentemente de Argentina y Brasil. La refinería de PETROPAR (Petróleos Paraguayos) posee una capacidad nominal de 7500 bbl/día de producción de derivados.

El diesel es el principal producto en la oferta de energía secundaria, aportando un 64% del total. Le siguen en orden de importancia la gasolina (20%) y el gas licuado (10%). Las exportaciones de hidrocarburos, sólo se han registrado cuando existen excedentes temporales que no revisten ninguna importancia. Por lo tanto, Paraguay es excedentario en energía hidráulica y deficitaria en petróleo y derivados del petróleo. Tampoco produce ni importa gas natural pero no se descarta su ingreso en los años siguientes.

En el futuro no se esperan cambios relevantes en la matriz energética paraguaya. Sólo podría ingresar el gas natural y sustituir el consumo de leña y algún derivado del petróleo si se concreta alguno de los proyectos que están en estudio. El gas podría ingresar por Argentina o Bolivia. Por el momento sólo existen acuerdos firmados con los gobiernos de ambos países para la provisión de gas y proyectos de gasoductos que se están estudiando.

(Referencia: <http://www.icem.org.br/Projetos/Energia/matrizenergetica.pdf>)

TABLA 19
DEMANDA DE DIESEL
(Miles de barriles)

Año	REAL	PROYECTADO
1996	4277.10	
1997	5031.80	
1998	5660.80	
1999	5755.20	
2001	4597.42*	
2002	5628.99	
2003	6899.68	
2004		6835.20
2005		7102.69
2006		7370.19
2007		7637.68
2008		7905.17
2009		8172.66
2010		8440.15
2011		8707.64
2012		8975.13

Fuente: Dirección de Recursos Energéticos; Viceministerio de Minas y Energía.
(http://www.mopc.gov.py/vmme/archivos%20varios/BALA_ENER_%202002.pdf)
(<http://www.mic.gov.py/combustibles>)

$$|r| = 0.86$$

$$Y = -529215.9571 + 267.4906 * X$$

TABLA 20
DEMANDA DE GASOLINA
(Miles de barriles)

Año	REAL	PROYECTADO
1990	445.56	
1991	489.37	
1992	645.29	
1993	914.94	
1994	1367.50	
1995	1226.63	
1996	1349.63	
1997	1779.34	
1998	1930.27	
1999	1552.51	
2000	1254.71	
2001	1249.95*	
2002	1347.12	
2003		1957.71
2004		2054.22
2005		2150.73
2006		2247.24
2007		2348.74
2008		2440.25
2009		2536.76
2010		2633.27
2011		2729.77
2012		2826.28

Fuente: Dirección de Recursos Energéticos; Viceministerio de Minas y Energía.
(http://www.mopc.gov.py/vmme/archivos%20varios/BALA_ENER_%202002.pdf)
(<http://www.mic.gov.py/combustibles>)

$$|r| = 0.7540$$

$$Y = -191347.6122 + 96.5079 * X$$

TABLA 21
DEMANDA DE CRUDO

Año	Tep. (Ton. equiv. de petróleo)	Miles de barriles
1996	156.72	1172.42
1997	139.91	1046.67
1998	137.16	1026.09
1999	101.47	759.09
2000	106.98	800.32
2001	98.77	738.89
2002	101.55	759.69

Fuente: Dirección de Recursos Energéticos; Viceministerio de Minas y Energía.
(http://www.mopc.gov.py/vmme/archivos%20varios/BALA_ENER_%202002.pdf)
(<http://www.mic.gov.py/combustibles>)

2.3.3 BRASIL

(Toda la información recolectada sobre las principales fuentes de energía en este país es presentada a continuación y fue tomada de la siguiente referencia:

- <http://www.icem.org.br/Projetos/Energia/matrizenergetica.pdf>)

El sector energético en Brasil está transitando actualmente por profundas transformaciones. En 1995 se inició el proceso de privatización de las empresas que participan en el sector eléctrico (generadoras y distribuidoras) y en 1998 se abrió el sector petrolero a la participación de capitales privados en actividades de exploración y explotación de áreas que pertenecían a la compañía estatal PETROBRAS.

La principal fuente de energía que genera el país es la hidroelectricidad o energía hidráulica. Esta representa el 41,9% del total de energía primaria que se genera internamente y su participación no ha sufrido modificaciones durante el período de desarrollo más dinámico del sector (desde 1993 en adelante).

Sin embargo, en este período se registró un crecimiento importante de la producción de petróleo con una tasa del 8,2% anual y del gas natural que se expandió al 7,9% acumulativo anual. Ello significó una mayor ponderación en el volumen total de energía primaria pasando el petróleo a representar el 27,3% y el gas natural el 5,7%.

En definitiva, la energía hidráulica y el petróleo aportan cerca del 70% de las fuentes primarias y si se suma el bagazo de caña y la leña se llega al 92%. La producción de energéticos que requiere el país para abastecer su demanda interna es insuficiente. Actualmente el nivel de dependencia externa de energía que calcula el Ministerio de Energía y Minas de Brasil se ubica en 22,6%. Este es el porcentaje de la demanda que debe ser abastecido con producción importada.

El nivel se mantiene bastante estable desde la década pasada con tendencias diferentes por producto. En petróleo, el nivel de dependencia se redujo drásticamente. Luego de la reducción provocada por la política de sustitución de gasolina por alcohol (Programa del Alcohol de 1975) que significó pasar de un nivel superior al 80% a niveles entorno al 45% a mediados de los ochenta, hoy se ubica en 40%. Las importaciones de petróleo provienen mayormente de Venezuela y Argentina.

La política del gobierno, en este sentido, es intentar reducir al máximo los niveles de dependencia externa. En el sector petrolero, en particular, se ha planteado el objetivo de alcanzar un nivel de producción que garantice el autoabastecimiento.

Entre los derivados del petróleo, la gasolina registró un aumento en su participación lo que responde a su desustitución por el alcohol. Al reducirse el estímulo al consumo de alcohol en los medios de transporte se retornó al consumo de gasolina. Según las cifras de consumo de energéticos del sector Transporte, se elevó el consumo de gasolina en seis puntos porcentuales reduciéndose el de alcohol y el de diesel en tres puntos cada uno.

Dada las escasas posibilidades que tiene el país de generar excedentes energéticos, las exportaciones totales apenas representan un 3,4% de la producción de energía primaria. Estas se concentran en los productos derivados del petróleo y básicamente en fuel oil, gasolina y kerosén. En conjunto las exportaciones de estos productos representan un 17% de su producción interna. Los niveles más altos los registran el fuel oil y el kerosén con porcentajes por encima de 24%.

En cuanto a las reservas disponibles se conoce que en petróleo poseen 7,4 mil millones de barriles que se traducen en 18,4 años de explotación al ritmo actual. En gas natural las reservas probadas son 228,7 mil millones de m³ lo que equivale a 20 años de producción.

En síntesis, Brasil es un país deficitario en la generación de energía. Posee déficit en petróleo, electricidad y gas natural. Ello ha estimulado su interconexión con los países de la región.

La actual política del gobierno brasileño apunta a incrementar la participación del gas natural en la matriz energética del país, del 2,2% actual a 12% en el año 2010, desplazando gradualmente al diesel oil, fuel oil y otros combustibles contaminantes e incrementando la capacidad instalada de las plantas de generación termoeléctrica para cubrir la creciente demanda energética del país.

TABLA 22
DEMANDA DE DIESEL

Año	REAL (m³)	REAL (miles de barriles)	PROYECTADO (miles de barriles)
1992	2256600	14193.60	
1993	4387000	27593.40	
1994	3257300	20487.80	
1995	4249700	26729.81	
1996	4906000	30857.81	
1997	5892200	37060.82	
1998	6207100	39041.48	
1999	5830000	36669.60	
2000	5801000	36487.19	
2001	6603500	41534.77	
2002	7230440	45478.10	
2003			48098.5
2004			50718.9
2005			53339.4
2006			55959.9
2007			58580.3
2008			61200.8
2009			63821.2
2010			66441.7
2011			69062.1
2012			71682.6

Fuente: PETROBRAS/SERPLAN; MDIC/SECEX
(<http://www.anp.gov.br/>)

$$|r| = 0.90128$$

$$Y = -5200654.94 + 2620.446 * X$$

TABLA 23
DEMANDA DE GASOLINA

Año	REAL (Miles m³)	REAL (miles de barriles)	PROYECTADO (miles de barriles)
1992	1483.5	9330.93	
1993	2800.4	17613.99	
1994	3405.1	21417.43	
1995	4473.1	28134.95*	
1996	4356.1	27399.04*	
1997	5248.1	33009.56*	
1998	5052.1	31776.75*	
1999	3882.8	24422.08	
2000	3848.7	24207.59	
2001	3402.1	21398.56	
2002	3406.4	21425.65	
2003	3546.2	22304.98	
2004			25016.64
2005			25808.57
2006			26600.50
2007			27392.44
2008			28184.37
2009			28976.30
2010			29768.23
2011			30560.17
2012			31352.10

Fuente: PETROBRAS/SERPLAN; MDIC/SECEX
(<http://www.anp.gov.br/>)

$$|r| = 0.7029$$

$$Y = -1562017.4974 + 791.9332 * X$$

TABLA 24
DEMANDA DE CRUDO

AÑO	REAL (miles de barriles)
1995	174960
1996	194508
1997	195768
1998	181620
1999	158904
2000	127944
2001	99792

Fuente: PETROBRAS/SERPLAN; MDIC/SECEX
(<http://www.anp.gov.br/>)

2.4 RESUMEN DE LAS DEMANDAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y OTROS DERIVADOS

TABLA 25
DEMANDA DE DIESEL

DEMANDA DE DIESEL (miles de barriles)				
Año/País	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY
1995	895.10	26729.81		
1996	901.30	30857.81		4277.10
1997	2255.10	37060.82		5031.80
1998	2595.40	39041.48		5660.80
1999	1996.18	36669.60	1927.90	5755.20
2000	2209.63	36487.19	4304.38	-
2001	1965.56	41534.77	3227.53	4597.42
2002	1767.08	45478.10	4210.25	5628.99
2003				6899.68

TABLA 26
DEMANDA DE GASOLINA

DEMANDA DE GASOLINA (miles de barriles)				
Año/País	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY
1995	-	28134.95		1226.63
1996	-	27399.04		1349.63
1997	-	33009.56		1779.34
1998	-	31776.75		1930.27
1999	-	24422.08	1776.80	1552.51
2000	-	24207.59	2644.86	1254.71
2001	-	21398.56	2946.74	1249.95
2002	-	21425.65	4052.05	1347.12
2003		22304.98		

TABLA 27
DEMANDA DE ACEITES Y GRASAS
LUBRICANTES EN BOLIVIA

AÑO	ACEITES (Miles de bbl)	GRASAS (Ton.)
1998	35.185	315
1999	39.519	353
2000	46.488	418
2001	39.274	258
2002	37.792	364

CAPITULO 3

TAMAÑO Y LOCALIZACION

3.1 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO

Para determinar el tamaño de la planta de GTL (gas a líquidos) se tomará en cuenta esencialmente la proyección de la demanda de diesel para el año 2012 y en forma complementaria la de gasolina.

Resaltar que el proyecto surge como una respuesta a la demanda (importación) de diesel que tiene el país, por ello, en este trabajo se desarrolla la tecnología (Fischer-Tropsch) para la producción de diesel como producto principal.

La capacidad de producción de la planta de GTL tiene por objetivo principal cubrir la demanda nacional de los combustibles líquidos (dicha demanda hace referencia a las importaciones) como también cubrir el 20% de la demanda de diesel de los países vecinos como: Brasil, Chile y Paraguay; las cuales deben ser abastecidas con producción importada. (Ver **Tabla 28**)

TABLA 28
CANTIDAD DE DIESEL REQUERIDA PARA CUBRIR LA
DEMANDA NACIONAL Y EL 20% DE LA DEMANDA DE
PAÍSES VECINOS (BRASIL, CHILE Y PARAGUAY)

	GESTION 2002	GESTION 2012
País	(Miles de barriles)	(Miles de barriles)
Bolivia	1767.08	4488.42
Brasil	9095.62	14336.52
Chile	842.05	2010.60
Paraguay	1125.80	1795.03
Total	12830.55	22630.57
Equivalente en BBL/Día	38998.66	68785.93

Como se sabe, dentro de la tecnología Fischer-Tropsch se produce gasolina como un producto secundario, por lo tanto, con la cantidad producida se cubrirá con preferencia la demanda nacional si es que existiera en años posteriores.

Asimismo se realizó el cálculo para cubrir el 20% de la demanda de países como: Brasil, Chile y Paraguay (ver **Tabla 29**) con el objetivo de demostrar si la producción de gasolina puede ser comercializada en los países vecinos mencionados.

TABLA 29
CANTIDAD DE GASOLINA REQUERIDA PARA CUBRIR
EL 20% DE LA DEMANDA DE PAÍSES VECINOS
(BRASIL, CHILE Y PARAGUAY)

	GESTION 2002	GESTION 2012
País	(Miles de barriles)	(Miles de barriles)
Bolivia	-	-
Brasil	4285.13	6270.42
Chile	810.41	2210.32
Paraguay	269.42	565.26
Total	5364.96	9046.00
Equivalente en BBL/Día	16306.87	27495.44

Se consideró un periodo de ejecución, construcción y puesta en marcha de la planta de 33 – 36 meses (gracias a los últimos avances y desarrollos tecnológicos) para una producción de 70 – 80 mil bbl/d de productos líquidos. El tiempo de vida de la planta está fijado en 10 años. (Fuente: “GTL: Progress and Prospect” Oil & Gas Journal, Mar.12, 2001 pág. 66; “Foster Wheeler Energy Ltd.”)^[14]

De acuerdo a la **Tabla 28** se observa que para abastecer las demandas de diesel en la gestión 2012, se deberá producir 68785.93 bbl/día (barriles por día).

La composición aproximada del producto líquido obtenido en el proceso Fischer – Tropsch es 80% de diesel (% en volumen) y 20% de gasolina lo cual no descarta la producción de GLP, estos datos y consideraciones varían según la empresa encargada de estos procesos, la cual puede agregar o no al GLP en el grupo de productos líquidos.

Adicionalmente se sabe que se requieren 277.2 MMPCSD de gas natural para obtener 22640 bbl/d de diesel. Para la demanda estimada el año 2012 se tiene 68786 bbl/d de este carburante. (Fuente: “Macromol Symp.193”, pág. 29-34 (2003) – Sasol Technology R & D)^[15]

“Fischer – Tropsch Technology”, LNG – GTL Conference
Buenos Aires (Argentina), Julio 31 – Agosto 1, 2001^[16]

Para la cantidad total demandada de diesel 68786 bbl/d, se necesitará alimentar al proceso 842.20 MMPCSD de gas natural.

Esta alimentación producirá 85983 bbl/d de productos líquidos (diesel 68786 bbl/d y gasolina 17197 bbl/d).

Se consideró un margen de seguridad del 7% debido a que el rendimiento de una planta es menor a los valores de diseño (dar flexibilidad al proceso), de esta manera se pretende alcanzar la cantidad de productos estimados. (Referencia: Ricardo Gumucio del Villar “Tratamiento de Gas Natural en Vuelta Grande para su transporte”; Proyecto de Grado, pág. 43).

$$Q = 842.20 + 58.95 = 901.15 \text{ MMPCSD}$$

El factor de corriente o de operación que se consideró fue 0.9 para el cual se concluye que en los 10 años de operación estimados de la planta se utilizarán 2.96 TCF (Trillones de pies cúbicos) de gas natural.

TABLA 30
TAMAÑO DE LA PLANTA DE GTL

Alimentación de gas natural	Factor de corriente (0.9)	Tamaño de la planta de GTL
901.15 MMPCSD	7884 h/año 329 días/año	85983 bbl/d productos líquidos

Como se ha podido observar, el presente proyecto está destinado tanto al mercado interno como externo, por lo tanto se estaría hablando de grandes capacidades de producción especialmente de hidrocarburos líquidos como también otros derivados, dada esta situación, es de suma importancia la influencia del factor financiero y de inversión en el tamaño de la planta de GTL.

Para tener cierto conocimiento de los costos aproximados de producción de este tipo de plantas (GTL), a continuación se presenta la **Tabla 31**.

TABLA 31
COSTOS DE PRODUCCION DE
PLANTAS DE GTL

Cantidad producida de productos líquidos (miles de bbl/d)	Costo de producción(*) (MM\$us)	Empresa a cargo del Proyecto
10	252	Rentech
15	351	Syntroleum
18.8	455	Raytheon's GTL
50.9	1095	Sasol
54.9	1324	Rentech
70	1400	Shell
108	2500	Qatar Petroleum y Shell

(Fuente: "Gas to Liquids Processing 99" Conference; May 17-19, 1999, pág. 3
"Special Report GTL" Oil & Gas Journal; Mar 12, 2001 pág. 58-63, 73
"Fuel Processing Technology 71 (2001) 149-155"^[17].

(*) Los costos totales de producción incluyen los costos del gas utilizado y del catalizador, los servicios, los gastos laborales, el mantenimiento, los gastos generales, los impuestos, la depreciación de activos de capital y el retomo de la inversión.

3.2 LOCALIZACIÓN

El estudio de localización o emplazamiento de una industria, consiste en analizar las diversas fuerzas locacionales a fin de buscar la localización que dé como resultado una máxima tasa de ganancia ó mínimo costo unitario.

Debido a que se consideran mercados geográficamente distintos y fuentes de materia prima en regiones diversas, se realizará un análisis de las variables locacionales en el presente proyecto.

Dicho estudio de localización, tomará en cuenta la demanda nacional de hidrocarburos líquidos como también el abastecimiento de los mercados de países limítrofes como: Chile, Brasil y Paraguay.

Se analizó los distintos campos gasíferos en cuanto a sus reservas (ver **Tabla 10**) y se determinó que sólo los departamentos de Santa Cruz y Tarija podrían abastecer a la planta con la alimentación propiamente dicha en el tiempo de operación estimado, aunque Tarija posee cerca del 87% de las reservas nacionales, ello no indica la seguridad que pudiese haber para

instalar la planta en ese departamento pues existen muchos otros factores que deben ser analizados para ese tratamiento.

Por ejemplo la relación localización-transporte es muy importante pues se debe tener en cuenta si las distancias que se transportarán los productos obtenidos a los mercados serán demasiado grandes.

No se debe olvidar tomar en cuenta la relación localización-disponibilidad y costos de servicio refiriéndose al suministro de agua y energía asegurados para una normal operación de la planta y como otro factor adicional considerar las repercusiones al medio ambiente. Todas estas variables locacionales fueron tomadas en cuenta en la **Tabla 32** para determinar en forma tentativa al departamento en el que se ubicará la planta de GTL.

Para realizar la elección del lugar donde se instalará la planta, se considerará la localización mediante el sistema de valoración por puntos.

El estudio realizado, indicado en la tabla siguiente, muestra que la alternativa más favorable es el departamento de Santa Cruz, debido a su integración caminera, férrea y fluvial con países vecinos como Paraguay y Brasil que son mercados potenciales en relación al nuestro; además de tener muchas otras ventajas en los suministros de energía, agua y combustibles. Pero esta opción no es totalmente definitiva.

TABLA 32
LOCALIZACION DE LA PLANTA POR
VALORACION POR PUNTOS

DEPARTAMENTO	SANTA CRUZ	TARIJA	CHUQUISACA	CBBA.
Factor Considerado:				
- Materia Prima (100)				
* Disponibilidad (50)	27	45	10	15
* Calidad (40)	30	30	30	30
* Uso de substitut. (10)	0	0	0	0
<i>Subtotal</i>	<i>57</i>	<i>75</i>	<i>40</i>	<i>45</i>
- Mercado (50)				
* Demanda (dist.) (50)	42	25	20	35
<i>Subtotal</i>	<i>42</i>	<i>25</i>	<i>20</i>	<i>35</i>
- Suministro de Energía y Combustible (50)				
* Energía eléctrica (20)	20	13	10	20
* Combustible (15)	15	10	9	15
* Reserv. futuras (5)	5	4	3	5
* Costos (10)	9	7	5	9
<i>Subtotal</i>	<i>49</i>	<i>34</i>	<i>27</i>	<i>49</i>
- Transporte (80)				
* Ferrocarril (20)	13	5	3	10
* Carreteras (40)	33	24	20	30
* Fluvial (20)	12	0	0	5
<i>Subtotal</i>	<i>58</i>	<i>29</i>	<i>23</i>	<i>45</i>
- Suministro agua (20)				
* Calidad (5)	5	5	5	5
* Seguridad (10)	7	6	6	6
* Costos (5)	5	3	2	4
<i>Subtotal</i>	<i>17</i>	<i>14</i>	<i>13</i>	<i>15</i>
TOTAL GENERAL	223	177	123	189

3.2.1 CONCLUSIONES SOBRE LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA:

Se sabe que los cuatro departamentos anteriormente mencionados, tienen reservas de gas natural pero sólo dos de ellos lograrían cubrir el requerimiento de alimentación a la planta para su operación en el lapso de 10 años como se ha determinado, esos departamentos son Santa Cruz y Tarija pero como se conoce, actualmente existen redes de poliductos, gasoductos y oleoductos en el país que facilitarían primordialmente el transporte de la materia prima para

un normal abastecimiento a la planta, así también se podría utilizar esas redes para enviar y transportar los hidrocarburos líquidos hasta los respectivos mercados.

Al mencionar Cochabamba, cabe destacar que este departamento posee una de las refinerías más importantes del país por lo cual el abastecimiento de combustibles no sufre muchas complicaciones y su distribución al resto del país es más efectiva gracias a su localización pues se encuentra en el centro de Bolivia.

Por todo lo mencionado sería razonable instalar la planta de GTL en esta ciudad si solamente se desearía cubrir el mercado nacional pero se tendrían ciertas limitaciones y dificultades al tocar el tema de las exportaciones debido a las distancias con los países limítrofes.

Aunque Tarija posee alrededor del 87% de las reservas nacionales de gas natural, su integración al país no es de las mejores debido a su ubicación (se encuentra en la parte sur del país), falta de integración caminera y férrea, debido a ello, se podrían presentar muchos problemas a la hora de abastecer el mercado nacional y las limitaciones serían mayores al hablar de exportaciones.

En el caso de Santa Cruz, se observa claramente que presenta muchas ventajas para la instalación de la planta (suministro de energía, agua, transporte, etc.) aunque este departamento se encuentra al oriente de Bolivia, posee buena comunicación con los departamentos vecinos sobretodo si se habla del eje troncal de modo que no existirían grandes dificultades para cubrir la demanda nacional de hidrocarburos líquidos, por otro lado Santa Cruz es limítrofe con países como Paraguay y Brasil con los cuales podría comunicarse con más facilidad (se podría incluir la alternativa de utilizar la hidrovía Paraná-Paraguay para llegar a los mercados de estos países) y exportar los productos mencionados. Por lo tanto Santa Cruz aparece como el departamento con más posibilidades o alternativas para la instalación de la planta.

En el **Anexo A** se presentan algunos mapas sobre las ubicaciones de redes de gasoductos, poliductos y oleoductos en el país.