



**USAID** | **BOLIVIA**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE

# Análisis Financiero del Proyecto de Gas para Uyuni

Jorge Luis Gumucio

**NOVIEMBRE, 2008**

This publication was produced for review by the United States Agency for International Development. It was prepared by Chemonics International Inc.

# Análisis Financiero del Proyecto de Gas para Uyuni

Jorge Luis Gumucio

Contract No. [DFD – I – 00 – 05 – 00219, TO # 3]

The author's views expressed in this publication do not necessarily reflect the views of the United States Agency for International Development or the United States Government.

# CONTENTS

Antecedentes.-.....	1
Desarrollo.-.....	1
Determinación de la demanda energética de la región.....	2
Determinación de la oferta de gas.....	3
Determinación de las inversiones necesarias (CAPEX).....	4
Determinación de los gastos operativos (OPEX).....	5
Determinación de la estructura de Capital.....	6
Determinación de los impuestos aplicables a la operación.....	9
Determinación de los impuestos a las utilidades (IUE).....	9
Determinación tasa de descuento.....	9
Determinación de Precio de Gas.....	9
Estructuración de flujo de caja (20 años).....	10
Análisis de Sensibilidad.....	11
Conclusiones y Recomendaciones.....	13

**Informe Análisis Económico Financiero**  
**Estudio de Factibilidad para el Suministro de Gas a la Localidad de Uyuni**

***Antecedentes.-***

Dentro las funciones y atribuciones que tienen el Fondo de Fortalecimiento de Instituciones Democráticas (FIDEM), se encargo un estudio integral de evaluación de alternativas para el suministro de Gas a la localidad de Uyuni. En este sentido, el equipo consultor tomo en cuenta dos alternativas que permitirían a Uyuni contar con energía proveniente del gas natural. La primera alternativa está basada en el suministro vía GNC (Gas Natural Comprimido) y la segunda basada en GNL (Gas Natural Liquefado). Este informe final, está relacionado únicamente a la evaluación de la alternativa de GNC, debido a que el Ingeniero Jefe del Proyecto considero la mas viable técnica y económicamente.

Para evaluar esta opción, se evaluaron las inversiones necesarias para cubrir la demanda existente en la región así como las proyecciones basadas en proyectos de a corto y mediano plazo que requieran de energía adicional para la misma.

En este informe se detallan las variables y métodos aplicados, así como los resultados provenientes de la alternativa de Gas Natural Comprimido (GNC).

***Desarrollo.-***

El proceso del análisis económico financiero comprende una serie lógica de establecimiento y desarrollo de parámetros que son estructurados dentro de un modelo que tiene por objeto medir la factibilidad del proyecto bajo distintos escenarios, cuantificando la rentabilidad del mismo.

El proceso comprende la cuantificación y el análisis de los siguientes parámetros:

1. Determinación de la demanda energética de la región.
2. Determinación de la oferta de gas.
3. Determinación de las inversiones necesarias (CAPEX).  
Niveles de depreciación.  
Determinación de índices de inflación.
  4. Determinación de los gastos operativos (OPEX).
  5. Determinación de la estructura de Capital.Determinación del costo de deuda.  
Determinación del costo de capital.  
Determinación del costo de capital promedio (WACC).
6. Determinación de los impuestos aplicables a la operación.  
IVA  
IT  
Otros
7. Determinación de los impuestos a las utilidades (IUE).
8. Determinación tasa de descuento.
9. Determinación del Precio del Gas
10. Estructuración de flujo de caja (20 años).
11. Análisis de sensibilidad
12. Conclusiones y Recomendaciones
13. Apéndices

## **Determinación de la demanda energética de la región**

Para la determinación de la demanda energética regional se realizó un viaje a las localidades de Potosí y Uyuni, donde se sostuvieron reuniones con las autoridades pertinentes al área de turismo y minería. De estas reuniones se pudo evidenciar que las actividades con mayor requerimiento energético, así como las generadoras de recursos económicos están vinculadas con los atractivos turísticos de la región y los proyectos mineros. En este sentido, se solicitó, mediante formularios, de detalle los niveles actuales de energía consumida y el origen de la misma, así como proyecciones a corto y mediano plazo.

El sector turístico, está conformado básicamente por operadoras turísticas de distinto porte y por lo tanto la información formal acerca del número y las facilidades turísticas no está del todo establecido. Sin embargo, se consiguió un documento elaborado por la SNV en donde se realiza un análisis del circuito Uyuni – REA que abarca las rutas turísticas más importantes para el sector.

Para realizar la proyección a 20 años, el Ingeniero Jefe del proyecto utilizó una regresión lineal de cuadrados mínimos, para el caso optimista, y una regresión logarítmica para el escenario pesimista.

En lo que se refiere a la demanda del sector industrial/minero la misma está estimada a partir del relevamiento de datos realizado por la Prefectura del Departamento de Potosí en base a los formularios presentados por los consultores de este proyecto. De la misma manera, la Prefectura presentó los perfiles de 3 proyectos estratégicos para la región los cuales demandarán energía adicional en el corto y mediano plazo. Sin embargo, y debido a la situación política actual, resultó insuficiente la información de los proyectos mineros a ser considerados en la demanda de la región, razón por la cual el Ingeniero Jefe del Proyecto decidió realizar una estimación independiente basada en la poca información formal enviada por los responsables de dichos proyectos. En la tabla a continuación, se resume la demanda utilizada para el caso base de GNC.

## Demanda de Gas Natural Uyuni

Demanda Gas Natural Comprimido Uyuni						
	Gas comprimido MMPC/año	Consumo total Uyuni	Sectores domestico comercial	Sector Circuito turístico	Total Estaciones Remotas	Trailers ST4
2010	274,17	164,30	138,70	25,60	102,38	7,49
2011	283,33	166,08	138,70	27,38	109,51	7,74
2012	292,48	167,86	138,70	29,16	116,63	7,99
2013	301,64	169,64	138,70	30,94	123,76	8,24
2014	310,80	171,42	138,70	32,72	130,88	8,49
2015	319,95	173,20	138,70	34,50	138,01	8,74
2016	329,11	174,98	138,70	36,28	145,13	8,99
2017	338,27	176,77	138,70	38,07	152,26	9,24
2018	347,42	178,55	138,70	39,85	159,39	9,49
2019	356,58	180,33	138,70	41,63	166,51	9,74
2020	365,73	182,11	138,70	43,41	173,64	9,99
2021	374,89	183,89	138,70	45,19	180,76	10,24
2022	384,05	185,67	138,70	46,97	187,89	10,49
2023	393,20	187,45	138,70	48,75	195,01	10,74
2024	402,36	189,23	138,70	50,53	202,14	10,99
2025	411,52	191,02	138,70	52,32	209,26	11,24
2026	420,67	192,80	138,70	54,10	216,39	11,49
2027	429,83	194,58	138,70	55,88	223,51	11,74
2028	438,99	196,36	138,70	57,66	230,64	11,99
2029	448,14	198,14	138,70	59,44	237,76	12,24

### Determinación de la oferta de gas

Para la determinación de la oferta de gas, se realizó un análisis de todos los campos de gas en actual producción, sus mercados y potencial productivo. De este análisis se puede concluir que si bien, en los últimos 4 años, la demanda en el mercado interno ha superado el crecimiento medio del 8% anual, aun es marginal comparado con los compromisos de exportación que se tienen actualmente. Sin embargo, la falta de inversión en el sector de la exploración y producción (*upstream*) hace que existan serios problemas (a corto plazo) en cubrir la demanda incremental del mercado interno.

La demanda actual del mercado interno fluctúa entre los 4 a 4.5 MMmcd, la demanda del contrato de gas al Brasil (GSA) es de 30 MMmcd y la demanda del contrato a la Argentina es de 2.0 MMmcd<sup>1</sup>. Según la legislación actual se establece como prioridad de suministro el mercado interno y luego los mercados de exportación. El contrato con el Brasil se encuentra en su cantidad máxima comprometida y es abastecido en su mayor parte por los campos de San Alberto y Sábalo que cuentan con las reservas suficientes para atender el mismo hasta el 2019. En lo que se refiere al contrato con Argentina, el mismo es atendido por las reservas que se encontraban bajo la administración de Pluspetrol, claramente se necesitan inversiones adicionales significativas en los campos de Madrejones y Bermejo para ampliar la capacidad de producción. En este sentido, sin importar la alternativa que se tome es necesario recalcar que se necesita inversión adicional para asegurar el suministro de gas y la viabilidad de cualquiera de las opciones que sean implementadas.

<sup>1</sup> Según contrato, el nivel de venta de gas a la Argentina debería estar en los 5 MMmcd.

### Determinación de las inversiones necesarias (CAPEX)

Una vez determinados los parámetros de demanda y oferta del proyecto, se procedió a estimar las inversiones necesarias para la implementación de cada uno de los proyectos. Estas inversiones fueron calculadas de acuerdo a la tecnología existente y a precios corrientes, lo que significa que cualquier retraso en la implementación tendrá un efecto financiero en el proyecto.

La tasa de actualización de los costos de inversión está relacionada con el índice de precios al consumidor PPI de los bienes industriales finales *PPI –Finished Commodities* publicado por el *US BUREAU OF STATISTICS*. [www.bls.org](http://www.bls.org). Se tomo en cuenta la mediana de los datos publicados de 1998 al 2008, de esta manera se corrige el efecto inflacionario de los últimos periodos, así como la inflación en periodos mas deprimidos. Ver Apéndice 1.

Las inversiones son tomadas como un proyecto llave en mano, donde se incluyen todos los costos requeridos para la construcción y puesta en marcha de cada uno de los proyectos.

El factor de depreciación a ser aplicado a las instalaciones nuevas será de 35 años de acuerdo a lo estipulado en el artículo 74 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. También se utilizara la depreciación fiscal para fines de optimización tributaria. La tasa de depreciación fiscal utilizada será del 10%.

La tabla a continuación resume las inversiones de Capital requeridas para el caso base de GNC.

Inversiones de Capital										
CAPEX CADENA GASODUCTO VIRTUAL										
AÑO	Cantidad comprimida MMPCS/Año		INVERSIÓN (CAPEX) Mus\$							
	Despach. para venta a Estación Intermed.	Carga a tanque trailere en Estación Compresión	Estación Compres.	Transporte Est. Comp. Est. Intermed.	Estación Intermed.	Estación Remota Uyuni		Transporte distrib. a Estaciones Remotas	Est. Remotas V. Alota-Guafona- L.Colorada - San Juan	TOTAL
			Mus\$	Mus\$	Mus\$	Doméstico Comercial	Circuito turístico	Mus\$	Mus\$	Mus\$
2009			817,08	1.753,94	600,99	176,29	398,98	1.370,47	1.595,92	6.314,70
2010	127,60	3,57		584,65						584,65
2011	136,48	3,82						342,62		342,62
2012	145,36	4,07								0,00
2013	154,24	4,32								0,00
2014	163,12	4,57								0,00
2015	171,99	4,82						342,62		342,62
2016	180,87	5,06								0,00
2017	189,75	5,31								0,00
2018	198,63	5,56	165,51							165,51
2019	207,51	5,81						342,62		342,62
2020	216,39	6,06		584,65						584,65
2021	225,27	6,31								0,00
2022	234,15	6,56								0,00
2023	243,03	6,81						342,62		342,62
2024	251,91	7,05								0,00
2025	260,79	7,30								0,00
2026	269,67	7,55								0,00
2027	278,55	7,80						342,62		342,62
2028	287,43	8,05								0,00
2029	296,31	8,30								0,00

### Determinación de los gastos operativos (OPEX)

La determinación de los gastos operacionales (OPEX) esta relacionada directamente con la inversión proyectada. Estos gastos están relacionados divididos en 2 categorías; Labor y Non Labor. Los costos dentro de la categoría de Labor son los relacionados a las remuneraciones del personal contratado para la administración y operación del ciclo integral del proyecto. En lo que respecta a los costos Non Labor, son todos los costos a ser incurridos que no están relacionados con las remuneraciones por concepto de personal.

### Costos Operativos

OPEX CADENA GASODUCTO VIRTUAL							
COSTO O&M (OPEX)							
Estación Compres.	Transporte Est. Comp. Est. Interm.	Estación Interm.	Estación Remota Uyuni		Transporte distrib. a Estaciones Remotas	Est. Remotas V. Alota-Quetena-L.Colorada - San Juan	TOTAL
Mus\$	Mus\$	Mus\$	Doméstico Comercial	Circuito turístico	Mus\$	Mus\$	Mus\$
298,29	85,82	15,78	4,63	6,33	100,40	25,34	530,24
307,26	100,36	15,78	4,63	6,33	89,38	25,34	542,75
316,23	101,92	15,78	4,63	6,33	113,26	25,34	577,16
325,21	103,49	15,78	4,63	6,33	114,79	25,34	589,24
334,18	105,06	15,78	4,63	6,33	116,33	25,34	601,31
343,15	106,62	15,78	4,63	6,33	117,86	25,34	613,38
352,13	108,19	15,78	4,63	6,33	143,27	25,34	649,33
361,10	109,75	15,78	4,63	6,33	145,11	25,34	661,71
370,07	111,32	15,78	4,63	6,33	146,95	25,34	674,09
379,05	112,88	15,78	4,63	6,33	148,79	25,34	686,47
388,02	114,45	15,78	4,63	6,33	175,74	25,34	723,95
396,99	128,99	15,78	4,63	6,33	160,31	25,34	732,04
405,97	130,56	15,78	4,63	6,33	162,03	25,34	744,30
414,94	132,12	15,78	4,63	6,33	163,74	25,34	756,55
423,91	133,69	15,78	4,63	6,33	189,10	25,34	792,44
432,89	135,26	15,78	4,63	6,33	191,06	25,34	804,95
441,86	136,82	15,78	4,63	6,33	193,02	25,34	817,45
450,83	138,39	15,78	4,63	6,33	194,98	25,34	829,95
459,81	139,95	15,78	4,63	6,33	221,57	25,34	867,07
468,78	141,52	15,78	4,63	6,33	223,77	25,34	879,82

Para la proyección de los mismos se utilizo el factor de inflación utilizado para los CAPEX.

En los costos operativos también se incluyeron los costos correspondientes a la compra de Gas Natural a los precios determinados por la actual normativa (ver Determinación Precios de gas). El costo de este factor determinante en la estructura global del proyecto.

En la tabla a continuación se resume el costo de la compra de gas natural para el proyecto.

## Costo Compra de Gas

Costo de Gas			
	Gas comprimido MMPC/año	Precio de gas	Costo de Gas como Opex
2010	274,17	0,98	268,69
2011	283,33	0,98	277,66
2012	292,48	0,98	286,63
2013	301,64	0,98	295,61
2014	310,80	0,98	304,58
2015	319,95	0,98	313,55
2016	329,11	0,98	322,53
2017	338,27	0,98	331,50
2018	347,42	0,98	340,47
2019	356,58	0,98	349,45
2020	365,73	0,98	358,42
2021	374,89	0,98	367,39
2022	384,05	0,98	376,37
2023	393,20	0,98	385,34
2024	402,36	0,98	394,31
2025	411,52	0,98	403,29
2026	420,67	0,98	412,26
2027	429,83	0,98	421,23
2028	438,99	0,98	430,21
2029	448,14	0,98	439,18

### **Determinación de la estructura de Capital**

La estructura de Capital tiene que ser determinada de acuerdo a conceptos estratégicos, políticos y económicos del proyecto. En este sentido el modelo tiene la capacidad de medir la incidencia de distintas combinaciones de aportes patrimoniales de socios potenciales que puedan ser considerados para cada uno de los proyectos. Sin embargo, es necesario realizar algunas consideraciones para establecer la estructura de capital óptima para el proyecto.

De acuerdo a lo consultado con la especialidad legal de la consultoría, la estructura societaria que viabilizaría de manera efectiva el proyecto será la conformación de una Sociedad Anónima Mixta (SAM), en donde YPFB tendría el control societario en lo que se refiere a la administración, pero no necesariamente en aportes patrimoniales en efectivo, esto quiere decir que existe la posibilidad que YPFB contribuya al proyecto con medidas y políticas estratégicas que generen un valor agregado al proyecto, como ser *fast track* en temas de importación de materiales, incentivos

fiscales, etc. Algunos de estos temas son de difícil cuantificación dentro el modelo, por lo que se considerara solo los aportes efectivos al patrimonio que sean realizados por los socios.

En cualquier estructura societaria las dos variables a tomar en cuenta para la estructura de capital son el retorno a patrimonio (*ROE Return on Equity*) y el costo de la deuda (*ROD Return on Debt*). Ambos factores determinan la expectativa de retorno en los aportes propios y el costo financiero de utilizar recursos financiados.

En el caso tipo donde YPFB sea la dueña mayoritaria con un 51%, este aporte podrá provenir de 2 fuentes; La primera es recursos propios y la segunda financiamientos. Si suponemos que YPFB cuenta con todo el dinero para financiar el proyecto, es decir 100% recursos propios, tenemos que asumir que la expectativa de retorno de YPFB estará en el costo de oportunidad de invertir esos fondos. Suponiendo que al ser una empresa Estatal, el riesgo país no entra en consideración y los *overheads* administrativos son absorbidos dentro la estructura de los costos fijos de la compañía, podríamos decir que el costo de oportunidad mínimo sería equivalente a la tasa de interés pagada por instrumentos financieros del Estado como se letras del tesoro. Actualmente la tasa promedio anual de las letras del tesoro es de 5 % (Ver Apéndice 2).

En caso de que YPFB no contase con los recursos suficientes, tendría que financiar los mismos y cualquier entidad que estaría dispuesta a financiar tomaría en cuenta, por lo menos el riesgo inherente al rubro y la el promedio ponderado del retorno sería mayor. A en la tabla a continuación se muestran posibles niveles de retorno en el caso de que YPFB asume el proyecto por cuenta propia.

### Estructura de Capital YPFB

<b>Recurso Propios</b>	100%	70%	50%	30%
<b>Tasa Interes</b>	5%	5%	5%	5%
<b>Financiamiento</b>	0%	30%	50%	70%
<b>Tasa Interes</b>	9%	9%	9%	9%
<b>Promedio Ponderado</b>	<b>5.00%</b>	<b>6.20%</b>	<b>7.00%</b>	<b>7.80%</b>

*Se asume que la percepción de riesgo por parte del financiador es constante*

Ahora bien, en una estructura económica más realista, en donde YPFB se asociaría con una empresa especializada del rubro, el retorno esperado del proyecto tendría un incremento significativo, debido a la estructura de capital del mismo. En este sentido, el análisis del financiamiento por parte del socio pasa necesariamente por la propia estructura de Capital del mismo y de determinar el Costo Promedio Ponderado del Capital (*WACC Weighted Average Cost of Capital*), el cual está basado en los factores descritos anteriormente del ROE y ROD. El ROE está determinado por la expectativa de retorno del rubro de Bolivia, para este cometido es pertinente basar la tasa de retorno esperada en el modelo de Precios de Capital (*CAPM Capital Asset Pricing Model*). La fórmula del modelo es:

$$K_E = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

donde  $R_F$  es la tasa de retorno libre de riesgo (letras del tesoro)

$\beta$  es la medida del riesgo relativa al riesgo del portafolio del mercado

$R_M$  es el retorno esperado por el mercado

Tomando en cuenta los supuestos realizados para el caso de YPFB, podríamos determinar que la tasa libre de riesgo es de 5%, el retorno esperado en Bolivia en el sector es de 18% y el  $\beta$  es de 1, entonces el retorno esperado en el Capital del socio (ROE) sería de 18%.

El establecimiento del  $\beta$  para Bolivia tiene un componente subjetivo importante debido a que no existe un mercado ni un portafolio formal de la industria de hidrocarburos que nos de una relación entre riesgo e inversión. De esta manera, se asume que el  $\beta$  es neutro positivo, vale decir que el riesgo y la inversión en Bolivia está dado por la diferencia entre la tasa de interés libres y el retorno esperado en el mercado.

En lo que se refiere al ROD, este está determinado básicamente por la credibilidad crediticia (*Credit Ratings*) cuanto mejor su credibilidad, menor la tasa de interés que se cobrará. Actualmente, el mercado de capitales se encuentra restringido y por lo tanto el costo de adquirir efectivo es mayor. Tomando como parámetro una empresa como Transredes, el costo de la deuda se encontraría en un 9%. Si asumimos que la estructura de capital del socio es 60/40, vale decir 60% Capital propio y 40% deuda, el WACC respectivo sería de 13.40%. En la tabla a continuación se resume el WACC con distintas estructuras de capital de un socio de YPFB.

### Estructura de Capital Privado

Recurso Propios	51%	60%	70%	80%
Costo Capital	17%	17%	17%	17%
Financiamiento	49%	40%	30%	20%
Tasa Interes	9%	9%	9%	9%
<b>Promedio Ponderado</b>	<b>13.08%</b>	<b>13.80%</b>	<b>14.60%</b>	<b>15.40%</b>

Para establecer un caso base es necesario recrear la estructura societaria más realista en donde se estructure de manera coherente el riesgo y la disponibilidad de recursos para el proyecto. En este sentido, y de acuerdo al decreto de nacionalización YPFB sería el socio mayoritario con un 51% de las acciones, las cuales estarían pagadas en un 70% con Capital propio. En el otro lado, el socio tendría un 49% de las acciones financiadas en un 70% con recursos propios. De esta manera el WACC base del proyecto sería de 10.32%.

A continuación en la tabla a continuación se resume los distintos WACC de acuerdo a la participación de YPFB en el proyecto (Capital propio del 70% para YPFB y Socio).

### Estructura WACC del Proyecto

Participacion YPI	51%	60%	70%	80%
WACC	6.2%	6.2%	6.2%	6.2%
Participacion Soc	49%	40%	30%	20%
WACC	14.6%	14.6%	14.6%	14.6%
<b>Promedio Ponderado</b>	<b>10.32%</b>	<b>9.56%</b>	<b>8.72%</b>	<b>7.88%</b>

### **Determinación de los impuestos aplicables a la operación.**

Los impuestos aplicables al proyecto son todos los vigentes en el sistema tributario, vale decir el Impuesto al Valor Agregado (IVA), el impuesto a las transacciones (IT) y el Impuesto a las Utilidades (IUE).

El IVA fue modelado de acuerdo a lo estipulado en el código tributario en donde existe un registro contable para el IVA acreditado y el IVA pagado, donde, para fines de cálculo del flujo de caja solo nos interesa la porción neta del mismo. Para el cálculo del IVA a ser pagado se considera el 13% de los ingresos brutos, y la porción acreditable del IVA se deriva de las inversiones Capital y Gastos operativos que sean realizados en Bolivia.

El impuesto a las transacciones (3% de los ingresos brutos) es modelado de acuerdo a la normativa vigente y su acreditación respectiva respecto al IUE.

### **Determinación de los impuestos a las utilidades (IUE)**

El impuesto a las utilidades (IUE) es determinado de acuerdo a la normativa vigente, incorporando en el modelo todos los aspectos tributarios para el cálculo del mismo como ser la depreciación fiscal y la utilización de las pérdidas acumuladas por tiempo ilimitado. Para fines del flujo de caja solo se considera el IUE efectivamente pagado. El nivel de IUE es de 25% de la utilidad neta.

### **Determinación tasa de descuento**

La determinación de la tasa de descuento para la evaluación del proyecto esta íntimamente relacionada con el concepto del WACC explicado y derivado en el subtítulo correspondiente a la determinación de la Estructura de Capital de esta documento.

La tasa de descuento utilizada en el caso base es de 10.3%, tomado en cuenta el WACC del proyecto, con un alto componente de contribución social por parte de YPFB en su retorno esperado.

### **Determinación de Precio de Gas**

La determinación del precio de gas está relacionado con la normativa vigente donde se establecen precios tope para categorías de usuario. El precio tope para gas residencial es de US\$ 0.98 MPC y para grandes consumidores y generadores es de US\$ 1.30 MPC. Para la implementación del proyecto, se tendrá que proponer un precio el cual incentive el desarrollo del mercado. El caso base se tomo la decisión de adoptar el menor de los precios vigentes mencionados anteriormente, vale decir, US\$ 0.98 /MPC.

De acuerdo a los cálculos del Ingeniero Jefe del proyecto, el costo promedio marginal de producción a largo plazo es de US\$ 0.40/MPC, por lo cual se puede pensar que el precio de US\$ 0.98/MPC es sostenible en el mediano plazo. Sin embargo, en la evaluación del precio del gas es

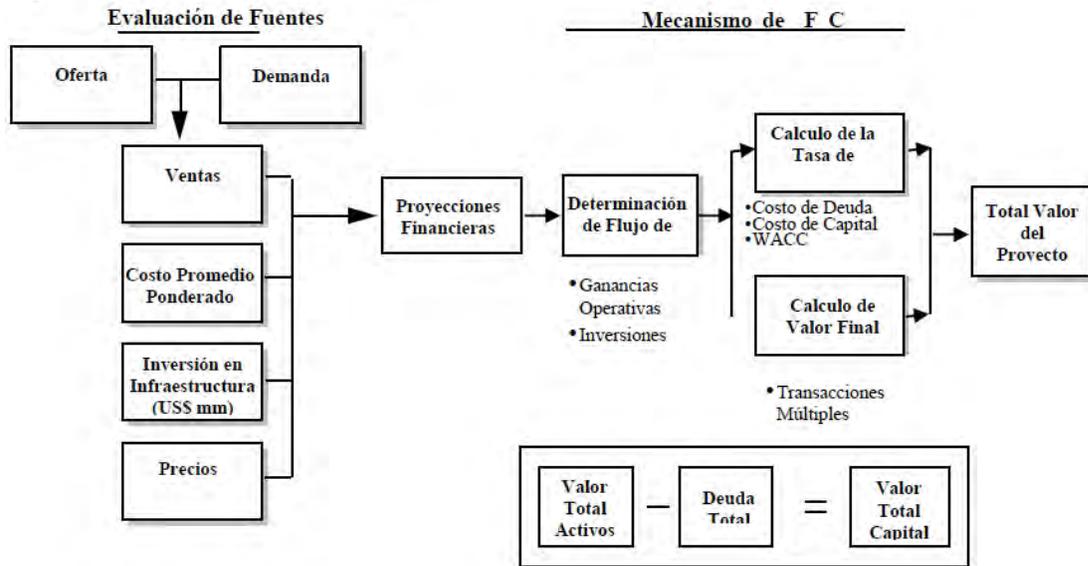
importante analizar el costo de oportunidad y la política actual de subsidios existente en el sector de hidrocarburos.

En la actualidad el costo de 10 Kg de GLP tiene un costo aproximado de US\$ 3.79, precio que es subsidiado por el Estado boliviano.

Para fines de cálculo del precio final de la energía en el proyecto es necesario asumir el costo promedio ponderado del gas y añadir todos los componentes relacionados al Capex Opex e impuestos para tener el precio al consumidor final en US\$ por MPC. De acuerdo a como esta estructurado el modelo, este puede ser la variable a ser calculada a partir de un retorno establecido. En este sentido, es importante comparar este precio con las alternativas energéticas actuales, vale decir con el costo por MMBTU que tienen otras fuentes de energía como ser el GLP y el Diesel que son actualmente subsidiados.

Estructuración de flujo de caja (20 años)

Para la evaluación final de proyecto se utiliza una metodología de flujo de caja descontado a partir de todos los parámetros y variables descritos anteriormente.



El modelo desarrollado para la evaluación de este proyecto se estructura a partir del supuesto de una sociedad de inversión que mantiene sus porcentajes de patrimonio constantes a través de la vida del proyecto, así como el retorno esperado por los mismos.

El modelo ha sido construido para medir cualquier tipo de cambio en sus variables. EN la hoja de supuestos, se tiene insertada una función donde se puede cambiar rápidamente (quick change) los volúmenes de la demanda de Gas en magnitud porcentual tanto positivamente como negativamente.

En lo que se refiere a la estructura de Capital, esta es totalmente flexible y se puede acomodar a cualquier nivel de participación de YPFB, así como cualquier retorno esperado tanto para el inversor privado, como para el estatal.

En la sección de Flujo de Caja CF, se ha construido un Macro que inmediatamente resuelve el nivel de precios para un retorno establecido, en el caso base es de 10.30%, para cambiar el la tasa de retorno dentro del macro, es preciso entrar al Macro Tariff y sustituir el *Goal* a la tasa deseada.

El precio calculado puede ser fijo a lo largo del proyecto, o puede ser escalonado a una cierta tasa de ajuste, de cualquier manera el precio que calcula el modelo garantiza una Tasa Interna de Retorno equivalente al factor de descuento utilizado, vale decir, que el VAN del proyecto descontando al factor TIR será igual a 0.

En este sentido el flujo de caja del caso base se resume en la tabla a continuación:

Flujo de Caja						
	0	1	2	3	4	5
Volumenes (en MMPC/Año)	0,0	274,17	283,33	292,48	301,64	310,80
Precio por US\$/MPC	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52
Ingresos Totales (en MMU\$)	0,00	2,06	2,13	2,20	2,27	2,34
Opex	0,00	-0,83	-0,87	-0,94	-0,99	-1,04
Capex	-6,71	-0,61	-0,37	0,00	0,00	0,00
Capital de trabajo	0,00	-0,12	-0,13	-0,14	-0,15	-0,16
Retorno YPFB	-0,11	-0,22	-0,23	-0,23	-0,22	-0,22
IVA	-1,00	0,15	0,19	0,24	0,25	0,18
Contribucion Capital YPFB	3,42	0,27	0,08	-0,11	-0,11	-0,11
IUE	-0,14	-0,07	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06
Impuesto a las transacciones	0,00	0,00	-0,14	-0,13	-0,13	-0,13
Otros Impuestos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo de Caja Total	-4,54	0,64	0,60	0,85	0,87	0,80
Flujo de caja descontado	-4,54	0,58	0,50	0,63	0,59	0,49
Irr	10,30%	OK				
NPV		(\$0,00)				

El flujo de caja completo en Apéndice 3.

### Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad fue realizado de acuerdo a posibles cambios en lo que se refiere a:

1. Cambio en el precio de Gas como Insumo
2. Cambio en el retorno esperado
3. Cambio en la participación accionaria

Y el efecto de los mismos en el precio del gas al consumidor final.

### Cambio en el Precio de Gas como Insumo

La tabla a continuación ilustra la sensibilidad al cambio en el precio del Gas Natural como insumo.

## Cambios en el Precio de Gas como Insumo

Precio Gas Insumo		
	Precio de Gas Insumo (US\$/MPC)	Precio de Gas Final (US\$/MPC)
Caso Base	0,98	7,52
Sensibilidad 1	1,00	7,55
Sensibilidad 2	1,30	7,92
Sensibilidad 3	1,50	8,16

Es interesante ver el efecto multiplicador que tiene el precio del Gas como insumo, como parte de los costos de operación. El efecto directo es mayor a la relación de la sensibilidad, vale decir que existe un aumento mayor del precio al consumidor final (en proporción) relativo al aumento absoluto del Gas como insumo, esto se debe en gran parte al incremento al retorno requerido para cubrir los Opex. Se supone que el precio del Gas como insumo se mantiene constante a lo largo de la vida del proyecto.

### Cambio en el Retorno Esperado

La tabla a continuación ilustra la sensibilidad al cambio en la Tasa Interna de Retorno esperada.

## Cambios en la Tasa Interna de Retorno

Tasa de Descuento		
	TIR	Precio de Gas Final (US\$/MPC)
Caso Base	10,30%	7,52
Sensibilidad 1	9,00%	7,34
Sensibilidad 2	12,00%	7,71
Sensibilidad 3	18,00%	8,13

La sensibilidad aquí evaluada tiene que ver con la expectativa de retorno que tendría el proyecto y el nivel de precios al consumidor final requeridos para lograr este retorno. Los niveles de sensibilidad fueron elegidos de acuerdo a:

1. 9% sería si el proyecto sería enteramente financiado con una tasa de préstamo competitiva a nivel mundial, para una empresa cuya calificación estaría por los menos en BBB
2. 12% sería el retorno equivalente al retorno esperado por un inversionista en Bolivia, sin tomar en cuenta el riesgo país, que actualmente es por lo menos de 500 puntos básicos.
3. 18% es el retorno conservador estimado para tipo de proyectos en un país como Bolivia

## Cambio en la estructura de participación del Proyecto

La tabla a continuación ilustra la sensibilidad al cambio en la estructura de participación del proyecto.

<b>Cambio en la Participación de YPFB</b>		
<b>Participación YPFB (tasa de descuento constante)</b>	<b>Precio de Gas</b>	
	<b>TIR</b>	<b>Final (US\$/MPC)</b>
<b>Caso Base</b>	51,00%	7,52
<b>Sensibilidad 1</b>	60,00%	7,25
<b>Sensibilidad 2</b>	70,00%	7,02
<b>Sensibilidad 3</b>	80,00%	6,91

Este análisis de sensibilidad toma en consideración los posibles escenarios de participación de YPFB en el proyecto, manteniendo la tasa de descuento constante, vale decir sin modificar el WACC integral del proyecto. Al tener YPFB un retorno “social”, es obvio que cuanto mayor su presencia en el proyecto, menor será el nivel de precios al consumidor final necesarios para cubrir la TIR del proyecto.

## Conclusiones y Recomendaciones

De acuerdo a los parámetros y variables analizadas para la implementación del proyecto de provisión de energía (vía GNC) a la localidad de Uyuni, se pueden concluir los siguientes aspectos:

1. El nivel de Capex requerido para el proyecto, desde un punto de vista financiero, es desproporcionado al nivel de la demanda existente en la región, vale decir se necesita una infraestructura relativamente grande para una demanda marginal.
2. Bajo la actual coyuntura del sector minero, la sustitución de energía, a precios no subvencionados no es factible.
3. Los precios a los que llegaría el Gas al consumidor final en Uyuni, bajo la actual coyuntura (diesel y gas subsidiados), no ofrecen incentivo alguno para el cambio de matriz.
4. Para que el proyecto sea viable, YPFB tendría que subsidiar el proyecto vía una tasa de retorno nominal, la cual sería insuficiente para garantizar operaciones de re-inversión o expansión en el mismo u otros proyectos.
5. El precio de gas como insumo es determinante para la implementación de este proyecto. No es muy realista pensar que el precio será estable a lo largo del proyecto ya que el costo

de desarrollo de nuevas reservas tiene que ser repasado al consumidor final tarde o temprano.

6. Los proyectos intensivos en uso de gas no tiene la suficiente magnitud como para subsidiar precios más bajos al consumidor local o turístico de la región.

Basados en estas conclusiones, se puede recomendar las siguientes opciones:

1. Si bien el proyecto tiene un carácter “social”, desde el punto de vista financiero, el mismo no puede ser implementado bajo la demanda actual. Se tiene que lograr dimensionar el área de influencia del GNC para que las economías a escala funcionen.
2. Se tiene que establecer el marco legal que reglamente el acápite correspondiente a la socialización del gas incluido en la Ley 3018. En este sentido se tiene que estructurar las bases que definan que es un proyecto social y como el Estado contribuirá (subsidiara) el mismo.
3. Se tiene que identificar a cabalidad todos los aspectos de Transferencia de Precios por parte de YPFB, no solamente para este proyecto, sino para todos, ya que esto tiene implicancia en el riesgo y por lo tanto en el retorno de cualquier proyecto.
4. Se tiene que dar prioridad a los proyectos intensivos en el uso de energía en la región para de esta manera aumentar la demanda significativamente y tener la posibilidad de generar diferenciación de precios que ayuden a tener precios menores al sector comercial y turístico de la región.
5. El retorno para YPFB tiene, por lo menos que compensar su estructura de costos y overheads (poco eficientes).
6. De no realizar actividad de explotación en los reservorios actuales, no será posible este ni ningún otro proyecto social, ya que lo mínimo vital tendría que ser destinado a los compromisos de exportación del Estado.
7. Se tiene que estructurar una política coherente de precios que permita crear las condiciones financieras para un cambio de matriz energética, motivando tanto al consumidor final como al socio productor. YPFB no tienen ningún incentivo para ser eficiente en la actual coyuntura.
8. De aprobarse la CPE propuesta, los proyectos sociales que estén relacionados con hidrocarburos, tendrán que ser llevados a cabo exclusivamente por YPFB, ya que esta no puede asociarse con ninguna empresa que pueda generar pérdidas, y al ser esta una actividad de riesgo, no hay en el mundo empresa que podría garantizar no perder.

