

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ESTUDIO INTERCONEXION
GASIFERA CON VENEZUELA**

1991

33
2

474-1708

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PRELIMINAR
INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA

ANALISIS FINANCIERO
ESTUDIO FINANCIERO
INFORME FINAL ET-9148
VOLUMEN V
AGOSTO 13 DE 1991
(BORRADOR)

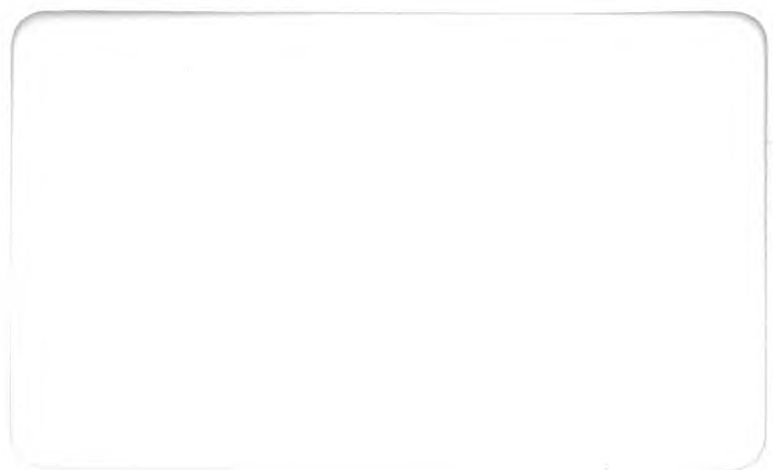
474

ESTUDIOS TECNICOS S.A.
INGENIEROS CONSULTORES



BOGOTA - COLOMBIA

729
v.7



ESTUDIO FINANCIERO
INFORME FINAL ET-9148

474

VOLUMEN V

AGOSTO 13 DE 1991

(BORRADOR)

CONTENIDO

1. OBJETIVOS

2. RESUMEN EJECUTIVO

3. DESCRIPCION DEL PROYECTO Y DEL AREA DE ESTUDIO

4. VALORIZACION ECONOMICA DEL PROYECTO

5. ANALISIS DE COSTOS

6. ANALISIS DE RENTABILIDAD

7. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

8. ANALISIS DEL RIESGO DE REOPERACION DE LA INVERSION EN LA CONVERSION DE LA RED DE DISTRIBUCION

9. VALORIZACION ECONOMICA DEL PROYECTO

10. ANALISIS DE OPORTUNIDAD

11. ANALISIS DE COSTOS

12. ANALISIS DE RENTABILIDAD

13. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

14. ANALISIS DEL RIESGO DE REOPERACION DE LA INVERSION EN LA CONVERSION DE LA RED DE DISTRIBUCION

INDICE
ANALISIS FINANCIERO

I.	EL TRANSPORTE	1
I.2.	CALCULOS DE LA TARIFA MEDIA	2
I.3.	INGRESOS	2
I.4.	FINANCIACION A LARGO PLAZO	2
I.5.	CASOS CONSIDERADOS	3
I.6.	RESULTADOS	5
I.7.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	6
II.	DISTRIBUCION	10
II.1.	PRECIOS	11
II.2.	SECTOR RESIDENCIAL	12
II.2.1.	ESTRUCTURAS DE PRECIOS Y TARIFAS VIGENTES	14
II.2.2.	VALORIZACION FACTURA ENERGETICA POR TIPO DE USUARIO	15
II.2.2.1.	USUARIOS DE COCINOL	15
II.2.2.2.	USUARIOS DE PROPANO	16
II.2.2.3.	USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA	17
II.2.3.	CALCULO DEL PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION EN LA CONVERSION (N), CON PRECIOS DE MERCADO.	18
II.2.4.	VALORIZACION FACTURAS ENERGETICAS A COSTO DE OPORTUNIDAD	20
II.2.4.1.	USUARIOS DE COCINOL	20
II.2.4.2.	USUARIOS DE PROPANO	21
II.2.4.3.	USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA	21
II.2.5.	COMPARACION DE FACTURAS ENERGETICAS MENSUALES Y POR UNIDAD ENERGETICA.	21

ANALISIS FINANCIERO

Para evaluar la factibilidad financiera del proyecto es conveniente dividir el análisis según las siguientes dos actividades que se constituyen en negocios distintos:

1. El Transporte y
2. La Distribución.

I. EL TRANSPORTE.

El análisis financiero del transporte corresponde el cálculo del costo unitario del transporte desde el punto de vista privado, así como una simulación de la situación financiera de la empresa transportadora para un determinado esquema de financiación de la inversión inicial (aportes y empréstitos) y un análisis de sensibilidad del valor de la tarifa y de la tasa interna de retorno del proyecto y de los inversionistas.

El proyecto se considera atractivo desde el punto de vista financiero si los ingresos proyectados superan los gastos proyectados durante el mismo período, incluyendo dentro de los gastos, el retorno sobre la inversión, los gastos financieros y la reserva para depreciación. Para este fin se ha dividido el análisis de la red de gasoductos en los siguientes tramos:

- Troncal Ballenas-Cuestecita-Barrancabermeja-Sepastopol-Puerto Salgar-Maicao-Cuestecita y Cusiana-Vasconia.
- Tramo Puerto Salgar-Bogotá.
- Tramo Puerto Salgar-Pereira-Cali.
- Tramo Sebastopol-Medellín.

Aunque pueden existir diferentes tipos de estructuras tarifarias y criterios para fijar los niveles de las mismas, para los efectos del alcance de este estudio y de este capítulo, se calculará la tarifa media, advirtiendo que para efectos de la operación de la empresa transportadora pudiera ser deseable una estructura con una tarifa binomia en la cual los costos fijos de la empresa son cargados a un cargo fijo y los costos variables son cargados al volumen realmente transportado.

I.1. Cálculo de la Tarifa Media.

Para el empresario privado la tarifa debe ser calculada, de tal manera que permita obtener el cubrimiento de los siguientes costos:

- Rentabilidad sobre el Activo Fijo Neto, la cual se ha fijado en el 14% en términos reales con sensibilidades al 9% y al 19%.
- Depreciación calculada por el método de la línea recta.
- Gastos de administración, operación y mantenimiento.

I.2. Ingresos.

Con base en el esquema anterior, en promedio la tarifa multiplicada por los flujos de gas a transportar debe generar unos ingresos tales que le permitan el cubrimiento de los anteriores costos.

I.3. Gastos.

Los gastos de administración, operación, mantenimiento, combustibles y depreciación fueron tomados de los calculados en el capítulo correspondiente al dimensionamiento.

I.4. Financiación a Largo Plazo

La financiación de las inversiones iniciales se ha planteado de dos posibles fuentes:

- | | |
|-------------------------|-----|
| - Aportes de los socios | 35% |
| - Empréstitos | 65% |

La financiación a través de los empréstitos puede, a su vez, obtenerse de diferentes formas y de distintas fuentes, con condiciones variadas de período de gracia, intereses y plazo. Para los empresarios privados es posible acceder a créditos de las siguientes categorías:

- Créditos de Proveedores.

Son otorgados al comprador por los bancos de fomento a las exportaciones de diferentes países como mecanismo para financiar a los compradores externos de bienes de origen en el país que otorga el crédito. Están reguladas por la OECD para evitar operaciones de "Dumping".

Sumas financiadas: hasta el 85% del valor de los bienes adquiridos.

Plazo: 10 años en cuotas semestrales.

Interés: Según la moneda (en US\$ se puede estimar en el 8.5%)

Garantía: Del gobierno.

- Créditos Comerciales

Son otorgados directamente a los compradores por bancos comerciales en condiciones como las siguientes :

- ° Suma Financiada: Máximo del 100% del valor de la inversión.
- ° Plazo: 5 años aunque se pueden obtener arreglos para lograr mayores plazos y períodos de gracia.
- ° Tasa de Interés: LIBOR + S %. Donde S (Spread) es el margen del banco y el riesgo que representa el tomador del préstamo. Este "Spread" oscila entre 0.5 y 1.75%.
- ° Garantías: Gobierno pero se puede negociar.

Pueden existir otras alternativas, como la del alquiler financiero o "LEASING" o el esquema B.O.T. de construir, de recuperar el pago con tarifa de transporte y transferencia posterior, pero los resultados de aplicar una u otra no alteraran las finanzas del proyecto. Para los efectos del análisis del presente estudio se han considerado las siguientes condiciones:

MONTO A FINANCIAR	=	65 % del valor del proyecto.
TIPO DE INTERES	=	10% nominal sobre capital adeudado.
PERIODO DE GRACIA	=	2½ Años (período de construcción).
PLAZO DE AMORTIZACION	=	10 Años en cuotas iguales y sucesivas.

1.5. Casos Considerados.

A continuación se hace un resumen de las alternativas consideradas, las cuales corresponden a las analizadas con el mismo número en el volumen 3. Estudio Técnico.

Alternativa 1.

Esta alternativa considera la interconexión de todos los mercados de la zona de influencia del proyecto en el Centro y Occidente del país (Bogotá, tramo Barrancabermeja-Bogotá, Caldas, Quindío, Risaralda, Valle del Cauca, Antioquia,

Barrancabermeja- Bucaramanga y Valledupar), con las posibles fuentes de suministro (Ballenas-Venezuela por Maicao y Cusiana). Para esta alternativa se consideraron los dos escenarios de demanda que se presentaron en el volumen 2. Estudio de la Demanda.

Estimativo de Costos para el Escenario Alto

Inversión en Gasoductos	713 millones de US\$
Estaciones de Compresión	3.67 millones de US\$ en 1995 30.33 millones de US\$ en 2000 15.64 millones de US\$ en 2005

Estimativo de Costos para el Escenario Bajo

Inversión en Gasoductos	523.91 millones de US\$
Estaciones de Compresión	0.67 millones de US\$ en 1995 11.07 millones de US\$ en 2000 12.63 millones de US\$ en 2005

Alternativa 2.

Esta alternativa considera el abastecimiento de los mismos mercados de la alternativa anterior pero considera como fuentes de suministro nacionales las correspondientes a las reservas probadas con interconexión con la costa y suministro adicional de Venezuela vía Maicao.

En este caso se considero el abastecimiento del Escenario Bajo solamente.

Estimativo de Costos.

Inversión en Gasoductos	459.24 millones de US\$
Estaciones de Compresión	11.94 millones de US\$ en 1995 16.18 millones de US\$ en 2000 14.16 millones de US\$ en 2005

Alternativa 3.

En esta alternativa se considera el abastecimiento del mismo mercado anterior pero sin considerar abastecimiento a Valledupar por parte del proyecto y considerando que el suministro de las demandas para los Escenarios Alto y Bajo se hace exclusivamente de las reservas probables de Cusiana.

Estimativo de Costos Escenario Alto

Inversión en Gasoductos	494.46 millones de US\$
Estaciones de Compresión	2.87 millones de US\$ en 1995 26.57 millones de US\$ en 2000 13.39 millones de US\$ en 2005

Estimativo de Costos Escenario Bajo

Inversión en Gasoductos	381.81 millones de US\$
Estaciones de Compresión	10.14 millones de US\$ en 2000 10.09 millones de US\$ en 2005

Alternativa 4.

En esta alternativa no se considera interconexión con Venezuela pero si con la Costa para un suministro compartido de Ballenas y de Cusiana para el mismo mercado de la alternativa 1 en los Escenarios Alto y Bajo de demandas.

Estimativo de Costos Escenario Alto

Inversión en Gasoductos	629.8 millones de US\$
Estaciones de Compresión	21.38 millones de US\$ en 1995 15.44 millones de US\$ en 2000 11.45 millones de US\$ en 2005

Estimativo de Costos Escenario Bajo

Inversión en Gasoductos	487.25 millones de US\$
Estaciones de Compresión	0.84 millones de US\$ en 1995 13.33 millones de US\$ en 2000 11.60 millones de US\$ en 2005

I.6. Resultados.

Para cada tramo analizado se presentan los siguientes cuadros:

1. Cuadro con los estimativos de ingresos requeridos para cubrir los costos del proyecto y cálculo de la tarifa media.
2. Proyección del flujo de caja.
3. Calculo de la tasa interna de retorno y esquema del servicio de la deuda.

Con el siguiente resumen de resultados para la alternativa 1.

A) Escenario Alto de Demandas.

TRAMO	TIR		Costo Unit.	Costo ¹
	Proyecto	Acciones	US\$/MPC	Total
Gasoducto Troncal Guajira- Pto. Salgar.	10.07	11.53	0.99	501.0
Sebastopol-Medellin	10.29	9.32	0.41	36.5
Pto Salgar-Pereira-Cal	9.42	10.4	0.98	83.4
Pto. Salgar- Bogotá	9.34	10.4	0.29	34.4

¹. Valor Presente de las Inversiones.

B) Escenario Bajo de Demandas.

TRAMO	TIR		Costo Unit.	Costo ¹
	Proyecto	Acciones	US\$/MPC	Total
Gasoducto Troncal Guajira- Pto. Salgar.	9.0	10.97	1.40	234.3
Sebastopol-Medellin	9.31	10.34	0.50	36.5
Pto Salgar-Pereira-Cal	9.50	10.4	1.43	70.5
Pto. Salgar- Bogotá	9.41	10.59	0.40	34.4

¹. Valor Presente de Inversiones.

I.7 Análisis de Sensibilidad.

Línea Troncal de Interconexión. Escenario de Demandas Altas.

A) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte al Flujo Transportado.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	1.27	0.99	0.80
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

B) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte a la Inversión.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	0.82	0.99	1.16
Variación de la Inversión	-20%	0	20%

C) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte a la Rentabilidad.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	0.81	0.99	1.17
Variación de la Rentabilidad	0.09	0.14	0.19

D) Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno del accionista (TIRI). al Flujo Transportado.

TIRI %	7.86	11.53	15.36
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

E) Sensibilidad de la Tasa Interna del Accionista (TIRI) a la Inversión.

TIRI %	14.76	11.53	9.16
Variación de la Inversión	-20%	0	20%

F) Sensibilidad de la Tasa Interna del Proyecto (TIRP). Al Flujo Transportado.

TIRP %	7.46	10.04	12.57
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

G) Sensibilidad de la Tasa Interna del Proyecto (TIRP). A la Inversión.

TIRP %	12.30	10.04	8.37
Variación de la Inversión	-20%	0	20%

Línea Troncal de Interconexión. Escenario de Demandas Bajas.

A) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte al Flujo Transportado.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	1.77	1.39	1.14
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

B) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte a la Inversión.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	1.14	1.39	1.63
Variación de la Inversión	-20%	0	20%

C) Sensibilidad del Costo Unitario de Transporte a la Rentabilidad.

Costo Unitario transporte (US\$/MPC)	1.13	1.39	1.64
Variación de la Rentabilidad	0.09	0.14	0.19

D) Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno del Accionista (TIRI). al Flujo Transportado.

TIRI %	7.95	10.97	13.90
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

E) Sensibilidad de la Tasa Interna del Accionista (TIRI) a la Inversión.

TIRI %	13.71	10.97	8.90
Variación de la Inversión	-20%	0	20%

F) Sensibilidad de la Tasa Interna del Proyecto (TIRP). Al Flujo Transportado.

TIRP %	7.55	9.80	11.90
Variación Flujo Transportado	-30%	0	30%

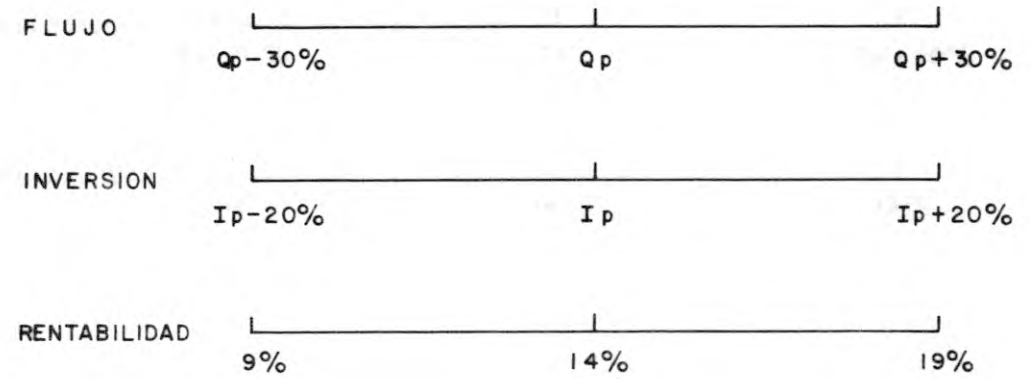
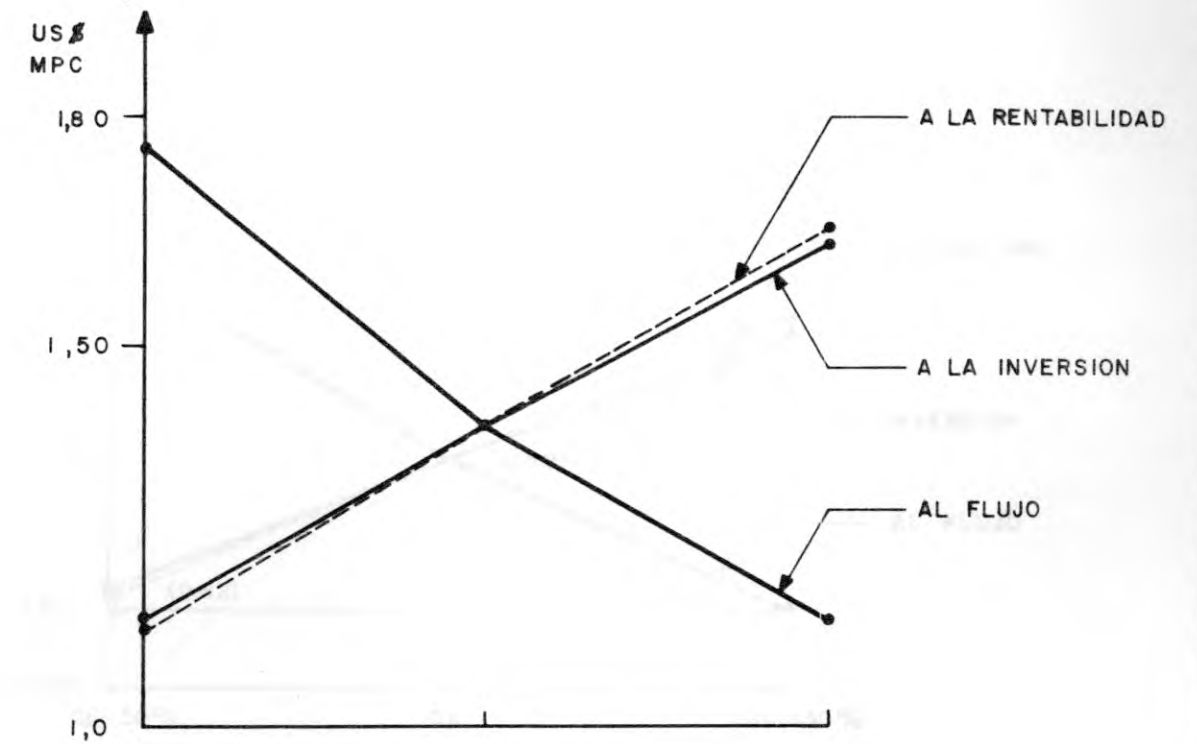
G) Sensibilidad de la Tasa Interna del Proyecto (TIRP). A la Inversión.

TIRP %	11.81	9.80	8.24
Variación de la Inversión	-20%		20%

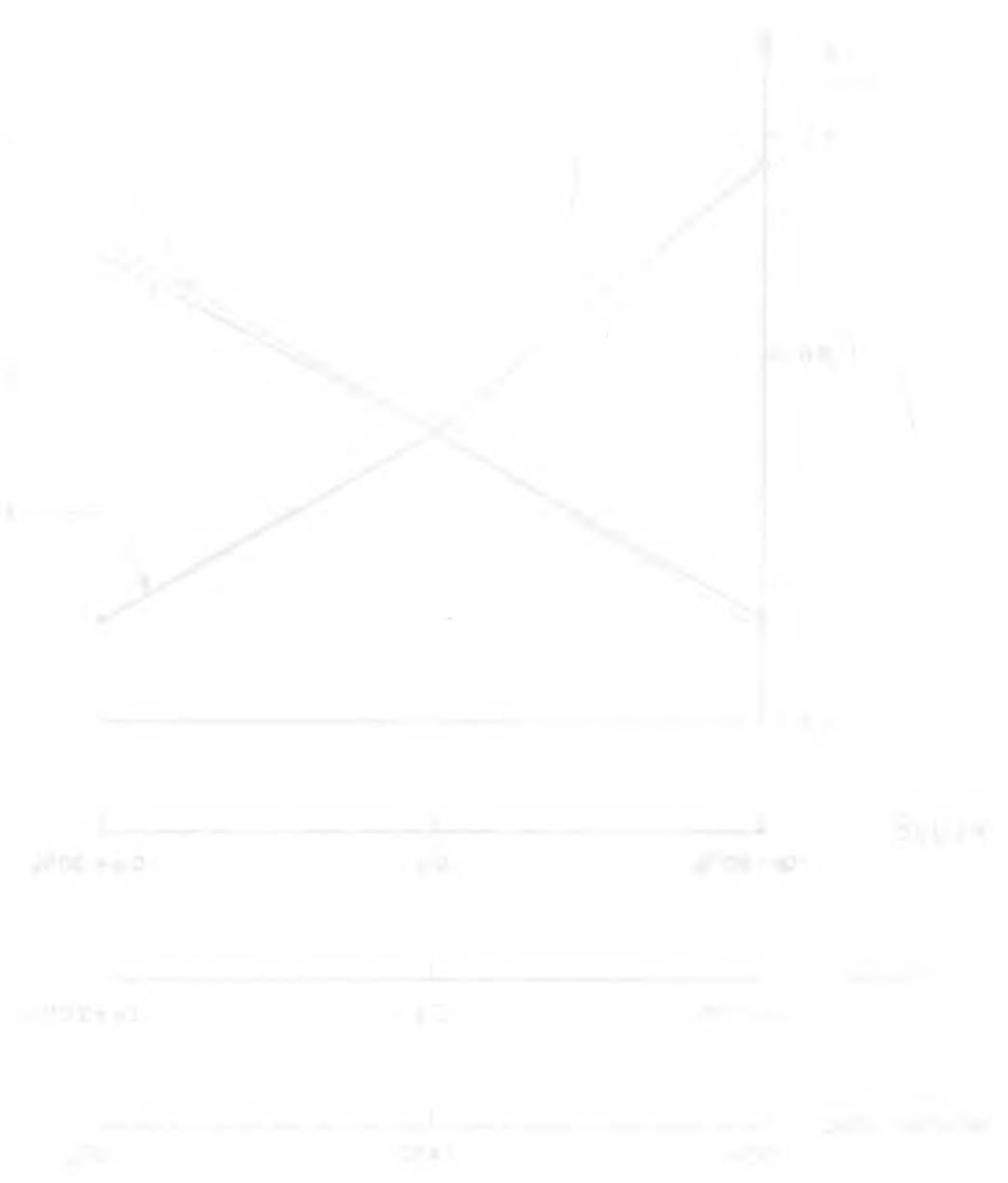
Los gráficos siguientes permiten visualizar los análisis de sensibilidad.

En los cuadros siguientes se presentan los análisis correspondientes a las cuatro (4) alternativas mencionadas. para la alternativa uno (1) se presenta un análisis separado para la troncal y para cada ramal mientras que para las demás alternativas solo se presenta el análisis para la troncal en razón a que los ramales son los mismos evaluados en al alternativa uno (1).

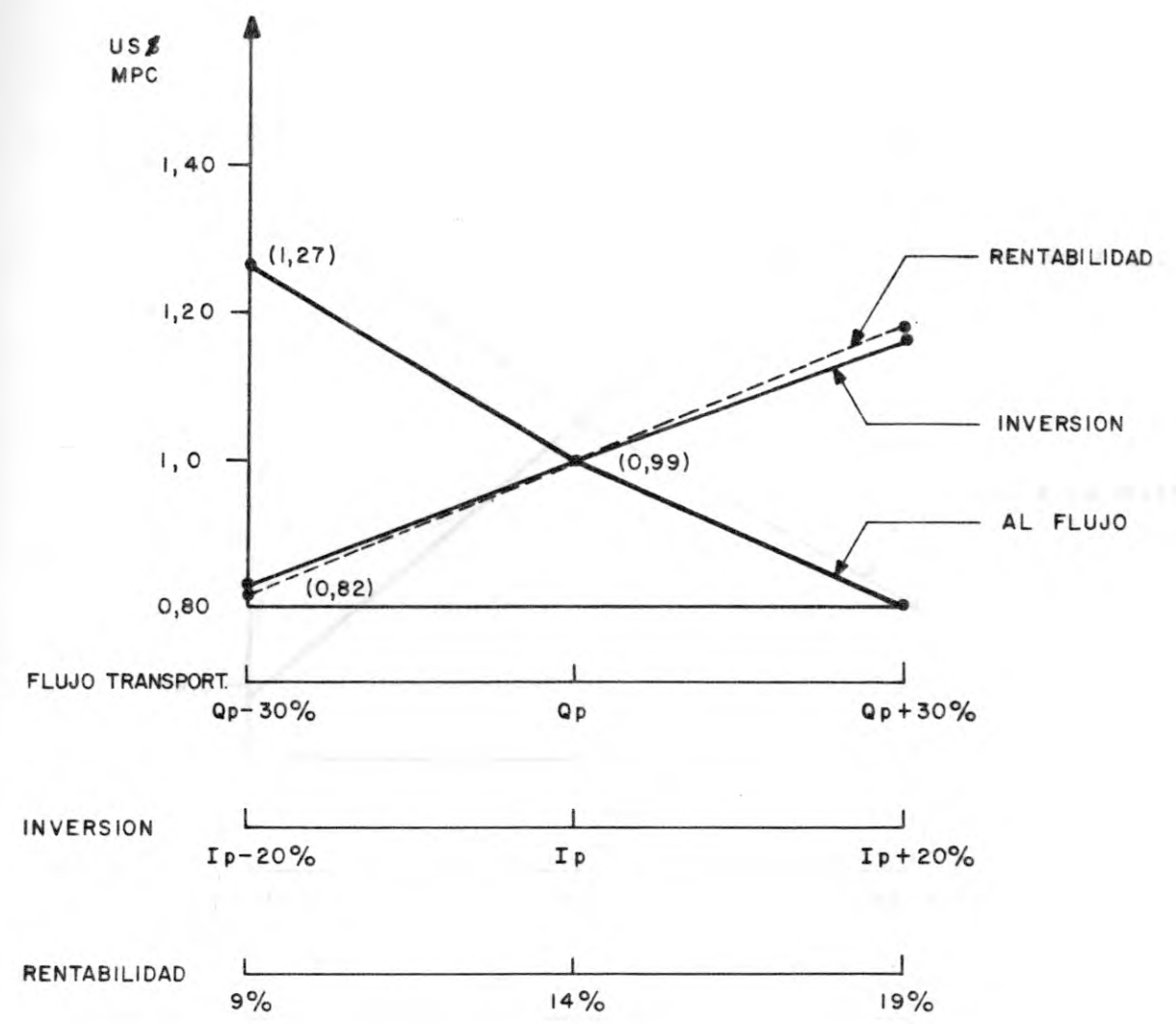
ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO UNITARIO DEL TRANSPORTE ESCENARIO DE DEMANDAS BAJAS



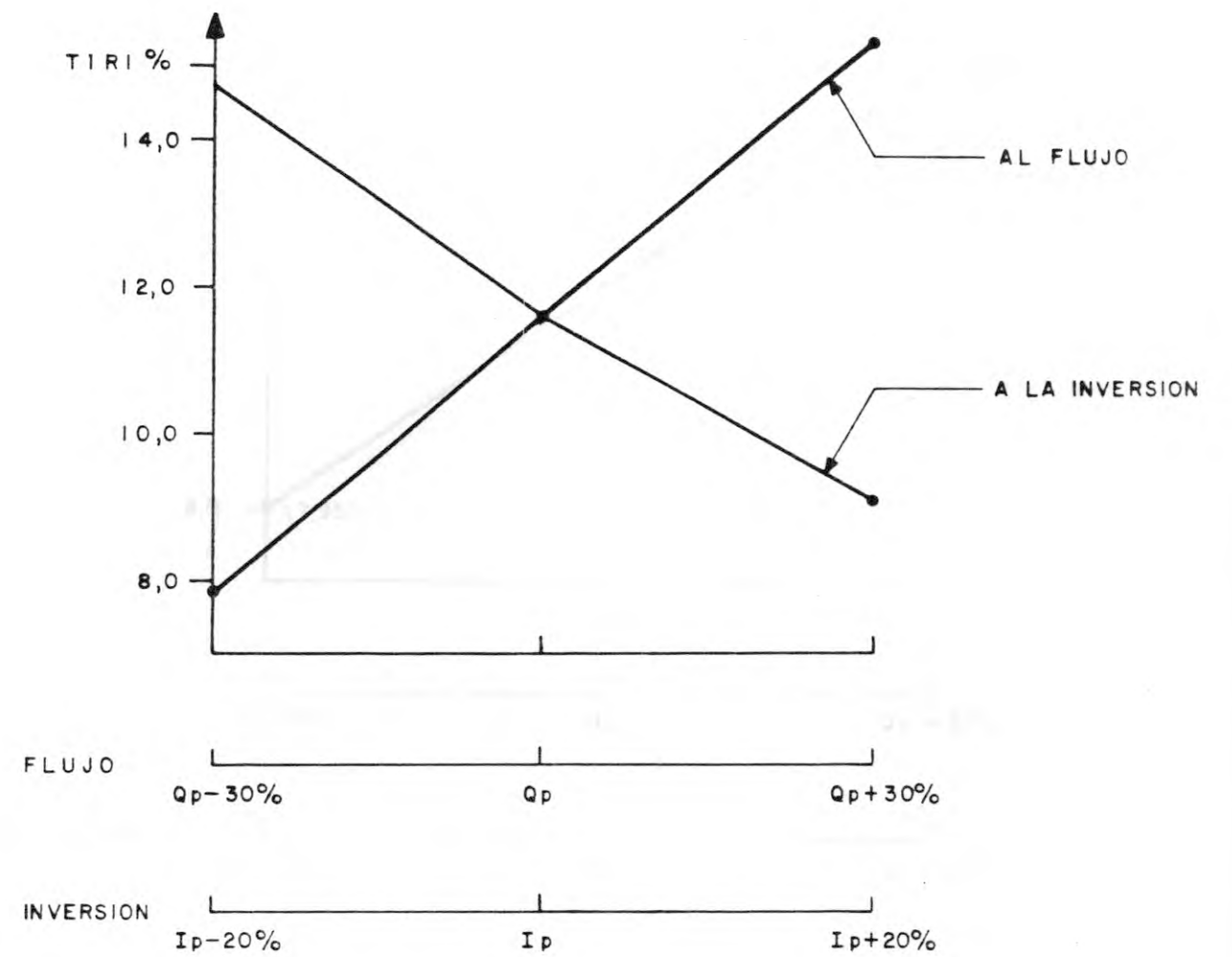
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
 DEL COSTO UNITARIO DEL TRANSPORTE
 LINEA TRONCAL- ESCENARIO DE DEMANDAS ALTAS



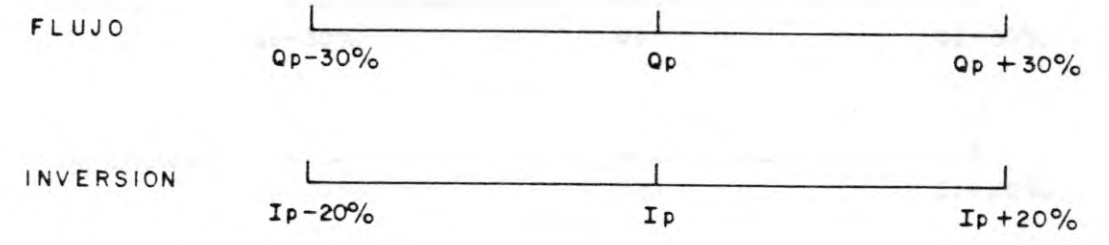
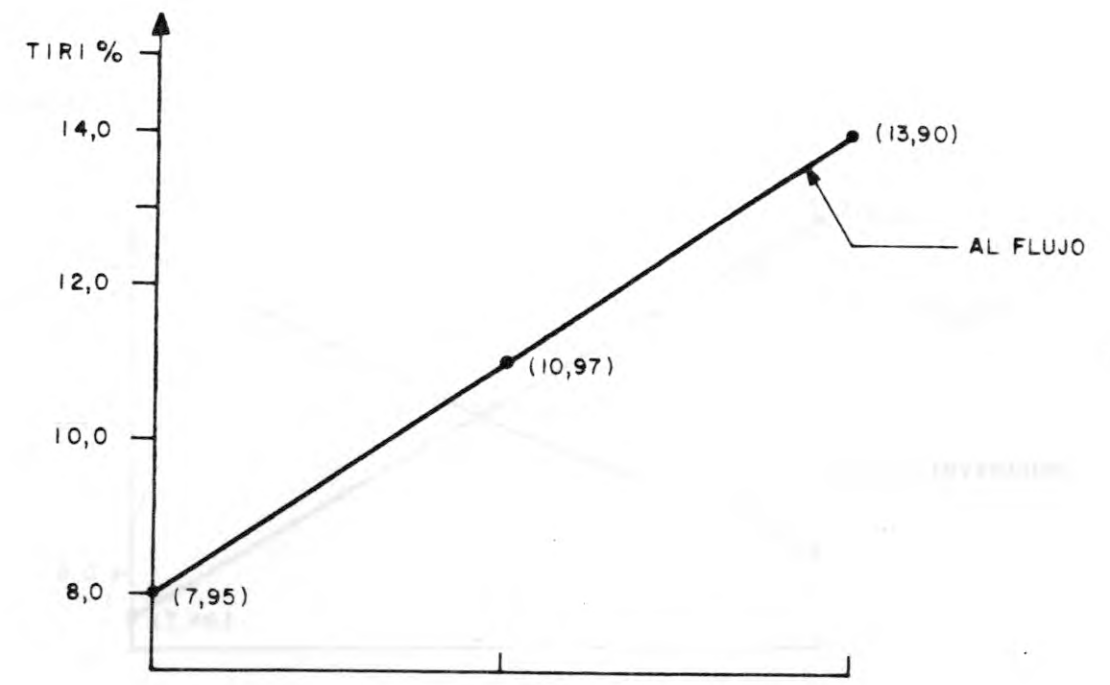
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
 DEL COSTO UNITARIO DEL TRANSPORTE
 LINEA TRONCAL- ESCENARIO DE DEMANDAS ALTAS**



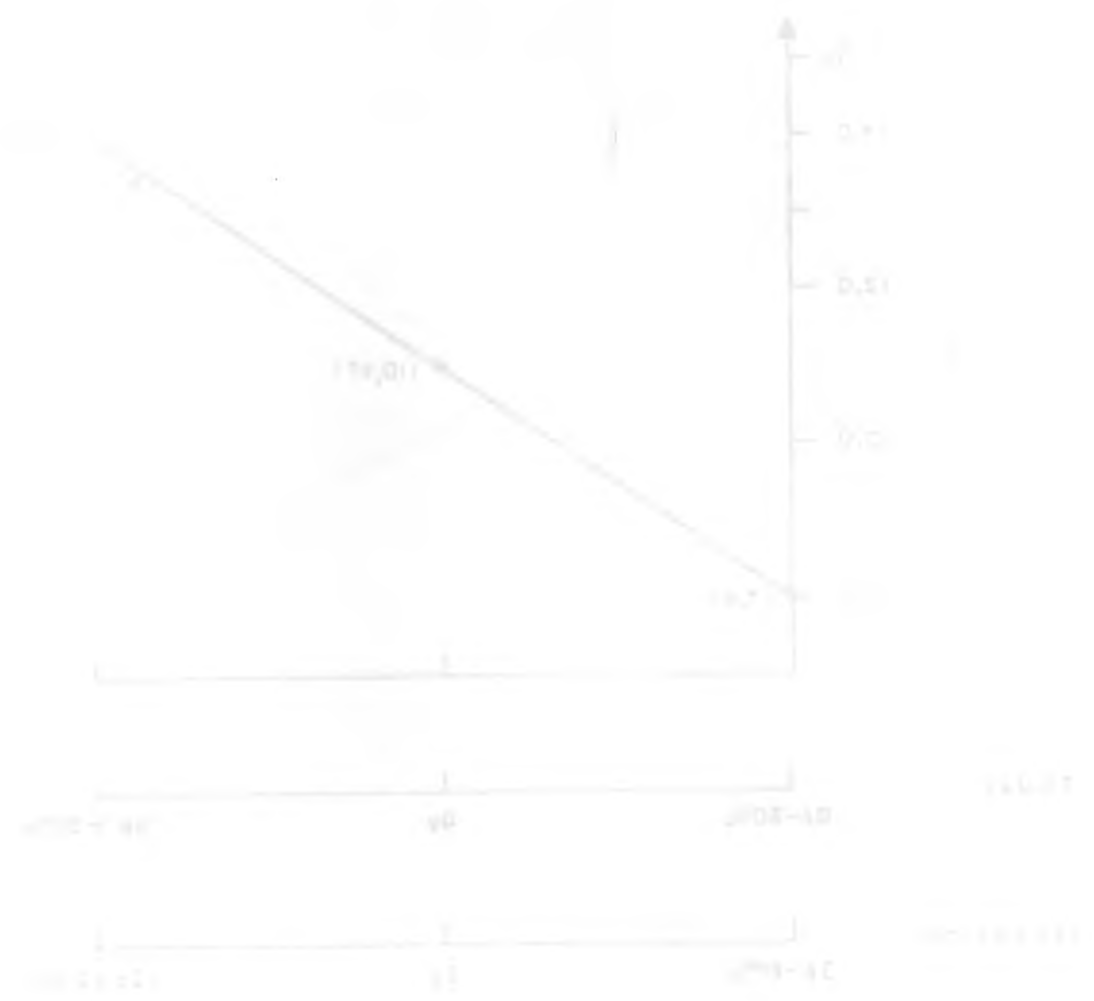
ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DEL ACCIONISTA (TIRI)
LINEA TRONCAL- ESCENARIO DE DEMANDAS ALTAS



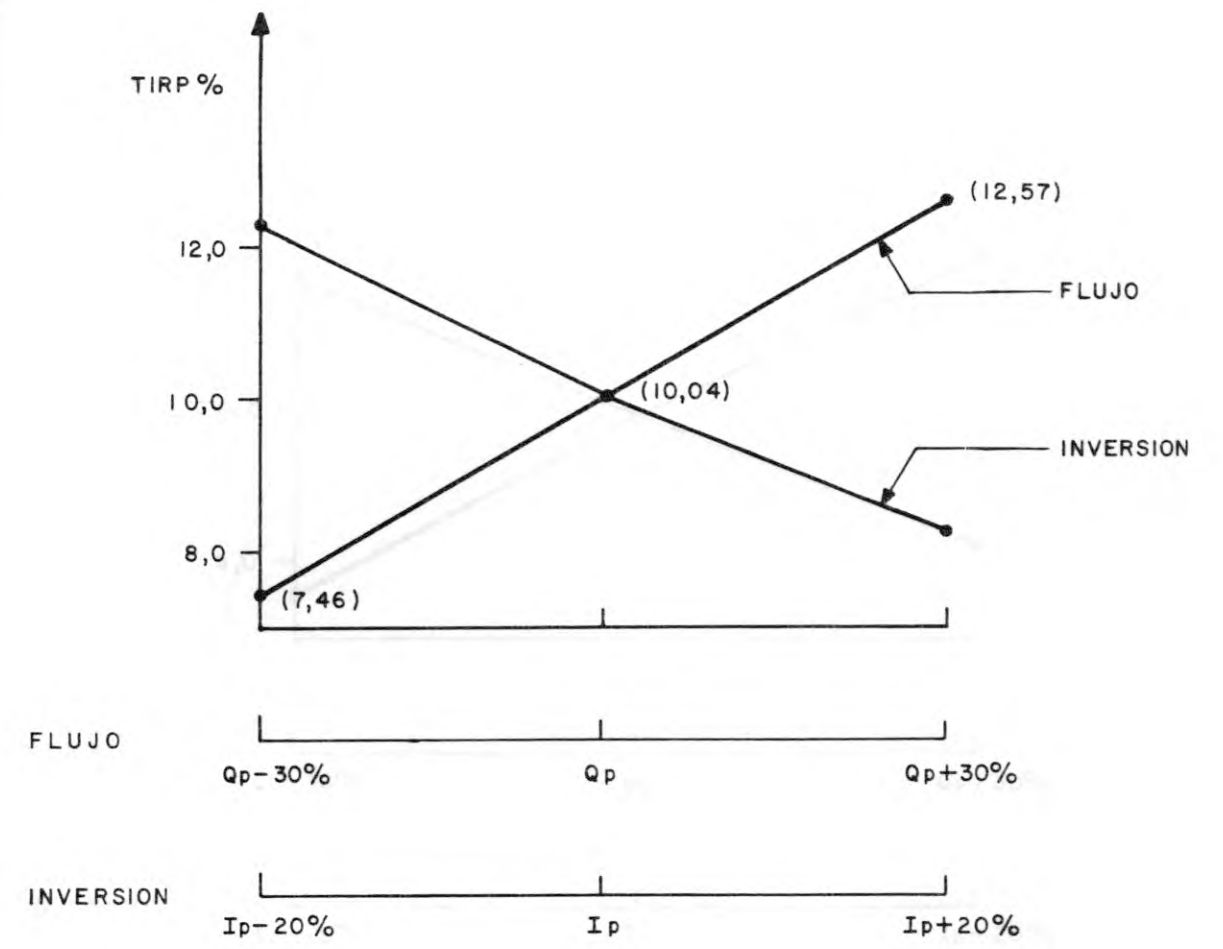
ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DEL ACCIONISTA (TIRI)
ESCENARIO DE DEMANDAS BAJAS



ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA INTERNA
 DE RETORNO DEL PROYECTO (TIRP)
 ESCENARIO DE DEMANDAS ALTAS

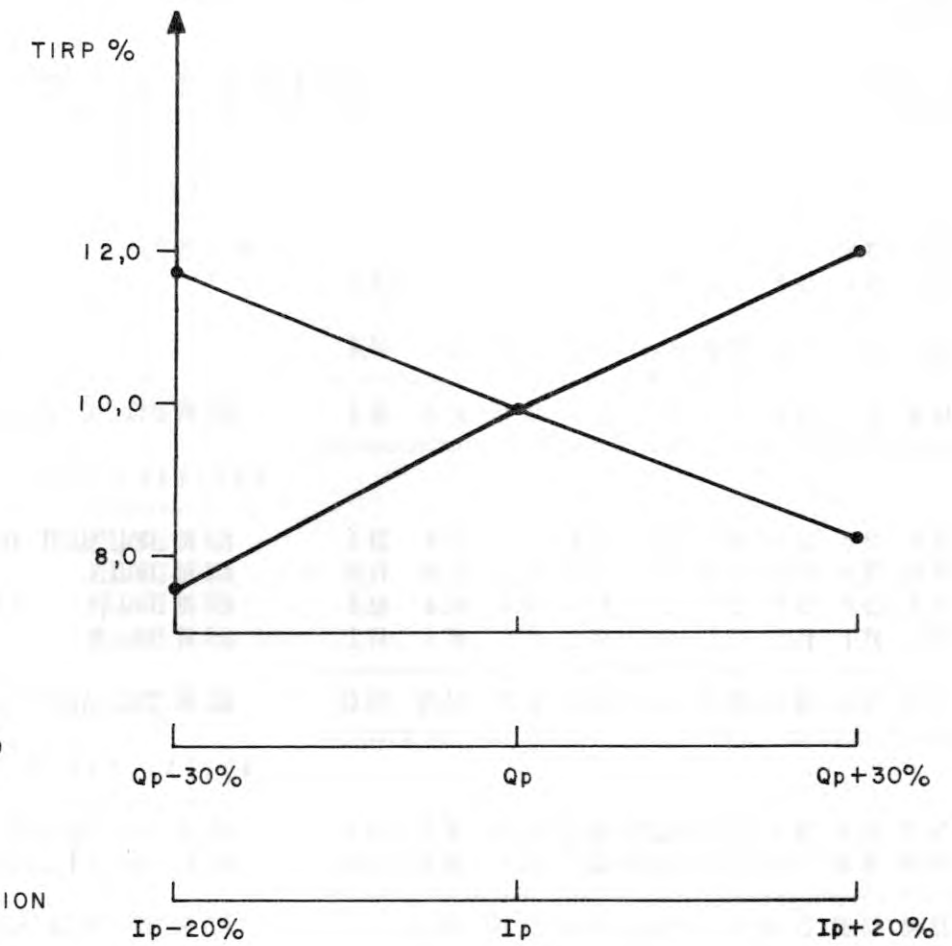


ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA INTERNA
 DE RETORNO DEL PROYECTO (TIRP)
 ESCENARIO DE DEMANDAS ALTAS



ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO (TIRP)

ESCENARIO DE DEMANDAS BAJAS



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	201
INVERSIONES MILLONES DE US\$															
TUBERIA	216.17	216.17	108.08												
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	3.67	0.00	0.00	0.00	0.00	30.33	0.00	0.00	0.00	3.67	15.64	30.3
ESTACIONES DE MEDICION															
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		13.51	27.35												
INVERSION BRUTA EN PLANTA	216.17	229.68	135.43	3.67	0.00	0.00	0.00	0.00	30.33	0.00	0.00	0.00	3.67	15.64	30.3
ACTIVO BRUTO ACUMULADO MILLONES DE US\$	445.85	581.28	584.95	584.95	584.95	584.95	584.95	584.95	615.28	615.28	615.28	615.28	618.95	634.59	664.9
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO MILLONES DE US\$	445.85	581.28	557.56	530.17	502.78	475.39	448.01	447.92	417.49	387.07	356.65	329.90	313.56	182.6	
COSTOS DE OPERACION															
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	2.72	2.72	2.72	2.72	3.01	4.26	6.6
COSTOS DE LA TUBERIA			6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.45	6.4
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.06	0.12	0.19	0.25	0.31	0.81	1.30	1.79	2.29	2.77	4.0
TOTAL COSTOS DE OPERACION MILLONES DE US\$			6.45	6.74	6.81	6.87	6.93	6.99	9.48	9.98	10.47	10.96	11.75	13.49	17.2
GASTOS ADMINISTRATIVOS															
GASTOS EN OFICINA CENTRAL MILLONES DE US\$			0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.5
SEGUROS MILLONES DE US\$			10.17	10.24	10.24	10.24	10.24	10.24	10.77	10.77	10.77	10.77	10.83	11.11	11.6
IMPUESTOS MILLONES DE US\$			0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.63	0.6
VARIOS MILLONES DE US\$			1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.7
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS MILLONES DE US\$			13.02	13.09	13.09	13.09	13.09	13.09	13.65	13.65	13.65	13.65	13.72	14.01	14.5
RETORNO Y DEPRECIACION															
TOTAL DEPRECIACION ANUAL MILLONES DE US\$			27.02	27.39	27.39	27.39	27.39	27.39	30.42	30.42	30.42	30.42	30.42	31.99	33.3
RETORNO DE LA INVERSION MILLONES DE US\$			81.38	78.06	74.22	70.39	66.56	62.72	62.71	58.45	54.19	49.93	46.19	43.90	25.5
SUMA REWT. Y DEPRECIACION MILLONES DE US\$			108.40	105.45	101.61	97.78	93.94	90.11	93.13	88.87	84.61	80.35	76.61	75.88	58.8
COSTO ANUAL DE SERVICIO MILLONES DE US\$			127.87	125.28	121.51	117.73	113.96	110.19	116.26	112.50	108.73	104.96	102.07	103.38	90.6
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC			4.63	2.99	2.12	1.73	1.46	1.18	1.13	1.01	0.82	0.75	0.65	0.64	0.5
COSTO UNITARIO UNIFORME US\$/MPC			1.06												
FLUJO ANUAL GPC			27.61	41.87	57.28	67.93	78.27	93.51	102.64	111.52	131.95	139.16	156.19	162.20	181.9

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE

 (MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

CAPITAL

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
EMPRESTITOS	140.51	149.29	88.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	75.66	80.39	47.40	3.67	0.00	0.00	0.00	0.00	30.33	0.00	0.00	0.00	3.67	15.64	30.33

V E N T A S

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			29.36	44.52	60.91	72.24	83.24	99.45	109.16	118.60	140.32	147.99	166.10	172.49	193.50
-----------------------------	--	--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION			6.45	6.74	6.81	6.87	6.93	6.99	9.48	9.98	10.47	10.96	11.75	13.49	17.20
GASTOS ADMINISTRATIVOS			13.02	13.09	13.09	13.09	13.09	13.09	13.65	13.65	13.65	13.65	13.72	14.01	14.50
DEPRECIACION ANUAL			27.02	27.39	27.39	27.39	27.39	27.39	30.42	30.42	30.42	30.42	30.42	31.99	33.30
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	34.76	33.42	28.92	24.72	20.80	17.14	13.74	10.57	7.62	4.88	2.35	0.00

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTO	0.00	0.00	(\$17.13)	(\$37.46)	(\$19.79)	(\$4.02)	\$11.11	\$31.18	\$38.46	\$50.82	\$75.22	\$85.34	\$105.33	\$110.66	\$128.40
----------------------------------	------	------	-----------	-----------	-----------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	3.33	9.35	11.54	15.25	22.56	25.60	31.60	33.20	38.50
OTROS IMP.			0.18	0.27	0.37	0.43	0.50	0.60	0.65	0.71	0.84	0.89	1.00	1.03	1.10

UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$17.31)	(\$37.72)	(\$20.15)	(\$4.46)	\$7.28	\$21.23	\$26.27	\$34.86	\$51.81	\$58.85	\$72.73	\$76.43	\$88.70
----------------------	--	--	-----------	-----------	-----------	----------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
GENERACION INTERNA DE FONDOS	9.72	24.42	40.66	51.85	59.39	69.41	73.83	79.02	92.80	96.89	108.04	110.76	122.00
SERVICIO DE LA DEUDA	27.35	69.52	66.84	61.06	55.62	50.51	45.71	41.21	36.98	33.02	29.30	2.35	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-75.66	-80.39	-65.03	-48.76	-26.19	-9.20	3.77	18.91	-2.21	37.81	55.82	63.87	75.06
VALOR PRESENTE NETO	103.75												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVE	12.74%												
(DESPUES DE IMPUESTOS)													

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-216.17	-229.68	-125.71	20.75	40.66	51.85	59.39	69.41	43.50	79.02	92.80	96.89	104.37
VALOR PRESENTE NETO	50.46												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROY	10.91%												
(DESPUES DE IMPUESTOS)													

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	146.13	307.60	406.62	406.62	365.96	325.30	284.64	243.97	203.31	162.65	121.99	81.32	40.66
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	140.51	289.80	377.83										
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	14.61	30.76	40.66	40.66	36.60	32.53	28.46	24.40	20.33	16.26	12.20	8.13
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				40.66	40.66	40.66	40.66	40.66	40.66	40.66	40.66	40.66	0.00
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$ C	0.00	14.61	30.76	81.32	81.32	77.26	73.19	69.13	65.06	60.99	56.93	52.86	48.79
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1	13.51	27.35	69.52	66.84	61.06	55.62	50.51	45.71	41.21	36.98	33.02	29.30	2.35
INTERESES (US\$ DE 1991)	13.51	27.35	34.76	33.42	28.92	24.72	20.80	17.14	13.74	10.57	7.62	4.88	2.35
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	34.76	33.42	32.14	30.90	29.71	28.57	27.47	26.41	25.40	24.42	0.00

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO BAJO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
INVERSIONES	MILLONES DE US\$														
TUBERIA	146.26	146.26	73.13												
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07	0.00	0.00	0.00	0.67	12.63	11
ESTACIONES DE MEDICION															
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		9.14	18.50												
INVERSION BRUTA EN PLANTA	146.26	155.40	91.63	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07	0.00	0.00	0.00	0.67	12.63	11
ACTIVO BRUTO ACUMULADO	MILLONES DE US\$	301.66	393.29	393.96	393.96	393.96	393.96	393.96	405.03	405.03	405.03	405.03	405.70	418.33	429
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	MILLONES DE US\$	301.66	393.29	375.68	357.33	338.98	320.63	302.28	295.00	275.55	256.09	236.63	217.85	211.02	118
COSTOS DE OPERACION															
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.94	0.94	0.94	0.94	0.99	2.00	2
COSTOS DE LA TUBERIA			4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.01	0.02	0.04	0.05	0.06	0.23	0.41	0.59	0.77	0.94	2
TOTAL COSTOS DE OPERACION	MILLONES DE US\$		4.70	4.75	4.77	4.78	4.79	4.80	5.70	5.87	6.05	6.23	6.46	7.65	9
GASTOS ADMINISTRATIVOS															
GASTOS EN OFICINA CENTRAL	MILLONES DE US\$		0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0
SEGUROS	MILLONES DE US\$		6.88	6.89	6.89	6.89	6.89	6.89	7.09	7.09	7.09	7.09	7.10	7.32	7
IMPUESTOS	MILLONES DE US\$		0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.42	0
VARIOS	MILLONES DE US\$		1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	1
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS	MILLONES DE US\$		8.81	8.82	8.82	8.82	8.82	8.82	9.03	9.03	9.03	9.03	9.04	9.27	9
RETORNO Y DEPRECIACION															
TOTAL DEPRECIACION ANUAL	MILLONES DE US\$		18.28	18.35	18.35	18.35	18.35	18.35	19.46	19.46	19.46	19.46	19.46	20.72	20
RETORNO DE LA INVERSION	MILLONES DE US\$		55.06	52.60	50.03	47.46	44.89	42.32	41.30	38.58	35.85	33.13	30.50	29.54	16
SUMA RENT. Y DEPRECIACION	MILLONES DE US\$		73.34	70.94	68.38	65.81	63.24	60.67	60.76	58.03	55.31	52.59	49.96	50.26	36
COSTO ANUAL DE SERVICIO	MILLONES DE US\$		86.85	84.52	81.96	79.41	76.85	74.29	75.48	72.93	70.39	67.84	65.45	67.18	55
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC			13.98	7.88	4.84	3.22	2.40	1.81	1.64	1.24	1.11	0.99	0.87	0.79	0
COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAUS\$/MPC			1.52												
FLUJO ANUAL	GPC		6.21	10.72	16.95	24.64	31.98	41.13	46.01	58.71	63.53	68.38	75.33	85.19	96

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

CAPITAL

EMPRESTITOS

ACCIONES

VENTAS

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION

GASTOS ADMINISTRATIVOS

DEPRECIACION ANUAL

INTERESES DEUDA

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA

OTROS IMP.

UTILIDAD (-PERDIDAS)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EMPRESTITOS	95.07	101.01	59.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	51.19	54.39	32.07	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07	0.00	0.00	0.00	0.67	12.63	11.00
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			9.46	16.33	25.82	37.54	48.71	62.65	70.08	89.44	96.79	104.18	114.75	129.77	146.00
GASTOS DE OPERACION			4.70	4.75	4.77	4.78	4.79	4.80	5.70	5.87	6.05	6.23	6.46	7.65	9.00
GASTOS ADMINISTRATIVOS			8.81	8.82	8.82	8.82	8.82	8.82	9.03	9.03	9.03	9.03	9.04	9.27	9.00
DEPRECIACION ANUAL			18.28	18.35	18.35	18.35	18.35	18.35	19.46	19.46	19.46	19.46	19.46	20.72	20.00
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	23.52	22.61	19.57	16.73	14.07	11.60	9.29	7.15	5.16	3.30	1.59	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$22.33)	(\$39.11)	(\$28.73)	(\$13.97)	\$0.02	\$16.61	\$24.31	\$45.79	\$55.11	\$64.31	\$76.49	\$90.55	\$107.00
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	4.98	7.29	13.74	16.53	19.29	22.95	27.16	32.00
OTROS IMP.			0.06	0.10	0.15	0.23	0.29	0.38	0.42	0.54	0.58	0.63	0.69	0.78	0.00
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$22.39)	(\$39.21)	(\$28.88)	(\$14.20)	(\$0.28)	\$11.25	\$16.59	\$31.52	\$37.99	\$44.39	\$52.86	\$62.60	\$74.00

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GENERACION INTERNA DE FONDOS	-4.11	2.66	12.08	23.72	34.80	43.67	47.65	60.27	64.60	69.00	75.62	84.91	94.00
SERVICIO DE LA DEUDA	18.50	47.04	45.23	41.31	37.63	34.18	30.93	27.88	25.02	22.34	19.83	1.59	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-51.19	-54.39	-54.68	-45.05	-33.15	-17.59	-2.83	9.50	5.65	32.39	39.58	46.66	55.12
VALOR PRESENTE NETO	66.58												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIÓN (DESPUES DE IMPUESTOS)	12.26%												

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-146.26	-155.40	-95.74	1.99	12.08	23.72	34.80	43.67	36.58	60.27	64.60	69.00	74.95
VALOR PRESENTE NETO	30.52												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO (DESPUES DE IMPUESTOS)	10.74%												

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	98.87	208.13	275.12	275.12	247.61	220.10	192.59	165.07	137.56	110.05	82.54	55.02	27.51
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	95.07	196.08	255.64										
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	9.89	20.81	27.51	27.51	24.76	22.01	19.26	16.51	13.76	11.00	8.25	5.50
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CORRI	0.00	9.89	20.81	55.02	55.02	52.27	49.52	46.77	44.02	41.27	38.52	35.77	33.01
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	9.14	18.50	47.04	45.23	41.31	37.63	34.18	30.93	27.88	25.02	22.34	19.83	1.59
INTERESES (US\$ DE 1991)	9.14	18.50	23.52	22.61	19.57	16.73	14.07	11.60	9.29	7.15	5.16	3.30	1.59
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	23.52	22.61	21.74	20.91	20.10	19.33	18.59	17.87	17.18	16.52	0.00

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

CAPITAL

EMPRESTITOS

ACCIONES

V E N T A S

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION

GASTOS ADMINISTRATIVOS

DEPRECIACION ANUAL

INTERESES DEUDA

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA

OTROS IMP.

UTILIDAD (-PERDIDAS)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
EMPRESTITOS	79.66	84.63	49.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	42.89	45.57	26.87	1.94	0.00	0.00	0.00	0.00	16.18	0.00	0.00	0.00	1.94	14.16	16.18
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			8.52	14.70	23.25	33.80	43.85	56.41	63.10	80.52	87.14	93.79	103.31	116.83	116.83
GASTOS DE OPERACION			3.82	3.98	4.01	4.04	4.07	4.11	5.43	5.72	6.01	6.30	6.75	8.17	10.70
GASTOS ADMINISTRATIVOS			7.38	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.72	7.72	7.72	7.72	7.75	8.01	8.30
DEPRECIACION ANUAL			15.32	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	17.13	17.13	17.13	17.13	17.13	18.55	18.40
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	19.70	18.95	16.40	14.01	11.79	9.72	7.79	5.99	4.32	2.77	1.33	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$18.00)	(\$31.91)	(\$22.64)	(\$9.57)	\$2.84	\$17.58	\$23.10	\$42.16	\$50.29	\$58.32	\$68.91	\$80.77	\$79.34
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.85	5.27	6.93	12.65	15.09	17.50	20.67	24.23	23.80
OTROS IMP.			0.05	0.09	0.14	0.20	0.26	0.34	0.38	0.48	0.52	0.56	0.62	0.70	0.70
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$18.05)	(\$31.99)	(\$22.78)	(\$9.77)	\$1.72	\$11.97	\$15.79	\$29.03	\$34.68	\$40.26	\$47.62	\$55.84	\$54.84

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
GENERACION INTERNA DE FONDOS	-2.73	3.22	11.68	22.14	31.25	39.27	42.64	53.95	57.80	61.71	67.52	75.72	73.28
SERVICIO DE LA DEUDA	15.50	39.41	37.89	34.61	31.53	28.63	25.91	23.36	20.96	18.72	16.61	1.33	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-42.89	-45.57	-45.11	-38.13	-26.21	-12.48	10.63	0.54	30.59	36.84	42.99	48.96	60.23
VALOR PRESENTE NETO	55.41												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIÓN (DESPUES DE IMPUESTOS)	12.33%												

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-122.55	-130.21	-79.51	1.28	11.68	22.14	31.25	39.27	26.46	53.95	57.80	61.71	65.58
VALOR PRESENTE NETO	25.20												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO (DESPUES DE IMPUESTOS)	10.75%												

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	82.84	174.38	230.52	230.52	207.47	184.42	161.36	138.31	115.26	92.21	69.16	46.10	23.05
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	79.66	164.29	214.20										
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	8.28	17.44	23.05	23.05	20.75	18.44	16.14	13.83	11.53	9.22	6.92	4.61
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	0.00
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CORRI	0.00	8.28	17.44	46.10	46.10	43.80	41.49	39.19	36.88	34.58	32.27	29.97	27.66
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	7.66	15.50	39.41	37.89	34.61	31.53	28.63	25.91	23.36	20.96	18.72	16.61	1.33
INTERESES (US\$ DE 1991)	7.66	15.50	19.70	18.95	16.40	14.01	11.79	9.72	7.79	5.99	4.32	2.77	1.33
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	19.70	18.95	18.22	17.52	16.84	16.20	15.57	14.97	14.40	13.84	0.00

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 3 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
INVERSIONES MILLONES DE US\$															
TUBERIA	125.76	125.76	62.88												
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	2.87	0.00	0.00	0.00	0.00	26.57	0.00	0.00	0.00	2.87	13.39	26.57
ESTACIONES DE MEDICION															
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		7.86	15.91												
INVERSION BRUTA EN PLANTA	125.76	133.62	78.79	2.87	0.00	0.00	0.00	0.00	26.57	0.00	0.00	0.00	2.87	13.39	26.57
ACTIVO BRUTO ACUMULADO MILLONES DE US\$	259.38	338.17	341.04	341.04	341.04	341.04	341.04	341.04	367.61	367.61	367.61	367.61	370.48	383.87	410.44
ACTIVO NETO A FIN DE ANO MILLONES DE US\$	259.38	338.17	325.03	309.02	293.02	277.01	261.00	268.91	250.25	231.58	212.92	197.12	190.51	116.12	
COSTOS DE OPERACION															
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	2.36	2.36	2.36	2.36	2.58	3.66	5.78
COSTOS DE LA TUBERIA			3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63	3.63
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19	0.55	0.90	1.26	1.62	1.97	2.87
TOTAL COSTOS DE OPERACION MILLONES DE US\$			3.63	3.86	3.90	3.94	3.97	4.01	6.18	6.53	6.89	7.25	7.83	9.26	12.28
GASTOS ADMINISTRATIVOS															
GASTOS EN OFICINA CENTRAL MILLONES DE US\$			0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
SEGUROS MILLONES DE US\$			5.92	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	6.43	6.43	6.43	6.43	6.48	6.72	7.18
IMPUESTOS MILLONES DE US\$			0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.41
VARIOS MILLONES DE US\$			1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS MILLONES DE US\$			7.57	7.63	7.63	7.63	7.63	7.63	8.12	8.12	8.12	8.12	8.17	8.42	8.91
RETORNO Y DEPRECIACION															
TOTAL DEPRECIACION ANUAL MILLONES DE US\$			15.72	16.01	16.01	16.01	16.01	16.01	18.66	18.66	18.66	18.66	18.66	20.00	20.95
RETORNO DE LA INVERSION MILLONES DE US\$			47.34	45.50	43.26	41.02	38.78	36.54	37.65	35.03	32.42	29.81	27.60	26.67	16.26
SUMA RENT. Y DEPRECIACION MILLONES DE US\$			63.06	61.51	59.27	57.03	54.79	52.55	56.31	53.70	51.09	48.47	46.26	46.67	37.21
COSTO ANUAL DE SERVICIO MILLONES DE US\$			74.27	73.00	70.80	68.59	66.39	64.19	70.61	68.35	66.09	63.84	62.26	64.35	58.40
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC			3.55	2.46	1.87	1.42	1.14	0.87	0.86	0.75	0.59	0.54	0.46	0.45	0.32
COSTO UNITARIO UNIFORME US\$/MPC			0.75												
FLUJO ANUAL GPC			20.90	29.68	37.95	48.16	58.31	73.45	82.45	91.20	111.53	118.63	135.56	141.46	181.98

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE
(MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

C A P I T A L

EMPRESTITOS
ACCIONES

V E N T A S

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION
GASTOS ADMINISTRATIVOS
DEPRECIACION ANUAL
INTERESES DEUDA

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUEST

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA
OTROS IMP.

UTILIDAD (-PERDIDAS)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
EMPRESTITOS	81.74	86.85	51.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	44.02	46.77	27.58	2.87	0.00	0.00	0.00	0.00	26.57	0.00	0.00	0.00	2.87	13.39	26.57
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			15.69	22.29	28.50	36.17	43.79	55.16	61.92	68.49	83.75	89.08	101.80	106.24	136.66
GASTOS DE OPERACION			3.63	3.86	3.90	3.94	3.97	4.01	6.18	6.53	6.89	7.25	7.83	9.26	12.28
GASTOS ADMINISTRATIVOS			7.57	7.63	7.63	7.63	7.63	7.63	8.12	8.12	8.12	8.12	8.17	8.42	8.91
DEPRECIACION ANUAL			15.72	16.01	16.01	16.01	16.01	16.01	18.66	18.66	18.66	18.66	18.66	20.00	20.95
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	20.22	19.44	16.83	14.38	12.10	9.97	7.99	6.15	4.43	2.84	1.37	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUEST	0.00	0.00	(\$11.23)	(\$25.43)	(\$18.48)	(\$8.23)	\$1.80	\$15.41	\$18.98	\$27.18	\$43.93	\$50.62	\$64.29	\$67.19	\$94.52
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	4.62	5.69	8.15	13.18	15.19	19.29	20.16	28.36
OTROS IMP.			0.09	0.13	0.17	0.22	0.26	0.33	0.37	0.41	0.50	0.53	0.61	0.64	0.82
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$11.32)	(\$25.56)	(\$18.65)	(\$8.45)	\$1.00	\$10.46	\$12.92	\$18.62	\$30.25	\$34.90	\$44.39	\$46.39	\$65.34

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
GENERACION INTERNA DE FONDOS	4.40	10.67	16.80	24.39	31.39	38.56	41.55	45.27	55.06	58.00	65.90	67.76	86.29
SERVICIO DE LA DEUDA	15.91	40.44	38.89	35.52	32.36	29.39	26.59	23.97	21.51	19.21	17.05	1.37	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-44.02	-46.77	-39.09	-32.65	-22.08	-11.14	-0.97	9.18	-11.61	21.30	33.55	38.79	45.98
VALOR PRESENTE NETO	61.14												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INV	12.50%												
(DESPUES DE IMPUESTOS)													

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-125.76	-133.62	-74.39	7.80	16.80	24.39	31.39	38.56	14.98	45.27	55.06	58.00	63.03
VALOR PRESENTE NETO	30.13												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PRO	10.87%												
(DESPUES DE IMPUESTOS)													

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	85.01	178.95	236.56	236.56	212.91	189.25	165.59	141.94	118.28	94.62	70.97	47.31	23.66	0.00	0.00
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	81.74	168.60	219.81												
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	8.50	17.90	23.66	23.66	21.29	18.92	16.56	14.19	11.83	9.46	7.10	4.73	2.37	0.00
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	23.66	0.00	0.00
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$	0.00	8.50	17.90	47.31	47.31	44.95	42.58	40.22	37.85	35.48	33.12	30.75	28.39	2.37	0.00
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE	7.86	15.91	40.44	38.89	35.52	32.36	29.39	26.59	23.97	21.51	19.21	17.05	1.37	0.00	
INTERESES (US\$ DE 1991)	7.86	15.91	20.22	19.44	16.83	14.38	12.10	9.97	7.99	6.15	4.43	2.84	1.37	0.00	
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	20.22	19.44	18.70	17.98	17.29	16.62	15.98	15.37	14.78	14.21	0.00	0.00	

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 3 - ESCENARIO BAJO

		COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE															
		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	
INVERSIONES		MILLONES DE US\$															
TUBERIA		93.42	93.42	46.71													
COMPRESION		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.14	0.00	0.00	0.00	0.00	10.09	10.14	
ESTACIONES DE MEDICION																	
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION			5.84	11.82													
INVERSION BRUTA EN PLANTA		93.42	99.26	58.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.14	0.00	0.00	0.00	0.00	10.09	10.14	
ACTIVO BRUTO ACUMULADO	MILLONES DE US\$	192.68	251.21	251.21	251.21	251.21	251.21	251.21	251.21	261.35	261.35	261.35	261.35	261.35	271.44	281.58	
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	MILLONES DE US\$	192.68	251.21	239.53	227.85	216.17	204.50	192.82	191.28	178.59	165.90	153.21	140.52	137.91	79.55		
COSTOS DE OPERACION																	
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	1.62	2.43	
COSTOS DE LA TUBERIA			2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	1.36		
TOTAL COSTOS DE OPERACION	MILLONES DE US\$		2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	3.65	3.79	3.92	4.06	4.20	5.14	6.63	
GASTOS ADMINISTRATIVOS																	
GASTOS EN OFICINA CENTRAL	MILLONES DE US\$		0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	
SEGUROS	MILLONES DE US\$		4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.75	4.93	
IMPUESTOS	MILLONES DE US\$		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.27	0.28	
VARIOS	MILLONES DE US\$		0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS	MILLONES DE US\$		5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	6.00	6.19	
RETORNO Y DEPRECIACION																	
TOTAL DEPRECIACION ANUAL	MILLONES DE US\$		11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	12.69	12.69	12.69	12.69	12.69	13.70	13.00	
RETORNO DE LA INVERSION	MILLONES DE US\$		35.17	33.53	31.90	30.26	28.63	26.99	26.78	25.00	23.23	21.45	19.67	19.31	11.14		
SUMA RENT. Y DEPRECIACION	MILLONES DE US\$		46.85	45.21	43.58	41.94	40.31	38.67	39.47	37.69	35.92	34.14	32.36	33.01	24.14		
COSTO ANUAL DE SERVICIO	MILLONES DE US\$		55.31	53.68	52.04	50.41	48.77	47.14	48.94	47.30	45.66	44.01	42.37	44.15	36.96		
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC			3.38	2.62	1.98	1.50	1.20	0.95	0.90	0.77	0.69	0.62	0.54	0.53	0.38		
COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAUS\$/MPC			0.88														
FLUJO ANUAL	GPC		16.36	20.51	26.31	33.56	40.70	49.75	54.50	61.60	66.33	71.06	77.91	82.56	96.02		

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

CAPITAL

EMPRESTITOS

ACCIONES

VENTAS

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION

GASTOS ADMINISTRATIVOS

DEPRECIACION ANUAL

INTERESES DEUDA

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA

OTROS IMP.

UTILIDAD (-PERDIDAS)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
INGRESOS															
CAPITAL															
EMPRESTITOS	60.72	64.52	38.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	32.70	34.74	20.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.14	0.00	0.00	0.00	0.00	10.09	10.14
VENTAS															
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			14.38	18.03	23.13	29.50	35.78	43.73	47.90	54.15	58.30	62.46	68.48	72.57	84.40
EGRSOS															
GASTOS DE OPERACION			2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	3.65	3.79	3.92	4.06	4.20	5.14	6.63
GASTOS ADMINISTRATIVOS			5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	6.00	6.19
DEPRECIACION ANUAL			11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	12.69	12.69	12.69	12.69	12.69	13.70	13.00
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	15.02	14.44	12.50	10.68	8.99	7.41	5.94	4.57	3.29	2.11	1.01	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$5.76)	(\$17.14)	(\$11.46)	(\$3.14)	\$4.95	\$14.60	\$18.34	\$25.92	\$31.31	\$36.60	\$43.67	\$46.71	\$58.58
IMPUESTOS															
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	1.49	4.38	5.50	7.77	9.39	10.98	13.10	14.01	17.57
OTROS IMP.			0.09	0.11	0.14	0.18	0.21	0.26	0.29	0.32	0.35	0.37	0.41	0.44	0.51
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$5.85)	(\$17.25)	(\$11.60)	(\$3.32)	\$3.25	\$9.96	\$12.55	\$17.82	\$21.56	\$25.25	\$30.16	\$32.26	\$40.50

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
GENERACION INTERNA DE FONDOS	5.83	9.45	14.52	20.86	25.61	30.62	32.65	36.44	38.82	41.23	44.96	46.98	53.50
SERVICIO DE LA DEUDA	11.82	30.04	28.89	26.39	24.04	21.83	19.75	17.81	15.98	14.27	12.66	1.01	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-32.70	-34.74	-26.47	-20.59	-14.37	-5.53	1.57	8.80	2.75	18.64	22.84	26.96	32.29
VALOR PRESENTE NETO	43.71												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSI (DESPUES DE IMPUESTOS)	12.69%												

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-93.42	-99.26	-52.70	9.45	14.52	20.86	25.61	30.62	22.51	36.44	38.82	41.23	44.96
VALOR PRESENTE NETO	20.68												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO (DESPUES DE IMPUESTOS)	10.87%												

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	63.15	132.93	175.73	175.73	158.16	140.58	123.01	105.44	87.86	70.29	52.72	35.15	17.57	0.00	0.00
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	60.72	125.24	163.28												
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	6.32	13.29	17.57	17.57	15.82	14.06	12.30	10.54	8.79	7.03	5.27	3.51	1.76	0.00
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	17.57	0.00	0.00
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CORRI	0.00	6.32	13.29	35.15	35.15	33.39	31.63	29.87	28.12	26.36	24.60	22.84	21.09	1.76	0.00
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	5.84	11.82	30.04	28.89	26.39	24.04	21.83	19.75	17.81	15.98	14.27	12.66	1.01	0.00	
INTERESES (US\$ DE 1991)	5.84	11.82	15.02	14.44	12.50	10.68	8.99	7.41	5.94	4.57	3.29	2.11	1.01	0.00	
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	15.02	14.44	13.89	13.35	12.84	12.35	11.87	11.41	10.98	10.55	0.00	0.00	

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 4 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
INVERSIONES MILLONES DE US\$															
TUBERIA	182.84	182.84	91.42												
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	21.38	0.00	0.00	0.00	0.00	15.44	0.00	0.00	0.00	21.38	11.45	15.44
ESTACIONES DE MEDICION															
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		11.43	23.13												
INVERSION BRUTA EN PLANTA	182.84	194.26	114.55	21.38	0.00	0.00	0.00	0.00	15.44	0.00	0.00	0.00	21.38	11.45	15.44
ACTIVO BRUTO ACUMULADO MILLONES DE US\$	377.10	491.65	513.03	513.03	513.03	513.03	513.03	513.03	528.47	528.47	528.47	528.47	549.85	561.30	576.74
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO MILLONES DE US\$	377.10	491.65	488.03	463.04	438.05	413.06	388.06	376.97	350.43	323.89	297.36	292.20	275.97	275.97	153.17
COSTOS DE OPERACION															
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	2.95	2.95	2.95	2.95	4.66	5.57	6.81
COSTOS DE LA TUBERIA			5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.40	0.80	1.20	1.60	2.01	2.22	2.44	2.66	2.87	3.08	3.86
TOTAL COSTOS DE OPERACION MILLONES DE US\$			5.56	7.27	7.67	8.07	8.47	8.87	10.51	10.73	10.94	11.16	13.09	14.22	16.23
GASTOS ADMINISTRATIVOS															
GASTOS EN OFICINA CENTRAL MILLONES DE US\$			0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
SEGUROS MILLONES DE US\$			8.60	8.98	8.98	8.98	8.98	8.98	9.25	9.25	9.25	9.25	9.62	9.82	10.09
IMPUESTOS MILLONES DE US\$			0.49	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.53	0.53	0.53	0.53	0.55	0.56	0.58
VARIOS MILLONES DE US\$			1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS MILLONES DE US\$			11.01	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.69	11.69	11.69	11.69	12.09	12.30	12.59
RETORNO Y DEPRECIACION															
TOTAL DEPRECIACION ANUAL MILLONES DE US\$			22.85	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	27.68	27.52
RETORNO DE LA INVERSION MILLONES DE US\$			68.83	68.32	64.83	61.33	57.83	54.33	52.78	49.06	45.35	41.63	40.91	38.64	21.44
SUMA RENT. Y DEPRECIACION MILLONES DE US\$			91.69	93.32	89.82	86.32	82.82	79.32	79.31	75.60	71.88	68.17	67.44	66.32	48.96
COSTO ANUAL DE SERVICIO MILLONES DE US\$			108.26	112.00	108.90	105.80	102.70	99.60	101.52	98.02	94.52	91.02	92.62	92.83	77.78
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC			3.92	2.68	1.90	1.56	1.31	1.07	0.99	0.88	0.72	0.65	0.59	0.57	0.43
COSTO UNITARIO UNIFORME US\$/MPC			0.94												
FLUJO ANUAL GPC			27.61	41.87	57.28	67.93	78.27	93.51	102.64	111.52	131.95	139.16	156.19	162.20	181.98

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

INGRESOS

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
CAPITAL															
EMPRESTITOS	118.84	126.27	74.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	63.99	67.99	40.09	21.38	0.00	0.00	0.00	0.00	15.44	0.00	0.00	0.00	21.38	11.45	15.44
VENTAS															
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			25.94	39.34	53.82	63.83	73.54	87.86	96.44	104.79	123.98	130.75	146.75	152.40	170.99
E G R E S O S															
GASTOS DE OPERACION			5.56	7.27	7.67	8.07	8.47	8.87	10.51	10.73	10.94	11.16	13.09	14.22	16.23
GASTOS ADMINISTRATIVOS			11.01	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.69	11.69	11.69	11.69	12.09	12.30	12.59
DEPRECIACION ANUAL			22.85	24.99	24.99	24.99	24.99	24.99	26.54	26.54	26.54	26.54	26.54	27.68	27.52
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	29.40	28.27	24.46	20.91	17.59	14.50	11.62	8.94	6.44	4.13	1.99	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUEST	0.00	0.00	(\$13.49)	(\$33.73)	(\$18.52)	(\$5.11)	\$7.76	\$25.00	\$33.20	\$44.21	\$65.86	\$74.92	\$90.91	\$96.22	\$114.65
I M P U E S T O S															
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	2.33	7.50	9.96	13.26	19.76	22.48	27.27	28.86	34.40
OTROS IMP.			0.16	0.24	0.32	0.38	0.44	0.53	0.58	0.63	0.74	0.78	0.88	0.91	1.03
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$13.64)	(\$33.97)	(\$18.84)	(\$5.49)	\$4.99	\$16.97	\$22.66	\$30.32	\$45.36	\$51.66	\$62.76	\$66.44	\$79.23

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010		
GENERACION INTERNA DE FONDOS	9.21	20.42	34.42	43.97	50.89	59.55	63.70	68.47	80.83	84.64	93.42	96.10	106.75		
SERVICIO DE LA DEUDA	23.13	58.80	56.54	51.64	47.04	42.72	38.66	34.85	31.28	27.93	24.79	1.99	0.00		
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-63.99	-67.99	-54.01	-59.76	-22.12	-7.68	3.85	16.83	9.60	33.62	49.56	56.71	47.26	82.67	91.31
VALOR PRESENTE NETO	88.47														
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INV (DESPUES DE IMPUESTOS)	12.66%														

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010		
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-182.84	-194.26	-105.33	-0.96	34.42	43.97	50.89	59.55	48.26	68.47	80.83	84.64	72.04	84.65	91.31
VALOR PRESENTE NETO	43.40														
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PRO (DESPUES DE IMPUESTOS)	10.91%														

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	123.60	260.17	343.92	343.92	309.53	275.14	240.75	206.35	171.96	137.57	103.18	68.78	34.39	0.00	0.00
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	118.84	245.11	319.57												
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	12.36	26.02	34.39	34.39	30.95	27.51	24.07	20.64	17.20	13.76	10.32	6.88	3.44	0.00
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	34.39	0.00	0.00
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$	0.00	12.36	26.02	68.78	68.78	65.35	61.91	58.47	55.03	51.59	48.15	44.71	41.27	3.44	0.00
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	11.43	23.13	58.80	56.54	51.64	47.04	42.72	38.66	34.85	31.28	27.93	24.79	1.99	0.00	
INTERESES (US\$ DE 1991)	11.43	23.13	29.40	28.27	24.46	20.91	17.59	14.50	11.62	8.94	6.44	4.13	1.99	0.00	
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	29.40	28.27	27.18	26.14	25.13	24.16	23.23	22.34	21.48	20.66	0.00	0.00	

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA
 LINEA TRONCAL DE INTERCONEXION
 ALTERNATIVA 4 - ESCENARIO BAJO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
INVERSIONES	MILLONES DE US\$															
TUBERIA		131.60	131.60	65.80												
COMPRESION		0.00	0.00	0.00	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	13.33	0.00	0.00	0.00	0.84	11.60	13.33
ESTACIONES DE MEDICION																
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION			8.22	16.65												
INVERSION BRUTA EN PLANTA		131.60	139.82	82.45	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	13.33	0.00	0.00	0.00	0.84	11.60	13.33
ACTIVO BRUTO ACUMULADO	MILLONES DE US\$	271.42	353.86	354.70	354.70	354.70	354.70	354.70	354.70	368.03	368.03	368.03	368.03	368.87	380.47	393.80
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	MILLONES DE US\$	271.42	353.86	338.25	321.72	305.19	288.65	272.12	268.91	251.05	233.18	215.32	198.29	192.02	110.00	
COSTOS DE OPERACION																
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION				0.00	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	1.13	1.13	1.13	1.13	1.20	2.13	3.00
COSTOS DE LA TUBERIA				4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29	4.29
COSTOS DEL COMBUSTIBLE				0.00	0.00	0.02	0.03	0.05	0.06	0.08	0.30	0.52	0.75	0.97	1.19	2.00
TOTAL COSTOS DE OPERACION	MILLONES DE US\$			4.29	4.36	4.37	4.39	4.41	4.42	5.50	5.72	5.95	6.17	6.46	7.60	9.29
GASTOS ADMINISTRATIVOS																
GASTOS EN OFICINA CENTRAL	MILLONES DE US\$			0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
SEGUROS	MILLONES DE US\$			6.19	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.44	6.44	6.44	6.44	6.46	6.66	6.66
IMPUESTOS	MILLONES DE US\$			0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38
VARIOS	MILLONES DE US\$			1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS	MILLONES DE US\$			7.93	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	8.19	8.19	8.19	8.19	8.20	8.42	8.42
RETORNO Y DEPRECIACION																
TOTAL DEPRECIACION ANUAL	MILLONES DE US\$			16.45	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	17.87	17.87	17.87	17.87	17.87	19.03	18.00
RETORNO DE LA INVERSION	MILLONES DE US\$			49.54	47.36	45.04	42.73	40.41	38.10	37.65	35.15	32.65	30.14	27.76	26.88	15.00
SUMA RENT. Y DEPRECIACION	MILLONES DE US\$			65.99	63.89	61.57	59.26	56.94	54.63	55.51	53.01	50.51	48.01	45.63	45.91	34.00
COSTO ANUAL DE SERVICIO	MILLONES DE US\$			78.21	76.19	73.89	71.59	69.29	66.99	69.21	66.93	64.65	62.37	60.29	61.93	52.00
COSTO UNITARIO DEL SERVICIO US\$/MPC				12.59	7.11	4.36	2.90	2.17	1.63	1.50	1.14	1.02	0.91	0.80	0.73	0.00
COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAUS\$/MPC				1.39												
FLUJO ANUAL GPC				6.21	10.72	16.95	24.64	31.98	41.13	46.01	58.71	63.53	68.38	75.33	85.19	96.00

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

I N G R E S O S

CAPITAL

EMPRESTITOS
ACCIONES

VENTAS

VENTAS ANUALES NORMALIZADAS

E G R E S O S

GASTOS DE OPERACION
GASTOS ADMINISTRATIVOS
DEPRECIACION ANUAL
INTERESES DEUDA

INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS

I M P U E S T O S

IMPUESTO DE RENTA
OTROS IMP.

UTILIDAD (-PERDIDAS)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
I N G R E S O S															
EMPRESTITOS	85.54	90.88	53.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	46.06	48.94	28.86	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	13.33	0.00	0.00	0.00	0.84	11.60	13.00
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			8.61	14.87	23.51	34.18	44.34	57.03	63.80	81.42	88.11	94.83	104.46	118.13	133.00
E G R E S O S															
GASTOS DE OPERACION			4.29	4.36	4.37	4.39	4.41	4.42	5.50	5.72	5.95	6.17	6.46	7.60	9.00
GASTOS ADMINISTRATIVOS			7.93	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	8.19	8.19	8.19	8.19	8.20	8.42	8.00
DEPRECIACION ANUAL			16.45	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	17.87	17.87	17.87	17.87	17.87	19.03	18.00
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	21.16	20.35	17.61	15.05	12.66	10.44	8.36	6.43	4.64	2.97	1.43	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$20.05)	(\$35.12)	(\$25.69)	(\$12.30)	\$0.41	\$15.48	\$21.81	\$41.28	\$49.67	\$57.97	\$68.96	\$81.66	\$96.00
I M P U E S T O S															
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	4.64	6.54	12.38	14.90	17.39	20.69	24.50	28.00
OTROS IMP.			0.05	0.09	0.14	0.21	0.27	0.34	0.38	0.49	0.53	0.57	0.63	0.71	0.00
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$20.10)	(\$35.21)	(\$25.83)	(\$12.50)	\$0.02	\$10.49	\$14.88	\$28.40	\$34.24	\$40.01	\$47.64	\$56.45	\$66.00

PERFIL DEL FLUJO DE CAJA

TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIONISTA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GENERACION INTERNA DE FONDOS	-3.66	2.48	11.05	21.64	31.61	39.69	43.18	54.63	58.54	62.51	68.48	76.91	85.11
SERVICIO DE LA DEUDA	16.65	42.32	40.69	37.17	33.86	30.75	27.83	25.08	22.51	20.10	17.84	1.43	0.00
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-46.06	-48.94	-49.16	-40.68	-29.64	-15.53	-2.25	8.94	2.03	29.55	36.03	42.42	49.80
VALOR PRESENTE NETO	60.21												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL INVERSIÓN (DESPUES DE IMPUESTOS)	12.27%												

TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
FLUJO DE CAJA ANUAL NETO	-131.60	-139.82	-86.10	1.64	11.05	21.64	31.61	39.69	29.85	54.63	58.54	62.51	67.64
VALOR PRESENTE NETO	27.77												
TASA INTERNA DE RETORNO DEL PROYECTO (DESPUES DE IMPUESTOS)	10.75%												

ESQUEMA DE AMORTIZACION DE LA DEUDA

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EMPRESTITO EN US\$ CORRIENTES	88.96	187.26	247.54	247.54	222.79	198.03	173.28	148.52	123.77	99.02	74.26	49.51	24.75
DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	85.54	176.42	230.01										
INTERESES (US\$ CORRIENTES)	0.00	8.90	18.73	24.75	24.75	22.28	19.80	17.33	14.85	12.38	9.90	7.43	4.95
MENOS AMORTIZACION (US\$ CORRIENTES)				24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75
TOTAL SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CORRI	0.00	8.90	18.73	49.51	49.51	47.03	44.56	42.08	39.61	37.13	34.66	32.18	29.70
SERV. DE LA DEUDA EN US\$ CONSTANTES DE 1991	8.22	16.65	42.32	40.69	37.17	33.86	30.75	27.83	25.08	22.51	20.10	17.84	1.43
INTERESES (US\$ DE 1991)	8.22	16.65	21.16	20.35	17.61	15.05	12.66	10.44	8.36	6.43	4.64	2.97	1.43
AMORTIZACION (US\$ DE 1991)	0.00	0.00	21.16	20.35	19.56	18.81	18.09	17.39	16.72	16.08	15.46	14.87	0.00

II. DISTRIBUCION.

El alcance del análisis financiero en la actividad de la distribución busca evaluar los siguientes aspectos:

- a. Análisis de la viabilidad financiera de la distribución con tarifas vigentes.
- b. Análisis preliminar de los precios que permitan la penetración del gas natural en diferentes segmentos del mercado.

Verificar el impacto sobre las proyecciones financieras de la empresa distribuidora de aplicar precios de venta en bloque del gas natural en puerta de la ciudad, que cubran tanto el costo del transporte como el de suministro de gas natural a su costo de oportunidad, para este análisis se tomarán inicialmente el esquema tarifario vigente, (por ejemplo para Gas Natural S.A. de Bogotá) y en caso de que estas sean insuficientes se verificará cual debe ser el nivel de ajuste que haga financieramente factible esta actividad.

Para esta evaluación se tiene en cuenta que los ingresos de la empresa distribuidora están constituidos por los siguientes:

- a. Cuotas de Conexión. Las cuales están destinadas a cubrir los costos incurridos en la conexión de los usuarios al servicio (acometida y medidor) y el costo de la instalación interior que por razones de seguridad y de manejo del programa de penetración es ejecutada por la misma empresa distribuidora.
- b. Cargo Fijo. Destinados a cubrir los costos fijos de la empresa (aquellos no asociados al consumo).
- c. Cargo por Consumo. Esta asociado al consumo real.

Para los usuarios industriales se puede tener un esquema similar al anterior pero con un cargo de conexión que es particular para cada usuario según su distancia a la troncal, un cargo por demanda máxima y un cargo variable por el consumo. Para los efectos del análisis del presente capítulo solo se considerará un cargo por consumo y que los cargos por conexión se balancean con los costos incurridos por la empresa por este mismo concepto.

Los costos que tiene la empresa distribuidora corresponden a los siguientes rubros:

Para los escenarios de demanda encontrados se seleccionaron y dimensionaron proyectos alternativos de desarrollo de la infraestructura de suministro (Volumen 3, Estudio Técnico) y con los resultados de este estudio de dimensionamiento, se calcularon los costos de oportunidad del transporte. De la misma manera con base en el estudio de la demanda y en los costos esperados de transporte se calculó el costo de suministro del gas en cabeza de pozo, los cuales se complementaron con los costos de transporte y de distribución para llegar a los costos de oportunidad en puerta de ciudad y en puerta de usuario (Volumen 4, Evaluación económica a Nivel País). Teniendo en cuenta que dentro del alcance del estudio no se evaluaron en detalle los costos de distribución, estos se estimaron tomando costos índices aproximados.

El precio del gas natural al usuario final debe estar entre los siguientes límites:

- a. Costo de oportunidad en puerta del usuario de suministro del gas natural, y
- b. Costo de uso del energético sustituto para el usuario.

En general, para aquellos energéticos que se encontraron económicamente sustituibles en el capítulo del "Estudio de Demandas", se tiene que el costo de uso en b. es mayor que el costo de oportunidad de suministro del gas en a. y la diferencia constituye el beneficio económico de su utilización con la excepción de aquellos energéticos, que por razones de justicia social tienen un alto subsidio como pueden ser:

- El cocinol y el G.L.P., la Electricidad y el Queroseno en el sector residencial.
- La gasolina en el sector transporte.

Dentro de un marco de planeación energética integral, por razones de eficiencia económica debe buscarse que los precios tiendan a reflejar los costos de oportunidad, o al menos que la distancia relativa entre los precios de los diferentes energéticos sea igual a la de la distancia relativa de sus costos de oportunidad.

Solo en el cumplimiento de esta condición será posible obtener el nivel de penetración estimado en el Capítulo del "Estudio de Demandas". Para verificar lo anterior en este capítulo se calcularán los costos de usar los energéticos sustituibles por gas natural en cada sector de consumo.

II.2. SECTOR RESIDENCIAL.

Para los usuarios de los diferentes estratos socioeconómicos de Bogotá y Medellín, se calculará el costo de usar los energéticos

a. Inversiones. Las cuales se pueden dividir en las siguientes:

- Troncales de Acero.
- Ramales y Estaciones Reguladoras de Distrito.
- Redes de Polietileno.
- Acometidas.
- Instalaciones Domiciliarias.

b. Gastos de operación y Mantenimiento de la distribución.

c. Gastos de Administración.

d. Compras de Gas.

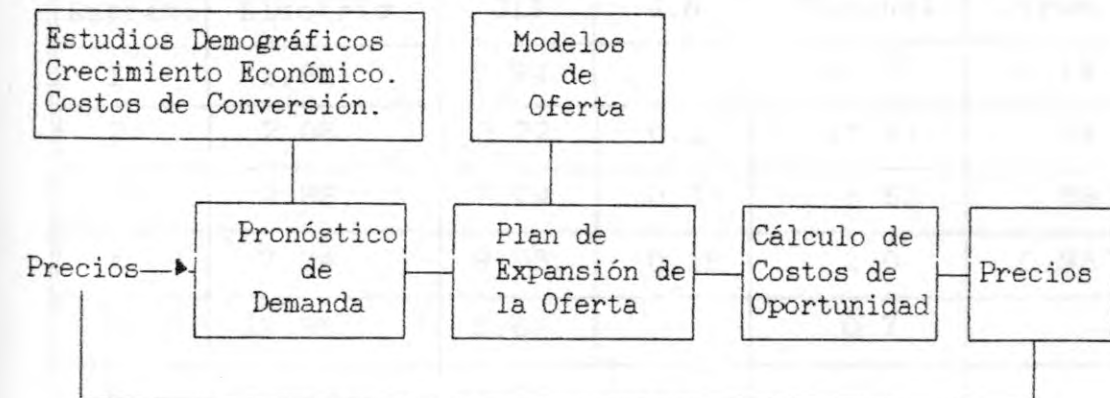
e. Facturación y Cobranzas.

En los cuadros adjuntos se presenta un estimativo de la proyección financiera de la actividad de la distribución para Bogotá y Medellín.

II.1. PRECIOS.

Como se muestra en el diagrama de bloque que se presenta a continuación, el proceso de planeación de la oferta energética esta íntimamente ligado con la política de fijación de precios.

En general, la demanda de gas estará determinada por los precios del gas y de sus sustitutos, por la capacidad de abastecimiento, por el ingreso de los hogares y por los costos de instalación y conversión. De esta manera partiendo del supuesto de la ejecución de una red de gasoductos que llega hasta los principales centros de consumo del centro del país, en el Volumen 2 del "Estudio de Demandas" se evaluó la demanda del gas para diferentes precios posibles en puerta de la usuario.



actualmente utilizados, con los actuales precios y tarifas, los cuales se compararán con lo que serían los costos de uso si los precios reflejaran sus costos de oportunidad y con lo que serían los costos de uso con los precios actuales de gas natural en Bogotá y con lo que serían sus costos de oportunidad.

Para este efecto se tomará la estructura de fuentes energéticas y sus consumos específicos en la cocción de alimentos.

Según la encuesta realizada dentro del Estudio de Abastecimiento de Combustible para Bogotá (5), se tiene la siguiente distribución de usuarios por estufa primaria usada para cocinar.

Distribución de Viviendas por Fuente Energética Utilizada en la Estufa Primaria.

Estrato	Electricidad	Propano%	G.N.%	Cocinol%	Total%
1	13.9	12.9		73.2	100
2	14.9	21.9	1.0	62.2	100
3	21.6	40.8	1.0	36.6	100
4	41.8	45.7	1.6	10.9	100
5	61.8	33.8		4.4	100
6	70.6	29.4			100

Y la siguiente distribución de los consumos promedio de cada fuente en cada estrato para cocción más calentamiento de agua expresada en millones de BTU por año (MMBTU/Año).

Estrato	Electric.	GLP	G.N.	Cocinol	Otros	Total
1	1.62	2.94		11.77	1.14	17.47
2	2.08	3.72	0.2	11.11	1.17	18.28
3	2.99	7.24	0.18	6.52	1.33	18.26
4	7.24	9.08	0.18	2.0	0.93	19.43
5	12.35	6.60		0.7		19.76
6	23.12	5.36				28.47

Los anteriores resultados demuestran como el cocinol es el energético de mayor uso en los estratos 1 y 2, aunque también es usado con una participación considerable en el estrato 3, mientras que el propano es el energético predominante en los estratos 3 y 4 y la electricidad en los estratos 5 y 6.

II.2.1. Estructuras de Precios y Tarifas Vigentes.

A fin de valorizar las facturas medias pagadas por los usuarios de cada estrato, a continuación se transcriben los precios y tarifas vigentes:

Precios del Propano

Precios al Distribuidor en Facatativa.

\$159.40/Gl por trasiego
\$166.00/Gl en carrotanque

Precios del Distribuidor a Domicilio

\$190.00/Gl en Carrotanque
\$4.820.00/Cilindro de 100 libras
\$1.990.00/Cilindro de 40 libras
\$1.040.00/Cilindro de 20 libras
\$540.00/Cilindro de 10 libras.

Energía Eléctrica		Bogotá	Medellin
Carrotanque	\$/Gl	194	227
Cilindros de 100 libras		4.920	5.730
Cilindros de 40 libras		2.040	2.360
Precios del Cocinol \$/Gl		43	
Resolución 005362			

Gas Natural	Estrato. Bogotá					
	1	2	3	4	5	6
Cargo Fijo \$/Mes	77	154	307	615	1229	2458
Básico \$/M3	20	43	52	58	68	77
Complementario \$/M3	32	55	65	74	86	92
Suntuario \$/M3	92	92	92	92	92	92

Básico 0-30; Complementario 31-60; Suntuario más de 60.

Gas Natural	Estrato. Bogotá					
	1	2	3	4	5	6
	(miles de \$/vivienda)					
Cuotas de Conexión	48.800	97.6	134.2	183.0	231.8	274.5
Cuota Inicial	7	15.0	27.0	46.0	70.0	83.0
Cuota Mensual	1.4	2.7	3.5	5.4	6.3	7.5

Energía Electrica	Estrato. Bogotá					
	1	2	3	4	5	6
Cargo Fijo	86.49	225.37	592.29	1242.27	2547.39	3983.59
0-200	4.74	4.74	4.74	4.74	11.20	13.07
201-237.5	15.24	5.24	5.24	5.24	11.20	13.07
238-400	14.53	14.53	14.53	14.53	33.60	33.60
401-600	31.97	31.97	31.97	31.97	41.07	41.07
601-1600	50.63	50.63	50.63	50.63	50.63	50.63
Más de 1600	71.33	71.33	71.33	71.33	71.33	71.33

Energía Electrica	Estrato. Medellín					
	1	2	3	4	5	6
Cargo Fijo	86.49	225.38	592.29	1242.27	2547.39	3983.60
0-200	6.43	6.43	6.43	6.43	19.03	22.20
201-400	12.13	12.13	12.13	12.13	28.55	28.55
401-800	21.03	21.03	21.03	21.03	31.72	31.72
801-1600	39.65	39.65	39.65	39.65	39.65	39.65
Más de 1600	57.81	57.81	57.81	57.81	57.81	57.81

II.2.2 Valorización Facturas Energéticas por Tipos de Usuarios.

II.2.2.1. Usuarios de Cocinol.

De los resultados de la encuesta mostrados anteriormente se puede calcular el consumo de cocinol por usuario que tiene como estufa principal una de cocinol de la siguiente forma:

Estrato 1.

$$\text{Consumo Especifico} \frac{11.77 \text{ MMBTU}}{0.732 \text{ Año}} = \frac{16 \text{ MMBTU}}{\text{Año-Usuario}} \quad (\text{estrato 1})$$

Si 1 Gl = 131.000 BTU = 10.17 Gl/Mes 10 Gl/mes (aproximadamente)
Equivalente a 26.4 M³ de Gas Natural.

Para usuarios de Estrato 2 se tiene:

Consumo Anual = 11.1 MMBTU para el 62.2% de las viviendas.
Consumo Final = 11.4 Gl/mes = 14.93 MMBTU/mes
Consumo Util = 6.21 MMBTU/año
Consumo Final en Gas Natural = 12.40 MMBTU/año (29.2 M³/mes)
Valor Factura Usuario Estrato 2 = 11.4 x 43 = 490 \$/mes
Otros Costos \$ 260

Total Costo Cocinol 750 \$/mes (0.81 US\$/MMBTU)
Tarifa Media Equivalente de Gas Natural = \$750/29.2 = 25.7\$/M³
Valor Factura Gas Natural = \$79 + 29.2 x 43.08 = \$1.337
Ahorro Neto = \$690 - 1.337 = -647 \$/mes

II.2.2.2. Usuarios de Propano

Consumo Final $7.24/0.408 = 17.75$ MMBTU/año
Consumo útil $17.75 \times 0.45 = 7.99$ MMBTU/año
Si 1Gl = 98.800 BTU/Gl 14.97 Gl/mes = 64 libras

Valor Factura Propano = \$3.264 en Bogotá (3.55 US\$/MMBTU)
\$3.776 en Medellin (4.11 US\$/MMBTU)
Consumo Final en Gas Natural 15.98 MMBTU/año

Valor Factura Gas Natural correspondiente a 37.7M³ (estratos 3 y 4)

Usuarios Estrato 3

Cargo Fijo 307.0 \$
Consumo $30.0 \text{ M}^3 \times 52\$/\text{M}^3 = 1.560.0$
 $7.70 \text{ M}^3 \times 65\$/\text{M}^3 = 500.5$
Valor Consumo 2.060.5

Total Factura Gas Natural = CF + CV = 307 + 2.060.5 = 2.367.5

Tarifa Media Equivalente de Gas Natural = 86.58 /M³
Ahorro Neto = 3264 - 2367.5 = 896.5 \$/mes

Usuario Estrato 4

Cargo Fijo = \$ 610
Consumo = 37.7 M³
Cargo por Consumo = 30 x 58 + 7.70 x 74 = 2309.80
Valor Total Factura de Gas Natural = 2924.8
Tarifa Media Equivalente de Gas Natural = \$86.58 /M³
Ahorro Neto = 339.2 \$/mes

II.2.2.3. Usuarios de Energía Eléctrica

Usuario tipo de estrato 3

Consumo total de Energía Eléctrica 400Kwh/mes
Consumo cocción + Calentamiento de Agua 240 Kwh/mes

Valor factura total de Energía Eléctrica
Cargo Fijo \$592.29
Consumo = 200 x 4.74 + 37.5 x 5.24 + 162.5 x 14.53 = \$3505.6 /mes

Total Factura \$4097.89

Valor Factura de Energía Eléctrica con sustitución en cocción y Calentamiento de Agua:

Cargo Fijo	\$592.29
Consumo	\$758.40

	\$1350.69

Ahorro Bruto \$2747.20 (11.45 \$/Kwh, 5.41 US\$/MMBTU)

Consumo Equivalente de Gas Natural
240 Kwh/mes x 3412 BTU/Kwh x 0.7/0.5 = 1.15 MMBTU/Mes = 1150 PC/mes
= 32.6 M³

Tarifa Media Equivalente del Gas Natural \$84.27/mes
Cargo Fijo 307 \$/mes
Cargo Variable 74.85 \$/M³

Valor Factura de Gas Natural
Cargo Fijo =\$ 307
Cargo por Consumo = 30 x 52.31 + 2.6 x 64.62 = \$ 1737.31
Ahorro Neto =\$ 1009.89

Estrato 5

Consumo de un usuario típico que cocina con electricidad

600 Kwh/mes
Estufa + Calentador 350 Kwh/mes

Valor Factura

Cargo fijo \$2547

Consumo = $200 \times 11.20 + 37.5 \times 11.20 + 162.5 \times 33.60 + 200 \times 41.07$
= 14305.20

Total = 16852.2 \$/mes

Valor Factura con Sustitución

Cargo Fijo \$2547

Consumo = $\$200 \times 11.20 + \$37.50 \times 11.20 + 12.50 \times 33.60 = \3080

Total Factura con Sustitución \$ 5627 /mes

Ahorro Bruto \$11225.2 (37.4 \$/Kwh, 17.7 US\$/MMBTU)

Consumo Equivalente de Gas Natural

$300 \times 3412 \times 0.7/0.5 = 1.433$ MMBTU/mes equivalentes a 40.58M³

Tarifa Equivalente de Gas Natural = 276.62 \$/M³

Cargo Fijo \$1220

Cargo Variable \$246.55/M³

Valor Factura del Gas Natural

Cargo Fijo \$1220

Consumo = $30 \times 67.70 + 10.58 \times 83.09 = \$ 2910.10$

Total Factura de Gas Natural = \$4130.10

Total Factura de Gas Natural + Electricidad = \$9757

Ahorro Neto =7095.10/mes

II.2.3. Cálculo del Período de Recuperación de la Inversión en la Conversión (n), con Precios de Mercado.

a) Usuarios del Cocinol (Estrato 1,2,3)

Costos de Conversión

Valor de la Estufa \$ 9000

Tarifa de Conexión \$ 97600 (estrato 2)

\$106600

Ahorro mensual

\$451

No recupera el costo de Conversión.

b) Usuarios de Propano

Tarifa de Conexión	\$134200 (estrato 3)
	\$183000 (estrato 4)
Ahorro mensual	\$896.5 (estrato 3)
	\$339.2 (estrato 4)

$$n = \frac{\log \left(\frac{A/I}{A/I-i} \right)}{\log (1 + i)}$$

No recupera la inversión

c) Usuarios de Energía Eléctrica

Estrato 3

Costos de Conversión

Estufa	\$ 9000
Conexión	\$134000

	\$143000

Ahorro mensual = \$1009.89

No recuperan la inversión en la conversión

Estrato 5

Costos de Conversión	\$ 50000
Cuota de Conexión	\$231800

Total Costos Conversión	\$281800

Ahorro mensual \$ 7095.10 \$/mes

Recupera la Inversión en un período de
n = 51 meses

II.2.4. Valorización Facturas Energéticas a Costo de Oportunidad.

II.2.4.1. Usuarios de Cocinol.

Con base en los mismos consumos adoptados en el numeral II.2.2.1. para los usuarios de estrato 2 y los costos de oportunidad calculados en el Volumen 4, capítulo IV, se tienen los siguientes costos:

Consumo de Cocinol 11.4 Gl/mes (1.49 MMBTU/mes)

Consumo Equivalente en Gas Natural 1.03 MMBTU/mes (29.3 M³/mes)

Valor del Cocinol = $1.49 \times 5.32 = 7.93$ US\$/mes.

Valor del Gas Natural = $1.03 \text{ MMBTU} \times 4.80 \text{ US\$/MMBTU}^1 = 4.94$ US\$/mes

Beneficio Económico por Usuario = $(7.93 - 4.94) \text{ US\$/mes} = 2.99$

Para 300.000 usuarios de Bogotá se tendría un beneficio neto de US\$10.8 millones/año equivalentes a unos \$6.700 millones.

II.2.4.2. Usuarios del Propano. (Estratos 3 y 4).

Consumo Final de Propano = 17.75 MMBTU/año.

Consumo Final en Gas Natural Sustituto = 15.98 MMBTU/año.

Valor del Propano = $17.75 \text{ MMBTU/año} \times 5.71 \text{ US\$/MMBTU} = 101.4$ US\$/año.

Valor Gas Natural = $15.98 \text{ MMBTU/año} \times 4.80 = 76.70$ US\$/año

Beneficio Neto por Usuario = $24.70 \text{ US\$/año}$ (2.06 US\$/mes ó 1277\$/mes).

Para 600.000 usuarios que se sustituirían en la zona de influencia del proyecto se tendría un Beneficio Neto Anual de US\$14.8 millones (\$9188 millones/año).

¹. Incluye 1US\$/MMBTU en cabeza de pozo + 1.30 de Transporte hasta puerta de la ciudad + 2.50 de Costo de Distribución, Conexión, Instalación y Conversión.

II.2.4.3. Usuarios de Energía Eléctrica.

Usuarios de Estrato 3

Consumo típico Sustituible 240 Kwh/mes (0.82 MMBTU/mes).

Consumo en Gas Natural sustituible = 1.15 MMBTU/mes.

Valor de la Energía Eléctrica = $1.02 \times 18.67 = 19.04$ US\$/mes.

Valor del Gas Natural = $1.15 \times 4.8 = 5.52$

Beneficio Neto = 9.78 US\$/mes (6037 \$/mes).

Usuarios Estrato 5

Consumo típico Sustituible 300 Kwh/mes (1.02 MMBTU/mes).

Consumo en Gas Natural = 1.43 MMBTU/mes.

Valor de la Energía Eléctrica = $1.02 \times 18.67 = 19.04$ US\$/mes.

Valor del Gas Natural = 6.86 US\$/mes

Beneficio Neto por Usuario = 12.18 US\$/mes (7551.6\$/mes).

II.2.4.4. Usuarios de Queroseno

Se puede asumir que su situación es similar a los de cocinol.

II.2.5. Comparación de Facturas Energéticas Mensuales y por Unidad Energética.

Para allegar suficientes elementos de juicio que permitan sugerir recomendaciones sobre los ajustes que deban adoptarse en materia de precios y tarifas deban a fin de permitir la penetración del Gas Natural, a continuación se resumen los valores obtenidos.

Con base en la estructura tarifaria aprobada en la resolución N°003 de Enero 4 de 1991, de la Junta Nacional de Tarifas para Gas Natural S.A. en la tabla siguiente se calculan los precios medios que pagaría cada usuario típico de cada estrato.

Estrato	Fijos Anualizados		Cargo Variable			Consumo Típico MMBTU/año	Cargo Medio US\$/MMBTU
	Cargo Fijo US\$	Cuota Conexión US\$	US\$/MMBTU				
			B	C	S		
1	1.5	13.9	0.91	1.47	4.2	10.6	2.36
2	3.0	27.9	1.96	2.52	4.2	11.4	4.67
3	5.9	38.3	2.38	2.94	4.2	12.9	5.81
4	11.8	52.2	2.66	3.36	4.2	17.0	6.59
5	23.6	66.2	3.08	3.78	4.2	20.1	7.76
6	47.2	78.4	3.50	4.20	4.2	31.7	7.88

B = Básico (0-30 M³/mes)
C = Complementario (31-60 M³/mes)
S = Suntuario (Mayor a 60 M³/mes)

Con base en los anteriores resultados se pueden obtener las siguientes conclusiones sobre las posibilidades de sustitución de cada energético.

1. Cocinol.

Su precio es fijado atendiendo exclusivamente al principio de equidad social y por tal razón goza de un subsidio de 4.79 US\$/MMBTU. Se vende a 0.53 US\$/MMBTU cuando su costo de oportunidad es de 5.32 US\$/MMBTU.

Para sustituirlos se está ofreciendo Gas Natural con tarifa por consumo que varía entre 0.91 y 2.94 US\$/MMBTU con un valor medio (incluyendo cargo fijo y cuota de conexión) que varía entre 2.36 y 5.81 US\$/MMBTU, cuando su costo de oportunidad en el punto de uso puede estar entre 4.80 y 5.40 US\$/MMBTU aproximadamente.

2. Propano.

Su precio (3.55 US\$/MMBTU) es asignado sin tener en cuenta el valor del recurso, buscando cubrir costos contables de Ecopetrol y atendiendo también el principio de equidad social,

ofreciendo un energético de precio barato a los usuarios domésticos.

Para su sustitución en los estratos 3 y 4 los usuarios tienen la oferta de Gas Natural a costos medios de 5.81 y 6.59 US\$/MMBTU.

3. Electricidad.

De los cálculos hechos en el numeral II.2.2.3. se muestra que los usuarios de los estratos 3 y 4 tendrían un ahorro de 5.41 US\$/MMBTU al dejar de cocinar con electricidad (estos usuarios tienen un subsidio de 13.26 US\$/MMBTU por estos consumos). Para estos usuarios el cargo medio por pasarse a Gas Natural oscila entre 5.81 y 6.59, US\$/MMBTU.

Los usuarios de estratos 5, tendrían un ahorro de 17.7 US\$/MMBTU cercano al costo de oportunidad. A estos usuarios se les ofrece Gas Natural con un cargo medio de 7.76 US\$/MMBTU.

Las anteriores observaciones muestran que las señales que está recibiendo el usuario a través de los precios no corresponden a los costos en que incurre el país para el suministro de los diferentes energéticos.

Estos precios, en vez de facilitar la penetración de un energético más económico como el Gas Natural, impone un freno a su penetración en el mercado.

De esta manera, la penetración del Gas Natural se explica solo por razones de calidad del energético y principalmente por la confiabilidad en su suministro, contra los problemas derivados de la utilización del cocinol (riesgos de accidentes, dificultad de conversión, etc.) y del GLP (calidad, control de cantidad y dificultad con su consecución).

Con el fin de promover un uso más racional de los energéticos, es recomendable adoptar medidas en los siguientes aspectos:

a) Por el lado de la oferta.

- Ampliar la oferta del Gas Natural.
- Eliminar restricciones a la oferta del G.L.P.
- Reducir la oferta de cocinol en la medida en que se tenga una ampliación en la oferta de gas.

b) Por el lado de la demanda.

- Un incremento de los precios del G.L.P. al nivel de sus costos de oportunidad (por lo menos en las zonas donde se tiene oferta de Gas Natural). Esta medida redundará en una reducción en la tasa de crecimiento de la demanda de este energético, reduciendo la necesidad de importaciones o de inversiones para ampliar su oferta.
 - Con respecto del subsidio del cocinol como energético para los segmentos mas pobres de la población, conviene estudiar el cambio del subsidio a través del precio por uno en efectivo (en un bono) que le sirva al usuario para pagar su energético.
 - Conviene revisar cuidadosamente los costos de distribución del gas natural en un contexto de largo plazo y dentro de un marco de planeación energética integrada a fin de garantizar la obtención de los beneficios económicos a nivel país que se evaluaron en el volumen 4.
- c) El mismo esquema anterior se puede aplicar para los consumos de energía eléctrica de estos segmentos de la población, y permitir que las tarifas de la energía eléctrica reflejen sus costos económicos.
- d) Aparentemente los cargos medios del Gas Natural incluyendo (cuota de conexión, cargo fijo y cargo por consumo) están muy por encima de sus costos económicos. Este hecho sugiere la conveniencia de evaluar con mayor detalle los costos y tarifas para la distribución domiciliaria del Gas Natural.

Estudio de factibilidad preliminar interconexión
gasifera con Venezuela/Ecopetrol

333.8233 E558e2 Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO