

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**ESTUDIO INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA**

**1991**

333-8233  
E 58822  
p. 1

1705  
349

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PRELIMINAR  
INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA

EVALUACION ECONOMICA A NIVEL PAIS

ZONA DE INFLUENCIA DEL GASODUCTO

INFORME ET-9141

JULIO 25 DE 1991

(BORRADOR)

ESTUDIOS TECNICOS S.A.  
INGENIEROS CONSULTORES



BOGOTA - COLOMBIA

729  
v.4

EVALUACION ECONOMICA A NIVEL PAIS

ZONA DE INFLUENCIA DEL GASODUCTO

INFORME ET-9141

JULIO 25 DE 1991

(BORRADOR)

INDICE

EVALUACION ECONOMICA A NIVEL DEL PAIS

I.	INTRODUCCION	1
II.	BENEFICIO DEL PROYECTO	1
III.	COSTOS	2
III.1.	COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO	2
III.2.	COSTOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	6
III.2.1.	COSTO DE TRANSPORTE	6
III.2.2.	COSTOS DE DISTRIBUCION	9
III.3.3.	COSTO DE USO DEL GAS NATURAL	10
IV.	CASOS EVALUADOS Y RESUMEN DE RESULTADOS	11
IV.1.	SELECCION DE CASOS EVALUADOS	11
IV.2.	RESUMEN DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DE LOS CASOS EVALUADOS	14

CASOS EVALUADOS

## EVALUACION ECONOMICA A NIVEL DEL PAÍS

### **I. INTRODUCCION**

El objetivo de este estudio es el de evaluar los beneficios y costos a nivel del país del proyecto de Interconexión Gasífera con Venezuela y suministro de gas natural en las zonas central y occidental del país para la sustitución de las fuentes de energía que tengan un mayor costo de oportunidad en los sectores residencial, comercial, industrial, transporte y petroquímico.

En la medida en que el valor presente de los beneficios del proyecto a lo largo de su vida útil, la cual se ha considerado de 20 años, sea mayor que el valor presente de los costos por concepto de las inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y distribución, durante la misma vida, se demostrará la bondad del proyecto.

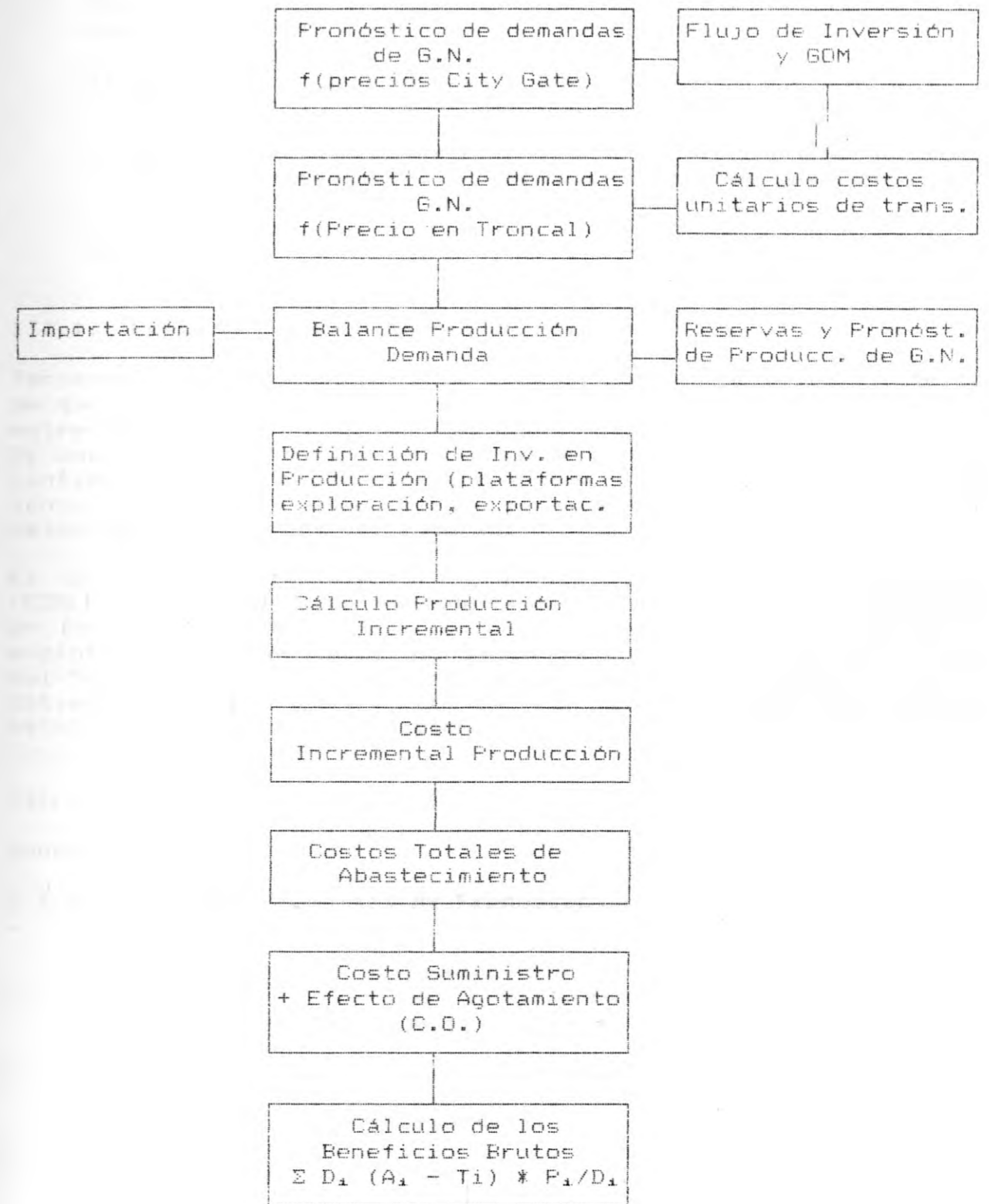
En el diagrama siguiente se presenta el esquema metodológico utilizado para la evaluación económica del país.

Dentro de los costos de operación se incluirá el costo correspondiente al gas natural en cabeza de pozo, el cual será evaluado teniendo en cuenta tanto los costos de producción y suministro como los costos relacionados con su futuro agotamiento.

### **II. BENEFICIO DEL PROYECTO.**

Los beneficios estarán representados por el valor presente del ahorro en el consumo de los energéticos que sean sustituidos por gas natural durante la vida del proyecto. En la evaluación estos ahorros se valorizan a sus costos de oportunidad en el punto de venta al usuario, cuyo cálculo se presenta en el capítulo V del estudio de las demandas.

La evaluación se ha hecho sobre estimativos de costos y beneficios expresados en precios constantes de 1991. La tasa de interés real se ha tomado del 12%; aunque esta tasa, comparada con la tasa de interés nominal vigente en el mercado internacional, es relativamente alta, se justifica por las restricciones que tiene el país para contratar empréstitos externos y por la alta rentabilidad que pueden ofrecer otros proyectos de beneficio social.



### III. COSTOS.

Dentro de los costos de utilización de gas natural se incluyen los siguientes:

1. Costo del gas en cabeza de pozo que involucran tanto el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) de su suministro en el punto de envío y corresponde a los costos de exploración, desarrollo y proceso de gas natural, como el valor esperado futuro de suministro del gas consumido ahora.
2. Costos de transporte y distribución.

#### III.1. Costo del Gas en Cabeza de Pozo.

Teniendo en cuenta que, para los efectos de este estudio, la oferta de gas de Venezuela se ha considerado restringida a un máximo entre 150 y 200 millones de pies cúbicos diarios, el valor del gas de importación se evalúa a su posible precio de importación y la cantidad de gas de producción nacional se valoriza considerando tanto su costo de abastecimiento marginal de largo plazo, como el valor del agotamiento del recurso.

El costo de abastecimiento incremental promedio de largo plazo (CIPLP), se calcula considerando la actual estructura que predomina en los contratos de asociación en el país para la exploración y explotación de hidrocarburos, según la cual, ECOPEPETROL participa del 50 % de los costos de exploración, desarrollo y explotación y obtiene el derecho sobre el 60% de la producción. De esta manera se establece la siguiente ecuación:

$$\text{CIPLP} = 0.5 \text{ C.I.P} + 0.4 \text{ C.U.C.}$$

donde,

C.I.P. = Costo Incremental de Producción

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T [ I_t + (OM_t - OM_0) ] / (1+r)^t \\ & = \frac{\sum_{t=1}^T (Q_t - Q_0) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^T (Q_t - Q_0) / (1+r)^t} \end{aligned}$$



$I_t$  = Inversión en exploración y desarrollo durante el período de evaluación.

$OM_t - OM_0$  = Costo de operación y mantenimiento de la producción incremental de gas.

$Q_t - Q_0$  = Producción incremental anual de gas natural.

$r$  = Tasa Social de Descuento del Capital en Colombia, en términos reales.

$y$

C.U.C. = (Costo Unitario de Compra al asociado) - (Estimativo de Impuestos Retribuidos por el Asociado al País).

Para la asociación TEXAS - ECOPEPETROL de la Guajira en un año  $t$  se tiene que:

$$C.U.C_t = \frac{0.8 \times \text{Precio F.O.}}{11.35} - 0.384 \left\{ \frac{0.8 \text{ Precio Fuel Oil}}{11.35} - \frac{0.5}{0.4} \times CIt \right\}$$

$Ci_t$  = Costo incremental en el año  $t$

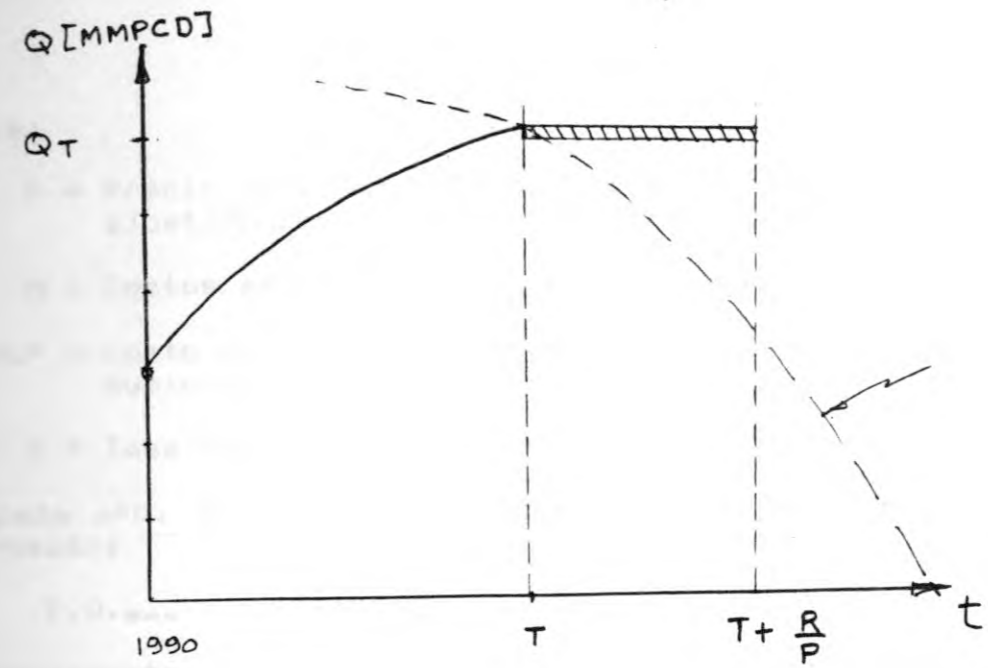
Para la explotación de Cusiana según la resolución N°061 de 1983 se tendrían los siguientes costos de compra, en el caso de que se tratara de gas libre:

$$C.U.C_t = \frac{\text{Precio F. Oil}}{23.85} \times 2.20 - 0.384 \left\{ \frac{\text{Precio F. Oil}}{23.85} \times 2.20 - \frac{0.5}{0.4} CIt \right\}$$

Si fuera gas asociado el  $CUC_t$  sería:

$$CUC_t \text{ Asociado} = 0.5 CUC_t \text{ Libre.}$$

El costo del efecto del agotamiento se considera evaluando el valor presente de los mayores costos en que deberá incurrir el usuario futuro por tenerse que abastecer con fuentes energéticas más costosas. Para ilustrar el cálculo de este efecto, se presenta en la gráfica siguiente lo que sería el perfil de explotación de los recursos nacionales en el futuro.



Las reservas R se pueden expresar por

$$R = \sum_0^T Q_t + \frac{R}{P} Q_T \text{ o sea que,}$$

$$\left( R - \frac{R}{P} Q_T \right) = \sum_0^T Q_t$$

Donde  $Q_t$  = producción anual entre 0 y  $\tau$

$\frac{R}{P}$  = Relación Reservas a Producción (Años).

$Q_T$  = Producción en el año  $\tau$

El valor presente del gas equivalente en el futuro de un pie cúbico vendido hoy (CA) sería:

$$CA_t = (P + M - CIPLP) \left\{ \frac{1}{(1+r)^T} + \sum_0^{R/P} \frac{1/(R/P)}{(1+r)^t} \right\}$$

Donde:

P = Precio del sustituto el pie cúbico equivalente de gas, ajustado por los costos de transporte.

M = Costos adicionales de uso por manejo del combustible.

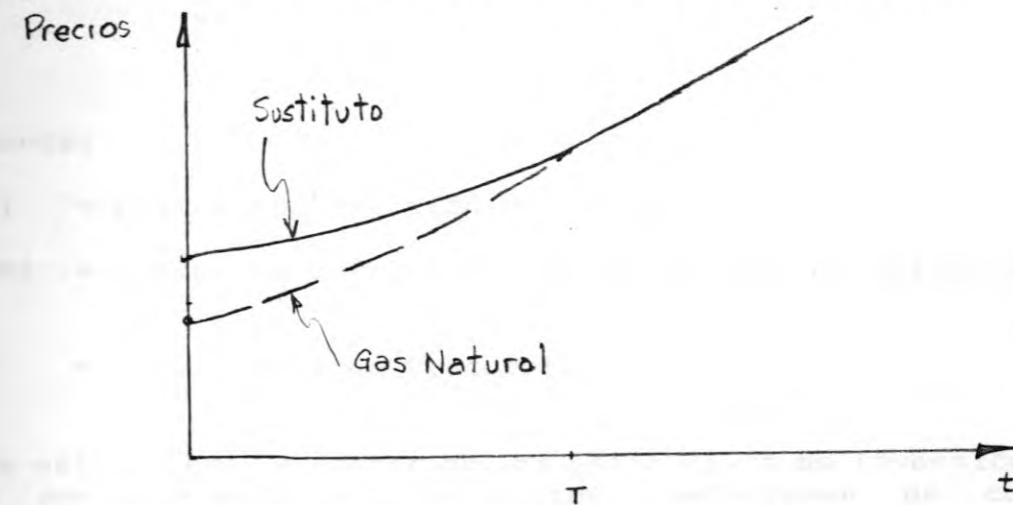
CIPLP = Costo incremental promedio de largo plazo de suministro del gas.

r = Tasa social del descuento.

En cada año, el costo de oportunidad del gas viene dado por la expresión:

$$C.O.gas = CIPLP + CA_t$$

Evidentemente a medida que el tiempo T se hace mas cercano, el costo de oportunidad se va acercando al costo del sustituto siguiendo una trayectoria como se muestra en la siguiente gráfica:



En el caso de que el sustituto sea un recurso no renovable, su precio también seguirá una trayectoria ascendente.

En nuestro caso y ante las enormes reservas de gas en Venezuela el sustituto mas probable de la producción local sería el gas importado.

### III.2. Costos de Transporte y Distribución

#### III.2.1. Costo de Transporte.

La red del gasoducto que constituye el proyecto de interconexión con Venezuela y suministro de gas en las zonas central y occidental

del país se desagregó en un gasoducto troncal y ramales para llegar hasta cada mercado potencial de los considerados en el Estudio de Demanda, así.

- Un gasoducto troncal Ballenas-Cuestecita y Maicao Cuestecita-Barrancabermeja-Puerto Salgar.
- Ramal Puerto Salgar-Bogotá
- Ramal Puerto Salgar-Pereira-Cali.
- Ramal Sebastopal-Medellin.

Para el gasoducto troncal y para cada ramal se calculó el costo incremental promedio de largo plazo del transporte con la siguiente relación:

$$CIPLP_T = \frac{\sum_{t=0}^{25} (I_t + OM_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^{25} Q_t / (1+r)^t}$$

Donde:

$I_t$  = Costos de Inversión en US\$ de 1991

$OM_t$  = Costos de Operación y Mantenimiento en US\$ de 1991

$r$  = Tasa Social de Descuento

De esta manera a partir de los estimativos de inversión, operación y mantenimiento en gasoductos, estaciones de compresión y estaciones de medida y de los flujos proyectados para cada tramo se obtuvieron los estimativos de costos unitarios de transporte para los escenarios ALTO y BAJO de demandas, que se registran en el siguiente cuadro:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION  
GASIFERA CON VENEZUELA  
CALCULO DE LOS COSTOS UNITARIOS DE TRANSPORTE  
ALTERNATIVA 1

	ESCENARIO ALTO			ESCENARIO BAJO		
	LONGITUD KM	TRAMO US\$/MPC	ACUMULADO O MEDIO US\$/MPC	TRAMO US\$/MPC	ACUMULADO O MEDIO US\$/MPC	MMPCD
BALLENAS-CUESTECITA	68,00	0,20	106,68	0,24	51,17	
MAICAO-CUESTECITA	60,00	0,19	0,19	0,23	0,24	51,17
CUESTECITA-VALLEDUPAR	112,00	0,13	0,32	0,21	0,44	102,33
VALLEDUPAR-AYACUCHO	230,00	0,30	0,62	0,49	0,93	95,97
AYACUCHO-BARRANCA	187,00	0,14	0,75	0,39	1,32	95,97
BARRANCA-SEBASTOPOL	110,00	0,29	1,04	0,28	1,60	89,21
SEBASTOPOL-VASCONIA	60,00	0,19	1,23	0,27	1,73	43,12
CUSIANA-VASCONIA	340	1,13	1,17	1,49	1,59	51,17
VASCONIA-PTO SALGAR	75,00	0,10	1,27	0,13	1,72	79,84
PTO SALGAR-BOGOTA	140,00	0,34	1,61	0,45	2,17	54,38
PTO SALGAR PEREIRA	182,00	0,71	2,31	1,23	3,41	25,46
PEREIRA-CALI	174,00	0,67	2,98	1,51	4,92	15,78
SEBASTOPOL-MEDELLIN	168,00	0,52	1,56	0,59	2,19	46,09
TRONCAL BALLENAS-PUERTO SALGAR		1,09		1,64		

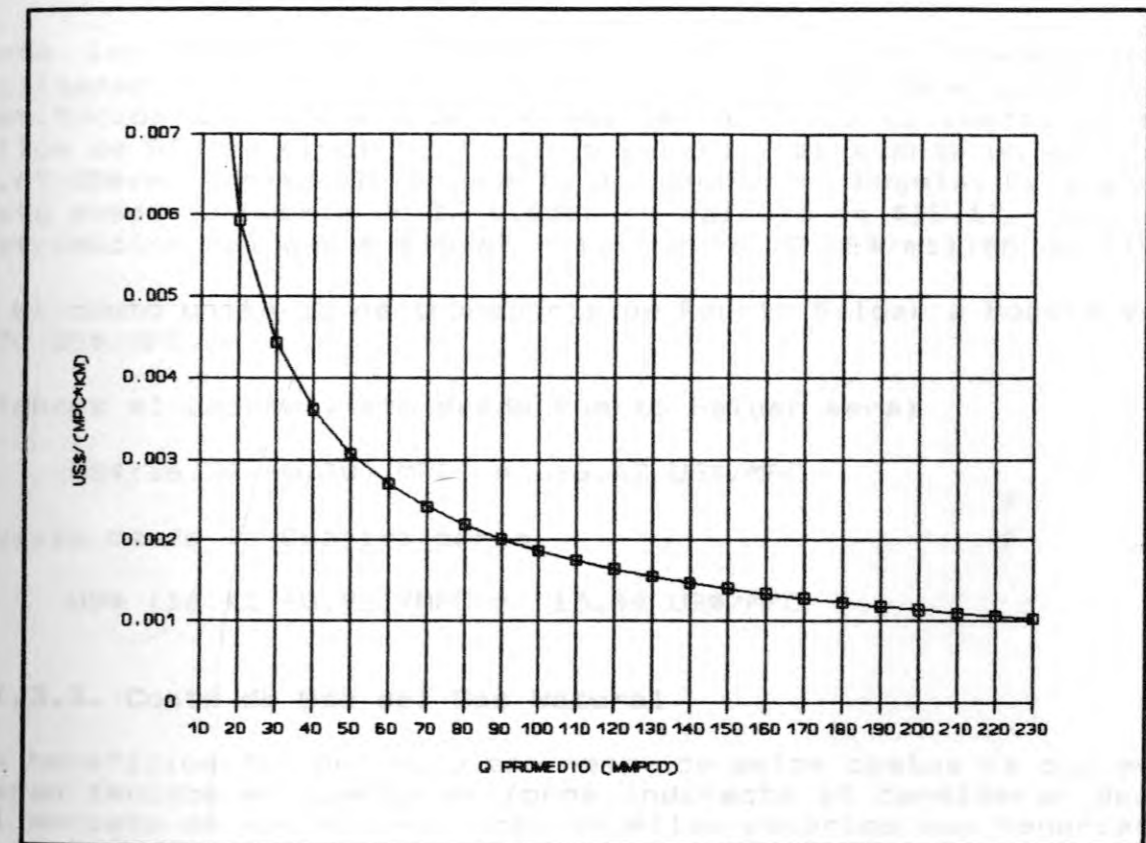
Aunque también se considero la opción de conexión por Tibu, esta se desechó por contar con un costo ligeramente superior, como se registró anteriormente.

De los valores anteriores mediante un análisis de regresión se ajustó la siguiente función:

$\ln$  es la función logaritmo natural, y

$Q$  es el caudal promedio diario

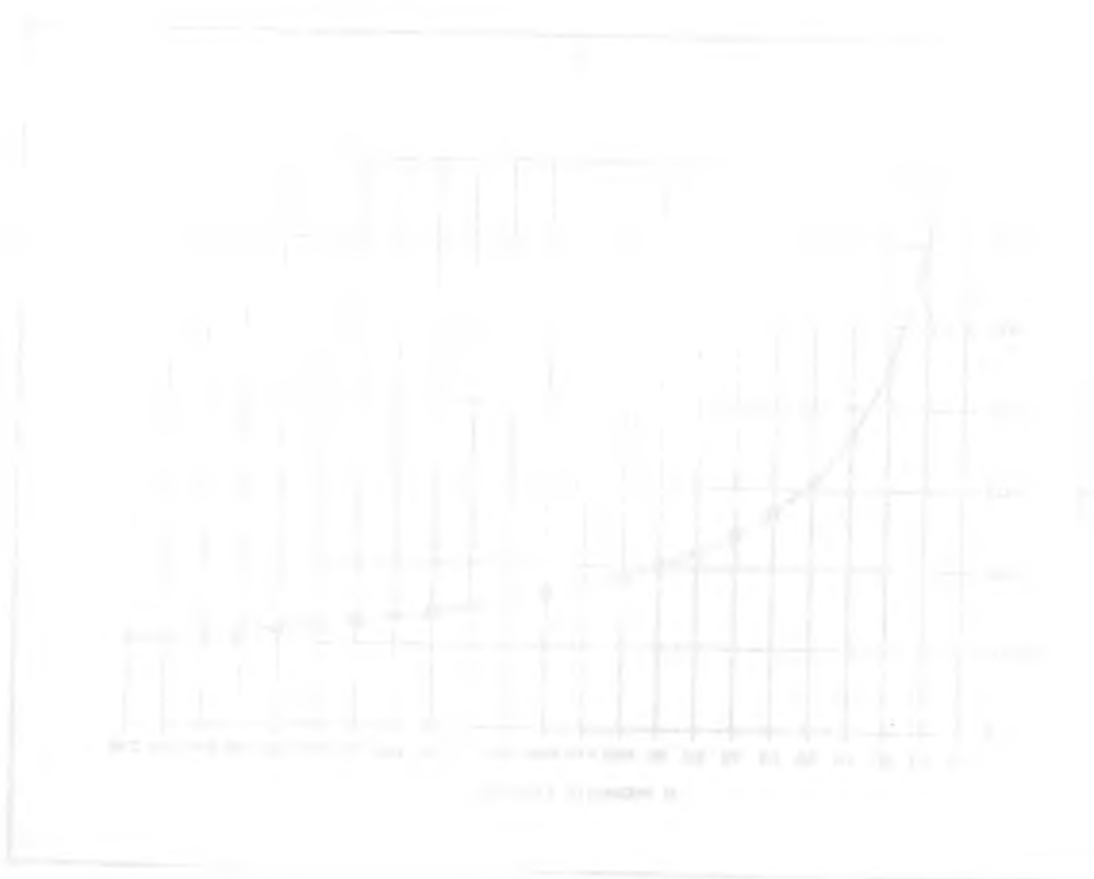
Con base en esta función se obtuvo la gráfica siguiente que permite obtener cálculos aproximados de costos unitarios de transporte en función del caudal a ser transportado.



### III.2.2. Costos de Distribución.

Los costos incrementales promedio de largo plazo de distribución se registraron por separado para los sectores residencial, industrial y de transporte. Para los sectores residencial e industrial se adoptaron los costos calculados en y respectivamente y para el caso de transporte se calcularon los costos medios de las

STANDARD AND  
INDUSTRIAL



estaciones de compresión de llenado rápido, cuyos costos se registran en el capítulo "Estudio de Demandas".

Dentro de estos costos estarían involucrados los correspondientes a las instalaciones internas y a la conversión de los actuales artefactos por artefactos a gas natural.

A continuación se presentan los costos considerados

- Distribución a usuario residencial	1.95 US\$/MPC
- Distribución a usuario industrial	0.50 US\$/MPC
- Estación de llenado rápido de GNC	1.65 US\$/MPC

Tanto los costos de distribución como los de transporte se utilizarán en forma negativa en el cálculo de los beneficios por la sustitución de cada energético así por ejemplo si sustituimos un millón de BTU de electricidad a un usuario representa un ahorro de 18.67 US\$/millón de BTU en puerta de usuario en Bogotá. Este ahorro visto desde la puerta de la ciudad se calculó en  $\$18.67 - \text{costo de distribución del gas} = \$18.67 - 1.95 = 16.72 \text{ US\$/millón de BTU}$ .

Si el costo unitario de transporte de Puerto Salgar a Bogotá es de 0.30 US\$/MPC.

Entonces el ahorro visto desde Puerto Salgar será:

$$\text{US}\$(16.72 - 0.30)/\text{MPC} = 16.42 \text{ US\$/MPC}$$

Y visto desde la Guajira sería

$$\text{US}\$(16.42 - 0.98)/\text{MPC} = 15.44 \text{ US\$/MPC}$$

### III.3.3. Costo de Uso del Gas Natural

Los beneficios del proyecto son netos de estos costos ya que estos fueran tenidos en cuenta en forma indirecta al considerar dentro del mercado de gas natural solo aquellos usuarios que tendrían un beneficio neto por su conversión.

#### IV. CASOS EVALUADOS y RESUMEN DE RESULTADOS.

##### IV.1. Selección de Casos Evaluados.

La selección de los casos a evaluar se hizo considerando sensibilidades a las siguientes variables:

- Precios de Importación.
- Volúmenes a Importar.
- Reservas Nacionales.
- Costos de Transporte.

Cada escenario de precios de importación a su vez determina un escenario de demandas. El Escenario Alto de Demandas fué determinado con un precio de Importación de US\$/MPC 0.80 y el Escenario Bajo con un precio de US/MPC 1.60.

Los escenarios de importaciones considerados fueron:

- Sin Importaciones.
- Importaciones para suministrar un tercio de la demanda de escenario bajo, y
- Un tercio de la demanda del escenario alto de demandas.
- Importaciones Mayores, como se especifica mas abajo.

Como escenarios para las reservas nacionales se consideraron las siguientes:

Reservas Probadas Actuales (3280 GPC sin considerar las reservas probadas del interior cuya utilización se balanceó con la demanda del interior de tal forma que en los pronósticos de demanda se descontó la demanda que sería abastecida con esta reservas).

Reservas Probadas Actuales + Reservas Probables de 1750 GPC.

Reservas Probadas Actuales + Reservas Probables de 3500 GPC.

Los costos de transporte se evaluaron en los dos escenarios que se presentaron en el cuadro del numeral III.2.1.

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados de la evaluación para los casos que se especifican en la siguiente tabla.



Escenario 0 = Sin reservas probables futuras

RESUMEN DE CASOS EVALUADOS

Casos	Res.Futuras1			Importación2				Precio de Imp.3	
	0	A	B	PB	PA	0	Mayor	A	B
1			X	X				X	
2		X			X				X
3			X			0		-	-
4		X				0		-	-
5			X				X	X	
6			X				X		X
7			X		X				X
8		X					X	X	
9		X					X		X
104		-	-	-	-	-	-	-	-
11		X			0				
12	X						X		X
13	X			X*					X
14	X					0		-	X
15	X						X	X	
16	X					0		X	

Notas:

1. Los escenarios de reservas probables se definieron de la siguiente forma:

Escenario A = 1750 GPC, con una capacidad de producción máxima de 120 MMPCD.

" B = 3500 GPC, con una capacidad de producción máxima de 240 MMPCD.

# Escenario 0 = Sin reservas probables futuras

2. Los escenarios de volúmenes de importación evaluados se definen así:

$P_A$  = 1/3 del pronóstico correspondiente al Escenario Alto de las Demandas.

$P_B$  = 1/3 del pronóstico correspondiente al Escenario bajo de las Demandas.

0 = Sin importaciones.

$P_B^*$  = 1/2 del Pronóstico correspondiente al Escenario bajo de las Demandas

Mayor = Corresponde a un plan de compras mayores a los anteriores en función de la demanda del interior (DI) así:

Para el Escenario Bajo.

Si  $DI < 80$  MMPCD, importa todos los requerimientos.  
Cuando  $DI > 80$  y  $< 150$ , importa 80 MMPCD.  
Cuando  $DI > 150$ , importa 120 MMPCD.

Para el Escenario Alto.

Si  $DI < 100$ , importa DI.  
Si  $DI > 100$  y  $< 200$ , importa 100 MMPCD.  
Si  $DI > 200$ , importa 150 MMPCD.

3. Como escenarios de precios de importación se tomaron los siguientes:

A = Corresponde a un precio de frontera de US\$1.60/MPC, y determina el escenario bajo de demandas.

B = Corresponde a un precio de frontera de US\$0.80/MPC, y determina el escenario alto de demandas.

4. En este caso se considera la no ejecución del proyecto de interconexión y se evalúan los beneficios y costos de atender solo el mercado de la costa atlántica, con las reservas probadas de la región exclusivamente.

IV.2. Resumen de los Beneficios y Costos de los Casos Evaluados.

A) Costa Aislado (Cifras en Millones de US\$).

Caso	Beneficio Bruto	Beneficio Neto	Costo Gas	Corrección Terminal
10	2179	1726	587	133

B) Interconexión con la Costa y Reservas Probables de 1750 GPC (cifras en millones de US\$).

Caso	Beneficio Bruto	Beneficio Neto	Costo Gas	Corrección Terminal
1*	3889	3327	1059	497
3	3930	3677	721	468
5*	3926	3221	1251	546
6	4359	3751	1104	496
7	4318	3743	1049	474
11	3850	3612	717	479

Los casos con \* tienen precio de importación de US\$1.60/MPC, los demás de 0.80 US\$/MPC.

C) Interconexión con la Costa y Reservas Probables de 3500 GPC (cifras en millones de US\$)

Caso	Beneficio Bruto	Beneficio Neto	Costo Gas	Corrección Terminal
2	4564	4386	1164	987
4	4053	4188	829	964
8	3976	3743	1124	1124
9	4511	4333	1210	1032

Todos los casos de este grupo se evaluaron con un precio de importación que inicia en US\$ 0.80/MPC.

D) Interconexión con la Costa sin Reservas Probables. (cifras en millones de US\$).

Caso	Beneficio Bruto	Beneficio Neto	Costo Gas	Corrección Terminal
12	4058	3188	946	76
13	4221	3199	1099	77
14	3587	3056	600	69
15	3718	2687	1117	86
16	3355	2827	598	70

CASO 1

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.6

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2235
INTERIOR	1654
BARRANCABERMEJA	162
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1514
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1654
COSTO DEL GAS	-1059
CORRECCION TERMINAL	497
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3327

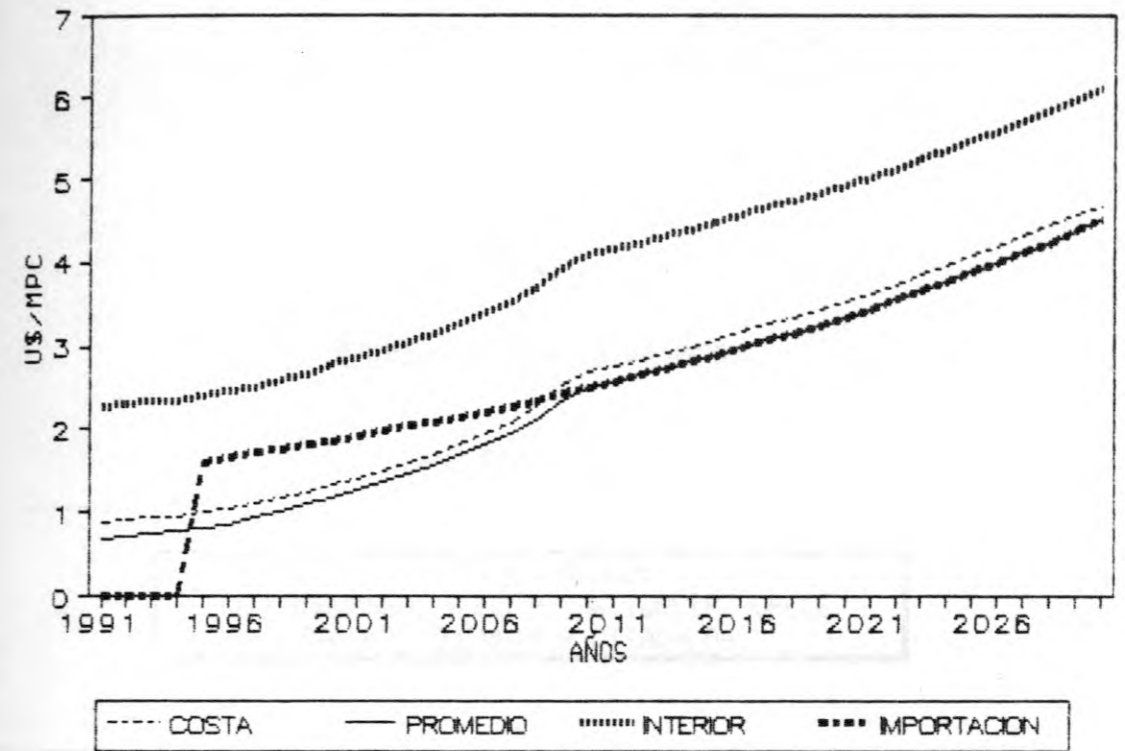
AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE	PRECIO DEL
	Costa	Promedio	Interior	IMPORTACION	SUSTITUTO
1991	0.88	0.68	2.28	0.00	1.60
1992	0.90	0.70	2.30	0.00	1.60
1993	0.93	0.73	2.33	0.00	1.60
1994	0.96	0.76	2.36	0.00	1.60
1995	0.99	0.80	2.40	1.60	1.60
1996	1.03	0.85	2.45	1.65	1.65
1997	1.09	0.92	2.52	1.70	1.70
1998	1.16	1.00	2.60	1.75	1.75
1999	1.23	1.08	2.68	1.80	1.80
2000	1.32	1.17	2.77	1.85	1.85
2001	1.40	1.25	2.85	1.91	1.91
2002	1.48	1.35	2.95	1.97	1.97
2003	1.58	1.45	3.05	2.03	2.03
2004	1.69	1.55	3.15	2.09	2.09
2005	1.81	1.67	3.27	2.15	2.15
2006	1.94	1.80	3.40	2.21	2.21
2007	2.08	1.94	3.54	2.28	2.28
2008	2.27	2.11	3.71	2.35	2.35
2009	2.53	2.34	3.94	2.42	2.42
2010	2.69	2.49	4.09	2.49	2.49

## NOTAS

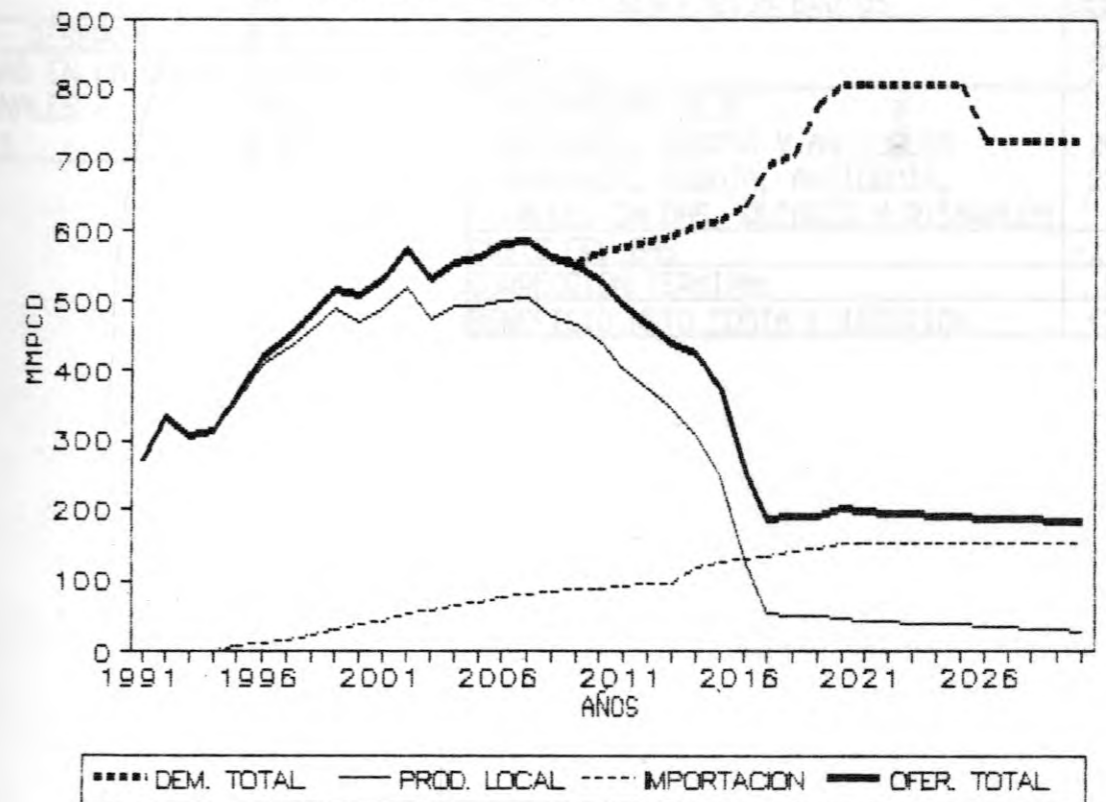
COSTA: COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA
PROMEDIO: PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION
INTERIOR: COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	PAIS		COSTA	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		MMPCD
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	5031	52	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	4910	41	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	4799	44	27
1994	315	0	315	315	0	315	0	315	4684	42	26
1995	363	16	346	357	0	357	6	363	4554	35	22
1996	420	45	376	411	0	411	10	420	4404	30	19
1997	448	43	405	432	0	432	15	448	4246	27	17
1998	481	69	412	459	0	459	23	481	4079	24	15
1999	517	105	412	488	0	488	29	517	3900	22	14
2000	508	113	396	471	0	471	38	508	3729	21	14
2001	530	128	402	402	86	488	42	530	3551	19	12
2002	575	163	412	428	93	522	54	575	3360	17	11
2003	531	162	370	390	83	473	58	531	3187	17	11
2004	553	175	378	404	87	491	62	553	3008	16	9
2005	562	186	375	406	87	493	69	562	2828	15	8
2006	580	196	384	415	88	503	78	580	2645	13	6
2007	585	203	383	418	88	506	80	585	2460		
2008	562	209	354	397	82	480	83	562	2285		
2009	554	216	338	388	80	467	85	553	2115		
2010	570	222	348	369	76	445	88	533	1952		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



## CASO 2

## RESUMEN DEL CASO EVALUADO

## CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	3500
TOTALES	6781

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2218
INTERIOR	2346
BARRANCABERMEJA	395
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	2064
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2346
COSTO DEL GAS	-1164
CORRECCION TERMINAL	987
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	4386



AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.91	0.71	1.81	0.00	1.60
1992	0.93	0.73	1.83	0.00	1.60
1993	0.96	0.76	1.86	0.00	1.60
1994	0.99	0.79	1.89	0.00	1.60
1995	1.03	0.83	1.93	0.80	1.60
1996	1.06	0.86	1.96	0.82	1.65
1997	1.13	0.92	2.02	0.85	1.70
1998	1.19	0.98	2.08	0.87	1.75
1999	1.27	1.05	2.15	0.90	1.80
2000	1.35	1.12	2.22	0.93	1.85
2001	1.43	1.19	2.29	0.96	1.91
2002	1.52	1.26	2.36	0.98	1.97
2003	1.61	1.34	2.44	1.01	2.03
2004	1.72	1.43	2.53	1.04	2.09
2005	1.83	1.52	2.62	1.08	2.15
2006	1.96	1.63	2.73	1.11	2.21
2007	2.11	1.74	2.84	1.14	2.28
2008	2.27	1.87	2.97	1.17	2.35
2009	2.62	2.14	3.24	1.21	2.42
2010	2.69	2.18	3.28	1.25	2.49

NOTAS

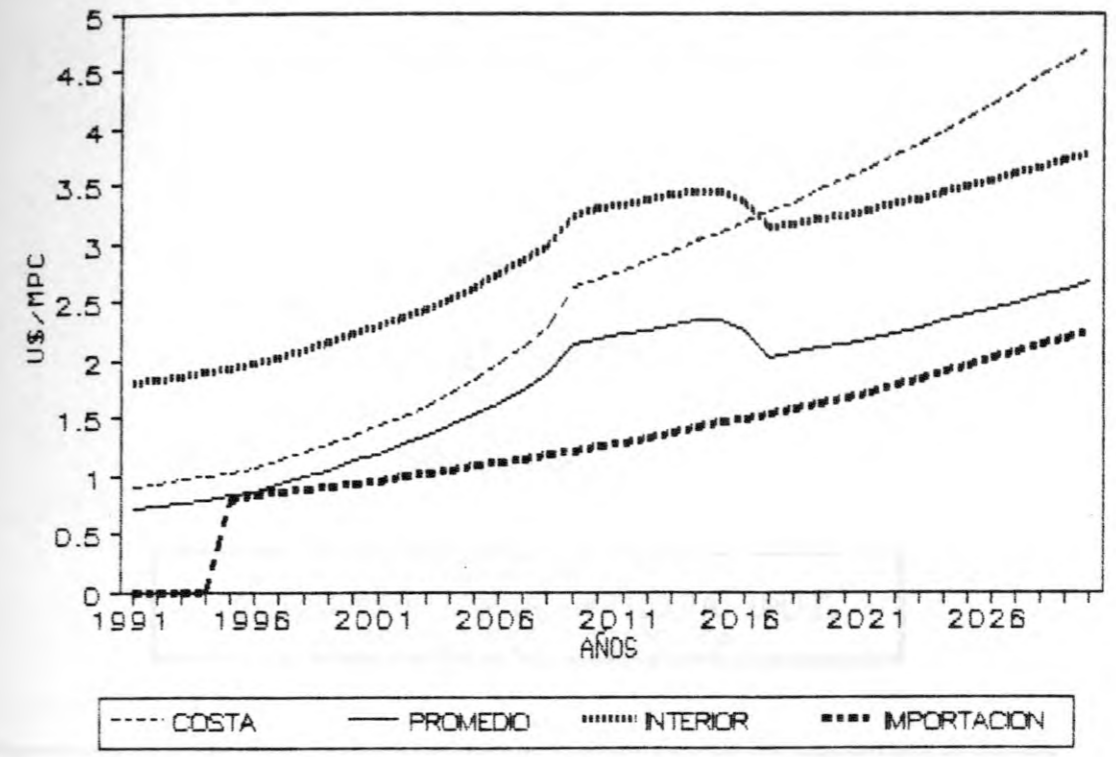
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

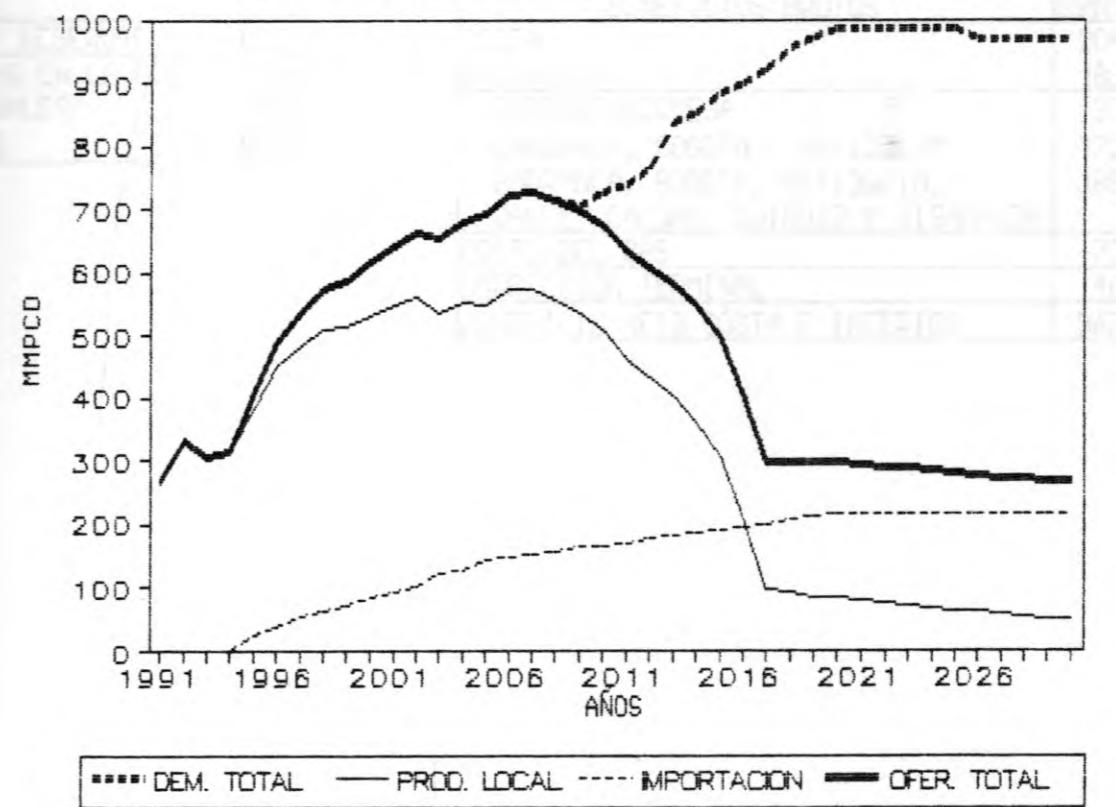
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	GPC		PAIS	COSTA
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	6781	70	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	6660	56	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	6549	60	27
1994	315	0	315	315	0	315	0	315	6434	57	26
1995	409	74	335	383	0	383	25	409	6294	43	23
1996	487	111	376	449	0	449	38	487	6130	35	19
1997	538	133	405	485	0	485	52	538	5953	31	17
1998	573	161	412	511	0	511	62	573	5767	28	15
1999	585	191	394	378	136	514	71	585	5579	27	14
2000	618	222	396	387	146	533	85	618	5385	25	13
2001	640	238	402	395	151	546	94	640	5185	23	11
2002	661	264	397	403	156	559	102	661	4981	21	10
2003	656	286	370	387	148	535	121	656	4786	21	10
2004	679	300	378	397	154	552	127	679	4585	18	8
2005	691	316	375	396	152	548	143	691	4384	18	6
2006	723	339	384	417	159	575	148	723	4174	17	5
2007	725	342	383	416	156	572	153	725	3966		
2008	715	361	354	407	151	558	157	715	3762		
2009	707	369	338	390	144	534	162	696	3567		
2010	727	379	348	372	137	509	166	675	3382		

### TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



### BALANCE OFERTA - DEMANDA



## CASO 3

## RESUMEN DEL CASO EVALUADO

## CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2040
INTERIOR	1890
BARRANCABERMEJA	375
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1727
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1890
COSTO DEL GAS	-721
CORRECCION TERMINAL	468
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3677

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.95	0.75	1.85	0.00	1.60
1992	0.98	0.78	1.88	0.00	1.60
1993	1.02	0.82	1.92	0.00	1.60
1994	1.07	0.87	1.97	0.00	1.60
1995	1.12	0.92	2.02	0.00	1.60
1996	1.17	0.97	2.07	0.00	1.65
1997	1.25	1.05	2.15	0.00	1.70
1998	1.35	1.15	2.25	0.00	1.75
1999	1.45	1.25	2.35	0.00	1.80
2000	1.56	1.36	2.46	0.00	1.85
2001	1.67	1.47	2.57	0.00	1.91
2002	1.83	1.63	2.73	0.00	1.97
2003	1.94	1.74	2.84	0.00	2.03
2004	2.07	1.87	2.97	0.00	2.09
2005	2.35	2.15	3.25	0.00	2.15
2006	2.41	2.21	3.31	0.00	2.21
2007	2.48	2.28	3.38	0.00	2.28
2008	2.55	2.35	3.45	0.00	2.35
2009	2.62	2.42	3.52	0.00	2.42
2010	2.69	2.49	3.59	0.00	2.49

## NOTAS

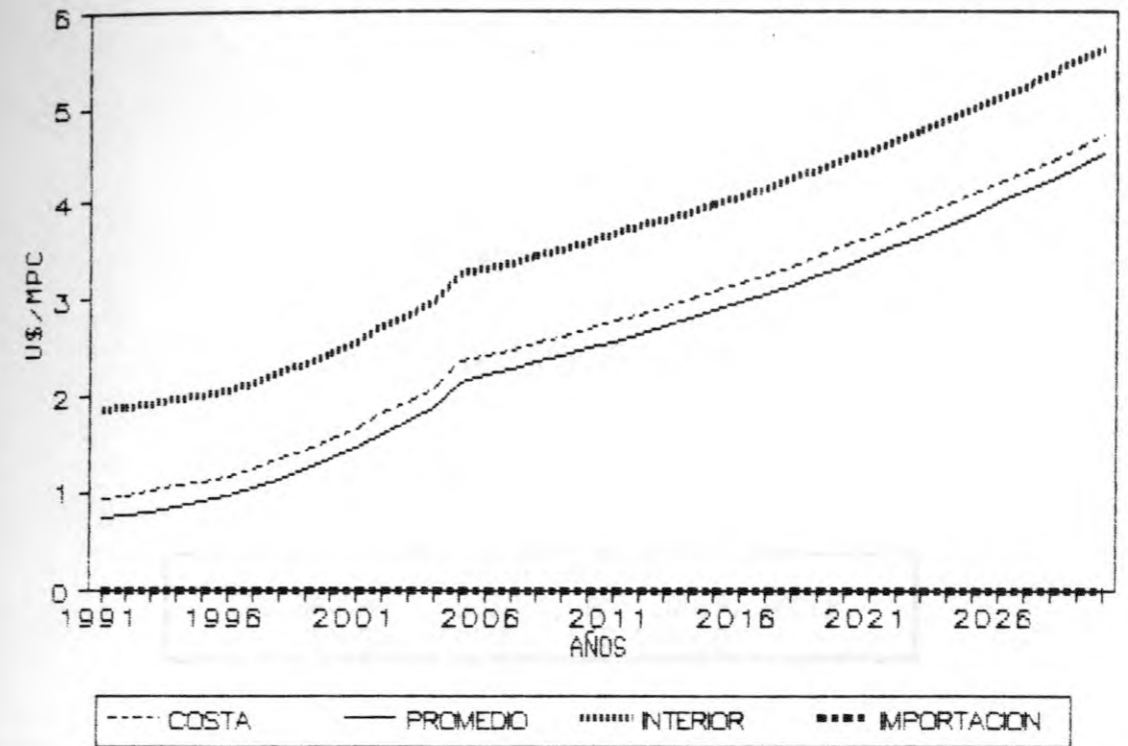
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD  
EN CABEZA DE POZO  
MAS TRANSPORTE A LA  
COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO  
ENTRE EL COSTO DEL  
GAS EN CABEZA DE  
POZO Y EL PRECIO DE  
IMPORTACION

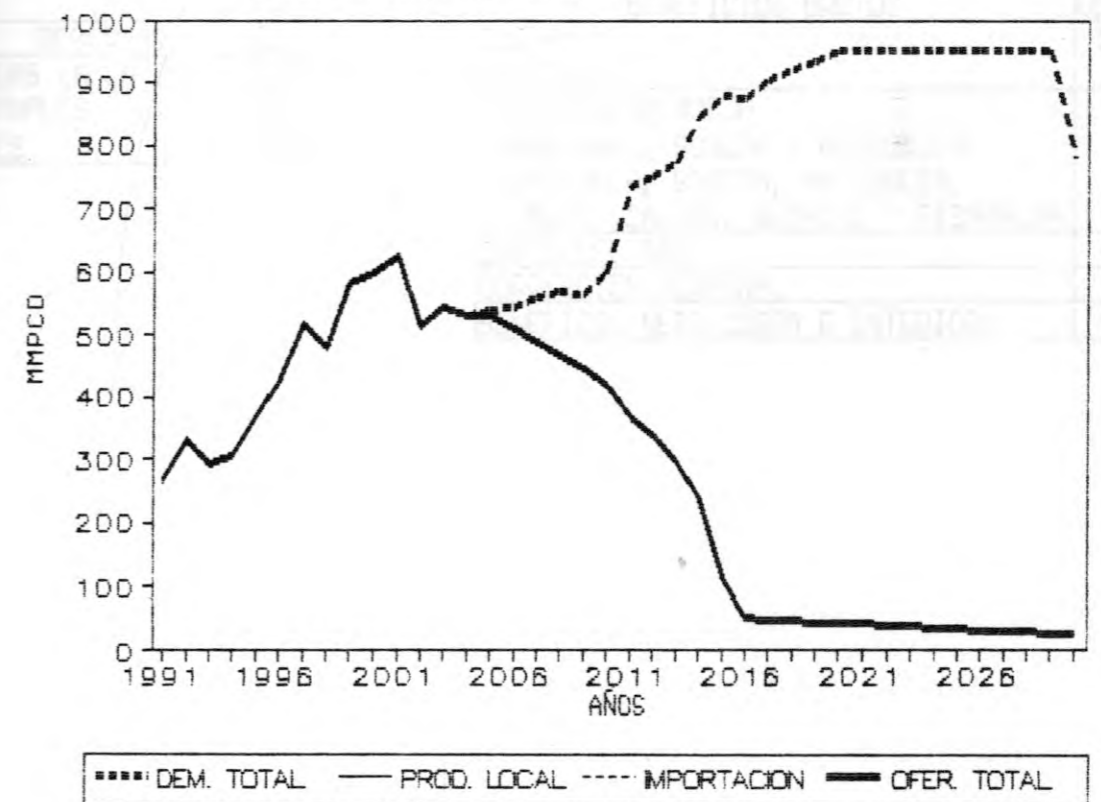
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS  
COSTO DE TRANSPORTE  
DEL GASODUCTO  
TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	PAIS		COSTA	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		MPCD
991	269	0	269	269	0	269	0	269	5031	52	33
992	333	0	333	333	0	333	0	333	4910	41	26
993	294	0	294	294	0	294	0	294	4802	46	28
994	305	0	305	305	0	305	0	305	4691	43	26
995	368	33	395	368	0	368	0	368	4557	35	23
996	423	47	376	423	0	423	0	423	4403	30	19
997	520	133	387	520	0	520	0	520	4213	23	17
998	480	85	395	480	0	480	0	480	4038	24	16
999	581	187	394	484	97	581	0	581	3826	19	14
000	600	219	381	498	102	600	0	600	3607	17	13
001	624	236	388	517	107	624	0	624	3379	16	12
002	515	163	351	429	85	515	0	515	3191	18	11
003	543	184	359	452	91	543	0	543	2993	16	9
004	533	176	358	444	90	533	0	533	2798	15	8
005	539	211	328	442	88	530	0	530	2605	14	7
006	542	206	336	426	84	510	0	510	2419	14	5
007	560	215	345	408	80	488	0	488	2241		
008	568	240	329	391	76	467	0	467	2070		
009	566	228	338	372	72	444	0	444	1908		
010	600	253	348	351	68	419	0	419	1755		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 4

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
 CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
 CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	3500
TOTALES	6781

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2092
INTERIOR	1961
BARRANCABERMEJA	376
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1837
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1961
COSTO DEL GAS	-829
CORRECCION TERMINAL	964
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	4188

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.96	0.76	1.86	0.00	1.60
1992	0.99	0.79	1.89	0.00	1.60
1993	1.03	0.83	1.93	0.00	1.60
1994	1.07	0.87	1.97	0.00	1.60
1995	1.12	0.92	2.02	0.00	1.60
1996	1.18	0.98	2.08	0.00	1.65
1997	1.26	1.06	2.16	0.00	1.70
1998	1.35	1.15	2.25	0.00	1.75
1999	1.44	1.24	2.34	0.00	1.80
2000	1.55	1.35	2.45	0.00	1.85
2001	1.66	1.46	2.56	0.00	1.91
2002	1.78	1.58	2.68	0.00	1.97
2003	1.91	1.71	2.81	0.00	2.03
2004	2.20	2.00	3.10	0.00	2.09
2005	2.27	2.07	3.17	0.00	2.15
2006	2.36	2.16	3.26	0.00	2.21
2007	2.44	2.24	3.34	0.00	2.28
2008	2.55	2.35	3.45	0.00	2.35
2009	2.62	2.42	3.52	0.00	2.42
2010	2.69	2.49	3.59	0.00	2.49

NOTAS

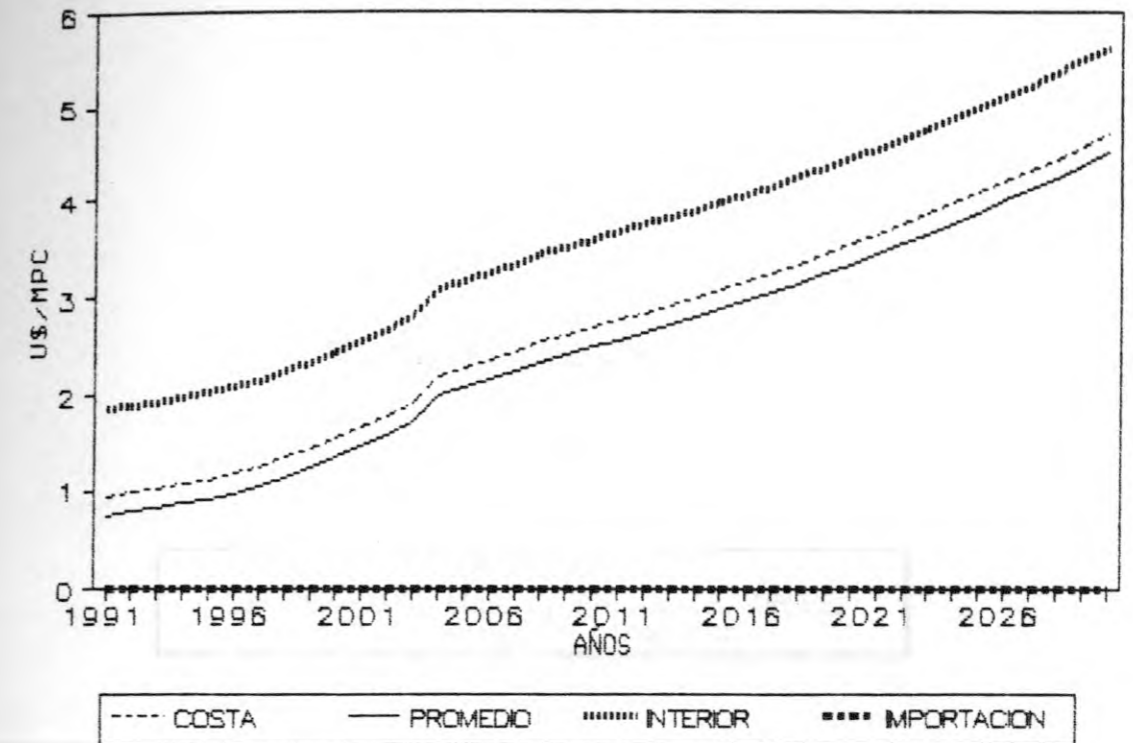
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

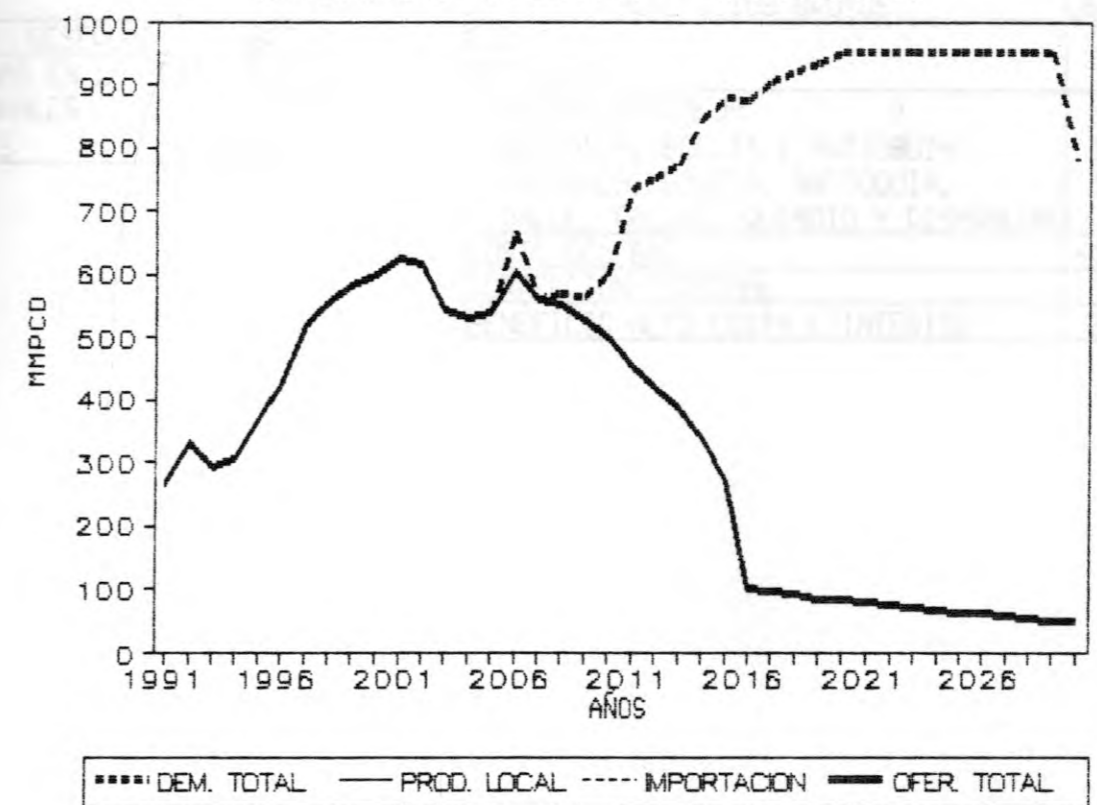
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	GPC		PAIS	COSTA
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				MMPCD		
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	6781	70	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	6660	56	26
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	6552	62	28
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	6441	59	26
1995	368	33	335	368	0	368	0	368	6307	48	23
1996	423	47	376	423	0	423	0	423	6153	41	19
1997	520	133	387	520	0	520	0	520	5963	32	17
1998	555	161	395	555	0	555	0	555	5760	29	16
1999	581	187	394	421	160	581	0	581	5548	27	14
2000	600	219	381	431	169	600	0	600	5329	25	13
2001	624	236	388	446	178	624	0	624	5102	23	11
2002	615	264	351	440	175	615	0	615	4877	23	11
2003	543	184	359	391	152	543	0	543	4679	25	9
2004	533	176	358	384	150	533	0	533	4484	24	8
2005	539	211	328	389	150	539	0	539	4288	23	7
2006	665	329	336	434	168	601	0	601	4068	20	5
2007	560	215	345	405	154	560	0	560	3864		
2008	568	240	328	401	151	552	0	552	3662		
2009	566	228	338	384	144	527	0	527	3470		
2010	600	253	348	364	137	501	0	501	3287		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA





RESERVA	PROBADA	ADICIONAL	TOTAL
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10
11	11	11	11
12	12	12	12
13	13	13	13
14	14	14	14
15	15	15	15
16	16	16	16
17	17	17	17
18	18	18	18
19	19	19	19
20	20	20	20
21	21	21	21
22	22	22	22
23	23	23	23
24	24	24	24
25	25	25	25
26	26	26	26
27	27	27	27
28	28	28	28
29	29	29	29
30	30	30	30
31	31	31	31
32	32	32	32
33	33	33	33
34	34	34	34
35	35	35	35
36	36	36	36
37	37	37	37
38	38	38	38
39	39	39	39
40	40	40	40
41	41	41	41
42	42	42	42
43	43	43	43
44	44	44	44
45	45	45	45
46	46	46	46
47	47	47	47
48	48	48	48
49	49	49	49
50	50	50	50

CASO 5

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.6

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	
	US\$M
COSTA	2255
INTERIOR	1671
BARRANCABERMEJA	163
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1531
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1671
COSTO DEL GAS	-1251
CORRECCION TERMINAL	546
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3221

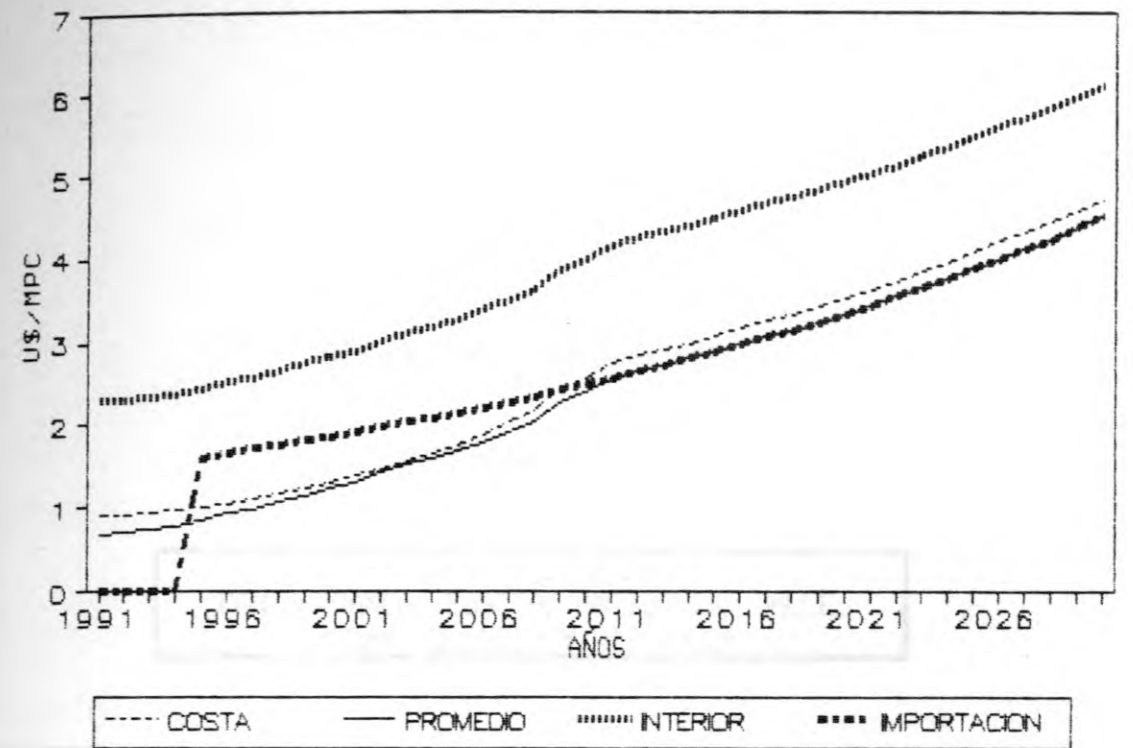
AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE	PRECIO DEL
	Costa	Promedio	Interior	IMPORTACION	SUSTITUTO
1991	0.89	0.69	2.29	0.00	1.60
1992	0.91	0.71	2.31	0.00	1.60
1993	0.94	0.74	2.34	0.00	1.60
1994	0.96	0.76	2.36	0.00	1.60
1995	0.99	0.83	2.43	1.60	1.60
1996	1.03	0.92	2.52	1.65	1.65
1997	1.09	0.97	2.57	1.70	1.70
1998	1.16	1.07	2.67	1.75	1.75
1999	1.23	1.15	2.75	1.80	1.80
2000	1.31	1.22	2.82	1.85	1.85
2001	1.38	1.29	2.89	1.91	1.91
2002	1.46	1.41	3.01	1.97	1.97
2003	1.55	1.51	3.11	2.03	2.03
2004	1.65	1.59	3.19	2.09	2.09
2005	1.76	1.69	3.29	2.15	2.15
2006	1.89	1.80	3.40	2.21	2.21
2007	2.03	1.92	3.52	2.28	2.28
2008	2.18	2.05	3.65	2.35	2.35
2009	2.43	2.27	3.87	2.42	2.42
2010	2.57	2.40	4.00	2.49	2.49

NOTAS

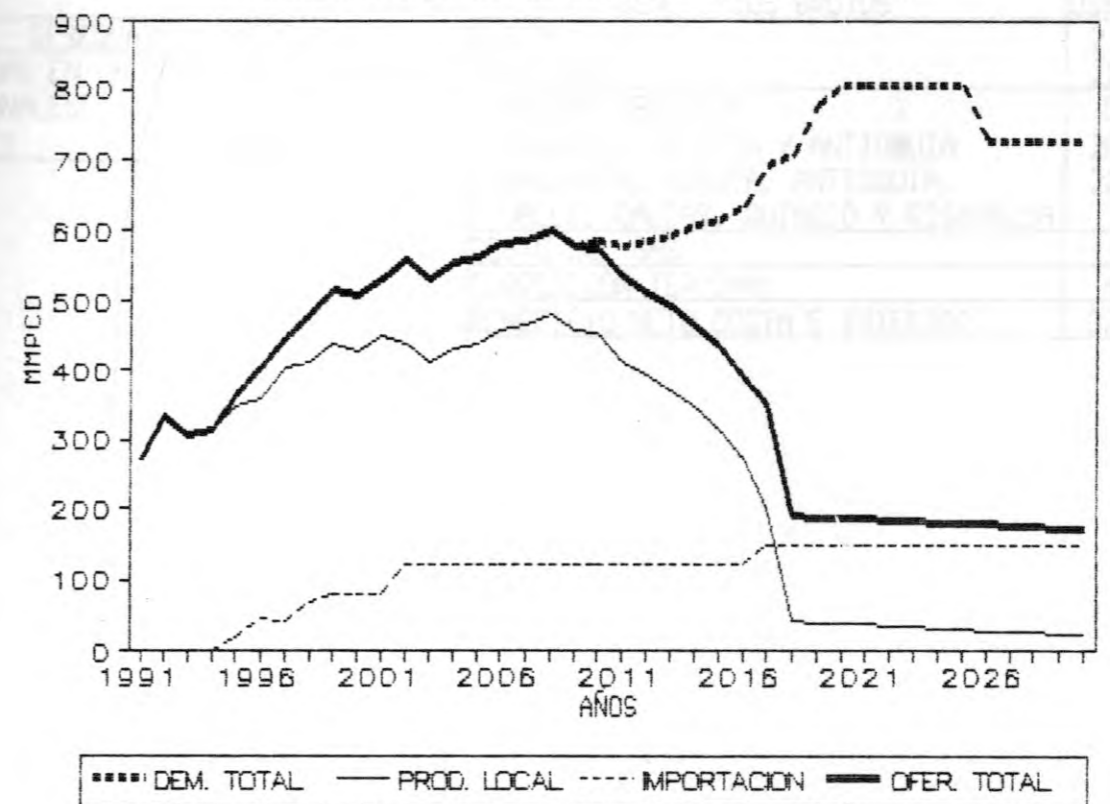
<b>COSTA:</b> COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA
<b>PROMEDIO:</b> PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION
<b>INTERIOR:</b> COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA	RELACION R/P (AÑOS)		
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	MMPCD	REMANENTE	PAIS		
				ACTUAL	FUTURA					Esperadas	Probadas	
991	269	0	269	269	0	0	269	0	269	5031	52	33
992	333	0	333	333	0	0	333	0	333	4910	41	26
993	304	0	304	304	0	0	304	0	304	4799	44	27
994	315	0	315	315	0	0	315	0	315	4684	42	26
995	363	16	346	346	0	16	363	16	363	4558	35	22
996	403	45	376	359	0	45	403	45	403	4427	31	20
997	448	43	405	330	74	43	448	43	448	4252	27	17
998	481	69	412	360	52	69	481	69	481	4101	24	16
999	517	105	412	377	60	80	517	80	517	3942	22	15
000	508	113	396	368	60	80	508	80	508	3785	21	14
001	530	128	402	385	65	80	530	80	530	3621	20	13
002	558	163	412	375	63	120	558	120	558	3461	18	11
003	531	162	370	353	59	120	531	120	531	3311	18	12
004	553	175	378	371	63	120	553	120	553	3153	16	10
005	562	186	375	378	63	120	562	120	562	2992	15	9
006	580	196	384	395	66	120	580	120	580	2824	14	8
007	585	203	383	400	65	120	585	120	585	2654		
008	601	209	392	414	67	120	601	120	601	2478		
009	579	216	363	396	63	120	579	120	579	2311		
010	585	237	348	392	62	120	574	120	574	2145		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



## CASO 6

## RESUMEN DEL CASO EVALUADO

## CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2137
INTERIOR	2222
BARRANCABERMEJA	394
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	2021
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2222
COSTO DEL GAS	-1104
CORRECCION TERMINAL	496
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3751

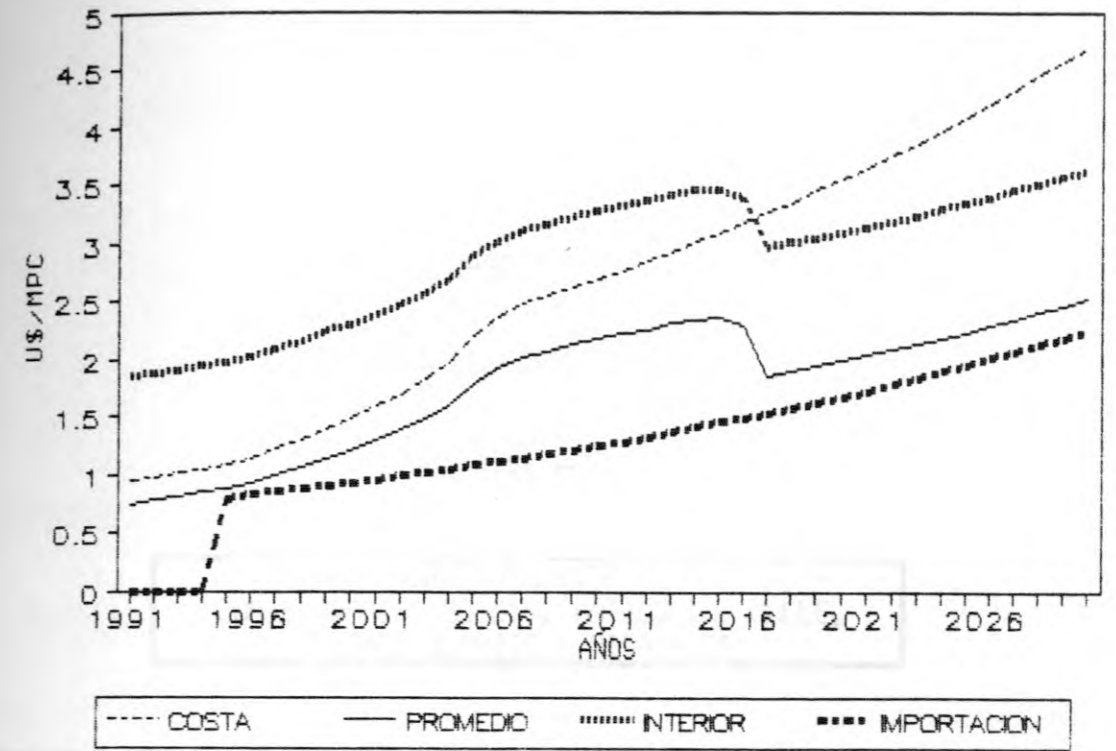
AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.94	0.74	1.84	0.00	1.60
1992	0.97	0.77	1.87	0.00	1.60
1993	1.01	0.81	1.91	0.00	1.60
1994	1.05	0.85	1.95	0.00	1.60
1995	1.09	0.88	1.98	0.80	1.60
1996	1.14	0.92	2.02	0.82	1.65
1997	1.22	0.99	2.09	0.85	1.70
1998	1.30	1.06	2.16	0.87	1.75
1999	1.39	1.14	2.24	0.90	1.80
2000	1.49	1.20	2.30	0.93	1.85
2001	1.59	1.29	2.39	0.96	1.91
2002	1.70	1.39	2.49	0.98	1.97
2003	1.83	1.48	2.58	1.01	2.03
2004	1.96	1.60	2.70	1.04	2.09
2005	2.20	1.80	2.90	1.08	2.15
2006	2.36	1.92	3.02	1.11	2.21
2007	2.48	2.01	3.11	1.14	2.28
2008	2.55	2.07	3.17	1.17	2.35
2009	2.62	2.12	3.22	1.21	2.42
2010	2.69	2.17	3.27	1.25	2.49

NOTAS

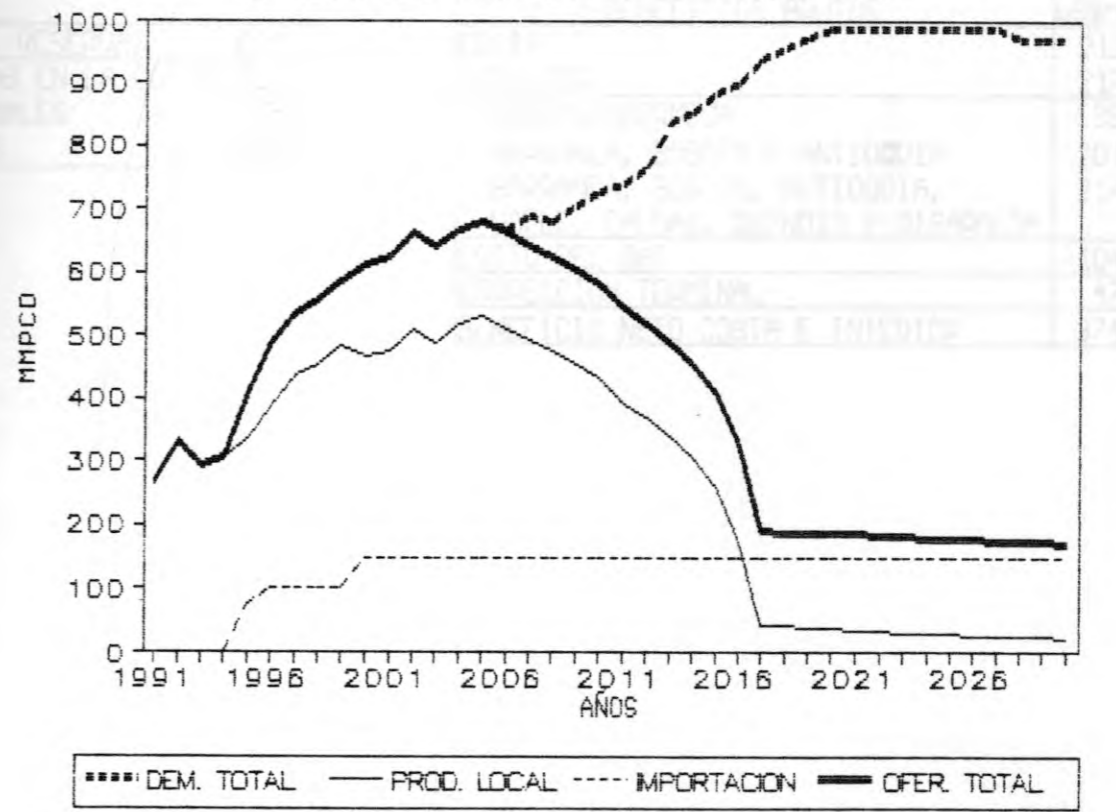
<b>COSTA:</b> COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA
<b>PROMEDIO:</b> PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION
<b>INTERIOR:</b> COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA	RELACION R/P (AÑOS)	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	PRODUCCION		TOTAL	IMPORT.	TOTAL	REMANENTE	PAIS	COSTA
				ACTUAL	FUTURA						
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	5031	52	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	4910	41	26
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	4802	46	28
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	4691	43	26
1995	409	74	335	335	0	335	74	409	4569	31	23
1996	487	111	376	323	64	387	100	487	4405	26	19
1997	538	133	405	384	53	438	100	538	4245	22	17
1998	555	161	395	397	58	455	100	555	4079	21	16
1999	585	191	394	418	67	485	100	585	3902	19	15
2000	615	219	396	400	65	465	150	615	3732	17	14
2001	626	238	388	409	67	476	150	626	3559	16	13
2002	661	264	397	438	73	511	150	661	3372	15	11
2003	641	282	359	421	70	491	150	641	3193	14	11
2004	667	300	367	443	74	517	150	667	3004	13	9
2005	681	316	366	455	76	531	150	681	2810	12	8
2006	666	330	336	440	72	512	150	662	2623	12	7
2007	687	342	345	425	68	493	150	643	2443		
2008	681	352	329	409	65	474	150	624	2270		
2009	707	369	338	393	62	454	150	604	2105		
2010	727	379	348	375	59	434	150	584	1946		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 7

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2139
INTERIOR	2179
BARRANCABERMEJA	385
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	2011
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2179
COSTO DEL GAS	-1049
CORRECCION TERMINAL	474
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3743

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US./MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.93	0.73	1.83	0.00	1.60
1992	0.96	0.76	1.86	0.00	1.60
1993	0.99	0.79	1.89	0.00	1.60
1994	1.03	0.83	1.93	0.00	1.60
1995	1.08	0.87	1.97	0.80	1.60
1996	1.13	0.92	2.02	0.82	1.65
1997	1.20	0.99	2.09	0.85	1.70
1998	1.29	1.06	2.16	0.87	1.75
1999	1.38	1.15	2.25	0.90	1.80
2000	1.48	1.23	2.33	0.93	1.85
2001	1.58	1.32	2.42	0.96	1.91
2002	1.70	1.42	2.52	0.98	1.97
2003	1.82	1.51	2.61	1.01	2.03
2004	1.96	1.62	2.72	1.04	2.09
2005	2.17	1.78	2.88	1.08	2.15
2006	2.41	1.96	3.06	1.11	2.21
2007	2.47	2.00	3.10	1.14	2.28
2008	2.54	2.05	3.15	1.17	2.35
2009	2.61	2.10	3.20	1.21	2.42
2010	2.69	2.14	3.24	1.25	2.49

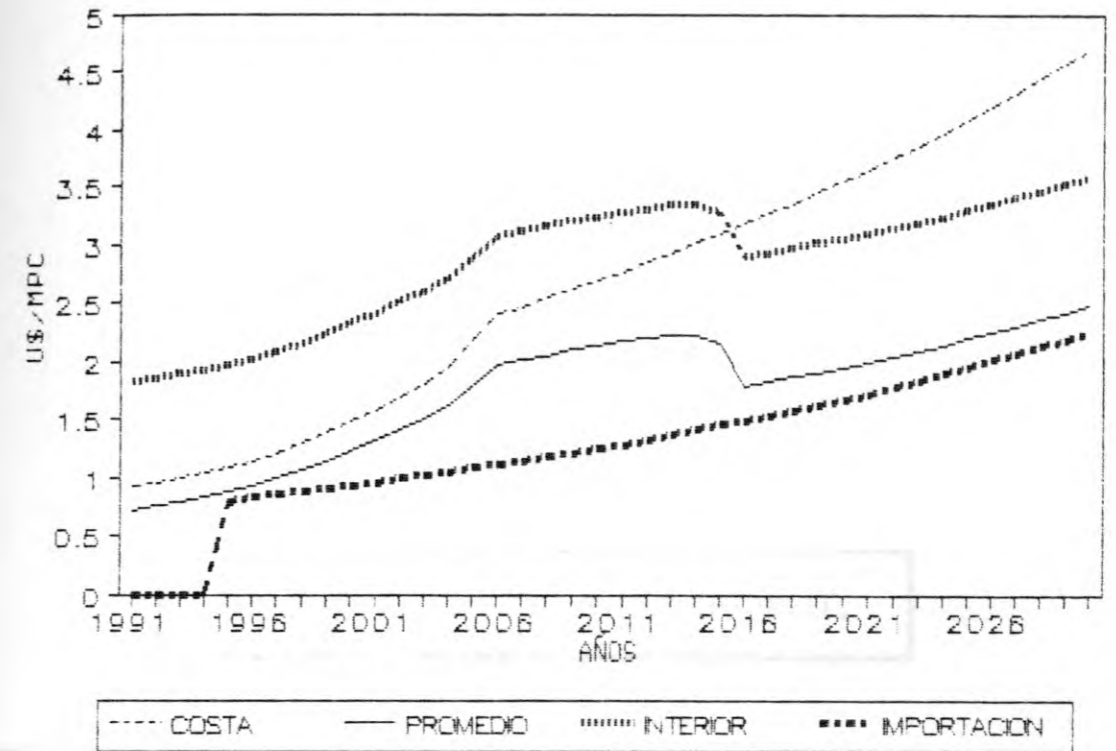
NOTAS

COSTA: COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA
PROMEDIO: PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION
INTERIOR: COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

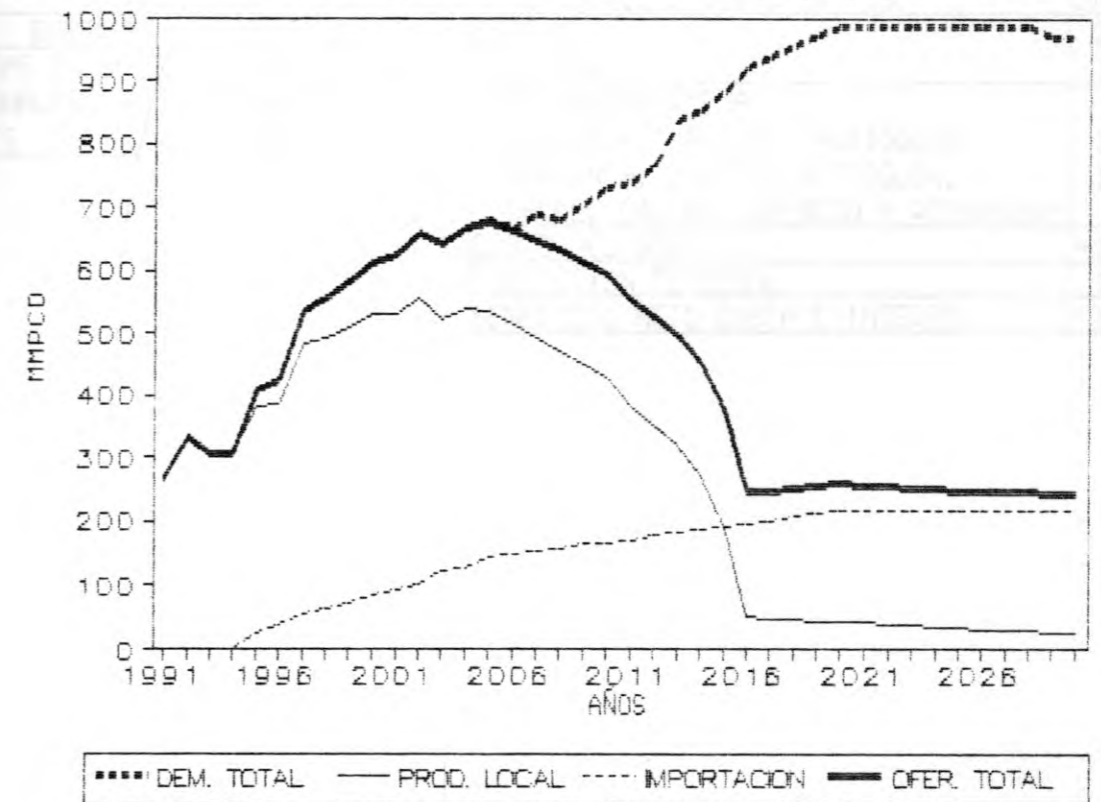
AÑO	DEMANDA (MPCD)			OFERTA					RESERVA	RELACION R/P (AÑOS)	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	PRODUCCION		TOTAL	IMPORT.	TOTAL	REMANENTE	PAIS	
				ACTUAL	FUTURA					GPC	Esperadas
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	5031	52	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	4910	41	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	4799	44	27
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	4688	43	26
1995	409	74	335	383	0	383	25	409	4548	31	23
1996	423	47	376	385	0	385	38	423	4407	29	19
1997	538	133	405	485	0	485	52	538	4230	22	17
1998	555	161	395	493	0	493	62	555	4050	21	16
1999	581	187	394	428	81	509	71	581	3864	19	15
2000	615	219	396	442	87	529	85	615	3671	17	13
2001	626	238	388	444	88	532	94	626	3477	16	12
2002	661	264	397	465	93	559	102	661	3273	14	11
2003	641	282	359	435	86	521	121	641	3083	14	10
2004	667	300	367	450	90	540	127	667	2886	13	8
2005	681	316	366	447	88	535	143	678	2691	12	7
2006	665	329	336	431	84	515	148	663	2503	11	6
2007	687	342	345	414	80	494	153	647	2323		
2008	681	352	329	398	76	473	157	631	2150		
2009	707	369	338	379	72	451	162	613	1985		
2010	730	382	348	359	68	428	166	594	1829		



## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 8

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.6

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	3500
TOTALES	6781

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2281
INTERIOR	1695
BARRANCABERMEJA	163
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1553
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1695
COSTO DEL GAS	-1357
CORRECCION TERMINAL	1124
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3743

CASO 8

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.92	0.72	2.32	0.00	1.60
1992	0.94	0.74	2.34	0.00	1.60
1993	0.96	0.76	2.36	0.00	1.60
1994	0.98	0.78	2.38	0.00	1.60
1995	1.01	0.85	2.45	1.60	1.60
1996	1.04	0.93	2.53	1.65	1.65
1997	1.09	0.97	2.57	1.70	1.70
1998	1.15	1.07	2.67	1.75	1.75
1999	1.22	1.14	2.74	1.80	1.80
2000	1.29	1.21	2.81	1.85	1.85
2001	1.35	1.27	2.87	1.91	1.91
2002	1.43	1.38	2.98	1.97	1.97
2003	1.50	1.47	3.07	2.03	2.03
2004	1.61	1.56	3.16	2.09	2.09
2005	1.70	1.63	3.23	2.15	2.15
2006	1.79	1.72	3.32	2.21	2.21
2007	1.90	1.81	3.41	2.28	2.28
2008	2.01	1.92	3.52	2.35	2.35
2009	2.14	2.03	3.63	2.42	2.42
2010	2.27	2.16	3.76	2.49	2.49

NOTAS

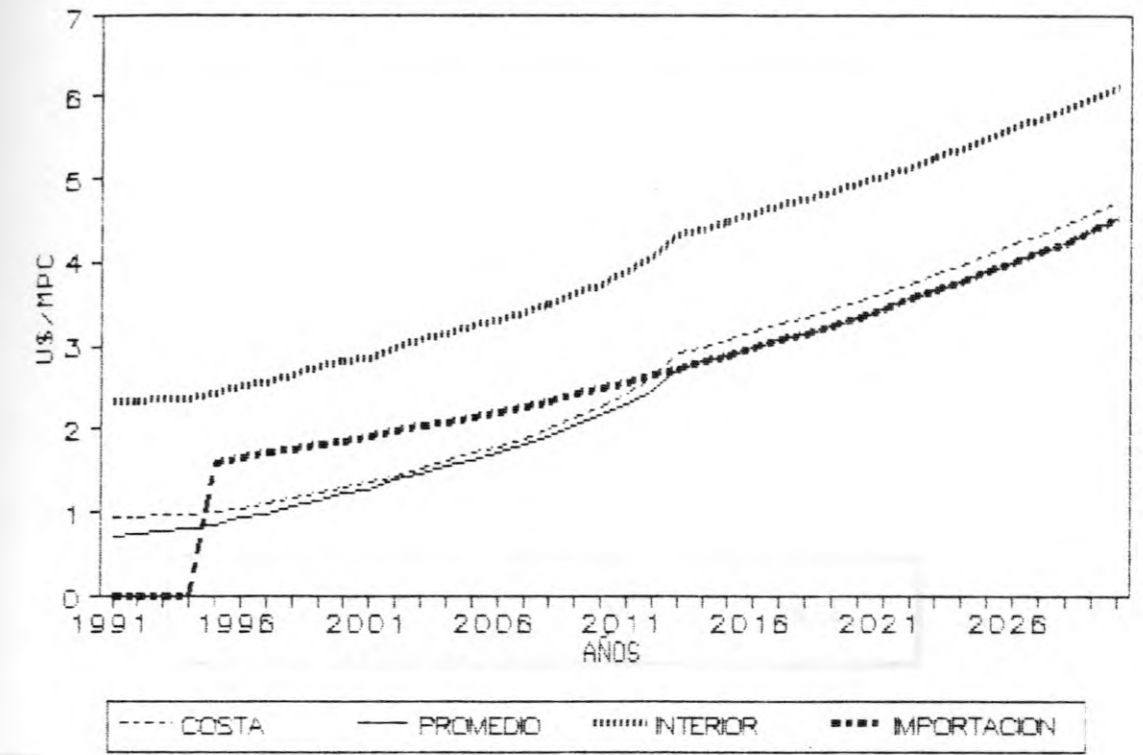
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

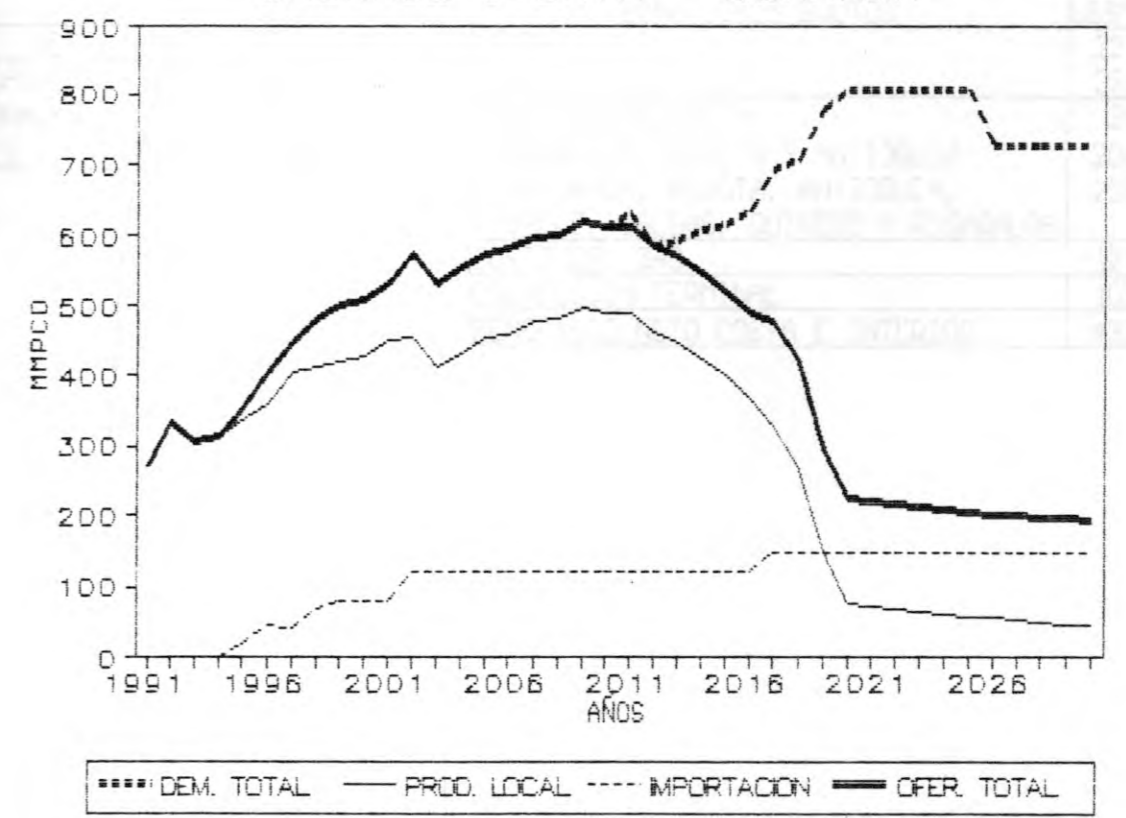
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	RESERVA REMANENTE		PAIS	COSTA
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	6781	70	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	6660	56	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	6549	60	27
1994	315	0	315	315	0	315	0	315	6434	57	26
1995	351	16	335	335	0	335	16	351	6312	50	23
1996	403	45	376	359	0	359	45	403	6181	43	20
1997	448	43	405	293	112	405	43	448	5992	38	17
1998	481	69	412	326	86	412	69	481	5842	34	16
1999	500	105	412	325	95	420	80	500	5688	32	15
2000	508	113	396	327	101	428	80	508	5532	31	14
2001	530	128	402	340	109	450	80	530	5368	29	13
2002	575	163	412	343	112	455	120	575	5202	26	11
2003	531	162	370	312	99	411	120	531	5052	27	11
2004	553	175	378	326	107	433	120	553	4893	25	10
2005	574	201	387	342	112	454	120	574	4728	23	9
2006	580	196	384	348	112	460	120	580	4560	22	8
2007	598	204	393	363	115	478	120	598	4386		
2008	601	209	392	367	114	481	120	601	4210		
2009	618	216	402	381	117	498	120	618	4028		
2010	610	237	373	377	113	490	120	610	3849		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 9

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	3500
TOTALES	6781

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2218
INTERIOR	2293
BARRANCABERMEJA	395
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	2065
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2293
COSTO DEL GAS	-1210
CORRECCION TERMINAL	1032
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	4333

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.94	0.74	1.84	0.00	1.60
1992	0.97	0.77	1.87	0.00	1.60
1993	1.00	0.80	1.90	0.00	1.60
1994	1.03	0.83	1.93	0.00	1.60
1995	1.07	0.86	1.96	0.80	1.60
1996	1.11	0.89	1.99	0.82	1.65
1997	1.17	0.95	2.05	0.85	1.70
1998	1.24	1.01	2.11	0.87	1.75
1999	1.31	1.07	2.17	0.90	1.80
2000	1.39	1.12	2.22	0.93	1.85
2001	1.46	1.19	2.29	0.96	1.91
2002	1.55	1.26	2.36	0.98	1.97
2003	1.64	1.34	2.44	1.01	2.03
2004	1.74	1.43	2.53	1.04	2.09
2005	1.85	1.53	2.63	1.08	2.15
2006	1.98	1.64	2.74	1.11	2.21
2007	2.12	1.76	2.86	1.14	2.28
2008	2.27	1.88	2.98	1.17	2.35
2009	2.61	2.15	3.25	1.21	2.42
2010	2.69	2.21	3.31	1.25	2.49

NOTAS

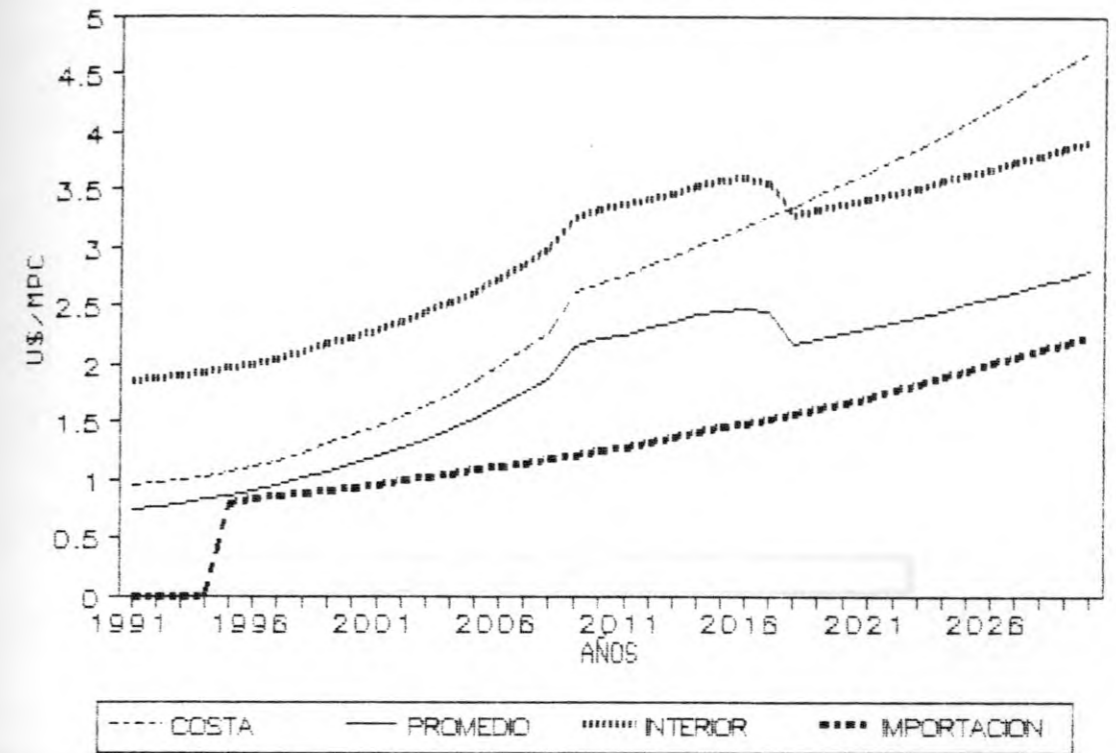
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

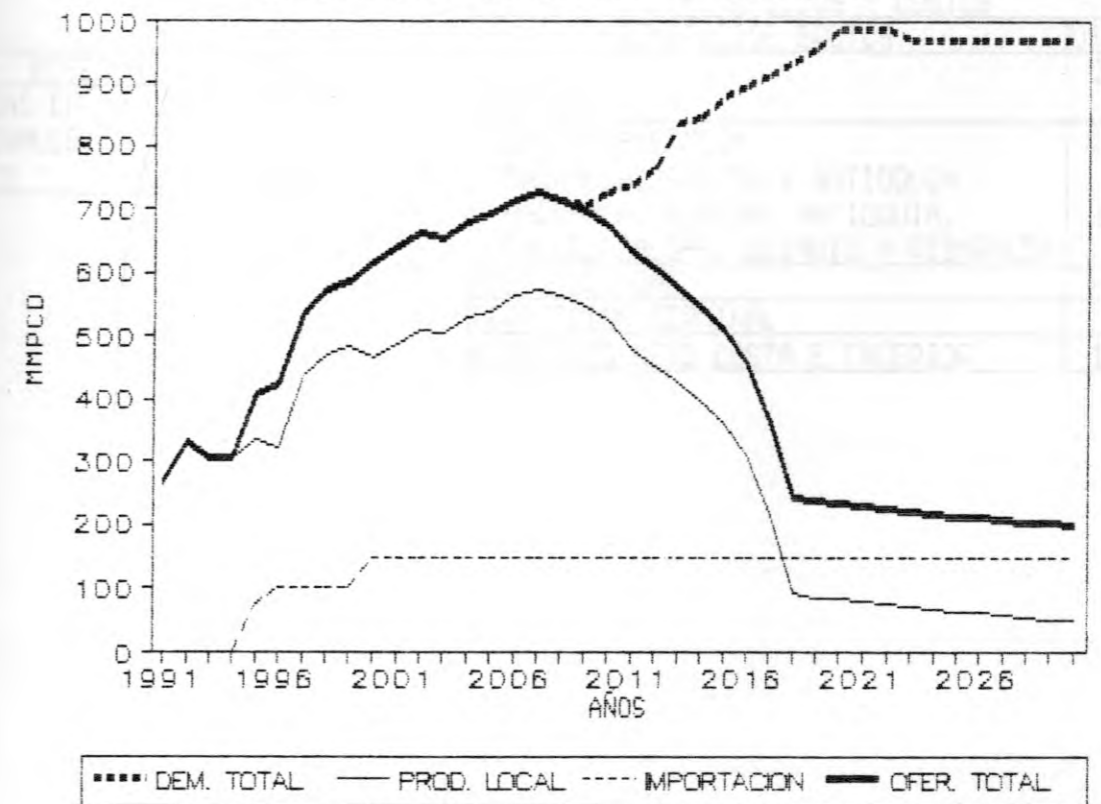
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA	RELACION R/P (AÑOS)	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	MMPCD	REMANENTE	PAIS	COSTA
				ACTUAL	FUTURA						
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	6781	70	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	6660	56	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	6549	60	27
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	6438	59	26
1995	409	74	335	335	0	335	74	409	6316	43	23
1996	423	111	376	323	0	323	100	423	6198	41	20
1997	538	133	405	438	0	438	100	538	6038	32	17
1998	573	161	412	473	0	473	100	573	5865	29	16
1999	585	191	394	360	125	485	100	585	5688	27	15
2000	618	222	396	346	122	468	150	618	5518	25	14
2001	640	238	402	359	131	490	150	640	5339	24	13
2002	661	264	397	372	139	511	150	661	5152	22	11
2003	656	296	370	369	137	506	150	656	4969	22	11
2004	679	300	378	383	145	529	150	679	4775	20	9
2005	691	316	375	394	148	541	150	691	4577	19	8
2006	714	339	384	411	153	564	150	714	4371	18	6
2007	725	342	383	421	154	575	150	725	4161		
2008	715	361	354	415	150	565	150	715	3955		
2009	707	363	338	404	144	548	150	698	3755		
2010	727	379	348	388	137	525	150	675	3564		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 10

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2179
INTERIOR	0
BARRANCABERMEJA	14
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	931
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1173
COSTO DEL GAS	-587
CORRECCION TERMINAL	133
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	1726



CASO 10

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	1.13	0.93	2.03	0.00	1.60
1992	1.18	0.98	2.08	0.00	1.60
1993	1.24	1.04	2.14	0.00	1.60
1994	1.31	1.11	2.21	0.00	1.60
1995	1.52	1.32	2.42	0.00	1.60
1996	1.56	1.36	2.46	0.00	1.65
1997	1.61	1.41	2.51	0.00	1.70
1998	1.67	1.47	2.57	0.00	1.75
1999	1.72	1.52	2.62	0.00	1.80
2000	1.78	1.58	2.68	0.00	1.85
2001	1.84	1.64	2.74	0.00	1.91
2002	1.91	1.71	2.81	0.00	1.97
2003	1.98	1.78	2.88	0.00	2.03
2004	2.05	1.85	2.95	0.00	2.09
2005	2.12	1.92	3.02	0.00	2.15
2006	2.21	2.01	3.11	0.00	2.21
2007	2.29	2.09	3.19	0.00	2.28
2008	2.39	2.19	3.29	0.00	2.35
2009	2.49	2.29	3.39	0.00	2.42
2010	2.59	2.39	3.49	0.00	2.49

NOTAS

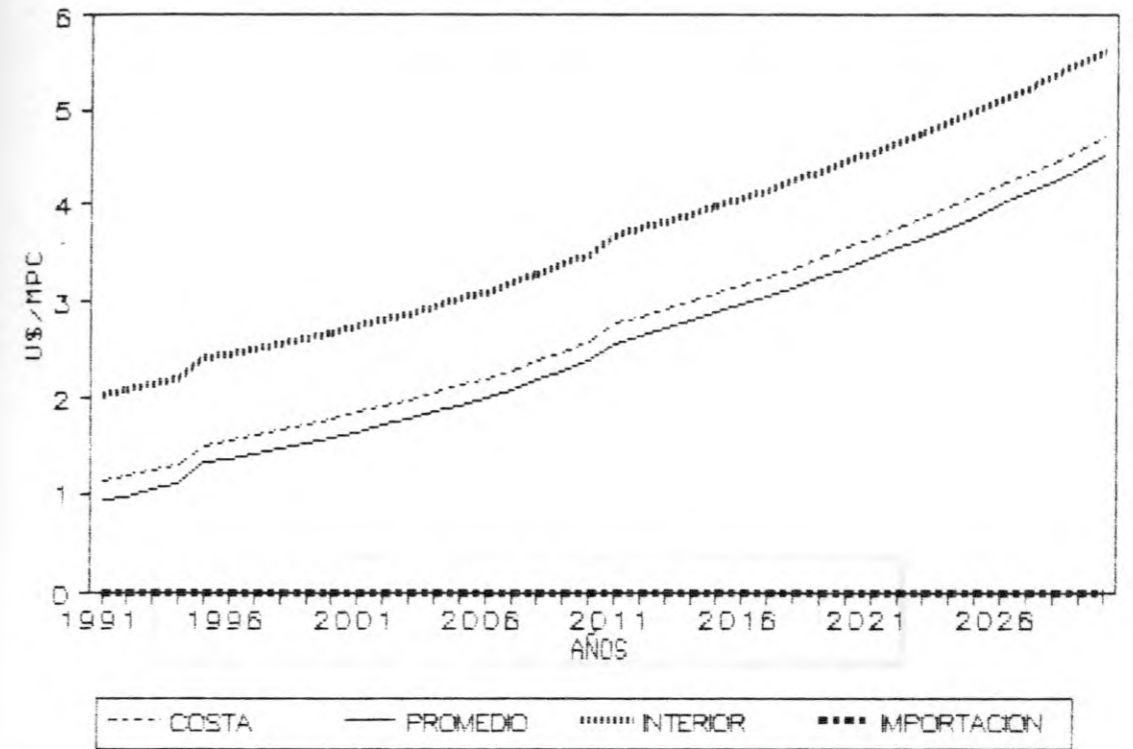
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

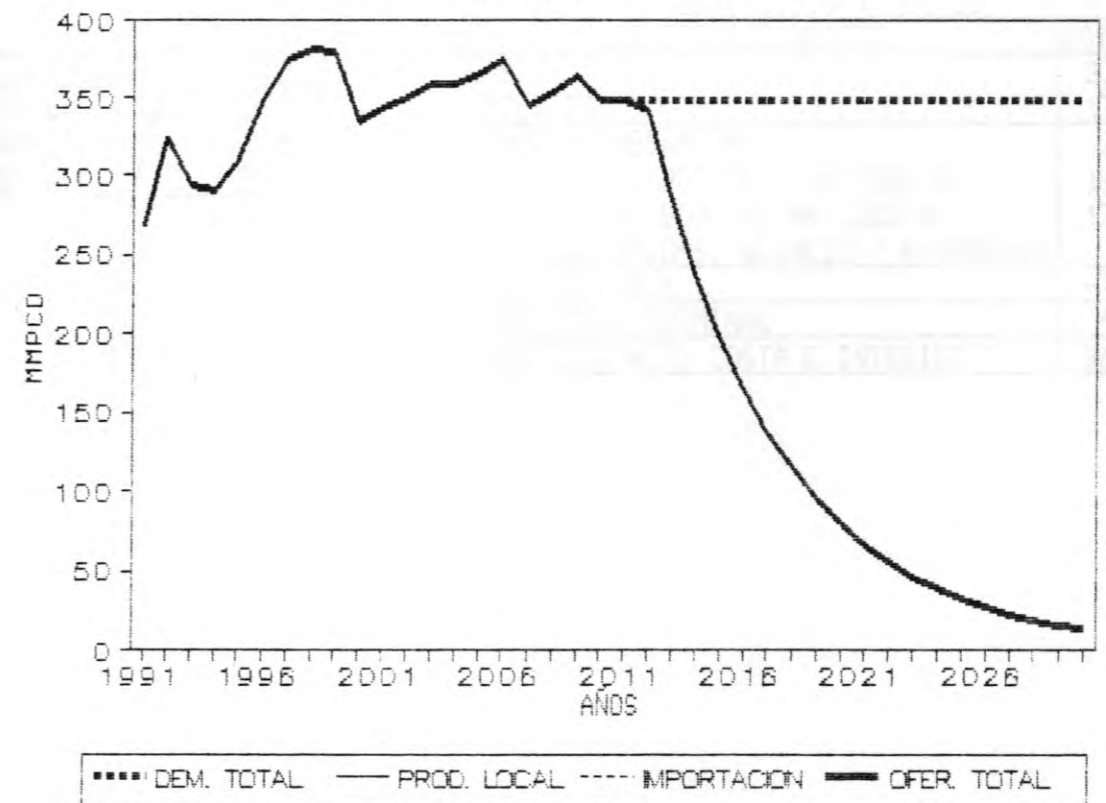
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	REMANENTE		PAIS	COSTA
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	324	0	324	324	0	324	0	324	3163	28	27
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	3056	29	28
1994	291	0	291	291	0	291	0	291	2949	29	28
1995	309	0	309	309	0	309	0	309	2837	26	25
1996	348	0	348	348	0	348	0	348	2710	22	21
1997	373	0	373	373	0	373	0	373	2574	20	19
1998	381	0	381	381	0	381	0	381	2435	19	18
1999	380	0	380	380	0	380	0	380	2296	18	17
2000	336	0	336	336	0	336	0	336	2173	19	18
2001	343	0	343	343	0	343	0	343	2048	17	16
2002	351	0	351	351	0	351	0	351	1920	16	15
2003	359	0	359	359	0	359	0	359	1789	15	14
2004	358	0	358	358	0	358	0	358	1658	14	13
2005	366	0	366	366	0	366	0	366	1525	12	11
2006	374	0	374	374	0	374	0	374	1388	11	10
2007	345	0	345	345	0	345	0	345	1262		
2008	354	0	354	354	0	354	0	354	1133		
2009	363	0	363	363	0	363	0	363	1001		
2010	348	0	348	348	0	348	0	348	874		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 11

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	1750
TOTALES	5031

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2072
INTERIOR	1778
BARRANCABERMEJA	267
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1639
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1778
COSTO DEL GAS	-717
CORRECCION TERMINAL	479
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3612

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.93	0.73	1.83	0.00	1.60
1992	0.96	0.76	1.86	0.00	1.60
1993	1.00	0.80	1.90	0.00	1.60
1994	1.04	0.84	1.94	0.00	1.60
1995	1.09	0.89	1.99	0.00	1.60
1996	1.14	0.94	2.04	0.00	1.65
1997	1.21	1.01	2.11	0.00	1.70
1998	1.30	1.10	2.20	0.00	1.75
1999	1.40	1.20	2.30	0.00	1.80
2000	1.50	1.30	2.40	0.00	1.85
2001	1.60	1.40	2.50	0.00	1.91
2002	1.72	1.52	2.62	0.00	1.97
2003	1.84	1.64	2.74	0.00	2.03
2004	2.02	1.82	2.92	0.00	2.09
2005	2.20	2.00	3.10	0.00	2.15
2006	2.40	2.20	3.30	0.00	2.21
2007	2.47	2.27	3.37	0.00	2.28
2008	2.54	2.34	3.44	0.00	2.35
2009	2.62	2.42	3.52	0.00	2.42
2010	2.69	2.49	3.59	0.00	2.49

NOTAS

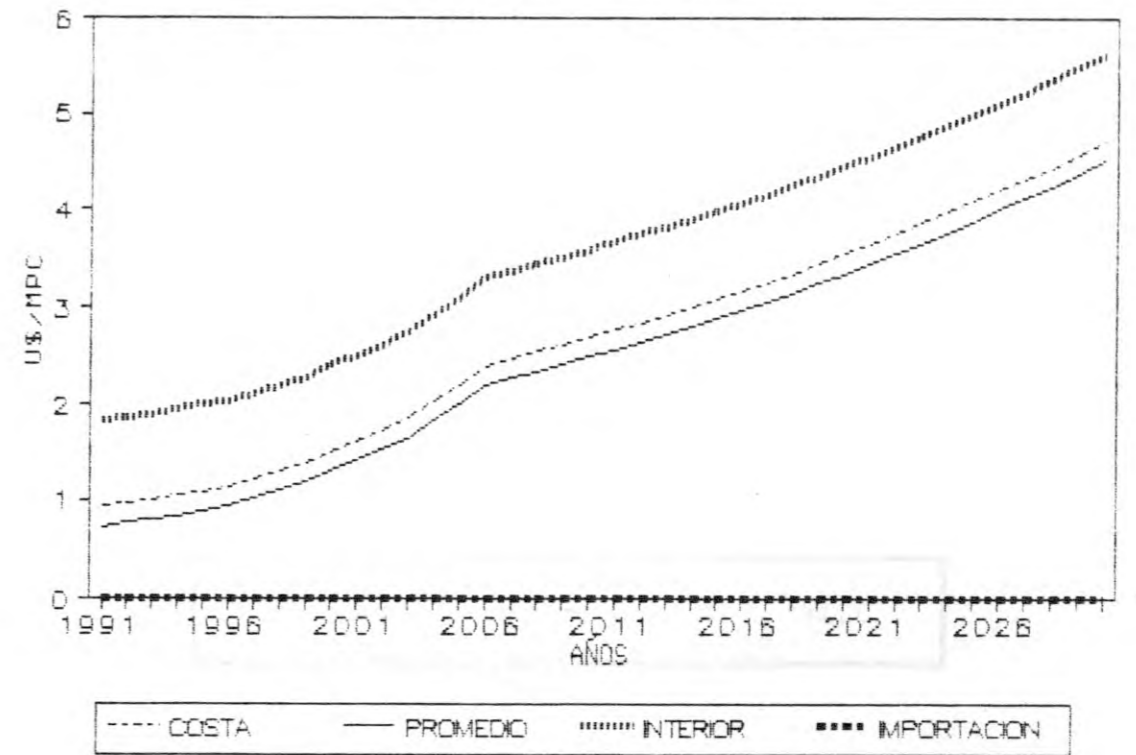
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

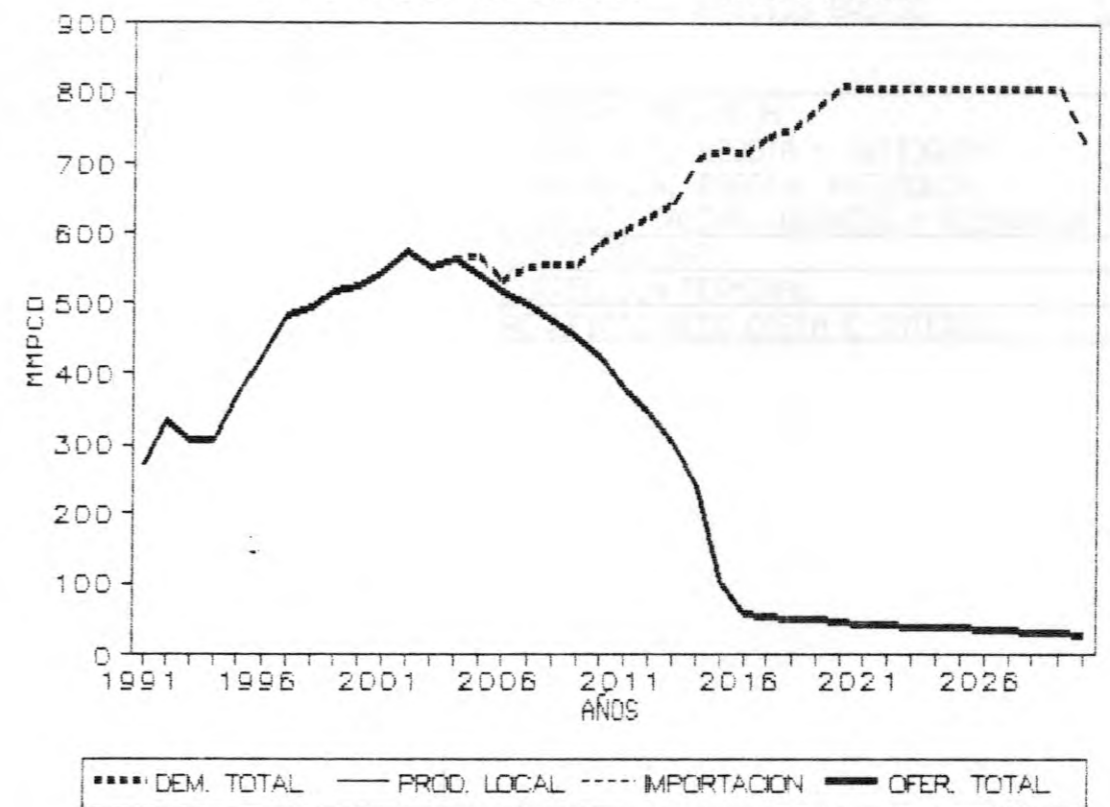
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	PAIS		COSTA	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				MMPCD		MMPCD
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	5031	52	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	4910	41	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	4799	44	27
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	4688	43	26
1995	368	33	335	368	0	368	0	368	4554	35	23
1996	423	47	376	423	0	423	0	423	4399	30	19
1997	481	76	405	481	0	481	0	481	4224	25	17
1998	494	99	395	494	0	494	0	494	4044	23	16
1999	514	120	394	514	0	514	0	514	3856	22	15
2000	525	143	381	525	0	525	0	525	3664	20	14
2001	544	157	388	446	99	544	0	544	3466	18	12
2002	574	177	397	469	105	574	0	574	3256	17	10
2003	550	191	359	450	100	550	0	550	3055	16	10
2004	562	204	358	458	103	561	0	561	2851	15	8
2005	567	201	366	442	98	539	0	539	2654	14	7
2006	532	196	336	425	93	518	0	518	2465	14	6
2007	549	204	345	408	88	496	0	496	2284		
2008	554	226	329	390	84	474	0	474	2111		
2009	554	216	338	371	80	451	0	451	1946		
2010	585	237	348	349	76	425	0	425	1791		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 12

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2007
INTERIOR	2051
BARRANCABERMEJA	375
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1904
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2051
COSTO DEL GAS	-946
CORRECCION TERMINAL	76
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3188

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.95	0.75	1.85	0.00	1.60
1992	0.99	0.79	1.89	0.00	1.60
1993	1.03	0.83	1.93	0.00	1.60
1994	1.08	0.88	1.98	0.00	1.60
1995	1.13	0.92	2.02	0.80	1.60
1996	1.19	0.97	2.07	0.82	1.65
1997	1.28	1.03	2.13	0.85	1.70
1998	1.37	1.12	2.22	0.87	1.75
1999	1.48	1.21	2.31	0.90	1.80
2000	1.60	1.28	2.38	0.93	1.85
2001	1.71	1.38	2.48	0.96	1.91
2002	1.84	1.48	2.58	0.98	1.97
2003	2.02	1.67	2.77	1.01	2.03
2004	2.25	1.81	2.91	1.04	2.09
2005	2.32	1.86	2.96	1.08	2.15
2006	2.39	1.91	3.01	1.11	2.21
2007	2.46	1.96	3.06	1.14	2.28
2008	2.53	2.02	3.12	1.17	2.35
2009	2.62	2.05	3.15	1.21	2.42
2010	2.69	2.06	3.16	1.25	2.49

NOTAS

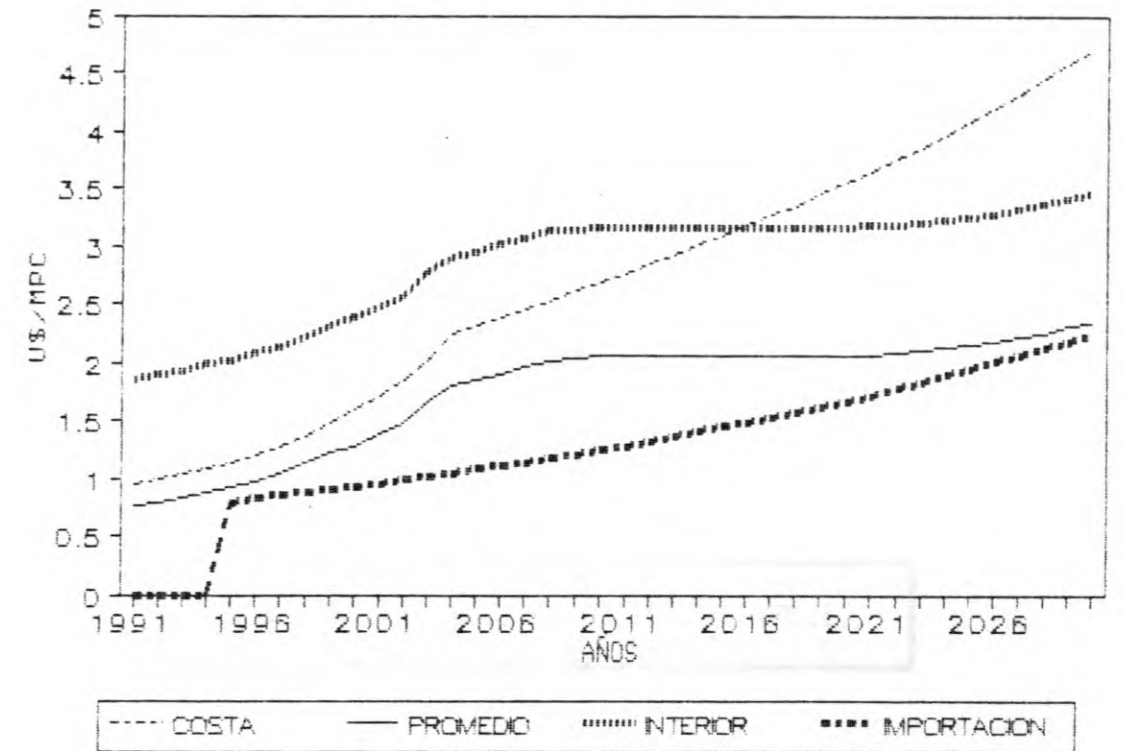
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

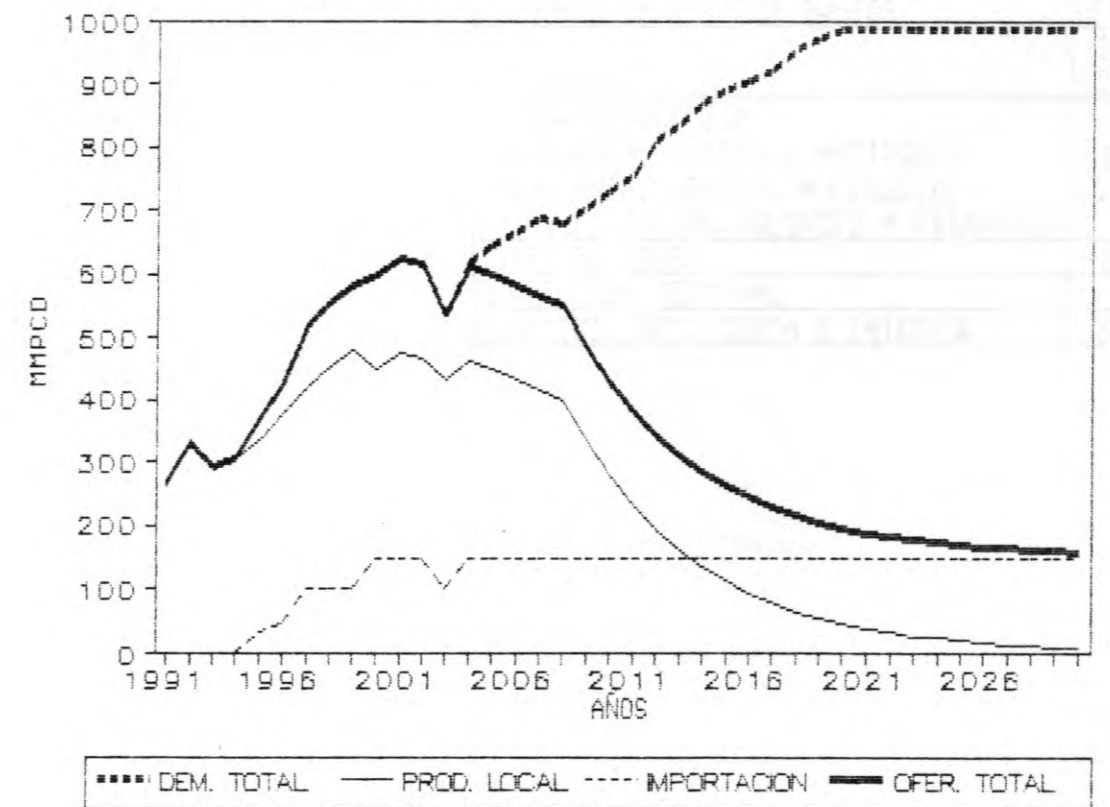
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	RESERVA REMANENTE		PAIS	COSTA
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	3160	27	26
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	3052	29	28
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	2941	27	26
1995	368	33	335	335	0	335	33	368	2819	22	23
1996	423	47	376	376	0	376	47	423	2682	18	20
1997	520	133	387	420	0	420	100	520	2529	14	18
1998	555	161	395	455	0	455	100	555	2363	12	16
1999	581	187	394	481	0	481	100	581	2187	11	15
2000	600	219	381	450	0	450	150	600	2023	10	15
2001	626	238	388	476	0	476	150	626	1849	9	13
2002	615	264	351	465	0	465	150	615	1679	8	13
2003	534	184	350	434	0	434	100	534	1521	9	12
2004	620	300	320	464	0	464	150	614	1351	7	12
2005	644	316	328	448	0	448	150	598	1188	6	10
2006	665	329	336	433	0	433	150	583	1030	6	8
2007	687	342	345	416	0	416	150	566	878		
2008	681	352	329	400	0	400	150	550	732		
2009	707	369	338	334	0	334	150	484	610		
2010	730	382	348	279	0	279	150	429	509		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA





CASO 13

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2064
INTERIOR	2157
BARRANCABERMEJA	376
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1987
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	2157
COSTO DEL GAS	-1099
CORRECCION TERMINAL	77
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3199

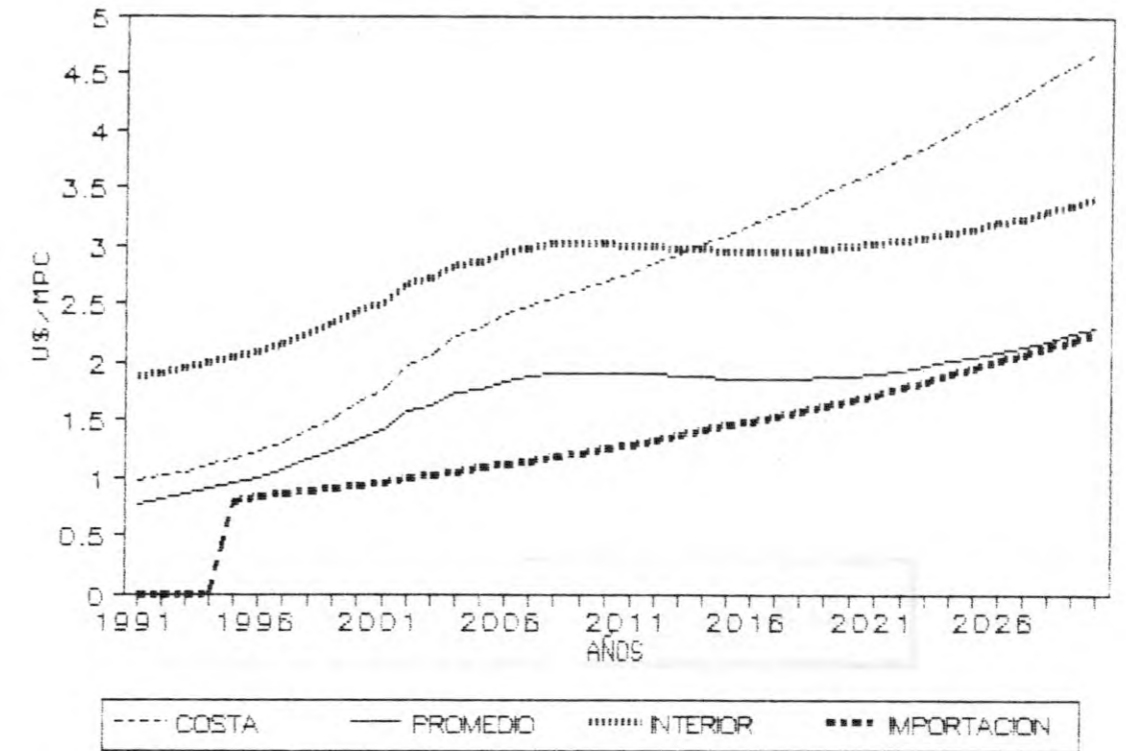
AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL		PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio Interior		
1991	0.97	0.77	1.87	0.00
1992	1.01	0.81	1.91	0.00
1993	1.05	0.85	1.95	0.00
1994	1.10	0.90	2.00	0.00
1995	1.15	0.94	2.04	0.80
1996	1.22	0.99	2.09	0.82
1997	1.30	1.07	2.17	0.85
1998	1.40	1.15	2.25	0.87
1999	1.51	1.23	2.33	0.90
2000	1.63	1.32	2.42	0.93
2001	1.75	1.41	2.51	0.96
2002	1.97	1.58	2.68	0.98
2003	2.07	1.62	2.72	1.01
2004	2.22	1.73	2.83	1.04
2005	2.30	1.76	2.86	1.08
2006	2.41	1.84	2.94	1.11
2007	2.48	1.88	2.98	1.14
2008	2.55	1.91	3.01	1.17
2009	2.62	1.92	3.02	1.21
2010	2.69	1.91	3.01	1.25

NOTAS

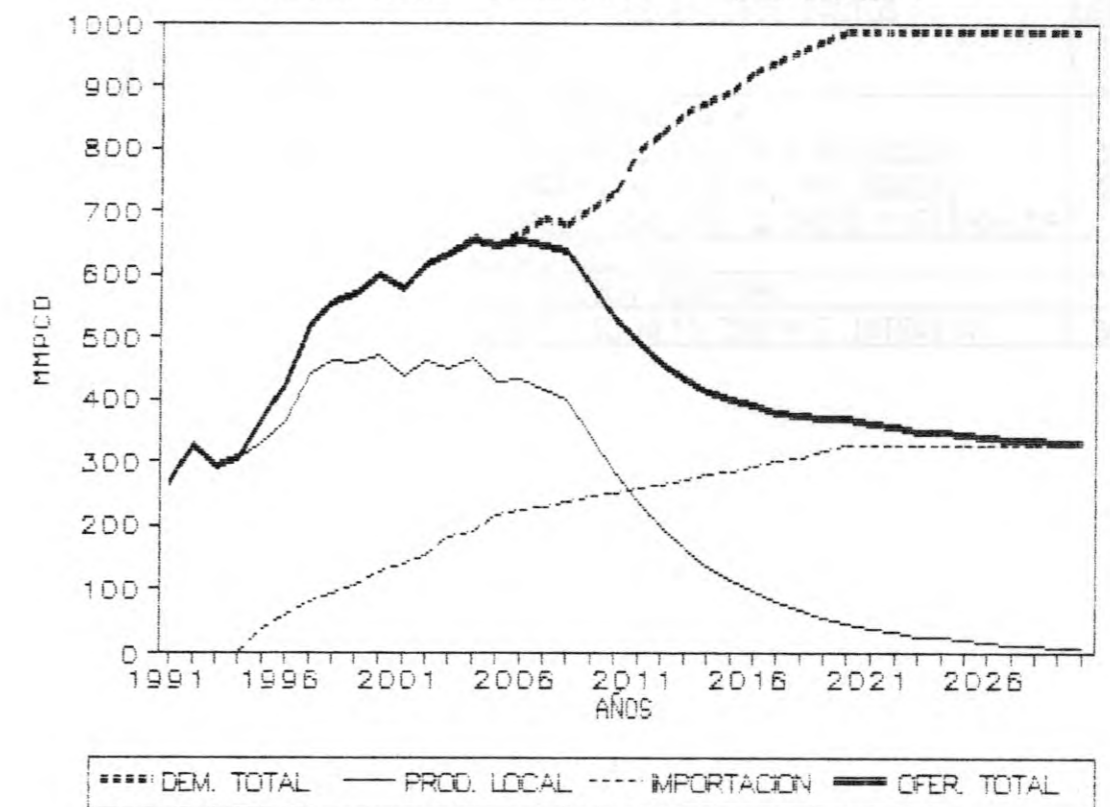
COSTA:	COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA
PROMEDIO:	PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION
INTERIOR:	COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MPPGD)		PRODUCCION		OFERTA			RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (ANOS)	
	TOTAL INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA	TOTAL	IMPORT.	TOTAL		PAIS	COSTA
1991	269	0	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	324	0	324	0	324	0	324	3163	28	27
1993	294	0	294	0	294	0	294	3056	29	28
1994	305	0	305	0	305	0	305	2945	27	26
1995	368	33	335	330	330	38	368	2824	22	23
1996	423	47	376	366	366	57	423	2691	18	20
1997	520	133	387	441	441	79	520	2530	14	18
1998	555	161	395	462	462	93	555	2361	12	16
1999	567	187	380	460	460	107	567	2193	11	16
2000	600	219	381	472	472	128	600	2021	10	15
2001	580	236	343	439	439	141	580	1860	10	15
2002	615	264	351	462	462	153	615	1692	8	13
2003	632	282	350	451	451	181	632	1527	7	12
2004	657	300	358	464	464	191	656	1358	6	10
2005	644	316	328	430	430	214	644	1201	6	10
2006	666	330	336	434	434	222	656	1042	5	8
2007	687	342	345	417	417	230	646	890		
2008	681	352	329	401	401	236	637	744		
2009	707	369	338	340	340	243	583	620		
2010	730	392	348	283	283	250	533	517		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 14

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
 CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
 CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/METU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.1

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	1857
INTERIOR	1730
BARRANCABERMEJA	361
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1565
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1730
COSTO DEL GAS	-600
CORRECCION TERMINAL	69
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	3056

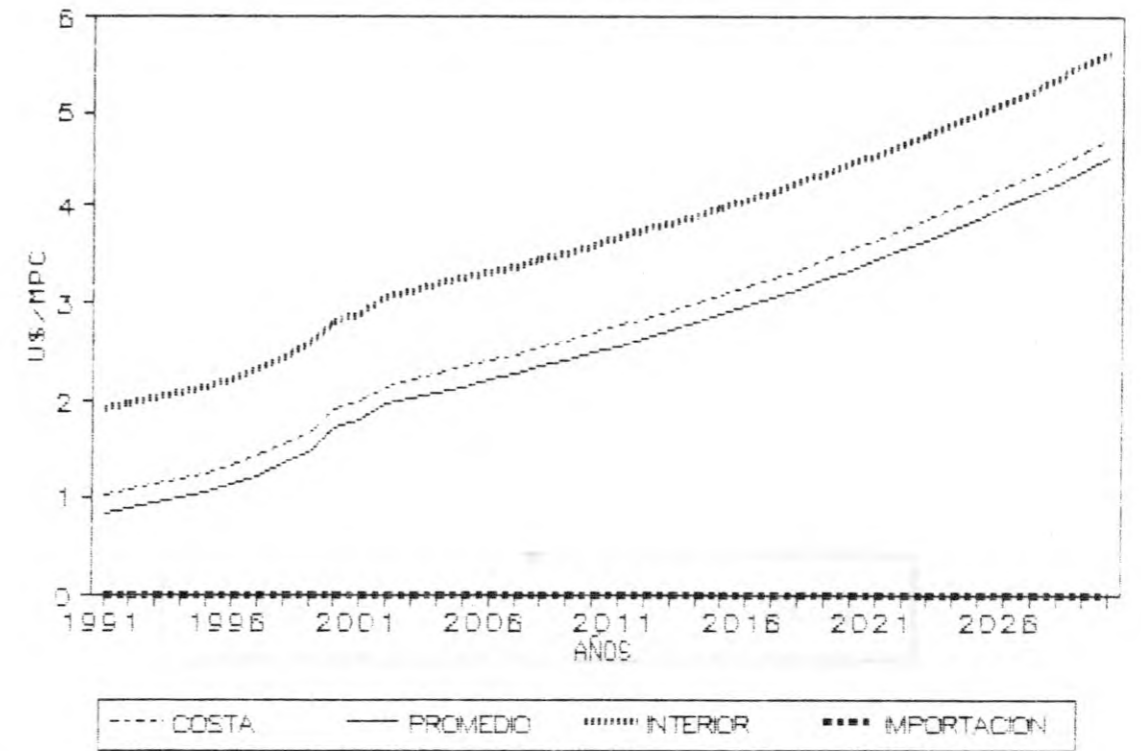
AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US./MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	1.03	0.83	1.93	0.00	1.60
1992	1.08	0.88	1.98	0.00	1.60
1993	1.13	0.93	2.03	0.00	1.60
1994	1.19	0.99	2.09	0.00	1.60
1995	1.26	1.06	2.16	0.00	1.60
1996	1.33	1.13	2.23	0.00	1.65
1997	1.43	1.23	2.33	0.00	1.70
1998	1.55	1.35	2.45	0.00	1.75
1999	1.68	1.48	2.58	0.00	1.80
2000	1.91	1.71	2.81	0.00	1.85
2001	2.00	1.80	2.90	0.00	1.91
2002	2.16	1.96	3.06	0.00	1.97
2003	2.23	2.03	3.13	0.00	2.03
2004	2.29	2.09	3.19	0.00	2.09
2005	2.35	2.15	3.25	0.00	2.15
2006	2.41	2.21	3.31	0.00	2.21
2007	2.48	2.28	3.38	0.00	2.28
2008	2.55	2.35	3.45	0.00	2.35
2009	2.62	2.42	3.52	0.00	2.42
2010	2.69	2.49	3.59	0.00	2.49

## NOTAS

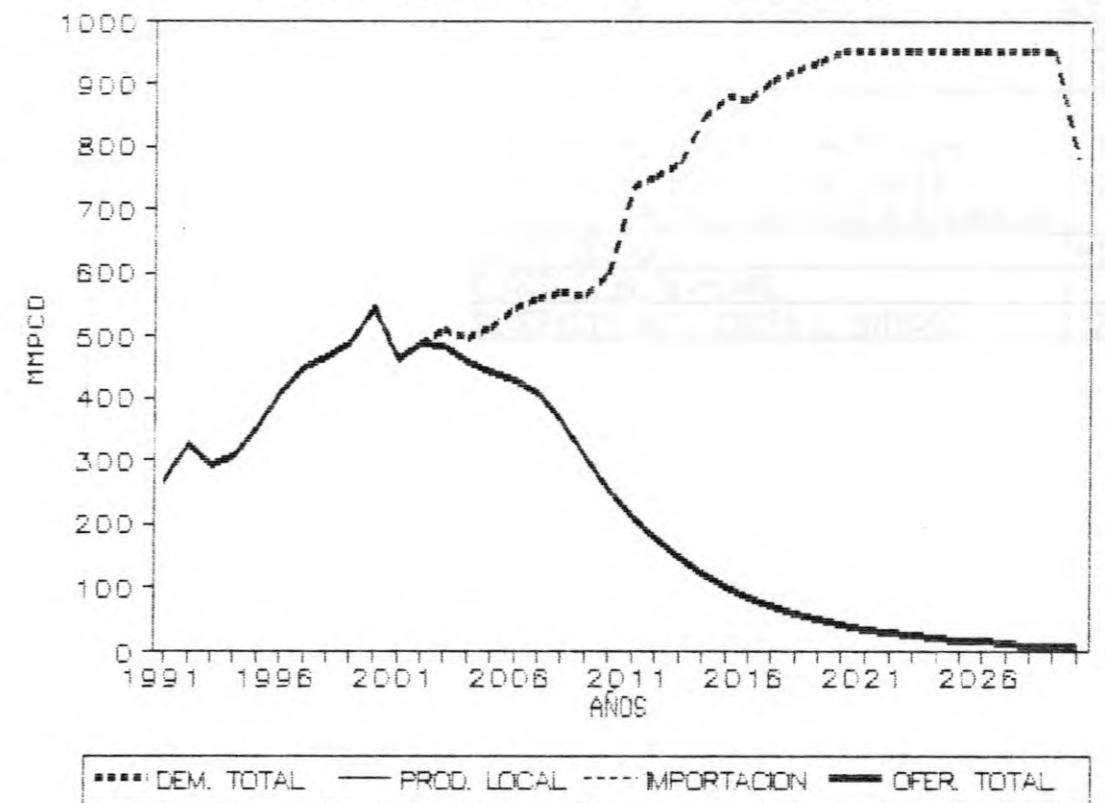
COSTA:	
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA	
PROMEDIO:	
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION	
INTERIOR:	
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL	

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	RESERVA		PAIS	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL	MMPCD	MMPCD
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	324	0	324	324	0	324	0	324	3163	28	27
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	3056	29	28
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	2945	27	26
1995	353	33	320	353	0	353	0	353	2816	23	24
1996	407	47	360	407	0	407	0	407	2667	19	20
1997	450	63	387	450	0	450	0	450	2503	16	18
1998	466	85	381	466	0	466	0	466	2333	15	17
1999	486	107	380	486	0	486	0	486	2155	13	16
2000	549	213	336	544	0	544	0	544	1957	11	16
2001	464	128	335	464	0	464	0	464	1788	12	15
2002	491	148	343	491	0	491	0	491	1608	10	13
2003	512	162	350	493	0	493	0	493	1432	9	11
2004	496	176	320	459	0	459	0	459	1265	9	11
2005	515	187	328	443	0	443	0	443	1103	8	9
2006	542	206	336	426	0	426	0	426	947	7	8
2007	560	215	345	409	0	409	0	409	798		
2008	568	240	329	364	0	364	0	364	665		
2009	566	228	338	304	0	304	0	304	554		
2010	600	253	348	253	0	253	0	253	462		

## TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



## BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 15

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
 CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
 CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MBTU)	1.6

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	US\$M
COSTA	2136
INTERIOR	1582
BARRANCABERMEJA	162
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1445
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1582
COSTO DEL GAS	-1117
CORRECCION TERMINAL	86
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	2687

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.90	0.70	2.30	0.00	1.60
1992	0.93	0.73	2.33	0.00	1.60
1993	0.97	0.77	2.37	0.00	1.60
1994	1.01	0.81	2.41	0.00	1.60
1995	1.05	0.88	2.48	1.60	1.60
1996	1.09	0.95	2.55	1.65	1.65
1997	1.17	1.04	2.64	1.70	1.70
1998	1.25	1.15	2.75	1.75	1.75
1999	1.34	1.25	2.85	1.80	1.80
2000	1.43	1.33	2.93	1.85	1.85
2001	1.53	1.42	3.02	1.91	1.91
2002	1.63	1.51	3.11	1.97	1.97
2003	1.75	1.66	3.26	2.03	2.03
2004	1.88	1.77	3.37	2.09	2.09
2005	2.06	1.92	3.52	2.15	2.15
2006	2.24	2.08	3.68	2.21	2.21
2007	2.44	2.25	3.85	2.28	2.28
2008	2.52	2.32	3.92	2.35	2.35
2009	2.59	2.40	4.00	2.42	2.42
2010	2.67	2.47	4.07	2.49	2.49

NOTAS

COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD EN CABEZA DE POZO MAS TRANSPORTE A LA COSTA ATLANTICA

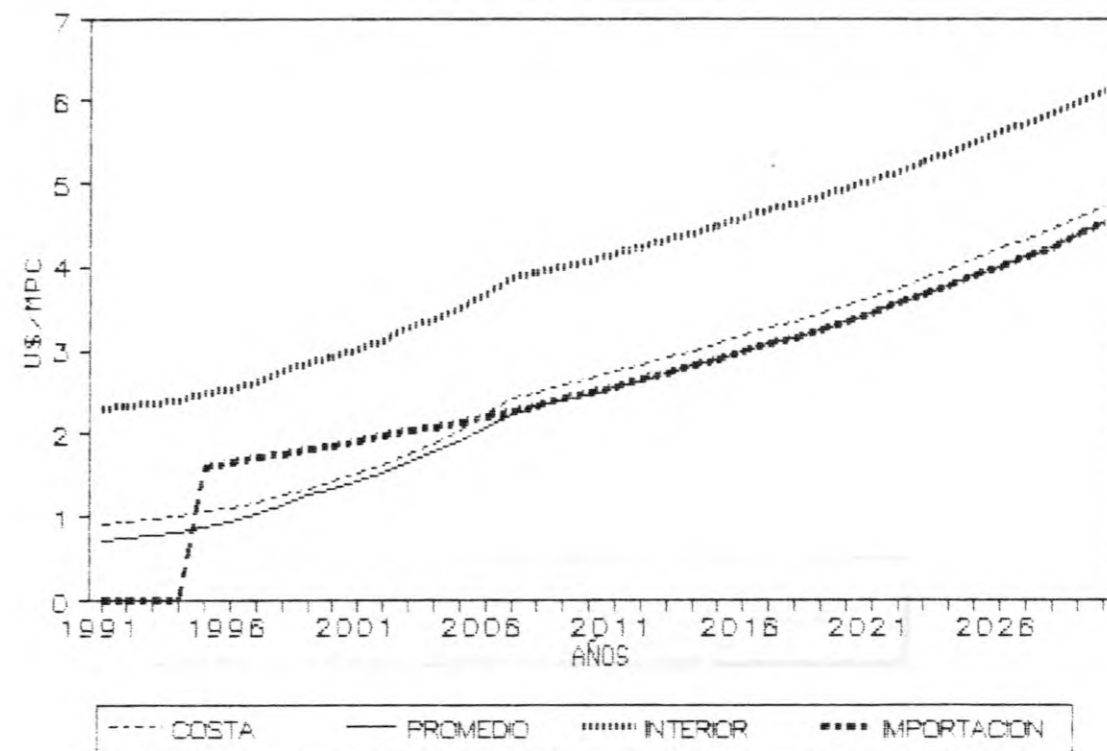
PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO ENTRE EL COSTO DEL GAS EN CABEZA DE POZO Y EL PRECIO DE IMPORTACION

INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS COSTO DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO TRONCAL

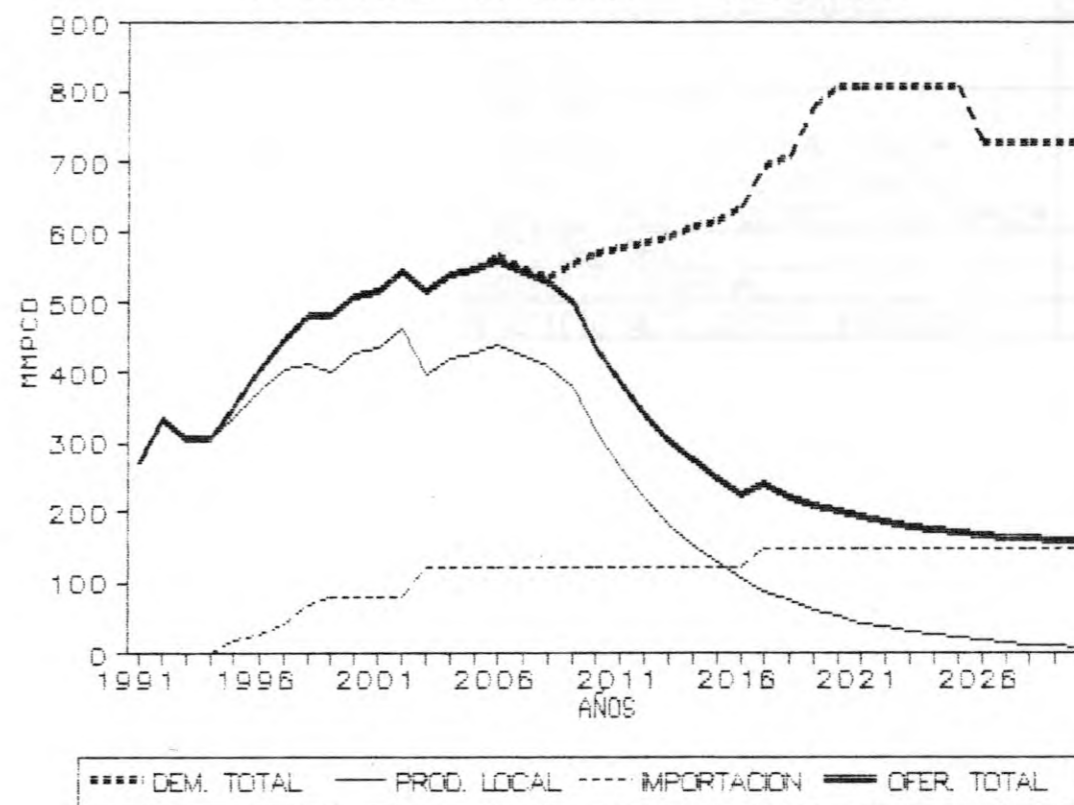
AÑO	DEMANDA (MPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	PAIS		COSTA	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		MPCD
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	3160	27	26
1993	304	0	304	304	0	304	0	304	3049	29	27
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	2938	27	26
1995	351	16	335	335	0	335	16	351	2816	23	23
1996	403	28	376	376	0	376	28	403	2678	19	20
1997	448	43	405	405	0	405	43	448	2531	16	17
1998	481	69	412	412	0	412	69	481	2380	14	16
1999	482	88	394	402	0	402	80	482	2234	14	16
2000	508	113	396	428	0	428	80	508	2077	12	14
2001	514	126	388	434	0	434	80	514	1919	11	14
2002	543	146	397	463	0	463	80	543	1750	10	12
2003	518	159	359	398	0	398	120	518	1605	9	12
2004	539	172	367	419	0	419	120	539	1452	8	11
2005	547	182	366	427	0	427	120	547	1296	7	10
2006	565	191	374	440	0	440	120	560	1135	6	8
2007	547	203	345	424	0	424	120	544	981		
2008	537	209	329	409	0	409	120	529	832		
2009	554	216	338	380	0	380	120	500	693		
2010	570	222	348	316	0	316	120	436	577		



### TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



### BALANCE OFERTA - DEMANDA



CASO 16

RESUMEN DEL CASO EVALUADO

CASO EVALUADO

COSTA ATLANTICA  
 CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE,  
 CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA

Costos Unitarios Transporte Costa (US\$/MTU)	0.20
Costos Unitarios de Transporte (US\$/MTU)	1.6

RESERVAS	GPC
PROBADAS EN LA COSTA	3281
ADICIONALES	0
TOTALES	3281

BENEFICIOS Y COSTOS	
BENEFICIOS BRUTOS	
	US\$M
COSTA	1941
INTERIOR	1414
BARRANCABERMEJA	160
BARRANCA, BOGOTA Y ANTIOQUIA	1314
BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA	1414
COSTO DEL GAS	-598
CORRECCION TERMINAL	70
BENEFICIO NETO COSTA E INTERIOR	2827

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL US/MPC			PRECIO DE IMPORTACION	PRECIO DEL SUSTITUTO
	Costa	Promedio	Interior		
1991	0.96	0.76	2.36	0.00	1.60
1992	1.00	0.80	2.40	0.00	1.60
1993	1.04	0.84	2.44	0.00	1.60
1994	1.09	0.89	2.49	0.00	1.60
1995	1.14	0.94	2.54	0.00	1.60
1996	1.20	1.00	2.60	0.00	1.65
1997	1.29	1.09	2.69	0.00	1.70
1998	1.39	1.19	2.79	0.00	1.75
1999	1.49	1.29	2.89	0.00	1.80
2000	1.61	1.41	3.01	0.00	1.85
2001	1.73	1.53	3.13	0.00	1.91
2002	1.90	1.70	3.30	0.00	1.97
2003	2.11	1.91	3.51	0.00	2.03
2004	2.19	1.99	3.59	0.00	2.09
2005	2.28	2.08	3.68	0.00	2.15
2006	2.37	2.17	3.77	0.00	2.21
2007	2.47	2.27	3.87	0.00	2.28
2008	2.54	2.34	3.94	0.00	2.35
2009	2.61	2.41	4.01	0.00	2.42
2010	2.69	2.49	4.09	0.00	2.49

## NOTAS

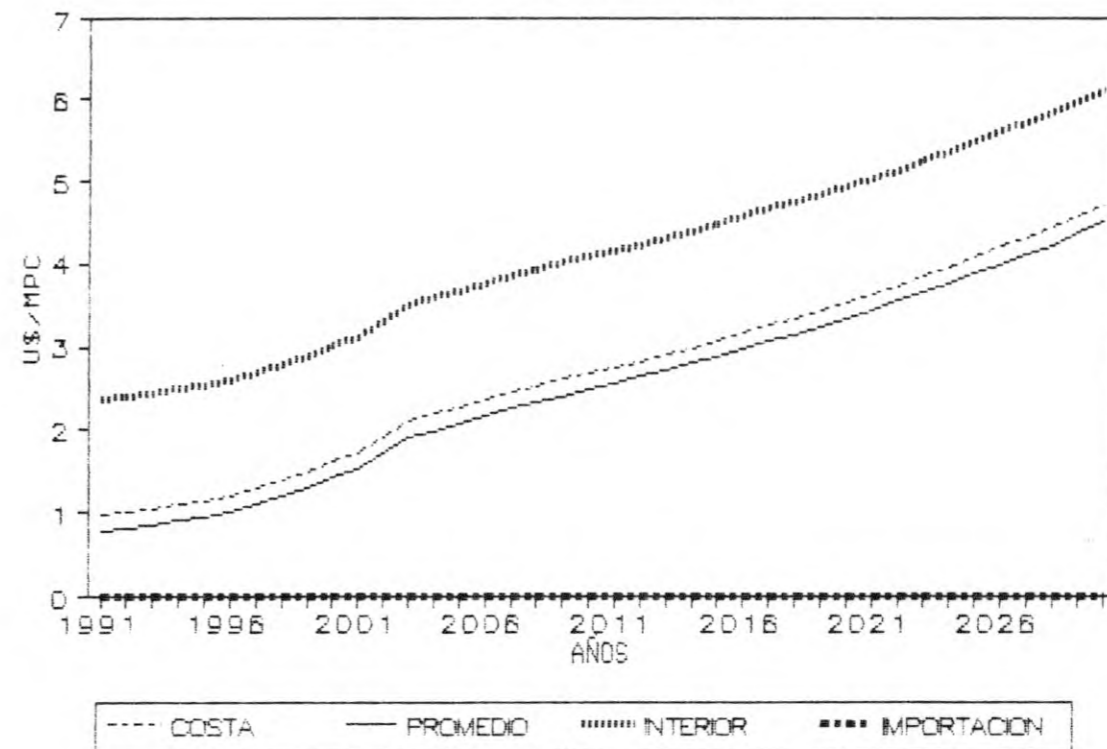
COSTA:  
COSTO DE OPORTUNIDAD  
EN CABEZA DE POZO  
MAS TRANSPORTE A LA  
COSTA ATLANTICA

PROMEDIO:  
PROMEDIO PONDERADO  
ENTRE EL COSTO DEL  
GAS EN CABEZA DE  
POZO Y EL PRECIO DE  
IMPORTACION

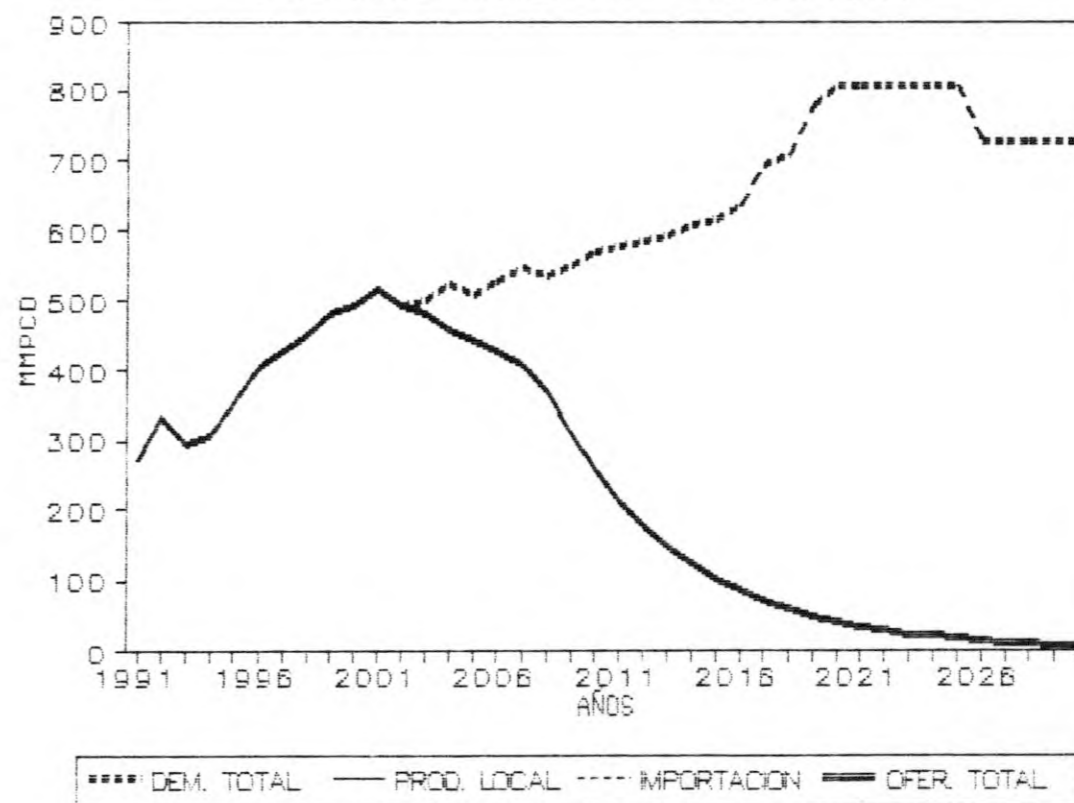
INTERIOR:  
COSTO PROMEDIO MAS  
COSTO DE TRANSPORTE  
DEL GASODUCTO  
TRONCAL

AÑO	DEMANDA (MMPCD)			OFERTA					RESERVA REMANENTE GPC	RELACION R/P (AÑOS)	
				PRODUCCION		IMPORT.	TOTAL	PAIS		COSTA	
	TOTAL	INTERIOR	COSTA	ACTUAL	FUTURA				TOTAL		MMPCD
1991	269	0	269	269	0	269	0	269	3281	34	33
1992	333	0	333	333	0	333	0	333	3160	27	26
1993	294	0	294	294	0	294	0	294	3052	29	28
1994	305	0	305	305	0	305	0	305	2941	27	26
1995	350	15	335	350	0	350	0	350	2813	23	23
1996	403	28	376	403	0	403	0	403	2666	19	19
1997	430	43	387	430	0	430	0	430	2509	17	18
1998	452	58	395	452	0	452	0	452	2344	15	16
1999	482	88	394	482	0	482	0	482	2168	13	15
2000	491	110	381	491	0	491	0	491	1989	12	14
2001	514	126	388	514	0	514	0	514	1802	11	13
2002	492	140	351	492	0	492	0	492	1622	10	13
2003	500	149	350	484	0	484	0	484	1446	9	11
2004	523	165	358	460	0	460	0	460	1278	9	10
2005	510	182	328	444	0	444	0	444	1116	8	9
2006	527	191	336	427	0	427	0	427	960	7	8
2007	547	203	345	410	0	410	0	410	810		
2008	537	209	329	370	0	370	0	370	675		
2009	550	212	338	308	0	308	0	308	563		
2010	570	222	348	257	0	257	0	257	469		

### TRAYECTORIA DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL



### BALANCE OFERTA - DEMANDA



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PRELIMINAR  
INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA

ANALISIS FINANCIERO

ZONA DE INFLUENCIA DEL GASODUCTO

INFORME ET-9142

JULIO 25 DE 1991

(BORRADOR INCOMPLETO)

ESTUDIOS TECNICOS S.A.  
INGENIEROS CONSULTORES



BOGOTA-COLOMBIA

729  
v.3

1707  
18

ANALISIS FINANCIERO

ZONA DE INFLUENCIA DEL GASODUCTO

INFORME ET-9142

JULIO 25 DE 1991

(BORRADOR INCOMPLETO)

INDICE  
ANALISIS FINANCIERO

1.	EL TRANSPORTE	1
1.1.	CALCULO DE LA TARIFA MEDIA	1
1.2.	INGRESOS	2
1.3.	GASTOS	2
1.4.	FINANCIACION A LARGO PLAZO	2
1.5.	RESULTADOS	4
1.6.	ANALISIS DE LA SENSIBILIDAD	5

## 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.

### **1. El Transporte.**

El análisis financiero del transporte incluye 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.

Con el fin de evaluar los anteriores aspectos, se ha dividido el análisis de la red de gasoductos en los siguientes tramos:

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

#### **1.1. Cálculo de la Tarifa Media.**

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.



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.

#### 1.2. Ingresos.

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

#### 1.3. Gastos.

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

#### 1.4. 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 OECB 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 + 5 %. 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. (Construir, 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 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. Cálculo de la tasa interna de retorno y esquema del servicio de la deuda.

Con el siguiente resumen de resultados:

#### A) Escenario Alto de Demandas.

TRAMO	TIR		Costo Unit.	Costo <sup>1</sup>
	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 <sup>1</sup>
	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.

### 1.6 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%	0	20%



FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

INGRESOS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>CAPITAL</b>																			
EMPRESTITOS	140.51	149.29	86.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	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	0.00	0.00	0.00	0.00	30.33
<b>VENTAS</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			27.23	41.30	56.50	67.01	77.21	92.24	101.25	110.00	130.15	137.27	154.06	159.99	165.26	169.83	174.85	179.50	179.50
<b>EGRESOS</b>																			
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	13.75	14.01	14.28	14.54	17.23
GASTOS ADMINISTRATIVOS			13.02	13.09	13.09	13.09	13.09	13.09	13.85	13.65	13.65	13.65	13.72	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01	14.57
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	31.99	31.99	31.99	31.99	33.31
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	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$19.26)	(\$40.68)	(\$24.20)	(\$9.26)	\$5.08	\$23.97	\$30.55	\$42.22	\$65.05	\$74.81	\$93.29	\$98.16	\$105.51	\$109.82	\$114.58	\$118.97	\$114.40
<b>IMPUESTOS</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	1.52	7.19	9.17	12.67	19.51	22.38	27.99	29.45	31.65	32.95	34.37	35.69	34.32
OTROS IMP.			0.16	0.25	0.34	0.40	0.46	0.55	0.61	0.68	0.78	0.82	0.92	0.96	0.99	1.02	1.05	1.08	1.08
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$19.42)	(\$40.93)	(\$24.54)	(\$9.66)	\$3.09	\$16.23	\$20.78	\$28.90	\$44.75	\$51.41	\$64.38	\$67.75	\$72.87	\$75.86	\$79.15	\$82.20	\$79.00





ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA  
 TRAMO PUERTO SALGAR-BOGOTA  
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
<b>INVERSIONES</b>	MILLONES DE US\$																			
TUBERIA	15.40	15.40	7.70																	
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
ESTACIONES DE MEDICION																				
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		0.96	1.95																	
<b>INVERSION BRUTA EN PLANTA</b>	15.40	16.36	9.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>ACTIVO BRUTO ACUMULADO</b>	MILLONES DE US\$																			
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	31.76	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	41.41	
<b>COSTOS DE OPERACION</b>	MILLONES DE US\$																			
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
COSTOS DE LA TUBERIA		0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
COSTOS DEL COMBUSTIBLE		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACION</b>		0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	MILLONES DE US\$																			
GASTOS EN OFICINA CENTRAL		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
SEGUROS		0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	
IMPUESTOS		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
VARIOS		0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	
<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>		0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	
<b>RETORNO Y DEPRECIACION</b>	MILLONES DE US\$																			
TOTAL DEPRECIACION ANUAL		1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	0.22	
RETORNO DE LA INVERSION		5.80	5.53	5.26	4.99	4.72	4.45	4.18	3.91	3.64	3.37	3.10	2.83	2.56	2.29	2.02	1.75	1.49		
<b>SUMA REINT. Y DEPRECIACION</b>		7.72	7.45	7.18	6.91	6.64	6.37	6.11	5.84	5.57	5.30	5.03	4.76	4.49	4.22	3.95	3.68	3.41	1.70	
<b>COSTO ANUAL DE SERVICIO</b>		9.15	8.88	8.61	8.34	8.07	7.80	7.53	7.26	6.99	6.72	6.46	6.19	5.92	5.65	5.38	5.11	4.84	3.13	
<b>COSTO UNITARIO DEL SERVICIO</b>	US\$/MPC	2.69	1.45	1.04	0.75	0.60	0.44	0.38	0.33	0.19	0.17	0.16	0.15	0.13	0.12	0.12	0.11	0.07		
<b>COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAL</b>	US\$/MPC	0.29																		
<b>FLUJO ANUAL</b>	MMPC	3400.66	6136.49	8318.38	11065.33	13559.16	17584.16	19903.29	22347.39	36383.74	38993.94	40443.96	42386.30	43990.03	45225.63	46496.48	47803.59	47803.59		

(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994

FLUJO DE CAJA BASE  
(MILLONES DE US\$)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>I N G R E S O S</b>																			
<b>C A P I T A L</b>																			
EMPRESTITOS	10.01	10.64	6.27	0.00	0.00	0.00	0.00	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	5.39	5.73	3.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>V E N T A S</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			0.98	1.76	2.39	3.17	3.89	5.04	5.71	6.41	10.43	11.18	11.60	12.15	12.61	12.97	13.33	13.71	13.71
<b>E G R E S O S</b>																			
GASTOS DE OPERACION			0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
GASTOS ADMINISTRATIVOS			0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
DEPRECIACION ANUAL			1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	0.22
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	2.48	2.38	2.06	1.76	1.48	1.22	0.98	0.75	0.54	0.35	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$2.38)	(\$4.07)	(\$3.35)	(\$2.24)	(\$1.23)	\$0.20	\$1.13	\$2.08	\$6.33	\$7.29	\$7.90	\$8.63	\$9.26	\$9.62	\$9.98	\$10.35	\$12.06
<b>I M P U E S T O S</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.34	0.62	1.90	2.19	2.37	2.59	2.78	2.88	2.99	3.11	3.62
OTROS IMP.			0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$2.38)	(\$4.08)	(\$3.36)	(\$2.26)	(\$1.25)	\$0.11	\$0.76	\$1.42	\$4.37	\$5.03	\$5.46	\$5.97	\$6.41	\$6.65	\$6.91	\$7.17	\$8.36



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA  
 TRAMO PUERTO SALGAR-PERRIRA-CALI  
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
<b>INVERSIONES</b>	MILLONES DE US\$																			
TUBERIA	37.34	37.34	18.67																	
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
ESTACIONES DE MEDICION																				
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		2.33	4.72																	
<b>INVERSION BRUTA EN PLANTA</b>	<b>37.34</b>	<b>39.68</b>	<b>23.40</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	
<b>ACTIVO BRUTO ACUMULADO</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>	<b>77.02</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	<b>100.42</b>	
<b>ACTIVO NETO A FIN DE AÑO</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>	<b>77.02</b>	<b>100.42</b>	<b>95.75</b>	<b>91.08</b>	<b>86.41</b>	<b>81.75</b>	<b>77.08</b>	<b>72.41</b>	<b>67.74</b>	<b>63.07</b>	<b>58.41</b>	<b>53.74</b>	<b>49.07</b>	<b>44.40</b>	<b>39.73</b>	<b>35.07</b>	<b>30.40</b>	<b>25.73</b>	
<b>COSTOS DE OPERACION</b>	MILLONES DE US\$																			
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
COSTOS DE LA TUBERIA			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACION</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.23</b>	
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	MILLONES DE US\$																			
GASTOS EN OFICINA CENTRAL	MILLONES DE US\$		0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	
SEGUROS	MILLONES DE US\$		1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	
IMPUESTOS	MILLONES DE US\$		0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
VARIOS	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	0.30	0.30	0.30	0.30	
<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	<b>2.25</b>	
<b>RETORNO Y DEPRECIACION</b>	MILLONES DE US\$																			
TOTAL DEPRECIACION ANUAL	MILLONES DE US\$		4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	
RETORNO DE LA INVERSION	MILLONES DE US\$		14.06	13.41	12.75	12.10	11.44	10.79	10.14	9.48	8.83	8.18	7.52	6.87	6.22	5.56	4.91	4.26	3.60	
<b>SUMA REINT. Y DEPRECIACION</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>18.73</b>	<b>18.07</b>	<b>17.42</b>	<b>16.77</b>	<b>16.11</b>	<b>15.46</b>	<b>14.81</b>	<b>14.15</b>	<b>13.50</b>	<b>12.84</b>	<b>12.19</b>	<b>11.54</b>	<b>10.88</b>	<b>10.23</b>	<b>9.58</b>	<b>8.92</b>	<b>8.26</b>	
<b>COSTO ANUAL DE SERVICIO</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>22.21</b>	<b>21.55</b>	<b>20.90</b>	<b>20.25</b>	<b>19.59</b>	<b>18.94</b>	<b>18.28</b>	<b>17.63</b>	<b>16.98</b>	<b>16.32</b>	<b>15.67</b>	<b>15.02</b>	<b>14.36</b>	<b>13.71</b>	<b>13.06</b>	<b>12.40</b>	<b>11.74</b>	
<b>COSTO UNITARIO DEL SERVICIO</b>	<b>US\$/MPC</b>		<b>48.32</b>	<b>13.03</b>	<b>6.47</b>	<b>3.52</b>	<b>2.48</b>	<b>1.29</b>	<b>1.02</b>	<b>0.93</b>	<b>0.77</b>	<b>0.70</b>	<b>0.51</b>	<b>0.47</b>	<b>0.44</b>	<b>0.41</b>	<b>0.38</b>	<b>0.35</b>	<b>0.28</b>	
<b>COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAL</b>	<b>US\$/MPC</b>		<b>0.98</b>																	
<b>FLUJO ANUAL</b>	<b>MPC</b>		<b>459.60</b>	<b>1653.98</b>	<b>3229.82</b>	<b>5750.09</b>	<b>7888.41</b>	<b>14624.77</b>	<b>17920.17</b>	<b>19028.09</b>	<b>22027.44</b>	<b>23349.68</b>	<b>30902.09</b>	<b>31950.00</b>	<b>32901.68</b>	<b>33728.25</b>	<b>34680.20</b>	<b>35490.28</b>	<b>35490.28</b>	
(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994																				

FLUJO DE CAJA BASE  
(MILLONES DE US\$)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>I N G R E S O S</b>																			
<b>C A P I T A L</b>																			
EMPRESTITOS	24.27	25.79	15.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACCIONES	13.07	13.89	8.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>V E N T A S</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			0.45	1.62	3.17	5.65	7.74	14.36	17.59	18.68	21.63	22.92	30.34	31.37	32.30	33.11	34.05	34.84	34.84
<b>E G R E S O S</b>																			
GASTOS DE OPERACION			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
GASTOS ADMINISTRATIVOS			2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
DEPRECIACION ANUAL			4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	4.67	2.96
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	6.00	5.77	5.00	4.27	3.59	2.96	2.37	1.83	1.32	0.84	0.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$7.70)	(\$12.53)	(\$10.75)	(\$7.50)	(\$4.67)	\$2.62	\$6.49	\$8.16	\$11.65	\$13.46	\$21.35	\$22.81	\$24.15	\$24.97	\$25.90	\$26.70	\$28.41
<b>I M P U E S T O S</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	1.95	2.45	3.50	4.04	6.40	6.84	7.25	7.49	7.77	8.01	8.52
OTROS IMP.			0.00	0.01	0.02	0.03	0.05	0.09	0.11	0.11	0.13	0.14	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$7.70)	(\$12.54)	(\$10.77)	(\$7.53)	(\$4.72)	\$1.75	\$4.43	\$5.60	\$8.03	\$9.28	\$14.76	\$15.78	\$16.71	\$17.28	\$17.93	\$18.48	\$19.68



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA  
 TRAMO SABASTOPOL-MEDILLIN  
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO ALTO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>INVERSIONES</b>	MILLONES DE US\$																		
TUBERIA	16.34	16.34	8.17																
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ESTACIONES DE MEDICION																			
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		1.02	2.07																
<b>INVERSION BRUTA EN PLANTA</b>	16.34	17.36	10.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>ACTIVO BRUTO ACUMULADO</b>	MILLONES DE US\$																		
ACTIVO BRUTO ACUMULADO	33.70	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94	43.94
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	33.70	43.94	41.90	39.85	37.81	35.77	33.73	31.68	29.64	27.60	25.56	23.51	21.47	19.43	17.39	15.34	13.30	11.26	
<b>COSTOS DE OPERACION</b>	MILLONES DE US\$																		
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COSTOS DE LA TUBERIA			0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACION</b>			0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	MILLONES DE US\$																		
GASTOS EN OFICINA CENTRAL			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
SEGUROS			0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
IMPUESTOS			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
VARIOS			0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>			0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
<b>RETORNO Y DEPRECIACION</b>	MILLONES DE US\$																		
TOTAL DEPRECIACION ANUAL			2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	0.33
RETORNO DE LA INVERSION			6.15	5.87	5.58	5.29	5.01	4.72	4.44	4.15	3.86	3.58	3.29	3.01	2.72	2.43	2.15	1.86	1.58
<b>SUMA RENT. Y DEPRECIACION</b>			8.19	7.91	7.62	7.34	7.05	6.76	6.48	6.19	5.91	5.62	5.33	5.05	4.76	4.48	4.19	3.90	1.91
<b>COSTO ANUAL DE SERVICIO</b>			9.73	9.44	9.16	8.87	8.58	8.30	8.01	7.73	7.44	7.15	6.87	6.58	6.30	6.01	5.72	5.44	3.44
<b>COSTO UNITARIO DEL SERVICIO</b>			7.32	3.47	1.93	1.20	0.80	0.61	0.53	0.41	0.36	0.32	0.24	0.21	0.20	0.18	0.17	0.15	0.10
<b>COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAL</b>			0.41																
<b>FLUJO ANUAL</b>			1328.25	2720.23	4748.72	7370.81	10739.62	13580.37	15206.76	18692.38	20450.51	22420.52	29043.08	30662.15	32035.60	33175.60	34606.99	35772.26	35772.26

(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	2006	2007	2008	2009	2010
<b>CAPITAL</b>																			
PRESTITOS	10.62	11.28	6.65	0.00	0.00	0.00	0.00	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	5.72	6.08	3.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>VENTAS</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			0.55	1.12	1.96	3.05	4.44	5.61	6.28	7.72	8.45	9.26	12.00	12.67	13.24	13.71	14.30	14.78	14.78
<b>EGRSOS</b>																			
GASTOS DE OPERACION			0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
GASTOS ADMINISTRATIVOS			0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
DEPRECIACION ANUAL			2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	0.33
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	2.63	2.53	2.19	1.87	1.57	1.30	1.04	0.80	0.58	0.37	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>(\$3.03)</b>	<b>(\$5.08)</b>	<b>(\$4.14)</b>	<b>(\$2.72)</b>	<b>(\$1.01)</b>	<b>\$0.46</b>	<b>\$1.41</b>	<b>\$3.11</b>	<b>\$4.08</b>	<b>\$5.11</b>	<b>\$8.06</b>	<b>\$8.92</b>	<b>\$9.66</b>	<b>\$10.13</b>	<b>\$10.72</b>	<b>\$11.21</b>	<b>\$12.92</b>
<b>IMPUESTOS</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.42	0.93	1.22	1.53	2.42	2.67	2.90	3.04	3.22	3.36	3.67
OTROS IMP.			0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09
<b>UTILIDAD (-PERDIDAS)</b>			<b>(\$3.03)</b>	<b>(\$5.09)</b>	<b>(\$4.15)</b>	<b>(\$2.74)</b>	<b>(\$1.03)</b>	<b>\$0.29</b>	<b>\$0.95</b>	<b>\$2.13</b>	<b>\$2.80</b>	<b>\$3.52</b>	<b>\$5.57</b>	<b>\$6.17</b>	<b>\$6.68</b>	<b>\$7.01</b>	<b>\$7.42</b>	<b>\$7.75</b>	<b>\$8.95</b>



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	2007	2008	2009	2010	
<b>INVERSIONES</b>	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	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07	
ESTACIONES DE MEDICION																				
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		9.14	18.50																	
<b>INVERSION BRUTA EN PLANTA</b>	<b>146.26</b>	<b>155.40</b>	<b>91.63</b>	<b>0.67</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>11.07</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.67</b>	<b>12.63</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>11.07</b>	
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	418.33	418.33	418.33	418.33	429.40	
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	190.30	169.58	148.06	128.14	118.49	
<b>COSTOS DE OPERACION</b>																				
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	2.00	2.00	2.00	2.00	2.89	
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	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	
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	1.16	1.37	1.59	1.80	2.02	
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACION</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>4.70</b>	<b>4.75</b>	<b>4.77</b>	<b>4.78</b>	<b>4.79</b>	<b>4.80</b>	<b>5.70</b>	<b>5.87</b>	<b>6.05</b>	<b>6.23</b>	<b>6.46</b>	<b>7.65</b>	<b>7.86</b>	<b>8.08</b>	<b>8.29</b>	<b>8.51</b>	<b>9.61</b>	
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>																				
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	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
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	7.32	7.32	7.32	7.32	7.51	
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	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	
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	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	
<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>8.81</b>	<b>8.82</b>	<b>8.82</b>	<b>8.82</b>	<b>8.82</b>	<b>8.82</b>	<b>9.03</b>	<b>9.03</b>	<b>9.03</b>	<b>9.03</b>	<b>9.04</b>	<b>9.27</b>	<b>9.27</b>	<b>9.27</b>	<b>9.27</b>	<b>9.27</b>	<b>9.48</b>	
<b>RENTA Y DEPRECIACION</b>																				
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	20.72	20.72	20.72	20.72	20.12	
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	26.64	23.74	20.84	17.94	18.59	
<b>SUMA RENT. Y DEPRECIACION</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>73.34</b>	<b>70.94</b>	<b>68.38</b>	<b>65.81</b>	<b>63.24</b>	<b>60.67</b>	<b>60.76</b>	<b>58.03</b>	<b>55.31</b>	<b>52.59</b>	<b>49.96</b>	<b>50.26</b>	<b>47.36</b>	<b>44.46</b>	<b>41.56</b>	<b>38.66</b>	<b>36.71</b>	
<b>COSTO ANUAL DE SERVICIO</b>	<b>MILLONES DE US\$</b>		<b>86.85</b>	<b>84.52</b>	<b>81.96</b>	<b>79.41</b>	<b>76.85</b>	<b>74.29</b>	<b>75.48</b>	<b>72.93</b>	<b>70.39</b>	<b>67.84</b>	<b>65.45</b>	<b>67.18</b>	<b>64.50</b>	<b>61.81</b>	<b>59.13</b>	<b>56.44</b>	<b>55.79</b>	
<b>COSTO UNITARIO DEL SERVICIO</b>	<b>US\$/MPC</b>		<b>13.98</b>	<b>7.88</b>	<b>4.84</b>	<b>3.22</b>	<b>2.40</b>	<b>1.81</b>	<b>1.64</b>	<b>1.24</b>	<b>1.11</b>	<b>0.99</b>	<b>0.87</b>	<b>0.79</b>	<b>0.74</b>	<b>0.68</b>	<b>0.63</b>	<b>0.59</b>	<b>0.58</b>	
<b>COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAL</b>	<b>US\$/MPC</b>		<b>1.39</b>																	
<b>FLUJO ANUAL</b>	<b>MPC</b>		<b>6210.82</b>	<b>10721.69</b>	<b>16951.23</b>	<b>24644.86</b>	<b>31975.32</b>	<b>41127.18</b>	<b>46005.25</b>	<b>58710.47</b>	<b>63534.68</b>	<b>68383.89</b>	<b>75326.03</b>	<b>85187.43</b>	<b>87302.15</b>	<b>90742.91</b>	<b>93581.49</b>	<b>96021.25</b>	<b>96021.25</b>	
(1): ENTRADA EN OPERACION A PRINCIPIOS DE 1994																				

FLUJO DE CAJA BASE

(MILLONES DE US\$)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>I N G R E S O S</b>																			
<b>C A P I T A L</b>																			
EMPRESTITOS	95.07	191.01	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	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	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07
<b>V E N T A S</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			8.61	14.87	23.51	34.18	44.34	57.04	63.80	81.42	88.11	94.84	104.46	118.14	121.07	125.85	129.78	133.17	133.17
<b>E G R E S O S</b>																			
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	7.85	7.86	8.08	8.29	8.51	9.61
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	9.27	9.27	9.27	9.27	9.48
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	20.72	20.72	20.72	20.72	20.12
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	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$23.18)	(\$40.57)	(\$31.04)	(\$17.34)	(\$4.34)	\$10.99	\$18.02	\$37.77	\$46.43	\$54.97	\$66.21	\$78.91	\$83.22	\$87.78	\$91.50	\$94.67	\$93.96
<b>I M P U E S T O S</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	5.41	11.33	13.93	16.49	19.86	23.67	24.97	26.33	27.45	28.40	28.19
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	0.73	0.76	0.78	0.80	0.80
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$23.23)	(\$40.66)	(\$31.18)	(\$17.55)	(\$4.61)	\$7.35	\$12.23	\$25.95	\$31.97	\$37.91	\$45.72	\$54.53	\$57.53	\$60.69	\$63.27	\$65.47	\$64.97





FLUJO DE CAJA BASE  
(MILLONES DE US\$)

INGRESOS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>CAPITAL</b>																			
EMPRESTITOS	10.01	10.64	6.27	0.00	0.00	0.00	0.00	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	5.39	5.73	3.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>VENTAS</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			1.09	1.92	2.87	3.86	4.80	6.31	7.19	8.11	9.07	9.92	10.66	11.27	11.74	12.06	12.39	12.72	12.72
<b>EGRESOS</b>																			
GASTOS DE OPERACION			0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
GASTOS ADMINISTRATIVOS			0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
DEPRECIACION ANUAL			1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	2.48	2.38	2.06	1.76	1.48	1.22	0.96	0.75	0.54	0.35	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	0.00	0.00	(\$2.26)	(\$3.90)	(\$2.87)	(\$1.55)	(\$0.32)	\$1.48	\$2.62	\$3.78	\$4.97	\$6.03	\$6.96	\$7.75	\$8.39	\$8.71	\$9.03	\$9.37	\$11.08
<b>IMPUESTOS</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.78	1.13	1.49	1.81	2.09	2.33	2.52	2.61	2.71	2.81	3.32
OTROS IMP.			0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08
<b>UTILIDAD (-PERDIDAS)</b>			(\$2.26)	(\$3.92)	(\$2.88)	(\$1.57)	(\$0.35)	\$1.00	\$1.79	\$2.60	\$3.42	\$4.16	\$4.81	\$5.36	\$5.80	\$6.02	\$6.25	\$6.48	\$7.68





ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GASIFERA CON VENEZUELA  
 TRAMO PUERTO SALGAR-PERRERA-CALI  
 ALTERNATIVA 1 - ESCENARIO BAJO

COSTOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>INVERSIONES</b>	MILLONES DE US\$																		
TUBERIA	31.56	31.56	15.78																
COMPRESION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ESTACIONES DE MEDICION																			
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION		1.97	3.99																
<b>INVERSION BRUTA EN PLANTA</b>	<b>31.56</b>	<b>33.54</b>	<b>19.77</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>ACTIVO BRUTO ACUMULADO</b>	MILLONES DE US\$																		
ACTIVO BRUTO ACUMULADO	65.10	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88	84.88
ACTIVO NETO A FIN DE AÑO	65.10	84.88	80.93	76.98	73.04	69.09	65.15	61.20	57.26	53.31	49.37	45.42	41.48	37.53	33.58	29.64	25.69	21.75	
<b>COSTOS DE OPERACION</b>	MILLONES DE US\$																		
COSTOS DE COMPRESION, REVISION Y MEDICION			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COSTOS DE LA TUBERIA			1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
COSTOS DEL COMBUSTIBLE			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACION</b>			<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>	MILLONES DE US\$																		
GASTOS EN OFICINA CENTRAL			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
SEGUROS			1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49
IMPUESTOS			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
VARIOS			0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>			<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>	<b>1.90</b>
<b>RETORNO Y DEPRECIACION</b>	MILLONES DE US\$																		
TOTAL DEPRECIACION ANUAL			3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	2.24
RETORNO DE LA INVERSION			11.88	11.33	10.78	10.23	9.67	9.12	8.57	8.02	7.46	6.91	6.36	5.81	5.25	4.70	4.15	3.60	3.04
<b>SUMA RENT. Y DEPRECIACION</b>			<b>15.83</b>	<b>15.28</b>	<b>14.72</b>	<b>14.17</b>	<b>13.62</b>	<b>13.07</b>	<b>12.51</b>	<b>11.96</b>	<b>11.41</b>	<b>10.86</b>	<b>10.30</b>	<b>9.75</b>	<b>9.20</b>	<b>8.65</b>	<b>8.09</b>	<b>7.54</b>	<b>6.98</b>
<b>COSTO ANUAL DE SERVICIO</b>			<b>18.82</b>	<b>18.27</b>	<b>17.71</b>	<b>17.16</b>	<b>16.61</b>	<b>16.06</b>	<b>15.51</b>	<b>14.95</b>	<b>14.40</b>	<b>13.85</b>	<b>13.30</b>	<b>12.74</b>	<b>12.19</b>	<b>11.64</b>	<b>11.09</b>	<b>10.53</b>	<b>9.97</b>
<b>COSTO UNITARIO DEL SERVICIO</b>			<b>52.98</b>	<b>16.56</b>	<b>8.22</b>	<b>4.02</b>	<b>2.90</b>	<b>2.26</b>	<b>1.97</b>	<b>1.66</b>	<b>1.52</b>	<b>1.39</b>	<b>1.00</b>	<b>0.86</b>	<b>0.85</b>	<b>0.73</b>	<b>0.68</b>	<b>0.63</b>	<b>0.29</b>
<b>COSTO UNITARIO UNIFORME ANUAL</b>			<b>1.43</b>																
<b>FLUJO ANUAL</b>			<b>355.24</b>	<b>1102.92</b>	<b>2155.91</b>	<b>4264.48</b>	<b>5727.22</b>	<b>7114.10</b>	<b>7890.56</b>	<b>9031.75</b>	<b>9482.93</b>	<b>9972.11</b>	<b>13305.44</b>	<b>14878.01</b>	<b>14400.72</b>	<b>15854.11</b>	<b>16395.02</b>	<b>16781.73</b>	<b>28809.37</b>

(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	2006	2007	2008	2009	2010
<b>CAPITAL</b>																			
EMPRESTITOS	20.52	21.60	12.85	0.00	0.00	0.00	0.00	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	11.05	11.74	6.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>VENTAS</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			0.51	1.58	3.09	6.12	8.22	10.21	11.32	12.96	13.61	14.31	19.09	21.35	20.66	22.75	23.52	24.08	41.33
<b>EGRSOS</b>																			
GASTOS DE OPERACION			1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
GASTOS ADMINISTRATIVOS			1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90
DEPRECIACION ANUAL			3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	2.24
INTERESSES DEUDA	0.00	0.00	0.00	5.08	4.88	4.22	3.61	3.04	2.50	2.01	1.54	1.11	0.71	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$6.43)	(\$10.43)	(\$8.72)	(\$5.04)	(\$2.33)	\$0.23	\$1.88	\$4.02	\$5.13	\$6.26	\$11.44	\$14.07	\$13.72	\$15.81	\$16.59	\$17.14	\$36.11
<b>IMPUESTOS</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.56	1.20	1.54	1.88	3.43	4.22	4.12	4.74	4.98	5.14	10.83
OTROS IMP.			0.00	0.01	0.02	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.11	0.13	0.12	0.14	0.14	0.14	0.25
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$6.43)	(\$10.44)	(\$8.74)	(\$5.08)	(\$2.38)	\$0.10	\$1.25	\$2.73	\$3.51	\$4.29	\$7.89	\$9.72	\$9.48	\$10.93	\$11.47	\$11.85	\$25.03





**FLUJO DE CAJA BASE**  
(MILLONES DE US\$)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>I N G R E S O S</b>																			
<b>C A P I T A L</b>																			
EMPRESTITOS	10.62	11.28	6.85	0.00	0.00	0.00	0.00	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	5.72	6.08	3.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>V E N T A S</b>																			
VENTAS ANUALES NORMALIZADAS			0.57	1.09	2.13	3.28	4.77	6.57	7.35	9.07	9.93	10.91	11.69	12.41	13.01	13.49	14.12	14.60	14.60
<b>E G R E S O S</b>																			
GASTOS DE OPERACION			0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
GASTOS ADMINISTRATIVOS			0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
DEPRECIACION ANUAL			2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	0.33
INTERESES DEUDA	0.00	0.00	0.00	2.63	2.53	2.19	1.87	1.57	1.30	1.04	0.80	0.58	0.37	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INGRESOS NETOS ANTES DE IMPUESTOS	0.00	0.00	(\$3.01)	(\$5.12)	(\$3.97)	(\$2.48)	(\$0.68)	\$1.43	\$2.48	\$4.45	\$5.56	\$6.76	\$7.74	\$8.66	\$9.44	\$9.92	\$10.54	\$11.03	\$12.74
<b>I M P U E S T O S</b>																			
IMPUESTO DE RENTA			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.74	1.34	1.67	2.03	2.32	2.60	2.83	2.97	3.16	3.31	3.82
OTROS IMP.			0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09
UTILIDAD (-PERDIDAS)			(\$3.01)	(\$5.12)	(\$3.98)	(\$2.50)	(\$0.70)	\$0.96	\$1.69	\$3.06	\$3.83	\$4.66	\$5.35	\$5.99	\$6.53	\$6.86	\$7.29	\$7.63	\$8.83



Estudio de factibilidad preliminar interconexión  
gasifera con Venezuela/Ecopetrol

333.8233 E558e3 v.5 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO