

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ELEMENTOS PARA LA FORMULACION
DE UN PROGRAMA DE GAS NATURAL**

1991

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
COMISION NACIONAL DE ENERGIA
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

ELEMENTOS PARA LA FORMULACION DE
UN PROGRAMA DE GAS NATURAL

PRELIMINAR

I N D I C E

1. **RESUMEN Y RECOMENDACIONES**
 - 1.1 Antecedentes
 - 1.2 Proyecto para el Desarrollo del Gas al Interior del País
 - 1.2.1 Fuentes de Abastecimiento
 - 1.2.2 Demanda Potencial en el Interior del País
 - 1.2.3 Evaluación y Resultados
 - 1.3 Lineamientos Básicos del Programa
 - 1.4 Repercusiones del Programa sobre el Sector Energético
 - 1.5 Conclusiones y Recomendaciones

2. **ANTECEDENTES**
 - 2.1 La Situación Actual
 - 2.1.1 Estructura de Producción y Consumo
 - 2.2 Estructura Institucional y Marco Regulatorio
 - 2.2.1 Estructura Institucional
 - 2.2.2 Tarifas

3. **DESARROLLO DEL PROGRAMA DE GAS AL INTERIOR DEL PAIS**
 - 3.1 Fuentes de Suministro
 - 3.2 Estimación de la Demanda Potencial
 - 3.2.1 Cubrimiento de la Red Troncal
 - 3.3 Evaluación y Resultados

4. **REQUERIMIENTOS BASICOS PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA**
 - 4.1 Monto de Inversiones y Cronograma de los Desembolsos
 - 4.2 Estructura Institucional y Marco Regulatorio
 - 4.2.1 Lineamientos Generales para la Definición de una Estructura Institucional para el Sector Gas.
 - 4.2.2 Tarifas

5. **REPERCUSIONES DEL PROGRAMA SOBRE EL SECTOR ENERGETICO**
 - 5.1 Sector Gas
 - 5.2 Sector Eléctrico
 - 5.3 Sector Hidrocarburos

1. RESUMEN Y RECOMENDACIONES

1.1 Antecedentes

Colombia tiene una estructura de consumo de energía que es atípica con respecto al patrón existente en otros países. En el sector residencial subsiste una alta participación de la energía eléctrica y de las gasolinas para los usos de cocción, mientras energéticos más económicos, como el GLP o el gas natural, representan una pequeña porción. Mientras en el resto de América Latina este sector representa en promedio el 24% del consumo total de Energía Eléctrica, en nuestro país este porcentaje es de casi el doble (46%).

Esta situación condujo al gobierno a definir en 1986 el "Programa de Gas para el Cambio". Este programa tenía como objetivos lograr un mayor cubrimiento de los mercados ya existentes, e implantar una estrategia de penetración en el interior del país.

Aunque este programa ha presentado algunos logros a nivel regional sus metas iniciales no han sido cumplidas a cabalidad. Entre los factores que incidieron como limitantes a este proceso se cuentan los siguientes:

-Restricciones de oferta que impidieron la penetración de los mercados internos de mayor potencial.

-Falta de un marco institucional y regulatorio específico para este sector, y no como el resultado de una analogía con la reglamentación existente para el petróleo.

-Una estructura tarifaria subsidiada en la cual los déficit son asumidos por Ecopetrol, desestimulando a la empresa estatal, para impulsar el proyecto.

-Limitaciones en la financiación de las inversiones requeridas para construir la infraestructura de distribución.

Ante la posibilidad de importar gas natural de Venezuela, así como las perspectivas del Campo Cusiana en el Oriente Colombiano, se ha abierto de nuevo el debate sobre la construcción de una red de transporte hacia el interior y sobre la implantación de una nueva estrategia tarifaria e institucional que supla los vacíos y problemas de la existente.

1.2 Proyecto para el desarrollo del gas al interior del País:

La posibilidad de ampliar las fuentes de suministro abren el debate para la construcción de una red de transporte que permita la penetración de los mercados del interior. En esta sección se analizará la rentabilidad financiera y económica de este programa de abastecimiento de gas.

1.2.1 Fuentes de abastecimiento:

Las fuentes de suministro consideradas fueron:

-Guajira con el desarrollo adicional de los campos Chuchupa y Ballena que suministrarían hasta un máximo de 150 MPCD.

-Importación desde Venezuela a través de un ducto que se interconectaría con una red central en el país y que suministraría hasta un máximo de 200 MPCD.

-Otras fuentes de abastecimiento como el campo de Cusiana

actualmente en evaluación.

1.2.2 Demanda Potencial en el Interior del País:

Considerando un trazado tentativo de la red de transporte, el cual incluiría las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y el sector de Barrancabermeja - Bucaramanga, se estimó la demanda potencial de gas por sectores.

En el sector residencial se consideraron los usos de cocción y calentamiento de agua, actualmente abastecidos con Energía Eléctrica y algunos derivados del petróleo como el cocinol, el propano y el queroseno empleados en la cocción de alimentos.

Para el sector industrial se tomó como base de sustitución, aquellos energéticos para usos térmicos, como ACPM, GLP y Queroseno. Adicionalmente, se contempló el potencial de demanda de energía de la refinería de Barrancabermeja, actualmente abastecida con gas proveniente de los campos de Payoa, Provincia y El Centro. Dado que estos campos se encuentran en declinación, se estudia aquí la posibilidad de seguir utilizando gas en vez de sustituirlo por Fuel Oil.

Finalmente, para el sector transporte se analiza la posibilidad de sustituir una parte de la gasolina utilizada en el transporte público urbano en los principales centros de consumo.

El Cuadro 1.1 presenta los principales resultados por sector y fuente de energía sustituida (los supuestos pueden consultarse en el Capítulo 3 y en el Anexo 1). Puede observarse cómo el crecimiento de la demanda en los primeros siete años registra tasas superiores al 25% anual, pasando de 56 MPCD en 1994 a 244 MPCD en el 2000, por efecto del proceso de sustitución, para luego disminuir a tasas de crecimiento

del 4.7% hasta el final del periodo considerado (2013), como resultado del crecimiento vegetativo de la demanda. El fuel oil representa un alto porcentaje de la demanda potencial sustituible para los primeros años de evaluación (70% en el 94 y 40% en el 99) y su demanda se encuentra concentrada en un sólo gran consumidor.

1.2.3 Evaluación y Resultados:

El ejercicio se realizó en dos etapas. Inicialmente se hizo el análisis financiero, calculando la tarifa que cubriría los costos de inversión y mantenimiento de la red central con las demandas totales indicadas en la sección anterior y diferentes alternativas de suministro.

Suponiendo una tasa de rentabilidad del 12% en términos constantes y los volúmenes de gas correspondientes a la demanda potencial estimada, se obtuvieron las diferentes tarifas de transporte promedio entre los centros de producción y los centros de consumo. Para el análisis de los precios de venta en gasoducto troncal, fueron considerados los siguientes escenarios de precios de compra al productor:

	ESCENARIO (US\$/MBTU)		
	ALTO	BASE	BAJO
GUAJIRA	1.50	1.00	0.80
VENEZUELA	1.40	1.10	0.80
CUSIANA	1.80	1.20	1.10

Los resultados obtenidos pueden apreciarse en el Cuadro No. 1.2. Las tarifas de transporte varían para el Escenario Base de precios entre US\$ 1.47/MBTU transportado, suponiendo un abastecimiento del 100% de Cusiana a US\$ 1.79/MBTU en el caso combinado de suministro Guajira, Venezuela y Cusiana. Los precios de venta en troncal oscilan entre US\$ 2.67/MBTU a US\$ 2.85/MBTU y corresponden a un aumento de más del 170% con respecto a las tarifas actuales aprobadas por resolución.

En la segunda fase de la evaluación se procedió a calcular la rentabilidad económica del programa. Se consideraron los ingresos y egresos de construcción del gasoducto, los costos de compra del gas a los productores y los beneficios por ahorros energéticos, todo esto contabilizado a precios cuenta.

Para el cálculo de los ahorros se tomó la diferencia entre el costo de oportunidad del energético sustituido y la tarifa que cubra los costos medios de abastecimiento de los casos base del cuadro No. 1.2. Para obtener la tarifa al usuario residencial o comercial se adicionaron los costos de distribución, equivalentes a US\$ 2.00/MBTU. En el caso de la sustitución de gasolina fue considerado un sobre costo de US\$ 1.60/MBTU por costos de compresión requeridos. Para el Caso Base de suministro combinado se obtuvo una rentabilidad económica para el país superior al 30% con un valor presente de los beneficios, descontado al 12%, de MUS\$ 1.480, en dólares constantes de 1991.

Como sensibilidades al consumo proyectado se consideraron los siguientes casos de sustitución: con el 50% de la demanda estimada de electricidad, con el 50% de la demanda de gasolina y por último sin considerar la sustitución de fuel oil. Para la alternativa de suministro combinado con el escenario base de compra al productor, se registran los siguientes incrementos en la tarifa de transporte y/o precio en troncal:

US\$ 0.12/MBTU con el 50% de la energía eléctrica, US\$ 0.19/MBTU para el 50% de la gasolina y US\$ 0.74/MBTU para el caso sin Fuel Oil. (cuadro No. 1.3).

1.3 Lineamientos Básicos del Programa:

Dada la viabilidad económica del proyecto, su ejecución requeriría los siguientes lineamientos básicos:

- Un plan de inversión que contemple un flujo de desembolsos para construcción de la red central de 676.7 MUS\$ en un periodo de cuatro años y un monto total de 670.2 MUS\$ para la construcción de la infraestructura de distribución entre 1993 y el año 2000. Con las condiciones actuales de plazo y cuota inicial (5 años y 20%) se requeriría un fondo de inversión para redes urbanas de 315 MUS\$ para el período mencionado.

- Creación de un marco institucional mediante un código de gas que contemple como mínimo:

. La definición del gas como un servicio público.

. La revisión de la reglamentación existente en transporte y distribución del gas, estudiando nuevos esquemas de manera que se consideren por separado las particularidades de cada una de las etapas de la cadena productiva.

. Fomentar la libre competencia entre los entes públicos y privados en el proceso de contratación de las actividades de transporte y distribución de gas natural.

- Definición de una estructura tarifaria acorde con los objetivos de sustitución y que cubra el costo promedio de suministro en las diferentes etapas productivas.

1.4 Repercusiones del Programa sobre el Sector Energético:

Con respecto al sector gas, el desarrollo del programa deberá buscar una estructura de tarifas que refleje los costos de prestación del servicio. Bajo este criterio debe buscarse el desmonte de los subsidios actuales, en particular al sector eléctrico, el cual fue de M\$15.731 en 1990.

Los ajustes de tarifas para los actuales consumidores industriales y domésticos no deberían ser considerables si se toma como base el costo regional de suministro.

Para los nuevos usuarios, las tarifas vigentes deberán reajustarse en más de un 170% para que se cubra con estas el costo promedio de suministro.

Esta situación implicaría grandes diferencias con respecto a la situación actual, lo que haría necesario determinar una estructura tarifaria para el gas acorde con la existente en otros subsectores energéticos. Esta estructura tarifaria deberá enmarcarse dentro de una política de precios para todo el sector, de manera que se estimule el proceso de sustitución.

Para el sector de los hidrocarburos se espera una disminución en el crecimiento de la demanda de gasolinas siempre y cuando las señales de precio entre este energético y el gas natural comprimido permitan una pronta recuperación de las inversiones requeridas por conversión.

Las repercusiones del proyecto sobre otros subsectores energéticos son considerables. Estimaciones preliminares permiten prever un fuerte impacto sobre el sector eléctrico. Según estos cálculos, el plan de expansión podría desplazarse

hasta dos años, lo que cambiaría considerablemente los flujos de inversión necesarios.

1.5 Conclusiones y Recomendaciones

Teniendo en cuenta la rentabilidad del programa se recomienda emprender el plan de inversión. Para ello deberán tenerse en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Determinar las fuentes de suministro.

- Una vez finalizado el estudio que actualmente realiza ECOPETROL con la Comunidad Económica Europea, el Ministerio de Minas y Energía deberá presentar un proyecto de código de gas, en el cual se reglamente la actividad y se incluyan los formatos típicos de los contratos de concesión para el transporte y distribución de este energético.

- En espera de que el gobierno defina el marco institucional para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, acorde con la Nueva Constitución, constituir un grupo de estudio inter-institucional (Minminas, Comisión Nacional de Energía, DNP, Ecopetrol) que analice una estructura de precios tanto para el gas como para los demás energéticos sustituibles de manera que cubra los costos de suministro y permita la sustitución de los energéticos contemplados en este estudio. Este punto es de crucial importancia, si se tiene en cuenta que los beneficios del proyecto están en la sustitución.

- Encargar a este mismo grupo de recomendar posibles mecanismos de crédito que permitan superar las limitantes que se puedan presentar por los altos montos de inversión requeridos.

- Establecer con precisión los efectos que tendría este programa sobre las inversiones del sector eléctrico y sobre las proyecciones financieras del sector.

CUADRO No. 1.1

ESTIMACION DE LA DEMANDA POTENCIAL

		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
COCINOL																					
Demanda Sustituida	BPDC	57	107	203	384	727	1374	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800
Demanda Gas Residencial	KPCD	298	580	1058	2003	3788	7188	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558	13558
GAS PROPANO																					
Demanda Sustituida	BPDC	64	137	294	630	1348	2885	6178	8351	8532	8717	8908	7104	7306	7513	7727	7946	8172	8404	8642	8888
Demanda Gas Natural	KPCD	281	558	1194	2557	5472	11714	25073	25785	26517	27270	28044	28841	29680	30502	31389	32258	33178	34118	35087	36083
Demanda Gas Residencial	KPCD	255	547	1171	2508	5363	11479	24571	25289	25987	26725	27484	28264	29087	29892	30741	31614	32512	33435	34385	35362
Demanda Gas Industrial	KPCD	8	11	23	51	109	235	502	516	530	545	580	577	593	610	628	645	664	683	702	721
QUEROSENO																					
Demanda Sustituida	BPDC	48	70	108	185	253	388	585	832	872	714	758	808	857	910	967	1028	1092	1161	1233	1310
Demanda Gas Natural	KPCD	281	400	614	940	1441	2207	3383	3594	3819	4058	4312	4582	4869	5174	5498	5842	6208	6598	7009	7448
Demanda Gas Residencial	KPCD	53	80	123	189	290	444	680	722	788	818	887	921	979	1040	1105	1174	1248	1328	1409	1497
Demanda Gas Industrial	KPCD	208	320	491	751	1151	1783	2703	2872	3051	3242	3445	3661	3890	4134	4393	4668	4960	5270	5600	5951
DIESEL																					
Demanda Sustituida	BPDC	62	129	269	559	1180	2410	5008	5319	5852	6008	6382	6781	7208	7857	8138	8845	9187	9782	10373	11022
Demanda Gas Industrial	KPCD	388	783	1588	3294	6842	14212	29521	31388	33332	35418	37836	39992	42498	45158	47983	50988	54178	57570	61173	65003
FUEL OIL CIB																					
Demanda Sustituida	BPDC	8450	7570	8630	9580	10450	11280	11850	12530	13220	13820	14300	14780	15020	15020	15020	15020	15020	15020	15020	15020
Demanda Gas Industrial	KPCD	40790	47880	54580	60820	66080	71430	74850	79280	83630	87410	90440	93570	95000	95000	95000	95000	95000	95000	95000	95000
ENERGIA ELECTRICA																					
Demanda Sustituida	GWHA	854	1312	1948	2584	3224	3888	4517	4821	4728	4837	4948	5082	5189	5279	5391	5508	5623	5749	5880	6014
Demanda Gas Residencial	KPCD	8585	13208	19595	26014	32485	38954	45482	48533	47807	48703	49822	50988	52049	53155	54284	55437	56614	57892	59205	60554
GASOLINA MOTOR																					
Demanda Sustituida	BPDC	1717	3479	5288	7148	9081	10264	11528	12853	14248	15715	17258	18885	20588	22403	24308	26317	28438	30678	33044	35548
Demanda Gas Transporte	KPCD	7788	15734	23818	32331	40985	48423	52133	58134	64443	71079	78083	85417	93185	101332	109945	119033	128628	138757	149482	160778
DEMANDA TOTAL SUSTITUIDA	KPCD	56327	79103	102528	127758	157073	192108	244088	258251	272904	287495	301873	316924	330795	343875	357835	372113	387358	403489	420492	438422

CUADRO No. 1.2

ESCENARIOS DE PRECIOS DE COMPRA AL PRODUCTOR ----->	ALTO			BASE			BAJO		
	TRANSPORTE (US\$/MBTU)	TRONCAL (US\$/MBTU)	RENTABILIDAD ECONOMICA (%)	TRANSPORTE (US\$/MBTU)	TRONCAL (US\$/MBTU)	RENTABILIDAD ECONOMICA (%)	TRANSPORTE (US\$/MBTU)	TRONCAL (US\$/MBTU)	RENTABILIDAD ECONOMICA (%)
CASO BASE-1 (1)	1.72	3.31	28.0	1.72	2.83	29.1	1.72	2.60	29.7
CASO BASE-2 (2)	1.47	3.27	31.8	1.47	2.67	32.7	1.47	2.47	33.0
CASO BASE-3 (3)	1.79	3.23	25.3	1.79	2.85	26.5	1.79	2.59	27.5

- (1) SUMINISTRO: 30% GUAJIRA, 30% VENEZUELA, 40% CUSIANA
(2) SUMINISTRO: 0% GUAJIRA, 0% VENEZUELA, 100% CUSIANA
(3) SUMINISTRO: 40% GUAJIRA, 60% VENEZUELA, 0% CUSIANA

RENTABILIDAD FINANCIERA DEL 12% PARA EL TRANSPORTADOR

CUADRO No. 1.3

	TRANSPORTE (US\$/MBTU)	COSTO TRONCAL (US\$/MBTU)	TIR ECONOMICO (%)
CASO BASE-1	1.72	2.83	29.1
SENSIBILIDAD-1 (50% Energía Eléctrica)	1.84	2.95	22.7
SENSIBILIDAD-2 (50% Gasolina)	1.93	3.04	27.7
SENSIBILIDAD-3 (Sin Fuel Oil)	2.46	3.57	28.0

ESCENARIO BASE DE COMPRA AL PRODUCTOR Y RENTABILIDAD DEL 12% DEL TRANSPORTADOR

2. ANTECEDENTES

Colombia tiene una estructura de consumo de energía atípica que distorsiona la asignación eficiente de los recursos. En el sector residencial, subsiste una alta participación de la energía eléctrica y de las gasolinas para los usos de cocción de alimentos y calentamiento de agua, mientras energéticos más económicos, como el GLP o el Gas Natural, representan una pequeña porción. En términos de energía útil, la electricidad participa con el 48.8% del consumo sectorial y el GN lo hace tan sólo con el 3.8%. A nivel del subsector de la energía eléctrica, el 46% de la demanda tiene su origen en el sector residencial, mientras el industrial representa apenas el 35%.

En el consumo del sector industrial, el gas pesa 20.9% del total. De éste, la gran mayoría (42%) se explica por la utilización en las termoeléctricas, uso que podría ser sustituido de manera más eficiente por el carbón mineral.

Esta estructura de consumo atípica distorsiona la asignación eficiente de los recursos y su corrección representaría grandes ahorros para la economía nacional.

Lo anterior condujo al gobierno a definir en 1986 el "Programa de Gas para el Cambio". En este se proponía en una primera fase, lograr un cubrimiento completo de las regiones de la Costa Atlántica y del Oriente Colombiano (regiones con mayor producción de Gas) mediante la construcción de una red de gasoductos. En una fase posterior, se planteaba la necesidad de ampliar la cobertura hacia el interior del país

ya que es allí donde se encuentra el mayor potencial de consumo.

Aunque este programa ha presentado algunos logros a nivel regional (incremento en el número de instalaciones domiciliarias en 2.62 veces en la Costa), sus metas iniciales no han sido cumplidas a cabalidad. En particular, el hecho de dejar de lado la segunda fase del proyecto, bajo el argumento de un nivel de reservas bajo con respecto al tamaño de la demanda, limitó los alcances del programa, dejando el desarrollo del sector en un relativo estancamiento. La atención de la demanda efectiva se circunscribe a las regiones próximas a las fuentes de abastecimiento excluyendo las de mayor potencial, por lo cual el volumen del consumo no estimula la búsqueda de nuevos yacimientos, y a su vez las reservas limitadas no justifican una red de transporte hacia el interior.

Adicionalmente, problemas de índole institucional y tarifario han impedido que el programa adquiriera su verdadero dinamismo, tanto en las zonas aledañas a los campos de producción, como en la extensión del servicio a otras zonas del país. La carencia de unas reglas claras de juego, en especial en materia de quien asume el subsidio al consumidor y en la relación existente entre el distribuidor y el suministrador (Ecopetrol), están en la base de este problema.

La posibilidad actual de importar Gas Natural de Venezuela, así como las excelentes perspectivas del campo de Cusiana en el Oriente Colombiano, han abierto de nuevo el debate sobre la construcción de un gasoducto y sobre la implantación de una nueva estrategia tarifaria e institucional que estimule el desarrollo de este energético.

2.1 La Situación Actual:

2.1.1 Estructura de Producción y Consumo:

Debido a las limitaciones de oferta, la estructura de producción y consumo está distribuida por bloques regionales, imposibilitándose de esta manera una mayor difusión de este energético y perpetuando los desequilibrios existentes en la estructura de consumo de energía en el país.

De estos bloques regionales el más importante es el de la Costa Atlántica. Del total de 3962 GPC de reservas remanentes que posee el país, el 80% están ubicadas en esta zona principalmente (Chuchupa, Ballena, Riohacha en la Guajira) Castor y Sucre en la Costa Atlántica). A su vez, el consumo de esta zona del país representa el 71% del total. El consumo de Gas para la generación de electricidad y para el uso industrial en las ciudades de Barranquilla y Cartagena explican la mayor parte de la demanda de esta región.

El sistema de gas colombiano se completa con otros tres polos independientes. La región de Santander que cuenta aproximadamente con el 13% de las reservas nacionales (campos de Provincia, Payoa y El Centro) y con un consumo que pesa un 27% sobre el total del país. La producción de esta zona se encuentra en franca declinación lo que ha limitado el consumo por el lado de la oferta. Se espera para mediados de la presente década un déficit en el área de Barrancabermeja de 40 a 60 MPCD.

En la región del Huila existe en la actualidad un excedente de gas, el cual permitirá extender el servicio hacia las poblaciones cercanas a Neiva. De acuerdo con las proyecciones de Ecopetrol, una vez realizado este ensanche se dará completa utilización de estos excedentes.

Finalmente, existe la región del Meta y el Distrito Capital de Santa Fe de Bogotá que se alimentan del campo de Apiay por medio de gasoducto. La producción disponible para estas dos ciudades es de 10 MPCD lo que permitiría abastecer a 260.000 familias de la capital, es decir, una quinta parte del mercado.

Al lado de estos mercados regionales subsiste el mayor potencial de consumo : las clases altas y medias de Bogotá, la ciudad de Medellín y la de Cali. La ausencia de nuevas fuentes de abastecimiento y la carencia de una infraestructura de transporte, no han permitido un programa de penetración del gas que impulse la sustitución de la energía eléctrica y de los derivados del petróleo. De esta manera, la estructura de consumo continua distorsionada.

Como se puede apreciar en el siguiente Cuadro, la generación termoeléctrica y los usos industriales representan el 66% del total del gas consumido. El sector residencial tan sólo pesa el 3.6% y el gas comprimido para uso en el transporte 0.4%.

PROMEDIO AÑO 1990

SECTOR USUARIO	CONSUMO (MBTU/DIA)	PARTICIPACION
Termoeléctrico	164.785	42.02%
Ecopetrol	102.506	26.14%
Petroquímico	14.402	3.67%
Industrial	94.581	24.12%
Doméstico	14.196	3.62%
G.N.C	1.704	0.43%
TOTAL	392.174	100.00%

En los últimos cuatro años se ha hecho un esfuerzo considerable para revertir esta tendencia. El programa de gas ha beneficiado a más de 328.747 nuevos usuarios, se han construido 500 Km de red sobre un total de 1356 Km anteriormente existentes, se convirtieron 1800 vehículos de gasolina a gas (principalmente buses) y se cuenta con 11 estaciones de servicio.

Este esfuerzo, sin embargo está muy lejos de permitir igualar el sector del gas en Colombia con el desarrollo logrado en otros países como la Argentina.

2.2 Estructura Institucional y Marco Regulatorio:

2.2.1 Estructura Institucional:

Dado que el sector Gas se ha considerado como un subsector del sector petrolero, éste no dispone de una legislación específica que regule las actividades relacionadas con él, por lo que la exploración, explotación, transporte y distribución del producto se rigen por analogía con el petróleo. Esto se traduce en la carencia de unas reglas de juego claras y precisas y por lo tanto actúa como un factor que desestimula la normal difusión del programa.

La exploración y producción, están orientadas hacia la búsqueda de petróleo antes que la de gas, el cual se considera de hecho como un subproducto. En este sentido, los contratos recientes que se han firmado para la exploración de gas incluyen una diferenciación en las condiciones de precio de acuerdo con la situación geográfica y el tipo de gas encontrado.

A nivel del transporte la estructura institucional es similar a la de la red de oleoductos. Cualquier particular puede

construir un gasoducto en Colombia; debe para ello solicitar un permiso al Ministerio de Minas y Energía con un concepto previo de Ecopetrol; una vez aprobado, el transportador debe firmar un contrato de concesión con el Ministerio y uno de transporte con la empresa estatal.

El gas transportado es propiedad de Ecopetrol y éste se compromete a entregarlo al distribuidor a la entrada de cada población. Bajo este esquema, la existencia de subsidios tarifarios recae, al igual que para los derivados del petróleo, en su gran mayoría sobre la empresa estatal. En este sentido Ecopetrol, que bajo el esquema actual juega un amplio papel de liderazgo, pierde todo el estímulo necesario para promover la difusión de este energético.

2.2.2 Tarifas:

El sector del gas natural en Colombia presenta una estructura de tarifas subsidiadas. Teniendo en cuenta que el precio promedio de compra del gas a los asociados en boca en pozo es de US\$ 1.00/MBTU y que el costo promedio de transporte es de US\$ 0.23/MBTU, el costo en gasoducto troncal estaría alrededor de US\$ 1.23/MBTU.

Los precios del gas puestos en el gasoducto son iguales para todas las zonas del país. Estos se discriminan por tipo de usuario.

Como se puede apreciar en el Cuadro 2.1, los precios de venta vigentes son inferiores al costo promedio de suministro. Bajo la estructura institucional actual, Ecopetrol asume este subsidio a través de la disminución del precio de venta en troncal.

Para el caso del sector eléctrico el subsidio es considerable.

CUADRO No. 2.1

TARIFA ESTIMADA Y PRECIOS VIGENTES OTROS ENERGETICOS

	PRECIO VIGENTE (US\$/MBTU)	TARIFA ESTIMADA (*) (US\$/MBTU)	PRECIO VIGENTE PARA EL GAS (US\$/MBTU)
ELECTRICIDAD	8.90 (1)	4.83 (4)	2.91
GASOLINA REGULAR	5.96	4.43 (5)	3.58
GLP INDUSTRIAL	3.41 (2)	2.83 (6)	1.00
GLP RESIDENCIAL	4.03 (3)	4.83 (4)	2.91
QUEROSENO INDUSTRIAL	4.76	2.83 (6)	1.00
QUEROSENO RESIDENCIAL	4.76	4.83 (4)	2.91
DIESEL OIL	4.59	2.83 (6)	1.00
COCINOL	0.61	4.83 (4)	2.91
FUEL OIL	2.37	2.83 (6)	1.00
GAS NATURAL SECTOR TERMoeLECTRICO	0.45	2.83 (6)	0.45

PRECIOS VIGENTES AL 1 DE ENERO 1991 Y TASA DE CAMBIO ESTIMADA A 610.22 US\$/S

(*) TARIFA PARA EL CASO DE SUMINISTRO 30% GUAJIRA, 30% VENEZUELA, 40% CUSIANA Y ESCENARIO BASE DE COMPRA AL PRODUCTOR

(1) TARIFA MEDIA DEL SECTOR ELECTRICO RESIDENCIAL

(2) PRECIO AL PUBLICO EN CARROTANQUE

(3) PRECIO AL PUBLICO CILINDRO 20 LBS.

(4) TARIFA ESTIMADA EN TRONCAL MAS US\$ 2.00/MBTU POR CONCEPTO DE DISTRIBUCION

(5) TARIFA ESTIMADA EN TRONCAL MAS US\$ 1.80/MBTU POR CONCEPTO DE COMPRESION Y DISTRIBUCION

(6) TARIFA ESTIMADA EN TRONCAL

En el año de 1990 ascendió a M\$ 15.731.

La tarifa de venta para el sector residencial e industrial está por debajo del costo de suministro (US\$ 0.88/MBTU y US\$ 0.97/MBTU respectivamente), por lo cual se requeriría un ajuste tarifario del 40% para el sector residencial y del 27% para el industrial.

El precio al usuario final en el sector residencial es variable entre regiones y depende del número y del tipo de abonado que se abastece. En general se presenta una estructura de tarifas compensada entre estratos, de manera que ésta cubra el costo medio de suministro.

3. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE GAS AL INTERIOR DEL PAIS

3.1 Fuentes de Suministro

Para el análisis del desarrollo del programa de gas, se consideraron como posibles fuentes de suministro para abastecer los mercados potenciales en el interior del país, las siguientes:

a. Guajira

Con base en un desarrollo adicional del campo de Chuchupa del contrato de Asociación suscrito con la Texas Petroleum, mediante la construcción de una tercera plataforma que suministraría hasta un máximo de 150 millones de pies cúbicos estándar por día.

b. Importación de Venezuela

A través de un gasoducto que se interconectaría a una red troncal nacional y que garantizaría un suministro por un período mínimo de 20 años y hasta un máximo de 200 MPCD.

c. Cusiana

Ante la eventual producción de gas de este campo ubicado en el Piedemonte llanero de la Intendencia del Casanare, se considera que podría abastecer hasta el 100% de la demanda. Este campo se encuentra en la actualidad en período de evaluación y probablemente sólo a principios del año 1992 se

pueda conocer con certeza la magnitud del hallazgo. La exploración del yacimiento es llevada a cabo por la British Petroleum mediante un contrato de Asociación suscrito con Ecopetrol.

3.2 Estimación de la Demanda Potencial

Enmarcado dentro de una política de optimización energética, este trabajo buscó determinar la demanda potencial de energía a sustituir en el interior del País, para lo cual se consideraron aquellos energéticos que por su alto costo de producción o que su valor alternativo esté regido por el mercado internacional, sean susceptibles de sustitución, mediante el uso de gas natural.

Este estudio fue orientado hacia la sustitución de energía en los principales sectores de consumo como son el residencial, el industrial y el de transporte que abarcan cerca del 85% de la demanda final de energía. La energía eléctrica, el cocinol, el propano y el queroseno fueron considerados sustituibles en el sector residencial, así como ACPM, propano, fuel oil y queroseno en el sector industrial. Por último, se busca la sustitución de gasolina en el parque automotor de servicio urbano en los principales centros de consumo.

a. Energía Eléctrica

El sector residencial se ha caracterizado en Colombia por tener una gran participación en la demanda de energía eléctrica, que para 1989 correspondió al 46% del total de las ventas. Este porcentaje supera en gran medida al promedio latinoamericano que se sitúa en el 24%, excluyendo a Colombia, la cual representa el uso no eficiente de este energético y el gran esfuerzo que debe realizar el país para abastecer su

creciente demanda. Los altos costos asociados en la generación de energía eléctrica hacen llamativa la sustitución hacia energéticos menos costosos, en usos tales como la cocción de alimentos y el calentamiento de agua en el sector residencial. Dado que los usos de energía eléctrica en el sector industrial corresponden mayoritariamente a usos específicos (fuerza motriz, iluminación, equipos electromecánicos y electrónicos, etc.), las posibilidades de sustitución en este sector son mínimas.

Con el fin de determinar la demanda a sustituir de este energético, se consideraron los siguientes pasos: primero se estimó el número de viviendas en la zona de influencia del proyecto, luego se calculó la demanda total de energía eléctrica por vivienda y posteriormente se estimó qué porcentaje de esta demanda era destinada a la cocción de alimentos y calentamiento de agua, considerando la diferente participación que tiene la electricidad por ciudades y poblaciones.

Una vez estimada esta demanda, se consideró una cobertura del 70% de las viviendas usadas, que corresponde al cubrimiento alcanzado en los programas ya emprendidos y un 90% de las viviendas nuevas. Estos consumos expresados en unidades de energía equivalente, se convirtieron a volúmenes de gas equivalente. Para la sustitución se consideró un período de siete años, a partir de la operación del proyecto hasta completar la demanda estimada, momento a partir del cual se considera un crecimiento vegetativo.

b. Cocinol

En la actualidad el Cocinol es un producto altamente subsidiado que viene siendo utilizado por las clases de menores recursos en la cocción de alimentos, principalmente en

la ciudad de Santa Fe de Bogotá. El consumo actual de este combustible es de 2600 barriles diarios y su costo de oportunidad está asociado al de la gasolina. El programa de gas entrará a sustituir gradualmente esta demanda, hasta cubrirla en su totalidad.

c. Propano

El propano o gas licuado del petróleo, GLP, en la actualidad está orientado a satisfacer las necesidades de cocción y en algunos casos de calentamiento de agua en el sector residencial y de procesos térmicos en la industria. El 98% de su consumo está concentrado en el sector residencial. Un 70% de la demanda total de este energético, en el área de influencia del proyecto, se espera pueda ser sustituida, con una penetración de 7 años.

d. Queroseno

El queroseno es un derivado del petróleo empleado en la industria (36%) en procesos térmicos y en el sector residencial (64%) en cocción de alimentos e iluminación. La sustitución de este producto estará limitada a la costos de conversión de equipos en la industria y al grado de dispersión de los usuarios del mismo. Al igual que en el caso anterior, se considera una sustitución del 70% del consumo actual de los sectores industrial y residencial para la zona de influencia, con una penetración de 7 años.

e. ACPM

El ACPM o diesel oil es un combustible utilizado por la mayoría de los sectores productivos. El sector transporte es el mayor consumidor seguido por el sector agropecuario. En estos dos sectores no se espera la sustitución debido a que el

consumo estaría concentrado principalmente en el transporte de carga y el servicio intermunicipal de pasajeros, que no tendrían fácil acceso a los centros de abastecimiento del gas, al igual que en el sector agropecuario, por estar apartado de los centros de aprovisionamiento. El sector industrial y comercial consumen cerca del 15%, de la demanda que es utilizado principalmente en procesos de generación de vapor y en plantas de generación eléctrica. Se estimó un cubrimiento del 70% de los consumos requeridos por la industria para el año 2000.

f. Fuel Oil

El principal consumidor actual de este producto es ECOPETROL en el Complejo Industrial de Barrancabermeja. Los principales requerimientos energéticos del Complejo son abastecidos con gas natural que proviene de los campos de Provincia, Payoa y El Centro que se encuentran en su etapa de declinación. Ante una eventual situación de déficit de gas, la refinería estaría en capacidad de sustituir esta deficiencia con fuel oil. Los requerimientos de este energético podrían llegar a ser de 15.000 barriles por día en el año 2000. En el presente estudio fue considerado este déficit y su posible sustitución con gas natural.

g. Gasolina

El sector transporte es el principal consumidor de hidrocarburos, fundamentalmente a través de la gasolina y el ACPM. El servicio público de pasajeros absorbe cerca del 30% de esta demanda y tendría los mayores incentivos de sustitución, por la facilidad de acceso a los centros de llenado de gas y por la pronta recuperación de las inversiones requeridas por conversión de equipos. Para el presente estudio fueron seleccionadas las principales ciudades

donde sería viable el programa de gas natural comprimido como son Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga. En estas ciudades se concentra el 58% del parque nacional de buses de servicio público y el 66% del correspondiente a taxis. Se tomaron como bases de cálculo para la demanda a sustituir, el número equivalente del parque de buses y taxis que entre en funcionamiento a partir del año 1994 y una sustitución equivalente a la incorporación de los modelos que sean posteriores a 1989 y anteriores a 1994. Para el análisis de la ciudad de Medellín se consideró un crecimiento del parque automotor inferior al promedio nacional ante una eventual entrada en operación del Metro.

3.2.1 Cubrimiento de la Red Troncal

Para efectos de evaluación, se estimó un trazado preliminar que comprende las ciudades y poblaciones ubicadas en el área de influencia del gasoducto que atraviesa los siguientes departamentos:

- . La Guajira
- . Cesar
- . Santander
- . Antioquia
- . Cundinamarca
- . Tolima
- . Caldas
- . Risaralda
- . Quindío
- . Valle

3.3 Evaluación y Resultados

Como un primer paso para la evaluación de la conveniencia del programa de gas se estableció una red troncal para unir los centros de producción y los centros de consumo principales (Bogotá, Medellín, Cali y el sector Barrancabermeja - Bucaramanga). Para garantizar la rentabilidad financiera de esta troncal se calculó una tarifa promedio de transporte que garantice en un período de operación de 20 años, una rentabilidad financiera del 12% en términos constantes para el flujo de desembolsos correspondientes a inversión, operación y mantenimiento de la troncal y a unos volúmenes de gas transportados, estimados en el numeral 3.2. Adicionalmente, fueron considerados tres escenarios diferentes de suministro así:

ESCENARIO	SUMINISTRO	
	(% demanda total)	
Caso Base-1	Guajira	30%
	Venezuela	30%
	Cusiana	40%
Caso Base-2	Cusiana	100%
Caso Base-3	Guajira	40%
	Venezuela	60%

Como resultado se obtuvieron tarifas promedio que varían entre US\$1.50 y US\$1.80/MBTU transportado, dependiendo de la longitud de la troncal. Para el caso del suministro del 100% del gas del campo de Cusiana sería necesaria la construcción de una red de aproximadamente 1.300 Kms, mientras que para un suministro combinado entre la Guajira, importación de gas de Venezuela y producción en Cusiana sería necesaria una red de 1.900 Kms de longitud.

Como un segundo paso se estableció el precio de venta promedio en troncal que incluye el precio de compra al productor y la tarifa de transporte hasta los límites de la ciudad. Se consideraron para tal efecto tres escenarios de compra de gas al productor así:

	ESCENARIO		
	(US\$/MBTU)		
	ALTO	BASE	BAJO
GUAJIRA	1.50	1.00	0.80
VENEZUELA	1.40	1.10	0.80
CUSIANA	1.80	1.20	1.10

Se obtuvieron precios en troncal que oscilan entre US\$ 3.20 y US\$ 3.30/MBTU para el caso Alto, entre US\$ 2.70 y US\$ 2.90/MBTU para el caso Base y entre US\$ 2.50 y US\$ 2.60/MBTU para el caso Bajo.

Para establecer los ahorros energéticos que se presentan por la sustitución de gas, se considera que éstos son iguales a los volúmenes a sustituir multiplicado por la diferencia entre los costos de oportunidad del energético a sustituir y el costo del gas. Como costo de oportunidad se toma el costo de abastecimiento del producto para el país. Para la electricidad se considera el costo marginal promedio de largo plazo, que ha sido estimado por las empresas del sector eléctrico en US\$ 18.90/MBTU. En el caso de los combustibles líquidos, se debe diferenciar si el producto en la actualidad es de importación como es el caso de la gasolina, por cuanto deberá incrementarse en el costo de transporte entre el puerto de importación y el centro de consumo, o bien si el producto es de exportación como el Fuel Oil o el ACPM, al que deberá

descontarse el costo del transporte entre el centro de producción y el puerto de exportación. Para estos productos los costos de oportunidad considerados fueron los siguientes:

	GASOLINA DE IMPORTACION	ACPM-KERO	PROPANO	COCINOL	FUEL OIL
	(US\$/Bl)	(US\$/Bl)	(US\$/Bl)	(US\$/Bl)	(US\$/Bl)
Precio					
Internacional	23.90	23.90	16.97	23.90	12.40
Transporte					
Sta. Marta-Bogotá					
(US\$/Bl)	3.52		3.52	3.52	
Barranca-Cartagena					
(US\$/Bl)		1.20			1.20
Costo de Oportunidad					
(US\$/Bl)	27.42	22.70	20.49	27.42	11.20
(US\$/MBTU)	5.66	4.14	5.43	5.66	1.91

Para el análisis de ahorro de estos energéticos se consideró: primero si el gas es utilizado en el sector industrial, se supone que el suministro es efectuado directamente en la red troncal y por lo tanto los costos del gas corresponden al de venta en gasoducto; segundo si la sustitución es en el sector residencial o comercial, al costo del gas en troncal deberá adicionarse los costos de distribución urbana que han sido estimados en US\$ 2.00/MBTU. Por último en el caso de sustitución de la gasolina en el parque automotor, se considerará un sobre costo al precio en troncal de US\$ 1.60/MBTU, correspondiente a los costos de

compresión.

En esta simulación se obtuvieron ahorros para el país que van desde MUS\$ 20.0 al inicio del programa en el año de 1994 hasta MUS\$ 350.0 al finalizar el período de evaluación considerado (Año 2013) para el Caso Base-1 con un valor presente descontado al 12% de MUS \$ 1.480.

En la evaluación económica para el país se consideraron los egresos e ingresos del proyecto de construcción del gasoducto troncal, afectados por los índice de relación de precio cuenta correspondientes. A éstos se adicionaron los costos de compra de gas a los productores y la proyección de ahorros energéticos. Se obtuvieron Tasas Internas de Retorno de estos flujos que oscilaron entre el 27% y el 33% para los Casos Base.

Esta rentabilidad está sujeta al éxito que tenga el programa en el cumplimiento de las metas de sustitución. Los beneficios reales del proyecto dependerán entonces de la estructura de tarifas existente en el sector energético. Sólo con una señal de precios que permita un ahorro suficiente para recuperar el costo de reconversión en un corto período de tiempo, los usuarios estarán estimulados a cambiar sus equipos.

Como se aprecia en el cuadro 2.1, la relación entre los precios existentes y la tarifa que cubriría el costo medio de suministro de GN es favorable para este último en la mayoría de los casos. Sólo para el GLP residencial, el fuel oil y el cocinol se da una relación adversa.

Con el fin de determinar si la diferencia de precios hace factible el proceso de sustitución, se realizaron una serie de análisis financieros para evaluar la rentabilidad de la

conversión para los diferentes usuarios. Se consideraron los costos de inversión necesarios y se estimó el ahorro por concepto del cambio de fuente de energía, como la diferencia entre la factura actual y la prevista, tomando como tarifa del gas el costo promedio de suministro.

Para el caso de los usos de cocción y calentamiento de agua para un usuario promedio, se encontró que para un costo de conversión de 250 US\$ y un ahorro de 56,79 US\$ por año, la inversión se recupera en cinco años. Este período se reduce considerablemente para los estratos más altos. En los sectores más desfavorecidos (estratos 1 y 2) la sustitución sólo sería atractiva si no se cobra la conversión y se aplica una tarifa correspondiente al 16% y al 33% para cada estrato respectivamente.

Al realizar el análisis con las tarifas de energía eléctrica proyectadas para el año de entrada del gasoducto y con los demás energéticos al costo de oportunidad, los subsidios requeridos para estos estratos serían similares a los existentes en el sector eléctrico. El período de recuperación para el usuario promedio bajaría a dos años y medio.

Teniendo en cuenta que los períodos de recuperación son aceptables para el consumidor promedio, se considera viable la sustitución para este uso. Esto siempre y cuando se defina una estructura de tarifas compensadas que permitan cubrir el costo medio de suministro y que a su vez guarde una estrecha relación con la de su principal sustituto, la electricidad.

Para el caso de la sustitución en el sector transporte, se tomó como base un costo de conversión de 1060 US\$ para los taxis y de 2670 US\$ para los buses. Tomando los datos de recorrido promedio del estudio MOP_OEA para el sector

transporte, los ahorros obtenidos bajo la actual estructura de precios permiten recuperar la inversión en tres años para los buses y siete para los taxis. De acuerdo con la experiencia de los programas de gas para este sector, lo anterior no representaría un incentivo suficiente.

Para garantizar el éxito de esta parte del programa se hace necesario que el Estado se comprometa con una política de reestructuración del precio de la gasolina. Al realizar el análisis bajo el escenario de precios al costo de oportunidad, el período de recuperación se reduce a un año para los buses y a tres años para los taxis.

De acuerdo con el estudio de factibilidad del gasoducto central, la sustitución es viable en el sector industrial si existe un margen del 10% entre los precios del gas y el de sus sustitutos. En la actualidad los precios del queroseno, del ACPM y del GLP (principales fuentes a sustituir) cumplen con este requisito.

En el caso del fuel oil, que representa un peso considerable sobre el volumen de la demanda potencial del proyecto, debe tenerse en cuenta que aunque la relación de precios actual no le es favorable, esta dependerá de los mercados internacionales. Adicionalmente, en la medida en que las fuentes de suministro de GN sean internas, la sustitución del fuel generaría divisas, lo que podría compensar la diferencia en precios.

En el cuadro 1.3 se presenta el análisis de sensibilidad por fuente de sustitución. En él puede observarse que en la totalidad de los casos la rentabilidad del programa es superior al 20%, tasa que se considera suficientemente alta como para recomendar la ejecución del programa.

Como se expuso anteriormente, en la medida en que el gobierno se comprometa con una política tarifaria que se aproxime a los costos de oportunidad de los diferentes energéticos, el cubrimiento del programa aumenta y por lo tanto su rentabilidad. En este sentido se hace necesaria la definición de una estructura tarifaria para el gas y los demás energéticos, que incentive la sustitución.

4. REQUERIMIENTOS BASICOS PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA

4.1 Monto de las Inversiones y Cronograma de Desembolsos

El programa de desembolso previsto para las inversiones en troncales y sistemas de compresión es el siguiente:

EN MUS\$					
CASO	1991	1992	1993	2000	TOTAL
Base-1	60.4	241.6	302.1	72.6	676.7
Base-2	53.5	214.1	267.6	45.1	580.3
Base-3	61.2	244.7	305.9	42.9	654.7

El programa de sustitución previsto en el sector residencial involucra los gastos necesarios en la red de distribución urbana y los derechos de instalación y acometida de cada usuario, han sido estimados en US\$ 250.00/Vivienda y presentan el siguiente flujo de desembolsos al año 2000:

EN MUS\$							
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
# Viv	384.586	387.606	376.450	378.985	381.657	384.477	387.454
Invers	96.1	96.9	94.1	94.7	95.4	96.1	96.9

Total Viviendas al año 2000 = 2'681.215

Inversiones en distribución al año 2000 = MUS\$ 670.2

Para el cálculo de los requerimientos de capital necesarios

con el programa de penetración residencial, se tomaron los términos de plazo y cuota inicial utilizadas por Ecopetrol para la distribución del gas en Bogotá. Estos requerimientos, dado un flujo rotatorio de recursos por recobro de capital, serían de MUS\$ 315 distribuidos para el período 1993 - 2000.

Adicional a estos costos deberá tenerse en cuenta los flujos de inversión necesarios para la conversión de vehículos y el montaje de las estaciones de servicio que pueden alcanzar la suma de MUS\$ 440 durante el período considerado.

4.2 Estructura Institucional y Marco Regulatorio:

Parte de los factores que han impedido el normal desarrollo del programa de gas tienen su origen en la carencia de una estructura institucional y un marco regulatorio que sea específico para este sector. En este sentido es absolutamente indispensable crear un Código de Gas, de manera que éste sirva como base para la realización del plan de inversión expuesto anteriormente.

Teniendo en cuenta que actualmente se adelanta con el apoyo de la Comunidad Económica Europea un estudio que incluye de manera precisa los aspectos institucionales del sector del gas en Colombia, este documento se limitará a definir los lineamientos generales que garanticen desde ahora unas reglas de juego claras que estimulen la inversión y dinamicen el programa.

4.2.1 Lineamientos Generales para la definición de una Estructura Institucional para el sector Gas:

A continuación se detallan los aspectos institucionales más relevantes que deberán tenerse en cuenta para el desarrollo

del programa de gas. Como una primera consideración se deberá definir el suministro de este energético como un servicio público, al igual que la energía eléctrica o el agua. Esta especificación deberá estar contenida dentro del Código de Gas así como la reglamentación de las diferentes etapas del proceso y los esquemas tarifarios necesarios.

Dentro de esta definición es básico destacar que se deberán considerar tres etapas independientes en el manejo del gas:

1. Producción: Aquellas actividades relacionadas a la exploración y producción de este bien. En esta etapa se considera la conducción de gas hasta los límites del campo de producción.
2. Transporte: Transportar el gas de los centros de producción a los centros de consumo.
3. Distribución: Llevar el combustible al consumidor final.

Esta reglamentación deberá hacerse de manera que queden claramente diferenciadas estas tres etapas con sus especificaciones, a fin de definir tres niveles de negocio diferentes.

Para dar cabida a las distintas modalidades de inversión en el desarrollo del programa de gas, es necesario reglamentar debidamente las diferentes etapas del proceso y definir los términos legales bajo los cuales la nación cederá la prestación de estos servicios.

En lo que respecta a la exploración y producción, los mecanismos para este efecto estarán conformados por las normas de los contratos de asociación petrolera entre Ecopetrol y las Empresas Públicas o Privadas, Nacionales o

Extranjeras que se han vinculado a la búsqueda de hidrocarburos en el país, la propia actividad directa a cargo de Ecopetrol en desarrollo de su misión y los contratos de concesión aún vigentes en el país.

Con respecto a las actividades de transporte y distribución de gas y la forma como éstas serán reglamentadas por parte del estado, el Código de Gas deberá revisar los modelos de contratos de concesión de servicios requeridos en cada una de estas actividades, así como una definición de los mecanismos de adjudicación entre los entes interesados en prestar tales servicios. Igualmente, deberá definir las formas de arbitramento en caso necesario.

En los contratos de concesión para la construcción y operación de redes troncales, el Ministerio de Minas y Energía definirá unos parámetros técnicos mínimos por tramo, de manera que se cumpla el planeamiento global de la expansión del ducto.

A nivel de la distribución final, el Ministerio determinará la delimitación de los mercados que se ofrecerán en concesión, buscando que éstos tengan un tamaño y una composición adecuada que permitan obtener una rentabilidad esperada aceptable.

Con respecto a las opciones de desarrollo del programa (Estatad, Mixto o Privado), se considera conveniente dejar abierta la posibilidad a cualquiera de estos esquemas. Las ventajas y desventajas para cada uno de ellos, deberán evaluarse para cada caso en particular.

En este sentido, deben fijarse unas reglas de juego claras que incluyan como mínimo las siguientes condiciones:

- No importa el esquema adoptado, el sistema tarifario deberá cubrir los costos económicos de todas las actividades

involucradas.

- La asignación de los contratos se hará sobre la base de la alternativa que presente la mejor relación beneficio - costo para el país, de manera que se garantice la libre competencia entre los proponentes.

4.2.2. Tarifas:

La definición de la estructura tarifaria es uno de los requerimientos básicos para el normal desarrollo del programa.

Esta estructura deberá fijar unos precios de venta que cubran el costo promedio de suministro. Esto puede implicar reajustes considerables para los usuarios actuales o bien diferencias regionales apreciables.

En efecto, las tarifas actuales fijadas por resolución para la venta en gasoducto troncal, no compensarían los costos de producción y transporte necesarios para la ejecución del proyecto. Si se toma por ejemplo la opción de suministro combinado entre Guajira, Venezuela y Cusiana, el costo promedio en troncal para el caso base de compra al productor, sería aproximadamente de US\$ 2.83/MBTU, mientras que la actual política contempla precios de venta en troncal de US\$ 1.00/MBTU para el sector industrial, US\$ 0.68/MBTU para el sector petroquímico, US\$ 0.91/MBTU para el programa de gas natural comprimido, lo que conllevaría en el menor de los casos a una pérdida de US\$ 1.83/MBTU transportado. Estas pérdidas serían de MUS\$ 40.0 en 1994 y MUS\$ 300 en el 2013 con un valor presente de MUS \$ 1.120 (descontado al 12% anual).

A su vez, si se considera la diferencia vigente entre las tarifas de gas y los costos actuales, los ajustes para llevar

el precio al costo de suministro no requeriría, con excepción del sector termoeléctrico, un esfuerzo considerable.

Debe definirse si la estructura de tarifas para el gas será unificada o si esta reflejará diferencias regionales. En el primer caso se requeriría de aumentos de más del 170%, mientras en el otro se presentarían diferencias regionales considerables.

Teniendo en cuenta que el programa de gas se fundamenta en la penetración de este energético en el mercado a través de una sustitución, la estructura de tarifas que se defina deberá guardar una relación con las correspondientes a los demás energéticos. Esto es uno de los elementos esenciales para el éxito del programa.

Para que el programa se pueda desarrollar plenamente, se recomienda que el Gobierno defina un marco regulatorio en el cual los precios del gas no solamente cubran para las diferentes etapas del proceso, el costo económico de los recursos involucrados, sino que además ésta se enmarque en una estrategia de precios que abarque todo el sector energético.

5. REPERCUSIONES DEL PROGRAMA SOBRE EL SECTOR ENERGETICO

5.1 Sector Gas

Con el desarrollo de gas al interior del país deberá buscarse un sistema de tarifas que refleje los costos de prestación de este servicio. Por lo tanto, se deberá procurar que bajo esta concepción los sistemas de gas actuales busquen el desmote de los subsidios existentes en aquellos sectores, que como en el de la generación termoeléctrica, representa un subsidio que para 1990 fue M\$ 15.731 y corresponden a un volumen superior al 40% del consumo actual.

Para aquellos sectores, como el Industrial (24%) y el doméstico (4%), donde las tarifas se aproximen al costo de prestación del servicio, no deberán presentarse ajustes significativos.

5.2 Sector Eléctrico

La demanda total de energía eléctrica tiene un crecimiento proyectado para el periodo 1991 - 2010 de 5.5% anual promedio.

La potencia instalada en las centrales eléctricas del sector público, alcanza actualmente los 8.893 Mw. Para atender la creciente demanda de energía, el sistema eléctrico deberá aumentar 2.2 veces la potencia instalada durante los próximos 20 años, para alcanzar los 18.983 Mw. requeridos en el año 2010.

Con el proyecto de sustitución de energía eléctrica en el sector residencial para la cocción y calentamiento de agua, las ventas del sector disminuirían su tasa de crecimiento durante el periodo de referencia del 3.9% anual al 2.6%; así durante los seis años siguientes a la puesta en servicio del gasoducto (1994), la demanda del sector residencial permanecería prácticamente constante al nivel estimado para 1993, y luego a partir del año 2000, tendría un incremento similar al del escenario de referencia del sector eléctrico del país.

Las ventas totales del sector eléctrico a los diferentes consumidores tendría un descenso menos drástico. La tasa proyectada del 4.86% de aumento anual disminuiría hasta el 4.38%, durante el mismo periodo.

La demanda total de energía tendría finalmente un aumento del 4.29% promedio y la potencia máxima requerida disminuiría de 14.446 Mw, en el año 2010 a 13.213 Mw, en el mismo año.

Los mayores impactos se obtendrían en las áreas de influencia de la Empresa de Energía de Bogotá, las Empresas Públicas de Medellín y la CVC. Allí se localizan el 80% de las viviendas que contarán con suministro de gas natural.

La disminución en las tasas de crecimiento de la demanda total de energía y de potencia permitiría reevaluar el plan de expansión del sector eléctrico con un desfase hasta de dos años. Al postergar el plan de expansión no se afectarían las condiciones de operación del sistema, ya que durante los seis años siguientes a la entrada del gasoducto (1994) el factor de reserva del sistema interconectado sería ligeramente superior al calculado en el escenario de referencia, lo cual aumentaría la confiabilidad del suministro de energía.

FECHA	PRESTADO A

En el momento de la elaboración de este documento, ISA no había entregado los análisis del impacto financiero que pudiese tener la postergación del programa de expansión sobre las inversiones del sector. Hacemos mención como un punto a tener en cuenta en futuros estudios.

5.3 Sector Hidrocarburos

Para el sector de los hidrocarburos se espera una disminución en el crecimiento de la demanda de gasolinas siempre y cuando las señales de precio entre este energético y el gas natural comprimido permitan una pronta recuperación de las inversiones requeridas por conversión.

Se recomienda elaborar un estudio que precise las repercusiones sobre las proyecciones de demanda de estos combustibles.

En cuanto al GLP, se espera que los volúmenes liberados por la sustitución, puedan ser utilizados en aquellas zonas no cubiertas por este programa.

Elementos para la formulación de un programa
de gas natural/Ministerio de Minas y
Energía[et.al.]

333.8233 C718e Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002451
BIBLIOTECA