

República de Colombia
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN

PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS

Documento DNP-2571-UINF-DIREN
Santaté de Bogotá. Diciembre 18 de 1991

Circulación: Miembros CONPES
Versión : aprobada

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

I. ANTECEDENTES

II. SITUACIÓN ACTUAL

- A. Oferta
- B. Consumo
- C. Estructura Institucional
- D. Precios

III. PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS

- A. Objetivo
- B. Estrategias
- C. Fases de Desarrollo
 - i. GAS PROPANO: Importación e incremento en producción
 - ii. GAS NATURAL: Conformación del sistema de gasoductos

IV. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR

V. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA

VI. RECOMENDACIONES

INTRODUCCIÓN

El presente documento somete a consideración del CONPES el programa para la masificación del consumo de gas, destinado a mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir sus costos y promover la conservación y uso racional de los recursos energéticos.

I. ANTECEDENTES

La oferta de energía en el país no ha obedecido a parámetros de eficiencia económica debido a la incoherencia en la estructura de precios, limitación de fuentes energéticas, numerosos problemas institucionales y la carencia de recursos financieros. A lo largo de los últimos 20 años la ampliación de la oferta eléctrica no se acompañó con un adecuado incremento en la oferta de gas natural libre¹ y gas propano² -GLP-, a pesar de sus grandes ventajas. A finales de los ochenta el gas representaba sólo el 8.5% del consumo final de energía en los hogares y un 17.6% del consumo industrial, mientras que en otros países el consumo residencial e industrial es abastecido en un 50% y 30% por gas, respectivamente.

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 energía eléctrica para los usos de cocción, en tanto que energéticos más económicos y mucho más eficientes, como el propano o el gas natural solo representa una pequeña porción.

La matriz de consumo de energía en Colombia muestra que el 60% del consumo energético de la industria lo componen solamente derivados del petróleo y carbón. De otra parte, el 62% del consumo residencial se abastece con leña. El bajo rendimiento de la leña como energético exige un consumo de recursos energéticos 5 veces mayor al requerido con el gas, acarreando un impacto ambiental negativo. El consumo energético de la leña supone la tala de 76.400 hectáreas de bosque por año.

Por fortuna, durante los últimos veinte años se disminuyó en 20 millones de Tep³ el consumo de leña con el aumento de la oferta de electricidad. No obstante, esta sustitución exige gastos muy superiores a aquellos requeridos con la utilización del gas, lo cual lo hace imposible de sostener hacia el futuro. Por ejemplo, es necesario invertir \$7.4 de electricidad para lograr la ebullición de un litro de agua, mientras que sólo costaría \$2.4 con propano o \$1.9 con gas natural.

En Colombia los precios de los energéticos tienen una estructura inadecuada. Exceptuando el carbón, todos los energéticos tienen un precio de venta inferior a su costo económico, lo cual supone subsidios al consumidor. En el caso del propano y

¹ El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, cuyo compuesto principal es el metano. Su transporte se efectúa normalmente en estado gaseoso por ductos, debido a las altas presiones requeridas para su licuefacción. En los pozos productores se encuentra en estado libre o asociado con el petróleo.

² El gas propano o OLP (gas licuado del petróleo) es una mezcla de hidrocarburos livianos con alta proporción de propano. Su transporte y almacenamiento se efectúa normalmente en estado líquido. En general, este gas es un subproducto del proceso de refinación del petróleo o del tratamiento del gas natural.

³ Un Tep (tonelada equivalente de petróleo) equivale a loto calorías.

el gas natural, los subsidios representan entre el 40% y el 50% de los costos económicos. En 1990 el valor del subsidio de gas natural para generación eléctrica alcanzó \$15.731 millones. Además, a los sectores industrial y residencial también se les otorgó subsidios.

COSTO ECONÓMICO Y PRECIO DE LOS ENERGÉTICOS (US\$/TEP)

ENERGÉTICO	COSTO ECONÓMICO	PRECIO	% SUBSIDIO
Energía Eléctrica	750.0	504.8	32.7
Gas Propano	231.6	120.6	47.9
COCINOL	213.2	24.0	88.7
Gasolina	213.2	136.6	35.9
KEROSENE	186.5	174.0	6.7
Gas Natural	183.7	108.6	40.9
Carbón	24.8	24.8	0.0

Las actuales distorsiones en la oferta energética son el resultado del enorme desarrollo hidroeléctrico, los bajos precios del gas y el confuso esquema institucional del sector energético. Durante la década de los setenta se inició un rápido crecimiento de la demanda de energía que justificó un programa agresivo de inversiones. Los supuestos sobre el incremento de precios de los derivados del petróleo, al igual que los bajos estimativos de costos de las obras hidroeléctricas, favorecieron esta opción. Como es bien conocido, el país tiene hoy más de 2000 Mw en capacidad excedentaria eléctrica y, sin embargo, otras opciones, como el gas, resultan más ventajosas.

La oferta de gas es aún limitada debido a sus bajos precios y, en consecuencia, a la falta de estímulos para el desarrollo de mercados. La actual situación impide, además, la importación de gas y desincentiva la exploración y explotación de reservas.

De otra parte, la deficiente oferta de propano, los bajos precios y el persistente exceso de demanda, exigieron la implantación de cupos para su venta, creando mecanismos arbitrarios, guiados por criterios clientelistas, con la consecuente generación de favoritismos, abusos y, en algunos, casos corrupción. De esta forma, la sociedad incurre en extracostos que sólo favorecen a los intermediarios y a unos pocos consumidores seleccionados. El Ministerio de Minas encomendó recientemente a ECOPETROL la administración de los cupos actuales, para su futura eliminación.

Los problemas de precios, las exageradas inversiones en generación eléctrica y la activa participación estatal en la producción de los servicios energéticos han afectado la economía en general. El Estado y sus empresas han subsidiado el consumo de todos los energéticos. Estos factores se agravaron durante la última década, comprometiendo el manejo de las finanzas públicas, la estabilidad macroeconómica y limitando la inversión en áreas como la educación, salud y justicia.

El mantenimiento de una oferta desequilibrada tiene costos muy altos. En efecto, debido al desbalance energético, el país gasta cada año cerca de US \$285 millones más de lo requerido. Como es natural, una de las consecuencias de este hecho es el deterioro de las finanzas de las empresas públicas de energía.

La crisis energética nacional sólo se superará con la modificación en el patrón de consumo de todos los sectores y una oferta adecuada de energía. Para lograrlo será necesario masificar el uso del gas. Este objetivo se debe basar en una política integral que considere costos, precios, sustitutos y la amplia participación del sector privado, dentro de un marco institucional adecuado.

II. SITUACIÓN ACTUAL DEL SERVICIO DE GAS

La situación actual se caracteriza por una escasa oferta de gas, una demanda racionada, grandes desequilibrios regionales, una estructura institucional excesivamente regulada y precios muy distorsionados.

A. Oferta

El gas natural producido en Colombia anualmente asciende a 3.8 millones de Tep⁴, sólo un 8.4% del total de los energéticos producidos en el país. Su explotación se efectúa principalmente en los campos de la Guajira (67%) y en el Departamento de Santander (28%). Por su parte, el suministro de propano asciende a 447.000 Tep⁵ y proviene básicamente de la refinerías de Barrancabermeja (83%) y Cartagena (14%).

El país no efectúa importaciones de gas natural o de propano, ya que los actuales precios internos no lo permiten. Así, la oferta total proviene exclusivamente de la producción nacional.

En los últimos años la oferta de gas natural se ha desarrollado sólo en 31 municipios, principalmente de la Costa Atlántica y el Huila. El número total de usuarios es de cerca de 400.000. De otra parte, a partir de 1985 se construyeron cerca de 500 kilómetros de gasoductos.

B. Consumo

La oferta de gas natural y propano del país es utilizada en la generación eléctrica, la industria y, en menor escala, en el sector residencial. Los mayores consumidores son el sector eléctrico (35.4%), las refinerías de petróleo (21.8%) y el sector industrial (24.4%). En los hogares se consume sólo el 12.9% del total. Esto significa que el consumo per cápita nacional en el sector residencial es excesivamente bajo (0.03 Tep) al compararlo con países de la OECD donde el consumo residencial es de 0.30 Tep/habitante y con los países del cono sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay) donde es de 0.13 Tep y en Méjico de 0.10 Tep.

⁴ 413 MPCD Millones de pies cúbicos normales por día.

⁵ 12.900 BD Barriles por día.

Adicionalmente, en Colombia la escasa oferta de gas se encuentra distribuida de manera muy desigual a nivel regional. El Departamento de Santander (28%) y la Costa Atlántica (71%) concentran el 99% del suministro de gas natural. El propano es suministrado principalmente en Bogotá-Cundinamarca y Santander. La oferta de gas es deficitaria en los Departamentos del Viejo Caldas, Antioquia y el resto del occidente del país, donde el consumo residencial se concentra en la energía eléctrica. En algunas ciudades, como Medellín, prácticamente no existen energéticos alternos a la electricidad.

C. Estructura Institucional

La excesiva regulación en la explotación y suministro de gas ha originado una estructura institucional obsoleta que impide desarrollar un programa de oferta masiva de gas.

El gas natural es explotado por ECOPETROL y las compañías asociadas. ECOPETROL compra el gas de las asociadas para venderlo a las distribuidoras y a los grandes consumidores. El transporte se efectúa en gasoductos de uso público, de propiedad privada, mixta o de ECOPETROL. La distribución urbana la efectúan empresas mixtas, donde generalmente participan ECOPETROL y las empresas eléctricas. El transporte y la distribución se adelantan con base en contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía.

El propano es producido por ECOPETROL en sus refinerías y se transporta hasta las plantas de abastecimiento por propanoductos y carretera. Las empresas regionales de distribución de propano son, por lo general, de carácter mixto.

Todas las actividades en la comercialización del gas natural y del propano se encuentran reguladas por diferentes entidades del Estado. Sin embargo, no existe una clara asignación de la responsabilidad sobre el suministro del gas en una dependencia relevante del Gobierno o de sus empresas.

D. Precios

Los precios regulados del gas natural y el propano son bastante inferiores a sus costos reales, haciendo cada vez menos atractiva su explotación y transporte. Estos precios se traducen en subsidios al consumo industrial y residencial, cuyo costo es asumido por ECOPETROL al comprar todo el gas natural.

En la operación de transporte, ECOPETROL paga una tarifa al propietario del gasoducto, la cual es fijada por el Ministerio de Minas y Energía. Las empresas distribuidoras, a su vez, venden el gas natural al usuario final a los precios fijados por la Junta Nacional de Tarifas, por estrato y nivel de consumo.

Los precios del propano en refinería, planta de abasto y los márgenes de distribución tanto para entregas en carrotanque como en cilindros son fijados por el Ministerio de Minas y Energía.

En síntesis, las complicadas y sobrerreguladas condiciones de comercialización conducen a una mala cobertura y desincentivos a la producción. Naturalmente, la solución para revertir esta situación consiste en deregular el mercado, incentivar la participación privada y modificar los precios de manera que reflejen sus costos de oportunidad.

III. PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS

Dentro del proceso de búsqueda de eficiencia, competencia y apertura económica es necesario promover el consumo masivo de gas propano y natural. El programa de masificación del consumo de gas permitirá inducir el ahorro energético en términos de costos y cantidades; garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada; e incrementar la competitividad estimulando la inversión privada.

A. Objetivo

El objetivo a largo plazo es obtener una distribución del consumo final que se refleje en una matriz más equilibrada. Esta condición se alcanzará en el año 2005 con la introducción de una oferta de 3.8 millones de Tep de gas al sector residencial, los cuales permiten dejar de utilizar 7 millones de Tep de leña, 2.2 millones de Tep de derivados de petróleo y 1.1 millones de Tep de carbón. El consumo energético en los hogares se hará mucho más eficiente, requiriéndose un 27% menos de recursos energéticos para atender una demanda 1.4 veces superior a la actual.

En síntesis, y como se observa en la página siguiente, en el año 2005 se deberá multiplicar por cuatro el consumo residencial de gas; reducir el uso de leña, costosa para el medio ambiente; focalizar el uso de la energía eléctrica en el sector industrial; y disminuir la tasa de crecimiento del consumo de derivados del petróleo. Así, con las mejoras en la eficiencia se podrá atender una demanda total que aumentará en más del 80% con un incremento inferior al 35% en el volumen de energéticos. En particular, en los hogares se mejorará la eficiencia en más del 70%.

EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO

ACTUAL (MILES DE TEP)

SECTOR	INDUS.	TRANSP.	RESIDEN.	OTROS	TOTAL
ENERGETICO					
CARBON	1953	3	189	8	2153
GAS + GLP	920	6	462	99	1487
ELECTRIC	733	0	1030	451	2214
DERIVADOS	1135	5766	366	1014	8281
LEÑA Y BAGAZO	479	0	3382	1459	5319
TOTAL	5220	5775	5429	3031	19455

AÑO 2005
(MILES DE TEP)

SECTOR	INDUS.	TRANSP.	RESIDEN.	OTROS	TOTAL
ENERGETICO					
CARBON	3455	0	198	0	3653
GAS + GLP	4319	79	1779	974	7151
ELECTRIC	1404	4	988	1136	3532
DERIVADOS	1080	7831	395	812	10118
LEÑA Y BAGAZO	540	0	593	324	1457
TOTAL	10798	7914	3953	3246	25910

B. Estrategia

La estrategia para incrementar aceleradamente el consumo de gas en el país y obtener los beneficios derivados de su utilización durante la presente déc tiene los siguientes componentes:

i) Masificar el consumo de gas propano en la mayor parte de las principales ciudades e introducir su uso en las zonas rurales para combatir la tala de árboles. Con este proceso se introducirá la "cultura" del consumo de gas en los hogares colombianos, se podrá sustituir el consumo de COCINOL y se facilitará la construcción de los sistemas domiciliarios con menores inversiones para el mercadeo futuro del gas natural.

ii) Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía. Con el fortalecimiento de las empresas productoras, transportadoras y distribuidoras de gas natural y propano se consolidará la base para la prestación del servicio por parte de la empresa privada.

iii) Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios. De esta forma se racionalizará el consumo de los diferentes energéticos y el consumo nacional se acercará a una balanza energética óptima en términos económicos.

iv) Optimizar la utilización de las reservas de gas natural disponibles, mediante la construcción de la red troncal de transporte de cobertura nacional.

Esta estrategia permitirá contar hacia el futuro con una oferta dirigida a sus usos más eficientes, aumentar la participación del sector privado y disminuir el consumo energético proveniente de leña.

C. Fases de Desarrollo

De manera consecuente con la estrategia planteada para el desarrollo del programa, la penetración de la oferta de gas se adelantará en las siguientes fases:

- i) En los primeros dos años se aumentará la oferta de propano, incrementando la producción interna e importando los volúmenes requeridos por parte de distribuidores particulares y ECOPETROL. Paralelamente, se continuará con los programas de gasificación en las zonas conectadas y se podrá eliminar gradualmente el uso del COCINOL, suministrando en forma subsidiada estufas y cilindros para consumo de propano;
- ii) En los siguientes dos años se completará la masificación del consumo de gas natural en la Costa Atlántica y Bucaramanga, para lo cual es necesario incrementar los sistemas de distribución local y construir previamente la primera etapa del sistema troncal de gasoductos del país. Así mismo, se iniciará la distribución del gas proveniente del Cusiana en Bogotá y en el área de influencia del proyecto;
- iii) En el mediano plazo se llevará gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias con la consolidación de la red troncal y de distribución necesaria en los principales centros de consumo del país.

i) GAS PROPANO: Importación e Incremento en producción

En el corto plazo, para facilitar la importación de gas propano ECOPETROL invertirá US \$32 millones para adecuar la infraestructura portuaria y de almacenamiento en Cartagena y construir nuevas instalaciones en Bahía Málaga y potencialmente en Pozos Colorados⁶. Estas inversiones se efectuarán durante 1992 y 1993, con lo cual el país contará con una capacidad de importación de propano cercana a 350 mil Tep por año a partir de 1.993, con los cuales se atenderá la demanda de unas 740 mil familias.

De otra parte. ECOPETROL aumentará la producción de propano en las refinerías mediante la reducción de la presión de vapor de la gasolina automotor, acción que actualmente se está implantando y liberará 41.600 Tep por año⁷. Este aumento en la producción de propano permitirá atender 88.5 mil nuevas familias.

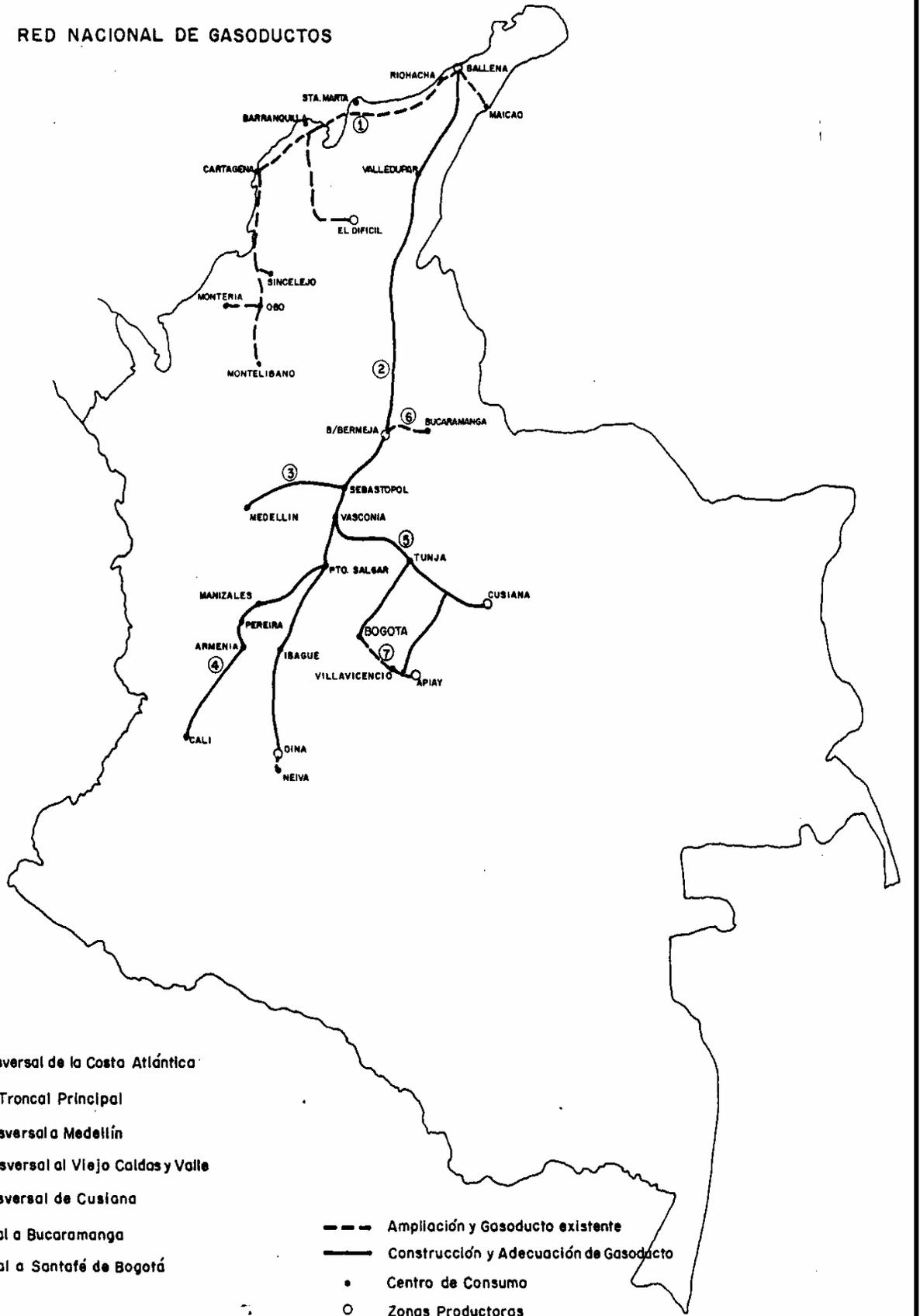
Posteriormente, ECOPETROL aumentará la producción en 195.000 Tep⁸ con la nueva unidad de craqueo catalítico de la refinería de Barrancabermeja. Así mismo, se podrá extraer el propano y butano del gas asociado al petróleo de Cusiana mediante una planta de tratamiento del gas natural que posiblemente se reinyectará. La aplicación de las medidas en el corto y mediano plazo se acompañará con reajustes graduales en el precio real al público hasta alcanzar el precio internacional, de tal forma que se creen incentivos suficientes para su importación y comercialización.

⁶ Las facilidades en Pozos Colorados dependen de la necesidad de suministro adicional

⁷ 1.200 BD

⁸ 5.600 BD

RED NACIONAL DE GASODUCTOS



ii) GAS NATURAL: Conformación del sistema de gasoductos

Además de continuar con el actual programa de gasificación del sector residencial y promover la conformación de empresas regionales que construyan las redes de distribución, en 1992 el sector privado iniciaría la construcción de la primera etapa del sistema troncal de gasoductos conectando a Ballenas con Barrancabermeja. El sistema troncal lo constituirá en el futuro la conexión Norte-Sur, desde Ballenas en la Guajira hasta los campos del Huila. El sistema incluirá también las cuatro transversales desde la troncal:

- i) La de la Costa Atlántica desde la Guajira hasta Córdoba;
- ii) La conexión a Medellín por Puerto Berrío;
- iii) La conexión con el campo de Cusiana, desde el Porvenir hasta Vasconia;
- iv) La conexión del Viejo Caldas y el Valle, que utilizaría el poliducto de Caldas (ODECA).

Este sistema se completa con los ramales a Bucaramanga desde Barrancabermeja y a Santafé de Bogotá desde Apiay y desde la transversal a Cusiana. El esquema interconectado se presenta en el mapa adjunto.

De otra parte, con el propósito de permitir un desarrollo temprano de las reservas de Cusiana se podrá suministrar gas a las poblaciones de la región y a Santafé de Bogotá, mediante la adecuación del actual tramo de oleoducto entre Apiay y Casanare.

Las reservas de Cusiana en el futuro servirán para garantizar el servicio en el interior del país y apoyar el suministro de gas natural en la Costa Atlántica. Con los resultados de las evaluaciones preliminares se puede afirmar que las reservas de gas son importantes y que ellas podrán abastecer a principios del próximo siglo los requerimientos del programa. El gas de Cusiana se reinyectaría en su mayor parte para maximizar la recuperación de líquidos, pero años más tarde se liberarían grandes cantidades de gas. La disponibilidad de esta oferta permitiría eventualmente cubrir también los requerimientos de una planta de fertilizantes en los Llanos Orientales, construida por el sector privado.

De otra parte, la oferta de gas natural en el país se podría apoyar con futuras importaciones de Venezuela, para lo cual sería necesario disponer de un sistema de transporte adecuado entre los dos países. Ya existe un estudio de factibilidad preliminar para la interconexión con Venezuela, concluido el pasado mes de agosto. La posibilidad de complementar la producción nacional con las importaciones dependerá en buena medida de la conveniencia de los precios que pueda ofrecer el mercado venezolano.

El precio del gas natural deberá reflejar el costo de oportunidad para el desarrollo del programa. Por lo tanto, el precio podrá acercarse en forma gradual a sus costos en un período de tres años entre 1992 y 1994. El incremento real en el

precio del gas en enero de 1992 será del 5%. Posteriormente, se deberán efectuar otros aumentos reales para alcanzar el objetivo propuesto.

A los actuales suministros de gas natural dirigidos a las electrificadoras se les podrá eliminar gradualmente el subsidio a medida que ECOPETROL adelante inversiones en los sistemas de distribución que permitan llevar el gas a los usuarios de bajos ingresos. El monto de la inversión deberá ser equivalente a los ingresos adicionales que percibiría ECOPETROL por la reducción del subsidio.

IV. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR

El Ministerio de Minas y Energía se encargará de establecer las medidas requeridas para el desarrollo de un marco competitivo y acorde con las necesidades del programa de masificación del consumo de gas. Los criterios básicos para la formulación de este marco incluyen:

- i) Mayor participación del sector privado en las inversiones y en la comercialización del gas natural y el propano, tendiendo hacia una mayor deregulación de precios y la liberación de importaciones.
- ii) Concentrar el papel del Estado en la formulación de políticas e implementación de las medidas de regulación y control en un ambiente de creciente rol del mercado en la asignación de los recursos, sin la creación de nuevas entidades y asignando una clara responsabilidad dentro de las entidades a un nivel coherente con las necesidades del programa.
- iii) Simplificación de las normas y trámites establecidos que permitan un desarrollo ágil del sector gasífero.
- iv) La construcción de nuevas troncales se efectuará por parte de empresas privadas preferencialmente, bajo contratos de concesión. Cuando exista más de un productor, el acceso a la red troncal será libre y su uso será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía.
- v) La distribución a nivel urbano se adelantará por parte de empresas privadas o empresas mixtas con participación de los departamentos y municipios. Estas empresas deberán tener carácter regional o local, en las cuales no habrá participación directa de la Nación y sus entidades, quienes ofrecerán su participación en las actuales empresas. De otra parte, los productores podrán suministrar directamente el gas natural a los grandes consumidores, y los precios serán acordados por las partes.

V. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA

El beneficio económico del programa de gas está representado en el ahorro que se obtiene al sustituir energéticos costosos e ineficientes. En conjunto, el consumo de gas se traduce en menores costos de suministro energético para el país. Los mayores beneficios se realizarían en el sector residencial, al disminuirse el valor del consumo final⁹ en 6.9% para el año 2005. Con el programa, al disminuir el

⁹ Esta cifra no incluye ahorros en generación o transformación de energía.

costo de los energéticos consumidos de US \$6920 millones a US \$6365 millones se generan beneficios por US \$555 millones.

BENEFICIO ECONÓMICO DE LA SUSTITUCIÓN			
(MILLONES DE DOLARES)			
SECTOR	CON PROGRAMA	SIN PROGRAMA	A H O R R O
RESIDENCIAL	1220.9	1659.3	438.4
INDUSTRIAL	2244.4	2313.1	68.7
TRANSPORTE	1661.8	1664.3	2.5
OTROS	1236.4	1281.9	45.5
TOTAL	6363.5	6918.6	555.1

El total de las inversiones en instalaciones de transporte de gas natural, sin incluir las inversiones en los sistemas de distribución local, y más las requeridas para la importación de gas propano ascienden en los primeros cinco años del programa a cerca de US \$600 millones. El valor presente neto del programa, descontado al 12%, asciende a cerca de US \$2235 millones. La Tasa Interna de Retorno calculada es de 28%. Como puede observarse la rentabilidad económica del programa asegura al conveniencia del mismo. En consecuencia, es posible incentivar en gran medida su financiamiento por parte del sector privado.

V. RECOMENDACIONES

Dada la conveniencia económica que tiene el programa para la masificación del gas, el DNP recomienda al CONPES las siguientes acciones generales:

1. Adoptar las distintas políticas descritas en este documento.
2. Eliminar gradualmente, en un período de un año, el sistema de cupos para la distribución de gas propano con las acciones requeridas para aumentar la oferta.
3. Adecuación del marco institucional del sector por parte del Ministerio de Minas y Energía con base en los criterios generales establecidos en este documento.
4. Encargar al Ministerio de Minas de todas las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de los planes y programas descritos.
5. Solicitar a ECOPETROL que ejecute aceleradamente un programa de venta de su participación en el capital de las empresas distribuidoras de gas.

Para el desarrollo de estas acciones, se establecen las siguientes acciones específicas:

1. Construir, por parte de ECOPETROL, la infraestructura para la importación y almacenamiento de gas propano en Cartagena y Bahía Málaga, así como en Pozos Colorados según se requiera.
2. Ampliar la cobertura de gas natural mediante la construcción de los gasoductos mencionados, que unirán los centros de producción con los centros de consumo.
3. Ampliar la producción de gas propano en las refinerías de ECOPETROL y en Cusiana, de acuerdo con el programa descrito.