

**REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA  
UPME**

**CONTRATO UPME No. 1517-34-2004**

**EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL  
GAS**

**INFORME DE AVANCE No. V  
BALANCES DE ENERGÍA, PENETRACIÓN DEL PLAN DE GAS EN  
SECTOR RESIDENCIAL Y PROGRAMAS ESPECIALES: SUSTITUCIÓN  
DE COCINOL Y GAS PARA EL CAMPO**

**CONTRATISTA:**  **COSENIT S.A.**

**Bogotá, 22 de junio de 2005**

# EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

## INFORME DE AVANCE No. V

### BALANCES DE ENERGÍA, PENETRACIÓN DEL PLAN DE GAS EN SECTOR RESIDENCIAL Y PROGRAMAS ESPECIALES: SUSTITUCIÓN DE COCINOL Y GAS PARA EL CAMPO

---

#### TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE CONVENCIONES .....	3
I RESUMEN EJECUTIVO .....	4
II BALANCES ENERGÉTICOS .....	9
II. 1 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGÉTICO .....	9
II. 1. 1 DEFINICIONES DEL BALANCE .....	10
II. 1. 2 ESTRUCTURA DEL BALANCE .....	13
II. 2 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN .....	15
II. 2. 1 ANÁLISIS SOBRE ENERGÍA PRIMARIA .....	15
II. 2. 2 ANÁLISIS Y DATOS DE CONSUMO FINAL .....	22
II.2.2.1 SECTOR INDUSTRIAL.....	26
II.2.2.2 SECTOR RESIDENCIAL.....	28
II.2.2.3 VALORIZACIÓN DE LA CANASTA ENERGÉTICA.....	29
III EL GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL .....	34
III. 1 ANTECEDENTES.....	34
III. 2 EL MARCO REGULATORIO: SUBSIDIOS, CONTRIBUCIONES Y ÁREAS EXCLUSIVAS .....	35
III. 2. 1 SUBSIDIOS-CONTRIBUCIONES .....	35
III. 2. 2 ÁREAS EXCLUSIVAS.....	36
III. 3 RESULTADOS DEL PLAN DE GAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL...	39
IV EL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL .....	42
IV. 1 ANTECEDENTES .....	42
IV. 2 EL ENTORNO DEL PROGRAMA .....	42
IV. 3 EL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL.....	45
IV. 4 BENEFICIOS DERIVADOS DEL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL .....	47
V PROGRAMA GAS PARA EL CAMPO.....	53
V. 1 ANTECEDENTES.....	53
V. 2 EL ENTORNO DEL PROGRAMA.....	54

V. 3	ANÁLISIS DE LA RELACIÓN BENEFICIO/COSTO .....	56
V. 4	BENEFICIOS SOCIALES Y ECOLÓGICOS .....	58
V. 5	DISEÑO DEL PROGRAMA .....	59
V. 6	DIMENSIONAMIENTO DEL PROGRAMA.....	61
V. 7	DESEMPEÑO GLOBAL.....	64
V. 8	RESUMEN DE LOGROS.....	67
V. 9	TERMINACIÓN DEL PROGRAMA .....	68
V. 10	CONCLUSIONES.....	70
ANEXO 1	– CIFRAS CONSOLIDADAS BALANCES .....	71
ANEXO 2	– COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL Y DESCRIPCIÓN DE ÁREAS EXCLUSIVAS.....	75
ANEXO 3	– COMPARACIÓN DE COSTOS DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL ...	79
ANEXO 4	– RESULTADOS DEL PROGRAMA GAS PARA EL CAMPO .....	80
ANEXO 5	– VALORIZACION PROGRAMA COCINOL .....	81

## **LISTA DE CONVENCIONES**

MW	-	Megavatios
MWh	-	Megavatios-hora
GWh	-	Gigavatios-hora
MPCD-		Millones de pies cúbicos diarios
MBTU-		Millones de Btu
TPC	-	Terapié cúbico = $10^{12}$ pies cúbicos
GPC	-	Gigapié cúbico = $10^9$ pies cúbicos
MPC	-	Millones de pies cúbicos (Megapié cúbico) = $10^9$ pies cúbicos
PCD	-	Pie cúbico por día
Bl	-	Barril de 42 galones
Tep	-	Tonelada Equivalente de petróleo
GLP	-	LPG - Gas licuado de Petróleo – Gas Propano para distribución en Cilindros
kTON	-	Miles de toneladas métricas (1 ton = 1000 kg)

## **I RESUMEN EJECUTIVO**

El Informe de Avance No. V correspondiente al Proyecto “EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PLAN DE GAS COMBUSTIBLE”, contiene los siguientes temas:

- Los Balances de Energía.
- La penetración del gas en el Sector Residencial y Programas Especiales

A continuación se presentan los aspectos más importantes de los dos temas objeto del presente informe.

### **LOS BALANCES DE ENERGÍA.**

En el Informe de Avance No. II, se incluyó un capítulo con los conceptos básicos de la metodología de construcción de los Balances y se habían adelantado unas primeras conclusiones considerando información suministrada por la UPME para el periodo 1985-2003. Sin embargo, se detectaron inconsistencias en los resultados de algunos años particularmente en la información correspondiente al año 2003. En esta oportunidad se presenta el análisis completo sobre este tema cuyos resultados básicos son los siguientes:

- En lo que respecta al tema de la Energía Primaria, se observa que las componentes de gas natural e hidroelectricidad tuvieron un incremento individual considerable (61.4% y 79.5 % respectivamente). Sin embargo, la participación porcentual del gas natural dentro de la canasta global de energía primaria se redujo de 15.8% a 8.9% respectivamente como consecuencia de la fuerte producción de carbón y petróleo.
- El Consumo Final de Energía, que representa la energía que se comercializa y se factura para consumo directo por los diferentes sectores económicos, muestra los siguientes resultados:
  - o Reducción de la leña como componente energético del 21.7% al 9.7% lo cual refleja el esfuerzo realizado en la ejecución del Plan de Gas al promover el uso de este energético en las ciudades grandes, medianas y pequeñas en particular en el sector residencial como se verá más adelante en este Resumen Ejecutivo. Por su parte, la

liberación de las restricciones a la comercialización del GLP, y el desarrollo de exitosos programas como el de Gas para el Campo, ayudan a explicar la reducción importante de la leña como componente de la canasta de Consumo Final de Energía de los colombianos.

- La gasolina motor sufrió una fuerte caída entre los años 1999 y 2001 llegando a un nivel de 17.8% en el 2003. Sin embargo, no hay que olvidar que esto se debió a la recesión económica que afectó al país a finales de la década anterior. Al mismo tiempo, el consumo de diesel se incrementó del 9.2% al 15% lo cual es un reflejo de los incentivos vía precios de combustibles y menor valor de la sobretasa al diesel que se viene cobrando en el país.
- El gas natural pasó de un 5% a un 11.7%; sin embargo, en el mismo periodo de tiempo, la energía eléctrica vio incrementada su participación del 10.4% al 14.0% lo cual va en contravía de los objetivos del Plan de Gas.

En lo que se refiere a los sectores de consumo, algunas conclusiones son las siguientes:

- Un análisis preliminar en el sector industrial muestra dos cambios importantes en la composición de la canasta de energía: se aumentó la participación del gas natural en el consumo total de energéticos del 18% al 26% y se redujo la participación del petróleo del 10% a menos del 5%. Si bien en un Informe posterior se hará un análisis más detallado de los energéticos sustitutos del gas natural y sus precios relativos, la información con que se cuenta impide realizar un análisis sectorial más detallado de la industria ya que en cada caso durante el periodo de planeamiento los indicadores de consumo de gas natural por sector se repiten constantemente.
- En cuanto se refiere al sector residencial, el gas natural aumentó su participación del 2% a un 14%. Sin embargo, si bien se lograron reducciones significativas en el uso de la leña, aún la participación de este recurso es muy alto en el consumo residencial llegando al 38% mientras que la energía eléctrica incrementó su participación del 20% a 29% en el período 1990-2003.

Finalmente, el Informe propone una forma de valorizar la canasta de energía en el periodo 1990-2003 tomando los precios de los energéticos a junio de 2005 y aplicándolos a las canastas de los años mencionados anteriormente. Aunque el resultado es altamente dependiente del valor asignado a la leña, puede concluirse lo siguiente:

- Para escenarios bajos de precios de leña y no energéticos, cuya fundamentación se explica más adelante en el capítulo, el costo unitario de la unidad de energía presenta una tendencia creciente lo cual se explica por que a medida que

disminuye la leña en el consumo de energía final, estos recursos de energía se reemplazan por energéticos más costosos. Sin embargo, al aplicarle a la leña un costo igual al promedio de los energéticos valorizables, se encuentra que el valor de la unidad de energía se mantiene relativamente constante a lo largo del periodo de evaluación del programa.

En cuanto se refiere al costo per cápita de la energía, antes y después del Plan de Gas, a partir de los supuestos sobre el precio de la leña ya explicados anteriormente, el resultado es un costo decreciente en particular a partir de la entrada en operación del Plan de Gas en el interior del país.

Finalmente, a fin de tener un criterio adicional para valorizar el impacto del Plan de Gas en la canasta de energéticos de la sociedad, se supuso que el consumo total de energía sin Plan de Gas, hubiera continuado su crecimiento según las tasas de crecimiento poblacional. Ese valor comparado con el consumo real de energía da como resultado un ahorro de 34,256 Tcal y una valorización promedio de 1,900 millones de USD de 2004. Es claro que este supuesto hubiera implicado la no realización de programas de uso racional de energía y mejoras en la eficiencia; sin embargo las cifras encontradas permiten establecer unos órdenes de magnitud del posible impacto del Plan de Gas en la sociedad.

#### - LA PENETRACIÓN DEL GAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y PROGRAMAS ESPECIALES

El presente Informe de Avance entra en consideraciones sobre el impacto del gas natural en el sector residencial. Al respecto se analizan los dos pilares sobre los cuales descansa la política de masificación de gas a los hogares colombianos son el Régimen Tarifario y de Subsidios y la definición de las Áreas de Servicio Exclusivo.

Gracias a lo anterior, los resultados del Plan de Gas en el sector residencial son ampliamente satisfactorios de acuerdo con las siguientes cifras:

- A 31 de Diciembre de 2004, un total de 382 municipios tienen acceso al servicio público de gas natural. De ese total, aproximadamente 121 es decir, 32%, corresponden a municipios de concesiones de Áreas Exclusivas.
- También a 31 de Diciembre de 2004 el Plan de Gas había logrado una cobertura total de 3.508.510 usuarios de los cuales el 85% se encontraban localizados en los estratos más bajos de la población, es decir 1,2 y 3.
- En lo que se refiere a las Áreas Exclusivas, la totalidad de la población atendida asciende a 483.522 usuarios residenciales (aproximadamente 13.8%) del consolidado nacional de los cuales el 92.5% se encuentran en los estratos 1,2 y 3 lo que confirma las bondades del Plan de Gas en cuanto a la cobertura de la población de menores ingresos.

Es importante destacar que la penetración del gas natural en el sector residencial en particular en los estratos bajos de la población tienen sus orígenes antes del establecimiento de las llamadas Áreas Exclusivas debido a que el Estado a través de las participaciones mayoritarias en diferentes distribuidoras orientó la política a la búsqueda de la mayor cobertura posible en los estratos bajos de la población.

Es el caso de Gas Natural Bogotá, donde el cubrimiento en los estratos bajos es del 84.7% del total de usuarios residenciales conectados debido a la prioridad que se le concedió al acceso de usuarios residenciales que utilizaban cocinol, o gasolina, como combustibles de cocina. En otras distribuidoras como Gases del Caribe dicho porcentaje es del 84.5% y en Gasoriente de Bucaramanga es del 95.5%.

Respecto a la cobertura planteada por los documentos CONPES de Diciembre de 1991, se indicaba que: “En el mediano plazo se llevará gas natural y propano a mas 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”. A juzgar por las cifras de hoy en día, donde se tienen en conjunto mas de 6.5 millones de familias atendidas con gas natural y GLP, podía decirse que las metas de cubrimiento han sido ampliamente superadas.

En el mediano y largo plazo, las posibilidades de continuar la penetración del gas natural en el sector residencial son positivas por los diferenciales de precios entre energía eléctrica y gas propano con respecto al gas natural y al hecho de que a diciembre de 2004, aproximadamente 4.5 millones de usuarios tienen infraestructura de anillos de distribución de gas natural lo que permite disponer de la infraestructura de conexión al servicio de gas.

El Informe adelanta un extenso análisis de dos programas adelantados por ECOPETROL y que han resultado fundamentales en la penetración del gas natural y gas propano en el sector residencial tanto urbano como rural: La Sustitución del Cocinol y el Gas para el Campo.

En el caso del programa de sustitución de cocinol, algunos indicadores relevantes son los siguientes:

Durante el periodo de ejecución del programa se sustituyó el consumo de 339,695 usuarios iniciales, de los cuales 41,048 se realizaron con gas natural en la ciudad de Bogotá y el resto con GLP.

El costo total del programa ascendió a \$58,037 millones (\$ de diciembre de 2004) En cuanto a los beneficios, se logró una mejora en las condiciones de vida de las personas con la eliminación de las largas filas y del caos al momento de recibir el combustible.

Con el programa de sustitución de cocinol se generó un cambio sustancial en el patrón de lesiones por quemaduras, reportado por el Hospital Simón Bolívar, al reducir los ingresos por quemaduras originadas en el cocinol de 55% en 1992 a 14% en el año 2004 lo que se traduce en un descenso de un promedio superior a



200 por año al iniciar el programa a 63 en 2004. En términos de salud pública los ahorros pueden llegar a \$ 48.000 millones de pesos del 2004 o 20 millones de dólares de 2004.

Tomando la estructura de precios de los combustibles, tales como gasolina, cocinol y GLP se encuentra que en el periodo Enero/92 – Abril/01 cuando concluyó el programa, los beneficios globales de la sustitución pueden estimarse en \$464,600 millones del 2004. Si el programa se hubiera extendido hasta Diciembre de 2004 el beneficio total de la sustitución arrojaría un valor superior a \$816,600 de ese mismo mes.

Un cálculo juicioso de este subsidio debe involucrar el costo de oportunidad de la gasolina como base del cálculo, medido como el precio CIF en escenarios de importaciones o el precio FOB en escenarios de exportación, ambos relacionados con los precios del mercado internacional. Inicialmente, se utilizará como referencia el ingreso al productor en el mercado nacional. Para tal efecto, se calcula la diferencia de precios entre gasolina y el cocinol en el mercado nacional y el resultado se multiplica por los volúmenes entregados actualizados a pesos constantes de diciembre de 2004.

Si en lugar del ingreso al productor autorizado por el Gobierno para la gasolina se utilizan los valores reales de la gasolina importada por ECOPETROL, el beneficio total del programa sería de M\$ 487,341.0 si el análisis cubre el periodo enero de 1992 a abril de 2001. Si dicho período de análisis se extiende hasta diciembre de 2004, el programa arrojaría un beneficio neto superior a M\$ 1'026,000 (un billón de pesos).

Estos beneficios se lograron gracias a que el usuario aceptó cambiar un energético como el cocinol altamente subsidiado, por el gas natural y GLP cuyos costos relativos son mayores. Este menor subsidio conllevó un mayor gasto para el usuario del orden de \$ 7784 mensuales (pesos de Diciembre de 2004).

## **II BALANCES ENERGÉTICOS**

Dentro de la evaluación del Plan de Masificación de Gas Natural, un aspecto de gran importancia es el análisis de los balances de energía con el fin de seguir la cadena del gas desde un punto de vista tanto particular para este energético como comparativo dentro del balance de energía global del país. Este capítulo explica la metodología y estructura del balance energético y presenta los análisis y resultados obtenidos tras recopilar y comparar la información disponible sobre balances desde mediados de la década de los 80 hasta el año 2003<sup>1</sup>.

En el Informe de avance II, el Consultor presentó un capítulo sobre los balances energéticos que incluyó una descripción sobre metodología y definiciones para entender la construcción de los balances y un primer análisis con los datos disponibles desde el año 1985 hasta el 2001. Como se indicó en dicho informe, los balances de los años 2002 y 2003 presentaban inconsistencias en algunas de sus cifras; dichas inconsistencias fueron debidamente informadas a la Unidad de Planeación Minero-Energética quien procedió a hacer las correcciones y ajustes necesarios; es de notar que también se realizaron ajustes de cifras sobre algunos energéticos (leña, bagazo y otros) para toda la serie, desde 1992 hasta el 2003.

El actual capítulo es una versión revisada y ampliada del trabajo anteriormente presentado, con el cual se cierra el análisis sobre balances energéticos.

### **II. 1 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGÉTICO**

El balance energético es una herramienta estadística y de planeación que brinda una representación sistemática y organizada de las relaciones que ocurren entre las variables físicas de la energía relacionando los aspectos de producción, consumo, transformación, importaciones y exportaciones.

La estructura de presentación y elaboración del balance energético sintetiza toda la información registrada en una sola matriz de resumen general.

---

<sup>1</sup> Cifras tomadas de los Balances Energéticos Nacionales realizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME disponibles desde 1985 hasta 2003.

En la parte inicial de este capítulo, el Consultor procederá a dar un resumen de la estructura del balance, las definiciones básicas y las aplicaciones prácticas que son utilizadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en la elaboración del balance para el caso colombiano, con el fin de aclarar y familiarizar al lector o analista interesado en interpretar correctamente la información del Balance Energético.

## *II. 1. 1 DEFINICIONES DEL BALANCE*

A continuación se presentan algunas definiciones principales, con el objeto de comprender la metodología de elaboración de balances. En las columnas se encuentran los energéticos agrupados en energía primaria y secundaria, y algunos totales y subtotales que se explicarán más adelante; en las filas se encuentran los diferentes usos o procesos (origen o destino) de cada energético. Las definiciones principales usadas en el balance se presentan a continuación:

**Energía Primaria:** Es la energía tomada de la naturaleza, en forma directa sin transformaciones de ninguna clase, con excepción de los procesos de extracción minera o de transporte. Las fuentes de energía primaria citadas en los balances colombianos y sus respectivas abreviaciones son:

- |                     |    |
|---------------------|----|
| - Hidroelectricidad | HE |
| - Gas Natural       | GN |
| - Petróleo          | PT |
| - Carbón Mineral    | CM |
| - Leña              | LE |
| - Bagazo de caña    | BZ |
| - Recuperación *    | RC |

\* Residuos vegetales recuperados con usos energéticos como cascarilla de arroz o café.

En algunos balances o encuestas (diferentes a los elaborados por la UPME), se considera a la Biomasa como energético primario, la cual agrupa el Bagazo, y los residuos vegetales recuperados.

No se tienen en cuenta otras fuentes (energía eólica, nuclear, geotérmica, entre otras.) que podrían ser consideradas como fuentes de energía primaria pero que por fines prácticos para el caso colombiano no se incluyen en el balance, bien sea por no ser utilizadas en el país o por no existir cifras precisas sobre su utilización.

**Energía Secundaria:** Es la energía obtenida a partir de una o varias fuentes primarias u otra fuente secundaria, tras someterlas a un proceso físico o químico que modifica sus características iniciales. Las fuentes usadas en el balance colombiano son:

- Energía Eléctrica EE
- Gas de Refinería GR
- Gas Propano (GLP) GL
- Gasolina Motor GM
- Kerosene y Jet Fuel KJ
- ACPM (Diesel Oil) DO
- Combustóleo (Fuel Oil) FO
- No Energéticos \* NE
- Carbón Coque CQ
- Carbón Leña CL
- Gas Industrial GI

\* Derivados de uso final no energéticos como Asfaltos, Solventes y Lubricantes, que provienen de una fuente energética primaria como el petróleo.

La Tabla II-1 presenta un resumen de los energéticos que componen el balance energético nacional, presentando su tipo, unidad original y factor de conversión a tercalorías (unidad común utilizada en los balances de energía colombianos) con el fin de hacer las totalizaciones y comparaciones respectivas.

TIPO DE ENERGETICO	CONVENCION	ENERGETICO	UNIDAD ORIGINAL	FACTOR DE CONVERSION A TCAL
ENERGÍA PRIMARIA	GN	GAS NATURAL	MPC	0.234
	PT	PETROLEO (CRUDO)	kBL	1.38
	CM	CARBON MINERAL	kTON	6.5
	LE	LEÑA	kTON	3.6
	BZ	BAGAZO	kTON	1.82
	RC	RECUPERACION	TCAL	1
	HE	HIDROELECTRICIDAD	GWH	0.86
ENERGÍA SECUNDARIA	EE	ENERGÍA ELÉCTRICA	GWH	0.86
	GL	GLP	kBL	0.95
	GM	GASOLINA MOTOR	kBL	1.22
	KJ	KEROSENE Y JETFUEL	kBL	1.33
	DO	DIESEL OIL (ACPM)	kBL	1.38
	FO	FUEL OIL (COMBUSTOLEO)	kBL	1.48
	NE	NO ENERGÉTICOS	kBL	1.38
	CQ	CARBÓN COQUE	kTON	4.8
	CL	CARBÓN LEÑA	kTON	6.5
	GI	GAS INDUSTRIAL	TCAL	1

**Tabla II-1: Energéticos y factores de conversión**

**Demanda Interna:** Es la cantidad de cada energético demandada internamente para consumo en el país. Su fórmula general es:

$$DemandaInterna = \left( Producción + Importaciones - Exportaciones - VariaciónInventario - NoAprovechado - Pérdidas - Ajuste \right)$$

- Producción: Corresponde a la energía obtenida (en el caso de la primaria) o producida (en el caso de la secundaria) en el país
- Importaciones: Es la energía proveniente del exterior.
- Exportaciones : Es la energía que se envía al exterior
- Variación de Inventario Es la diferencia entre las existencias de una fuente energética entre el 31 de diciembre del año *i-1* al 31 de diciembre del año *i*
- No Aprovechado Energía que por la naturaleza técnica o económica de su explotación, no esta siendo utilizada actualmente
- Pérdidas Se originan durante el transporte, almacenamiento o Distribución.
- Ajuste Se realiza para compatibilizar los datos de ofertas y consumo, así como por redondeo de cifras.

Así mismo, la demanda interna se desagrega en tres ítems principales que se explican más adelante, desde el punto de vista de consumo:

$$DemandaInterna = ConsumoPropio + Transformacion + ConsumoFinal$$

**Oferta Interna:** Es la cantidad de cada energético ofrecida por el país para consumo interno. La oferta interna se iguala a la demanda interna, difiriendo sólo en la cifra de ajuste, así:

$$DemandaInterna = OfertaInterna - Ajuste$$

**Consumo Propio:** Es el inherente al sector productivo de cada energético para actividades propias.

**Transformación:** Es la energía utilizada por las centrales de transformación, es decir, por las instalaciones donde se cambia la estructura de la energía primaria de tal manera que se pueda utilizar en otros usos, incluyendo el consumo final. Los centros de transformación incluidos en el balance son:

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Térmicas
- Autoprodutores \*
- Centros de tratamiento de gas
- Refinerías
- Coquerías
- Altos Hornos
- Carboneras

\* Se consideran autoprodutores a los agentes que poseen generadores eléctricos siempre que esta generación se destine a su propio consumo.

Es importante anotar que las pérdidas de transformación no se describen de manera explícita en el balance. Más adelante se calcularán las eficiencias del proceso de transformación las cuales son el resultado del cociente entre Energía de salida sobre Energía de entrada.

**Consumo Final:** Es la energía que se comercializa y se factura para consumo directo por los diferentes sectores económicos. Los sectores de consumo contemplados en el balance son:

- Residencial
- Comercial y Público
- Industrial
- Transporte
- Agropecuario y Minero
- Construcciones

## *II. 1. 2 ESTRUCTURA DEL BALANCE*

Como se dijo anteriormente, el balance muestra las relaciones que ocurren entre las variables físicas de la energía (relacionando) todos los procesos, fuentes y usos de cada energético. El balance entonces se puede desagregar en varias matrices que se pueden identificar claramente:

- (1) Balance de energía primaria
- (2) Balance de centros de transformación de energía primaria
- (3) Balance de centros de producción de energía secundaria
- (4) Balance de energía secundaria
- (5) Balance de consumo final
- (6) Distribución sectorial de consumo energético

La Gráfica II-1 muestra de forma esquemática cómo se encuentran ubicadas en la matriz resumen las submatrices o partes del balance energético.

Cada submatriz o parte del balance totaliza de acuerdo a las definiciones dadas anteriormente y es consistente con las demás partes relacionadas.

En el balance energético existe un subtotal por cada tipo de energía (primaria y secundaria). La última columna del balance llamada *TOTAL EFECTIVA* (total energía efectiva) se obtiene de sumar los subtotales de energía primaria y secundaria. Nótese sin embargo que solo para el caso de la oferta interna y la demanda interna, el total de energía efectiva se obtiene sumando la energía primaria y la secundaria y restando la producción de energía secundaria; de no realizarse esta deducción, se incurriría en duplicaciones pues se estaría sumando la producción de fuentes secundarias con la porción de las fuentes primarias de las cuales se obtiene esta producción.

FUENTES PRIMARIAS		FUENTES SECUNDARIAS		TOTAL EFECTIVA
	Subtotal		Subtotal	
		(3) Balance Centros de Produccion secundarios		
(1) Balance de Energía Primaria + Produccion + Importaciones - Exportaciones - Variacion inventarios - No aprovechada - Perdidas = Oferta Interna		(4) Balance Energía secundaria (igual composición al de energía primaria)		
(2) Balance Centro de Transformacion primarios				
		(5) Balance de consumo final - Distribución por sectores de consumo (industrial, comercial y público, residencial, transporte, agrícola y minero, construcciones, no identificado)		
(6) Distribución sectorial del consumo final Desagregación individual de cada uno de los sectores: - Industrial - Residencial - Transporte - Agrícola y minero				

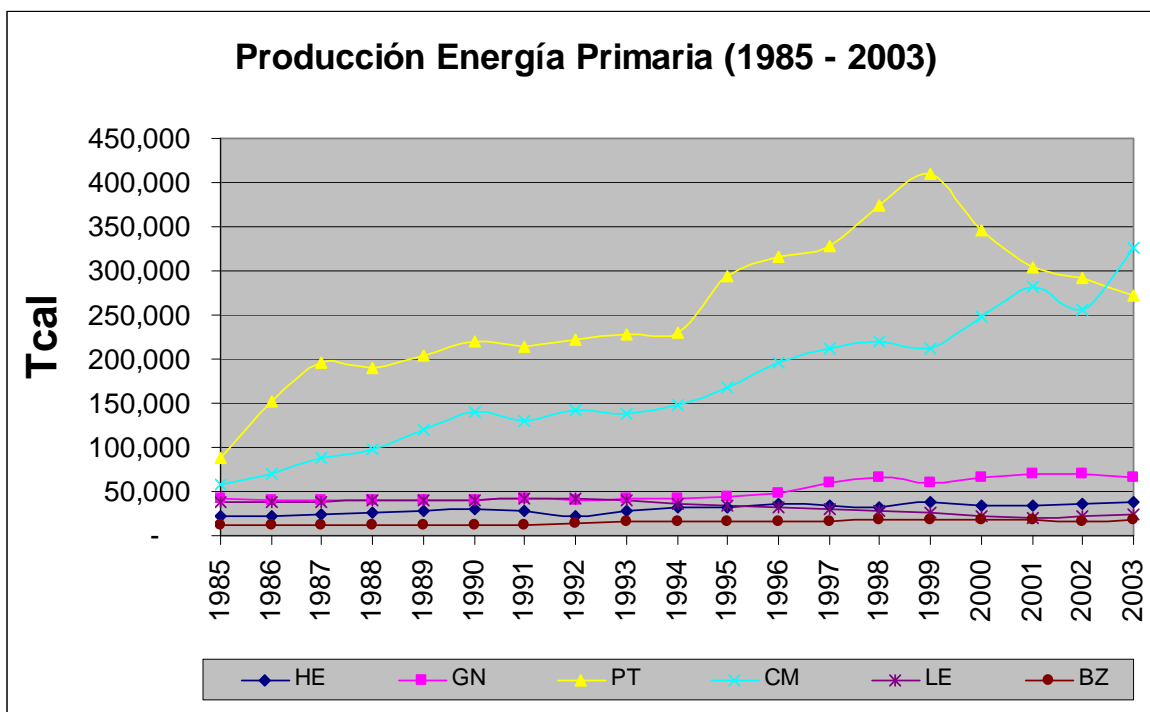
**Gráfica II-1: Esquema general balance energético**

## II. 2 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Con el fin de hacer las comparaciones y revisar las evoluciones del caso, se consultaron los balances más antiguos disponibles en la UPME, encontrando información desde el año 1985 hasta el 2003. Según información de la UPME el balance de año 2004 está próximo a ser terminado, pero a la fecha de presentación de este informe no se disponía de dicho balance. Se entiende entonces que las cifras hasta el año 2003 corresponden a los datos más actualizados y revisados de los que se dispone y sobre las cuales se realizarán los análisis de este capítulo.

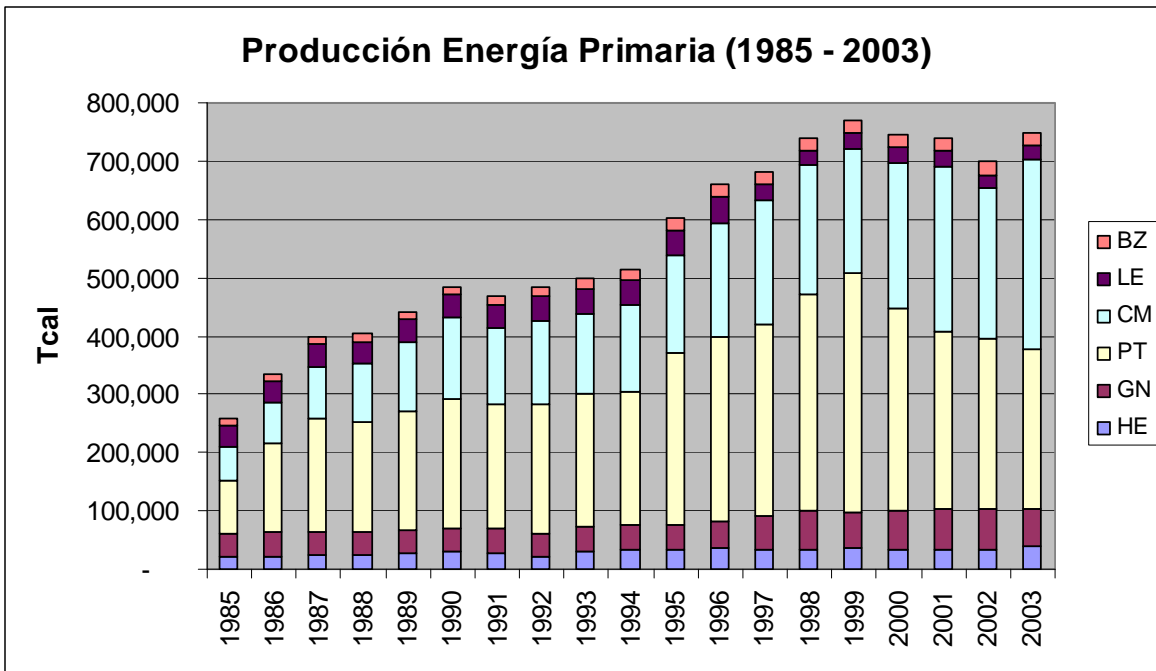
### II. 2. 1 ANÁLISIS SOBRE ENERGÍA PRIMARIA

Al revisar la información disponible sobre energía primaria, son varios los análisis que se pueden realizar. Inicialmente se presenta en forma gráfica la evolución de la producción total de energía primaria en la Gráfica II-2 y la Gráfica II-3.



Gráfica II-2: Producción de energía primaria 1985-2003

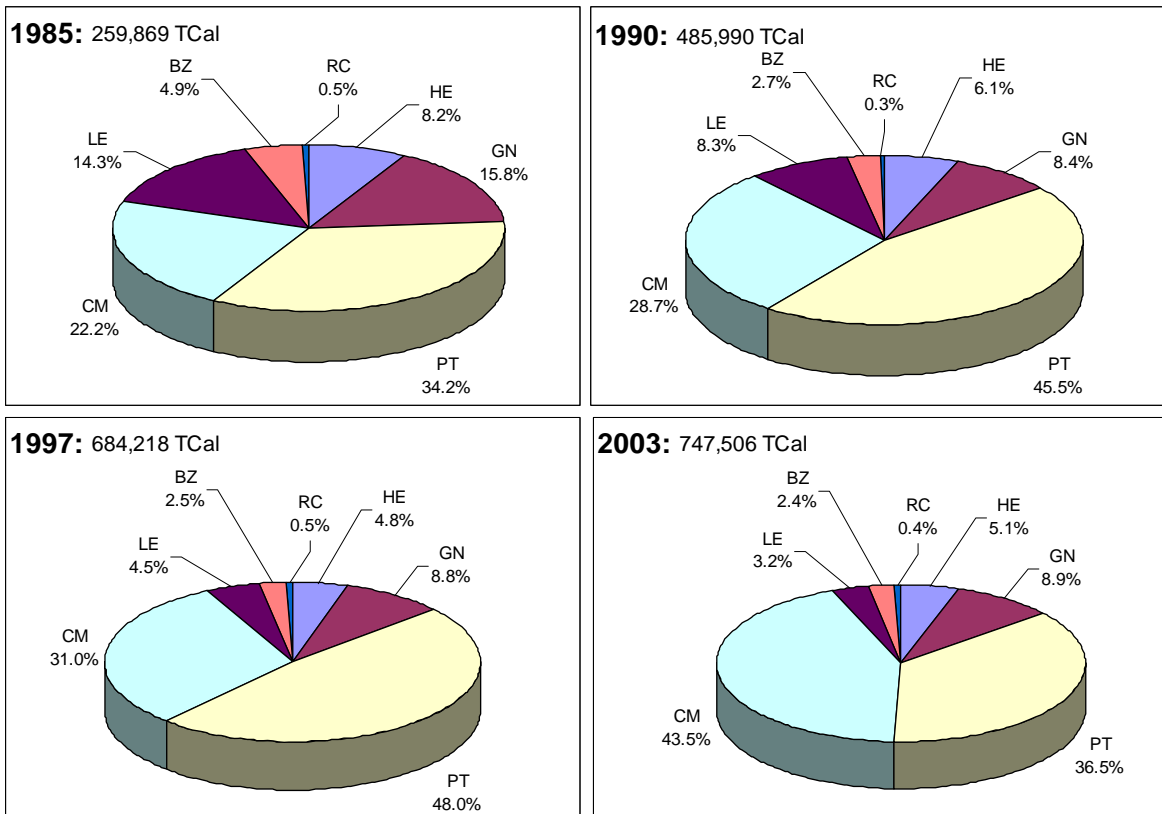




**Gráfica II-3: Producción de energía primaria 1985 - 2003 (acumulado)**

Se observa que en el balance de producción de energía primaria se tienen como recursos dominantes el petróleo y el carbón mineral. En efecto, el petróleo tiene una participación promedio del 45% variando entre 34 %y 53% entre los años 1985 y 2003 mientras que en el caso del carbón la participación promedio es del 29% con participaciones porcentuales entre el 20% y 43% con tendencia creciente en el periodo señalado anteriormente. Los demás energéticos sumados tienen una participación promedio de 26% en todo el período (con un porcentaje uniforme para los últimos 9 años de 20.4%) variando entre 19% y 43%

En la Gráfica II-10 y la Tabla II-2 se presenta la composición de la producción primaria de energía para los siguientes años: 1985 teniendo en cuenta que en esa fecha se tiene el primer balance energético consolidado, 1990 por ser el punto de partida del Plan de Masificación del Gas Combustible, 1997 como punto intermedio y 2003 como último balance disponible.

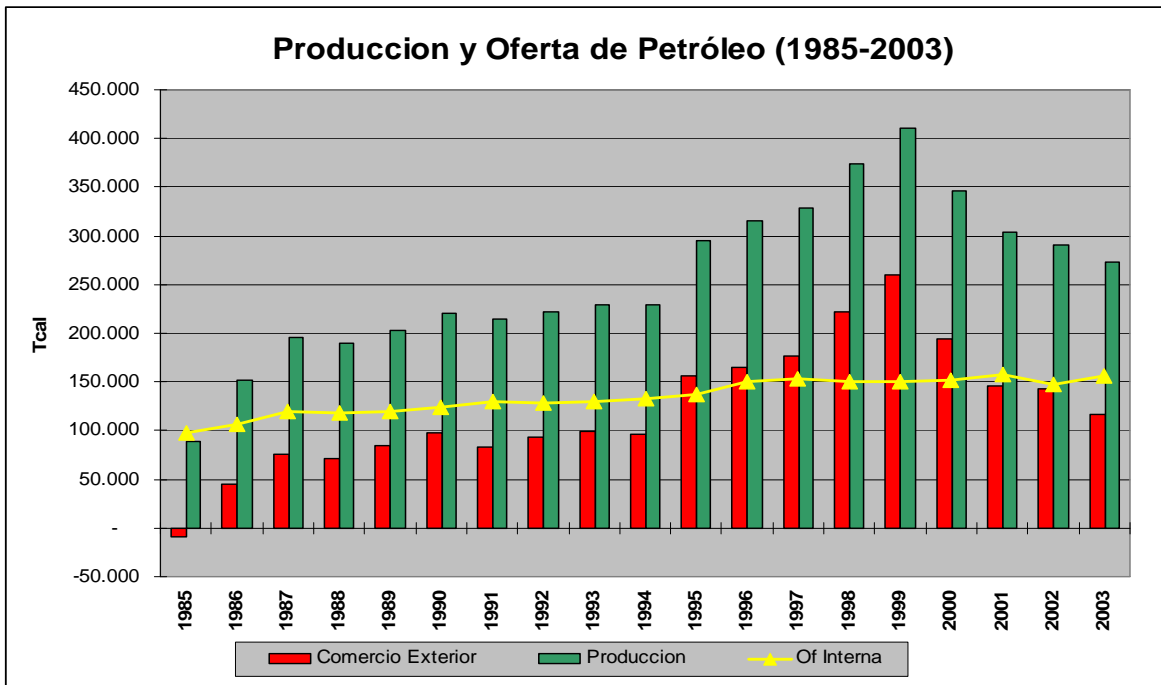


**Gráfica II-4: Producción de energía primaria 1985, 1990 y 2001**

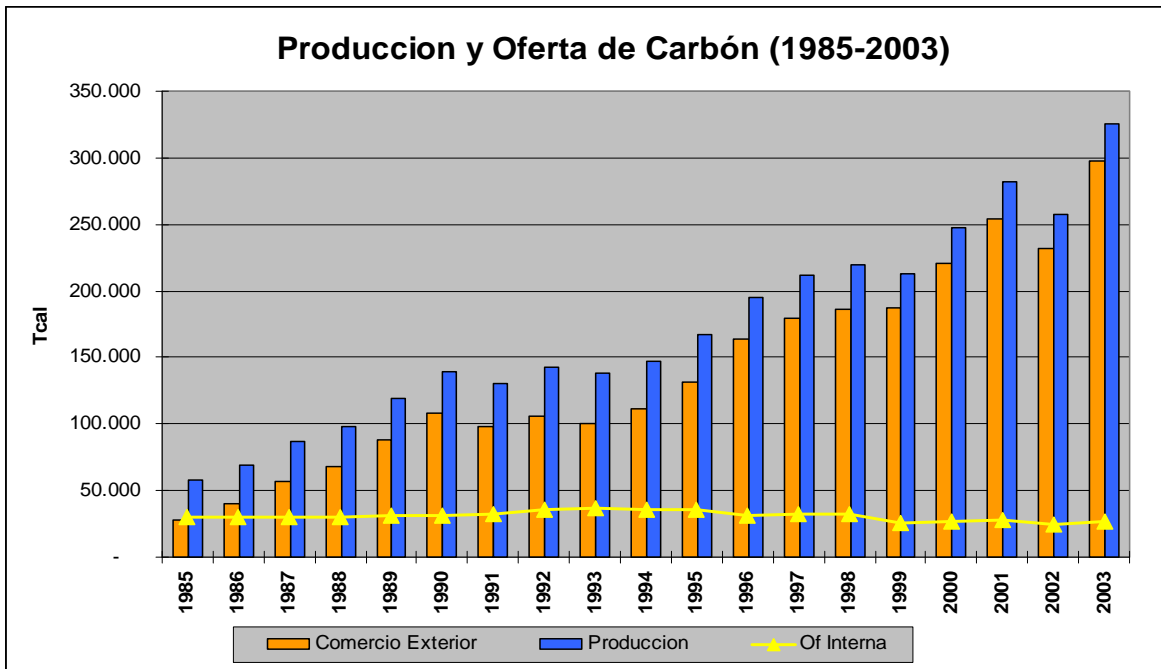
AÑO	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL
1985	21,224	41,033	88,877	57,590	37,246	12,654	1,245	259,869
1990	29,566	40,779	220,965	139,568	40,483	12,991	1,639	485,990
1997	33,128	59,984	328,654	211,848	30,691	16,798	3,115	684,218
2003	38,098	66,222	272,669	325,185	24,048	18,164	3,120	747,506

**Tabla II-2: Producción de energía primaria (Tcal)**

Se puede observar cómo, si bien las cifras absolutas de producción de gas natural e hidroelectricidad tuvieron un incremento individual considerable (61.4% y 79.5 % respectivamente), su participación porcentual dentro de la canasta global de energía primaria se redujo como consecuencia de la fuerte producción de carbón y petróleo, acentuando la posición del país como productor de estos energéticos.



**Gráfica II-5: Producción y oferta de petróleo (1985-2003)**

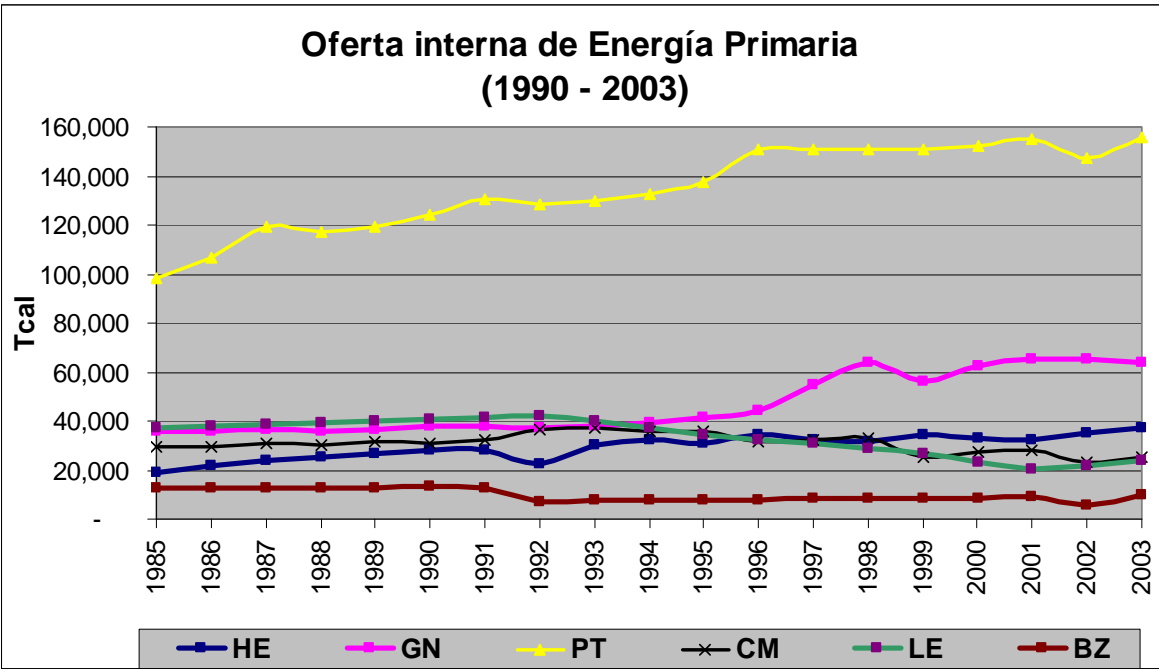


**Gráfica II-6: Producción y oferta de carbón (1985-2003)**

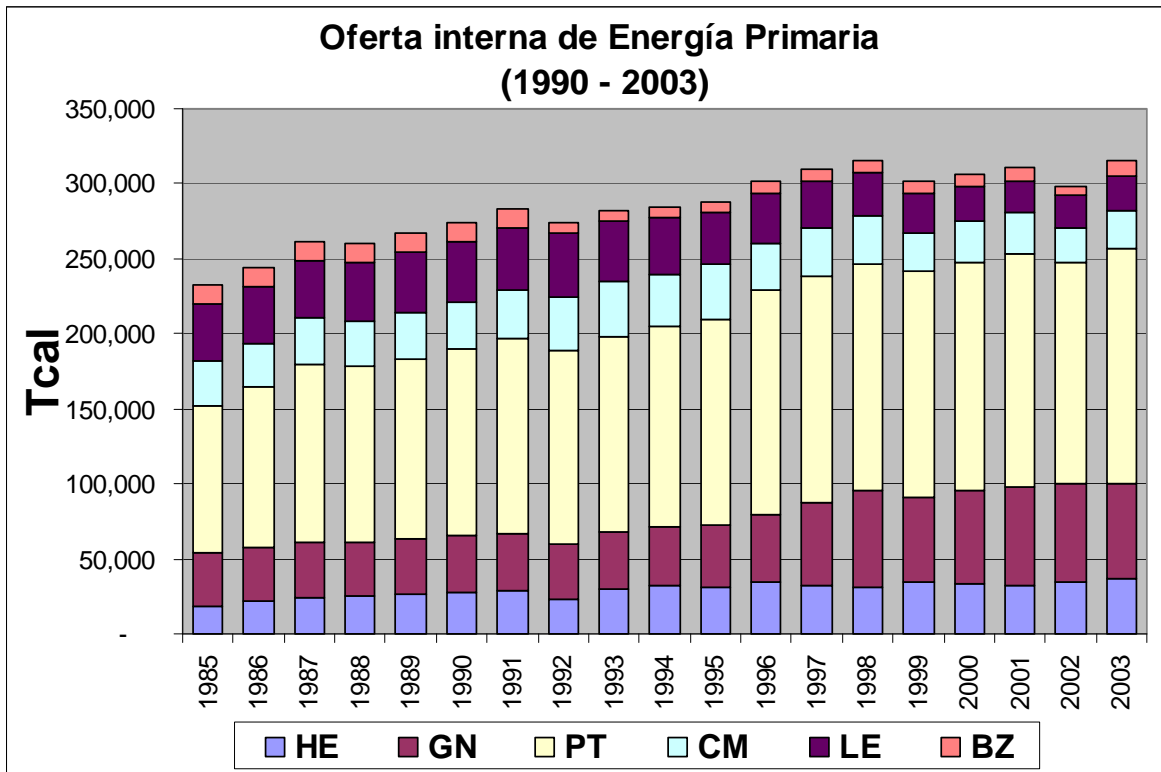
En la Gráfica II-5 y la Gráfica II-6 se muestra de manera resumida la comparación entre producción, comercio exterior (importaciones y exportaciones) y oferta interna de carbón y petróleo. Se deduce de esas cifras, que la producción se

destina en gran porcentaje a las exportaciones, encontrando un promedio de 48.1% de exportaciones de petróleo en los últimos 15 años y en mayor medida para el carbón, con un promedio de exportaciones de 81.4% y un nivel de 92.3% para el año 2003. En ambos casos las cifras se refieren a porcentajes con respecto a la producción.

La participación preponderante que muestran el carbón y el petróleo en la producción de energía primaria, contrasta con los valores de demanda interna de energía que, como claramente se ve en la Gráfica II-7 y en la Gráfica II-8, son mucho menores para estos dos energéticos. Es entonces en este escenario, el de la demanda interna y su posterior desagregación (consumo propio, transformación y consumo final) en el que se centrará el presente análisis.



Gráfica II-7: Oferta interna de energía primaria



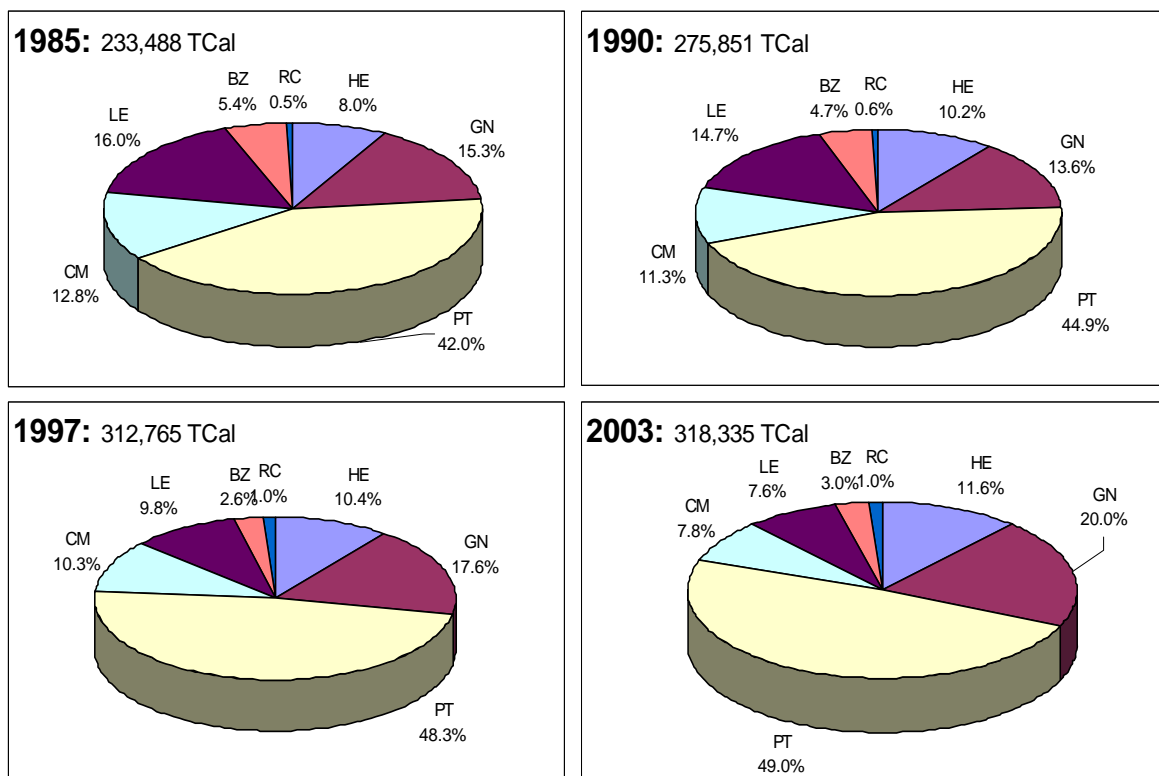
**Gráfica II-8: Oferta interna de energía primaria (acumulada)**

De las anteriores gráficas se observa que si bien el petróleo mantiene su participación como energético principal y relativamente estable dentro de la oferta interna de energía, los otros energéticos como el carbón, gas natural, hidroelectricidad y leña principalmente, sí han modificado su participación dentro de la oferta del país.

En la Tabla II-3 se presenta la composición de la oferta de energía primaria por energético para los años 1985, 1990, 1997 y 2003 y en la Gráfica II-9 se observa esta información de manera gráfica. Se puede concluir que el gas natural ha tenido un incremento en su participación, pasando de 15.3% a 20.0%; la hidroelectricidad también ha tenido una tendencia creciente pasando de 8.0% a 11.6%. De otro lado, se ve cómo el carbón y la leña han reducido su participación, de 12.8% a un 7.8% en el caso del carbón, y de 16% a 7.6% en el caso de la leña.

ENERGÉTICO	1985		1990		1997		2003	
HE	18,732	8.0%	28,151	10.2%	32,440	10.4%	36,934	11.6%
GN	35,680	15.3%	37,592	13.6%	55,016	17.6%	63,531	20.0%
PT	98,134	42.0%	123,945	44.9%	151,160	48.3%	156,049	49.0%
CM	29,796	12.8%	31,051	11.3%	32,164	10.3%	24,989	7.8%
LE	37,246	16.0%	40,483	14.7%	30,691	9.8%	24,048	7.6%
BZ	12,654	5.4%	12,991	4.7%	8,180	2.6%	9,664	3.0%
RC	1,245	0.5%	1,639	0.6%	3,115	1.0%	3,120	1.0%
<b>TOTAL</b>	<b>233,488</b>	<b>100.0%</b>	<b>275,851</b>	<b>100.0%</b>	<b>312,765</b>	<b>100.0%</b>	<b>318,335</b>	<b>100.0%</b>

Tabla II-3: Oferta interna de energía primaria – (Tcal)



Gráfica II-9: Oferta interna de energía primaria

Este análisis muestra una tendencia consistente en cierta medida con los objetivos planteados en el Plan de Masificación de Gas Natural al lograr una reducción en el consumo de leña y un aumento significativo en la participación del gas natural como fuente de energía primaria. Sin embargo, el país continúa dependiendo del petróleo como su energético primario principal al pasar de 42% en 1985 a 49% en el año 2003.

Por otra parte, vale la pena observar las diferencias entre la producción y la oferta primaria de energía las cuales están dadas básicamente por el movimiento comercial, es decir importaciones y exportaciones:

Las cifras de la Tabla II-4 indican que Colombia ha tenido una balanza comercial positiva al exportar más de lo que importa lo cual se refleja en unos valores de la oferta interna muy inferiores a las cifras de producción primaria. En efecto en 1985, el país recuperó su condición de exportador de petróleo con el descubrimiento de Caño Limón mientras que con respecto al carbón la producción de las minas de Guajira y Cesar han mantenido al sector carbón en altos niveles de crecimiento y participación en el mercado energético.

Año	Petróleo				Carbón			
	Producción	Exportaciones	Importaciones	Balanza neta	Producción	Exportaciones	Importaciones	Balanza neta
1985	88,877	-	9,312	79,565	57,590	20,580	-	37,010
1986	152,233	44,216	-	108,016	69,180	33,046	-	36,134
1987	195,681	73,311	-	122,370	87,484	58,096	-	29,387
1988	189,352	72,946	-	116,406	97,929	65,785	-	32,144
1989	203,565	82,697	-	120,868	119,158	81,165	-	37,993
1990	220,965	96,750	-	124,216	139,568	87,783	-	51,785
1991	213,948	85,519	-	128,429	129,948	106,466	-	23,482
1992	221,552	90,405	1,450	129,697	142,383	94,988	-	47,394
1993	228,737	99,172	-	129,565	137,950	114,506	-	23,444
1994	229,342	94,945	-	134,397	147,323	119,842	-	27,480
1995	294,498	157,427	-	137,071	167,310	118,780	-	48,530
1996	315,701	162,252	-	153,448	195,423	161,074	-	34,348
1997	328,654	174,571	-	154,083	211,848	179,270	-	32,578
1998	373,272	223,837	-	149,435	219,382	195,397	-	23,985
1999	410,927	259,630	1,830	149,467	212,901	194,558	-	18,343
2000	345,795	193,887	1,904	150,003	247,923	231,491	-	16,432
2001	304,436	149,073	2,755	152,607	282,367	253,981	-	28,386
2002	291,212	145,280	1,762	144,170	256,646	237,315	9,757	9,575
2003	272,669	115,764	587	156,317	325,185	296,686	-	28,499

Tabla II-4: Balance petróleo y carbón 1985 – 2003 (Tcal)

## II. 2. 2 ANÁLISIS Y DATOS DE CONSUMO FINAL

Como se explicó anteriormente, la cifra de demanda interna se desagrega en tres componentes: consumo propio, transformación y consumo final. Este consumo final, es precisamente donde se debe hacer énfasis en el análisis, pues son los productos que se comercializan directamente y por consiguiente están a disposición del usuario final. En la Gráfica II-10 se muestra la repartición

porcentual por energéticos de consumo final para cada uno de los puntos comparativos del horizonte de análisis: 1985, 1990, 1997 y 2003.

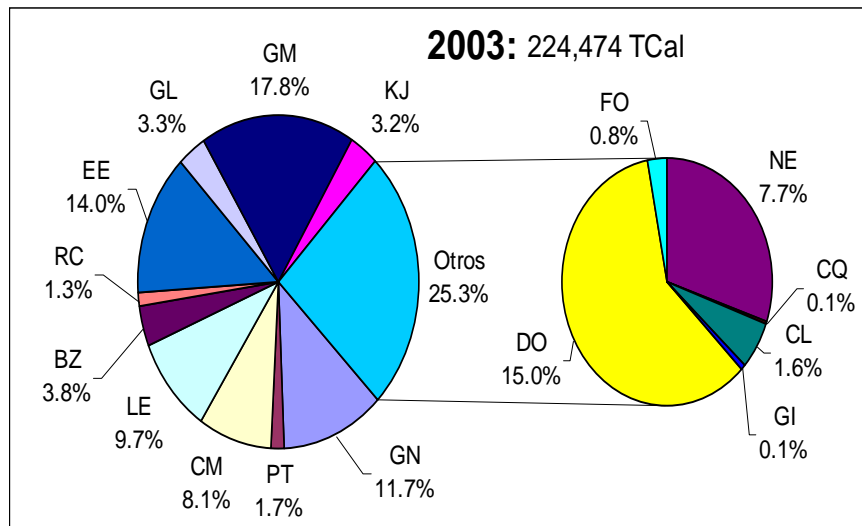
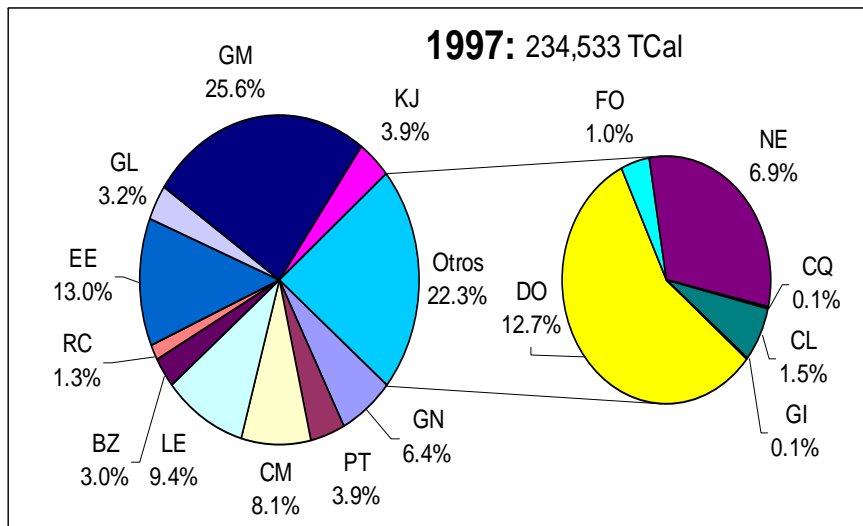
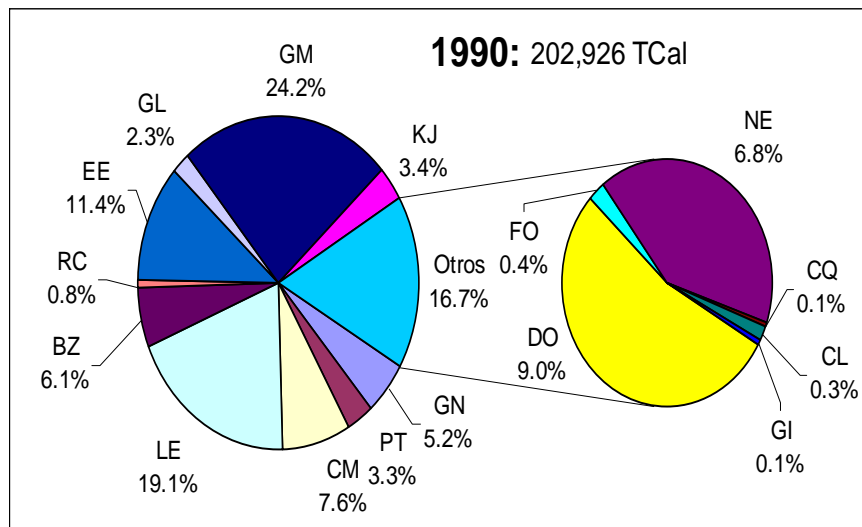
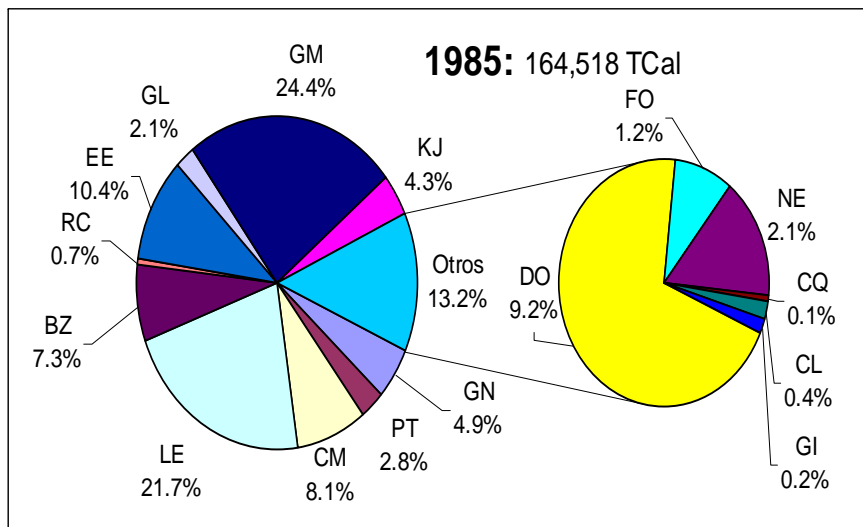
Como se puede observar en Gráfica II-10 y en el Anexo 1, es claro que la leña efectivamente redujo su participación como componente energético, teniendo un fuerte descenso del 21.7% en el año 1985 al 9.7% en el 2003; la gasolina motor también sufrió una fuerte caída entre los años 1999 y 2001 llegando a un nivel de 17.8% en el 2003 (debido principalmente a la recesión económica del año 1999). El gas natural aumentó significativamente su participación, pasando de un 5% a un 11.7%; sin embargo, se puede observar que otros objetivos del plan como la reducción de consumo de derivados del petróleo y de energía eléctrica, no se logró como se esperaba.

Debe anotarse que el balance del año 2003 aún presenta algunas cifras que no son del todo consistentes con las tendencias de los años anteriores. La cifra de consumo final de leña presenta un incremento desde 12,119 en Tcal en 2002 hasta , 21,816 Tcal en 2004; esta cifra parece no ser consistente con la tendencia presentada desde 1992 cuando la cifra llevo a valores de 40,260 Tcal y presentó una tendencia decreciente hasta 2002.

Un caso similar presenta el bagazo, el cual pasó del orden de 12,000 Tcal en el año 1992 a cifras entre 6,000 y 7,000 Tcal para los años 1993 a 2001; sin embargo en el año 2002 la cifra baja a 4,265 Tcal para luego subir abruptamente a 8,507 Tcal en el 2003 (ver Anexo 1).

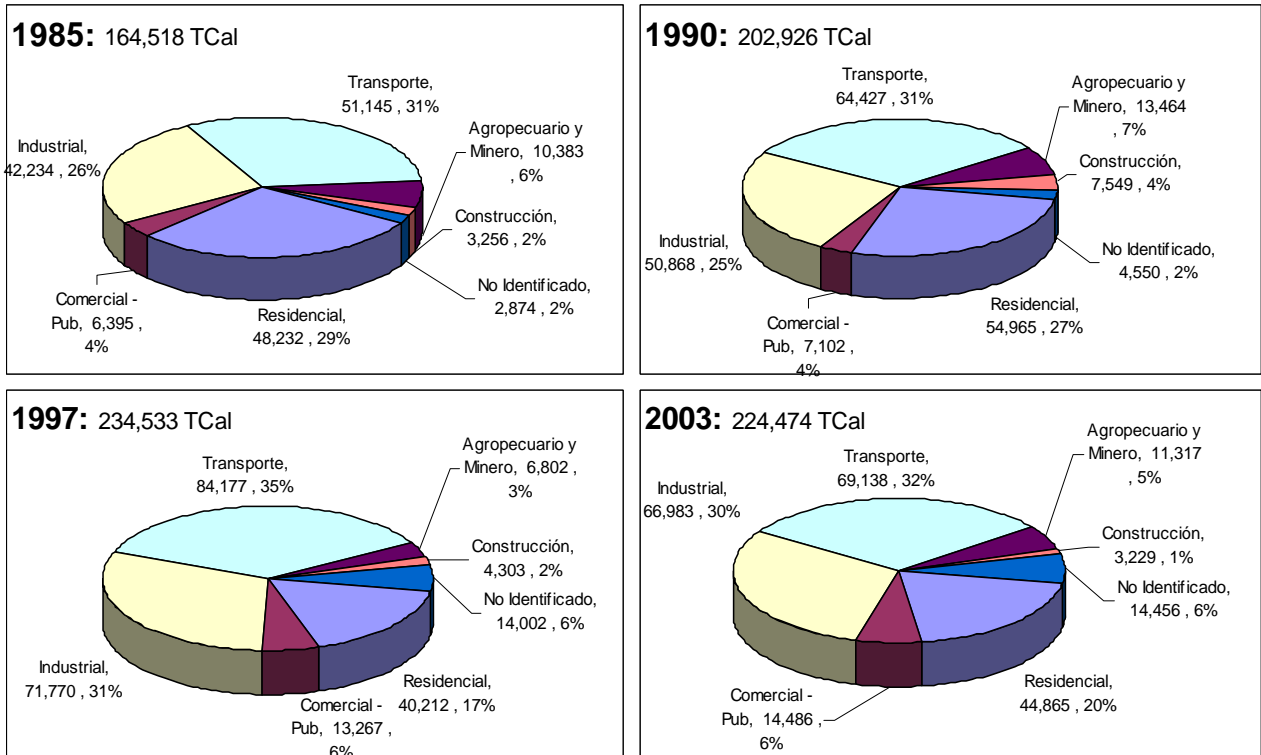
Estas inconsistencias en las cifras de leña y bagazo suman un aumento de la energía final de casi 14,000 Tcal, las cuales representan un aumento de 6.7% en el consumo de energía final en el país, y por lo tanto hay cierta distorsión del análisis si se tiene en cuenta que el aumento total del país del 2002 al 2002 fue de 9.01%. El resultado en el sector residencial está aún más distorsionado si se tiene en cuenta que en este aumento de 14,000 Tcal, 9,000 corresponden a la leña y son asignadas al sector residencial, lo que representa un incremento de 28% con respecto al 2002.





**Gráfica II-10: Distribución del consumo final por energético: 1985, 1990, 1997 y 2003**

Vale la pena entonces, observar la comparación de este consumo final según los diferentes sectores. La Gráfica II-11 y los datos del Anexo 1, muestran la composición porcentual y en valores energéticos para los años de análisis.

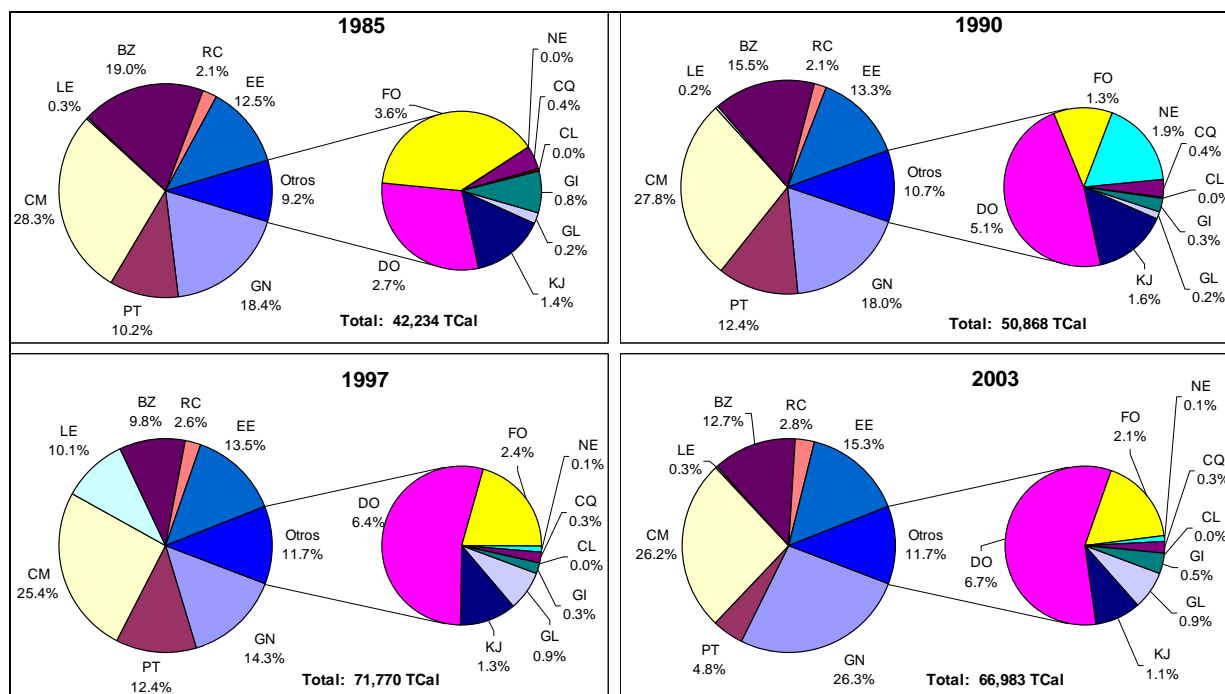


**Gráfica II-11: Consumo de energía por sectores**

De estos datos se puede identificar claramente que los sectores que modificaron sustancialmente su participación en el horizonte 1985 – 2003, fue el sector residencial, el cual pasó de una participación de 29% a 20%, teniendo una reducción del valor absoluto de energía del 7% y el sector industrial el cual pasó de un 26% a un 30%, con un crecimiento del 58.6%. Los demás sectores mantuvieron sus participaciones relativas constantes. Es de notar que la canasta energética tuvo un crecimiento global de 36.4%.

Haciendo entonces la discriminación de los sectores residencial e industrial, se presentan la Gráfica II-12 y la Gráfica II-13

## II.2.2.1 SECTOR INDUSTRIAL



**Gráfica II-12: Consumo final sector industrial**

En el sector industrial, los cambios en los patrones de consumo, no han sido tan notorios ni tan importantes como se pudiera haber esperado. Un vistazo a la composición de la canasta en el año 1990 y en el 2003 no muestra unas diferencias grandes; si bien se observa que la participación del gas natural aumento de 18% a 26.3%, y hubo una reducción en el consumo de petróleo crudo y bagazo, el resto de energéticos mantuvieron su participación relativa en valores muy similares.

La primera columna de la Tabla II-5 muestra el consumo de energía (incluye todos los energéticos) de cada sector industrial, calculado como el promedio de los balances de cada año; la segunda columna de esta tabla, muestra porcentaje de consumo de gas natural de cada sector sobre la cifra de consumo de este energético en la industria.

	<b>Uso Promedio Energía Final Total</b>	<b>Estimado consumo GN</b>
Alimentos Bebidas y Tabaco	25.4%	6.3%
Textil y Confecciones	6.3%	0.7%
Calzado y Cueros	0.4%	0.3%
Maderas y Muebles	1.2%	1.7%
Papel e Imprenta	9.9%	4.8%
Químicos	13.5%	42.2%
Cemento	18.3%	37.3%
Piedras Vidrio y Cerámicas	9.8%	1.0%
Hierro Acero y No Ferrosos	8.3%	2.8%
Maquinaria y Equipos	3.2%	0.4%
Otros	3.6%	2.5%

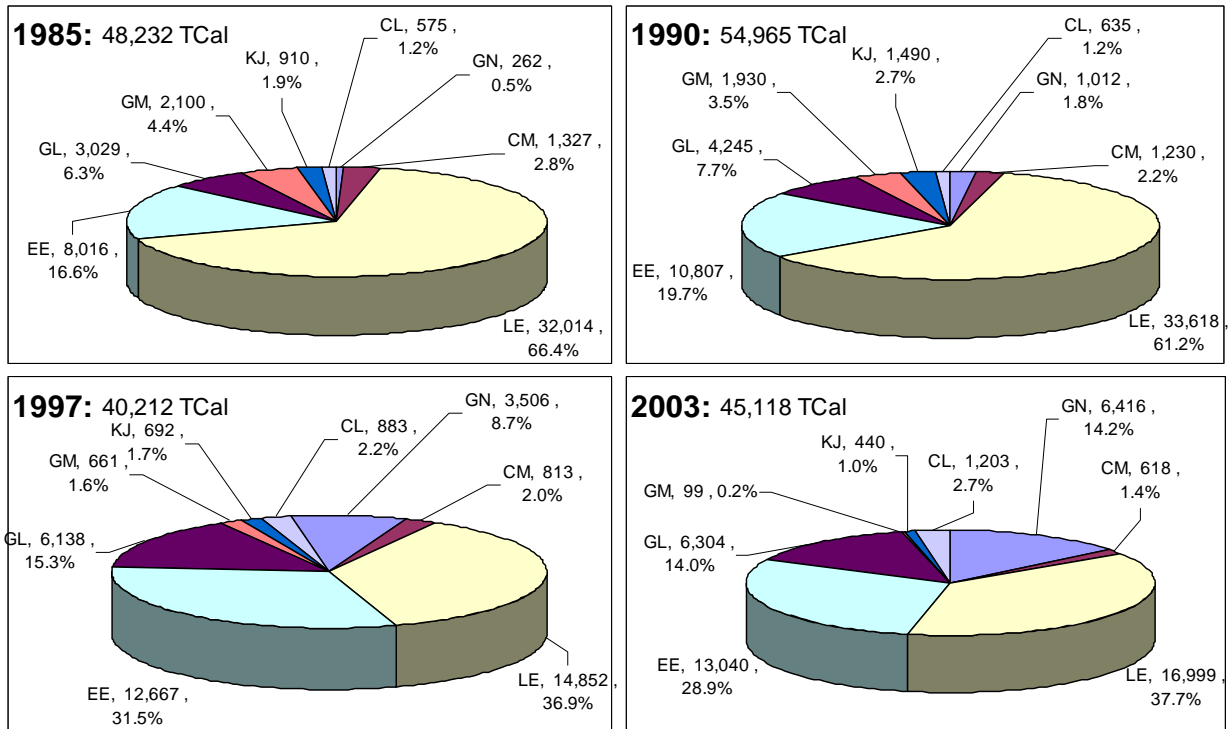
**Tabla II-5: Uso de energía final por sectores y estimado de consumo de gas natural**

Al realizar el análisis de penetración de gas natural en el sector industrial, se encontró que el balance energético no hace una discriminación detallada del uso de este energético en cada sector, sino que utiliza unos valores estándar los cuales, se entiende, son un estimado de la utilización de gas y no el resultado de las mediciones de campo específicas.

Esta aproximación puede ser útil para tener un marco de referencia global sobre el uso industrial del gas natural, pero impide realizar un análisis detallado de penetración y por consiguiente, se requeriría de cifras más precisas de cada sector para poder proponer recomendaciones sobre impulso de este combustible en determinados sectores.

En el próximo informe de avance se realizará un análisis específico del sector industrial, en donde se incluirá una descripción de la percepción que el sector industrial tiene sobre la utilización del gas natural, las señales actuales de precios de los energéticos competidores y se hará un análisis sobre las posibilidades adicionales que el mercado presenta para la penetración del gas natural en este sector.

## II.2.2.2 SECTOR RESIDENCIAL



**Gráfica II-13: Consumo final residencial**

Un breve análisis de las cifras de consumo residencial muestra un aumento significativo de la participación del gas natural, de seis veces su valores (1012 Tcal en 1990 y 6416 Tcal en 2003), lo que se también se ve en el incremento en su participación porcentual que pasa de 2% en 1990 a 14% en 2003, valores que son muy consecuentes con la política energética planteada en el plan de gas. Sin embargo, la reducción de leña, aunque muy significativa, no llegó a los valores esperados, manteniendo una alta participación del 38% dentro de la canasta. Del lado de la energía eléctrica, su participación porcentual sigue siendo elevada, pasando de 20% a 29% en el período 1990-2003; esta situación no deseable a los criterios planteados por el plan de gas y contraria a lo que intuitivamente se podría pensar dada la alta penetración del gas natural, puede ser el resultado de los nuevos usos en las residencias de la energía eléctrica, diferentes a los sustituidos en cocción y calefacción y a los programas de electrificación tanto de periferia urbana como de electrificación rural.

Para hacer una comparación numérica de los resultados que se esperaban obtener en el plan de gas según los documentos Conpes (1991-1993) en el sector residencial, se presenta la Tabla II-6.

	CONPES	BALANCE
CARBÓN	5%	4%
GAS + GLP	45%	28%
ELECTRICIDAD	25%	29%
DERIVADOS	10%	1%
LEÑA Y BAGAZO	15%	38%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tabla II-6: Comparación metas consumo residencial Conpes vs resultados balances**

Es claro que el plan de gas esperaba una penetración del GLP y gas natural mucho mayor y un consumo de leña menor al registrado en los balances. En este escenario, pese a los buenos resultados de cobertura del plan de gas en el sector residencial, se encuentra que aún hay espacio para reducir el consumo de leña y optimizar el patrón de consumo energético de los hogares colombianos.

### II.2.2.3 VALORIZACIÓN DE LA CANASTA ENERGÉTICA

Como último análisis del capítulo de balances energéticos, se procede a hacer un estimado del valor de la canasta energética, es decir del consumo total de energéticos del país, con el fin de determinar si el costo de la canasta, ha aumentado o disminuido, valorizándola en precios actuales (Junio de 2005).

Para los energéticos valorizables, se tomaron los siguientes precios:

Energético	M\$/Teracal
GN	65.2
PT	57.4
CM	23.0
EE	302.3
GL	89.0
GM	189.1
KJ	145.1
DO	115.0
FO	55.6

**Tabla II-7: Precios energéticos Bogotá, junio de 2005<sup>2</sup>**

Dado que algunos energéticos no tienen un precio definido, se agruparon de la siguiente manera:

- **Vegetación:** energía primaria que incluye leña, bagazo y residuos de recuperación
- **Otros y NE:** energía secundaria que incluye no energéticos, carbón coque, carbón leña y gas industrial.

<sup>2</sup> Juan V. Saucedo, Precios a 6 de junio de 2005, tomado de [www.aciem.org](http://www.aciem.org)

Estos grupos, se pueden valorizar en función de los demás energéticos de la canasta los cuales tienen precio definido.

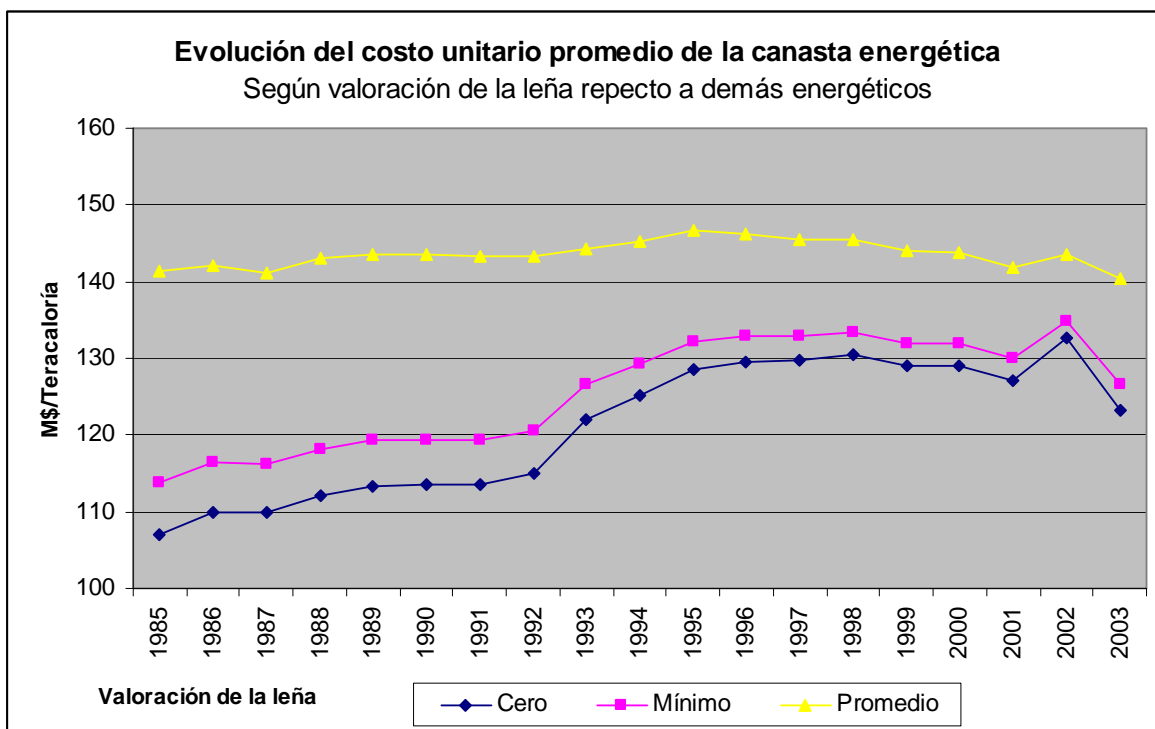
Los llamados "Otros y NE", se consideran al precio promedio de los demás energéticos, asignándosele así un valor de M\$ 115.8 / Tcal (promedio de precios de la Tabla II-7). Es de notar que estos energéticos agrupados tuvieron un comportamiento ligeramente creciente, pasando de 7.7% a 9.5% en el periodo 1986 – 2003 y que todos corresponden a energía secundaria con algún tipo de proceso industrial; por lo anterior se considera acertado el estimado de valorización a precio promedio.

Dado que la leña y demás material vegetal sí tienen un comportamiento cambiante a lo largo del horizonte, se considera adecuado valorizarlos bajo tres escenarios de costos:

- costo cero: suponiendo que el energético no cuesta nada al ser tomado directamente de la naturaleza, sin costo alguno de producción
- costo mínimo: suponiendo que el material vegetal tiene un costo igual al menor energético de la canasta, para este caso el costo del carbón mineral
- costo promedio: suponiendo que el material vegetal tiene un costo igual al promedio de los demás energéticos.

La valorización de estos recursos vegetales a costo máximo no se considera pertinente, dado que asignarles un costo igual a la energía eléctrica no es concordante con el funcionamiento de este mercado.

Los resultados de la valorización de la canasta energética en función del valor asignado a la leña se presentan en la Gráfica II-14:



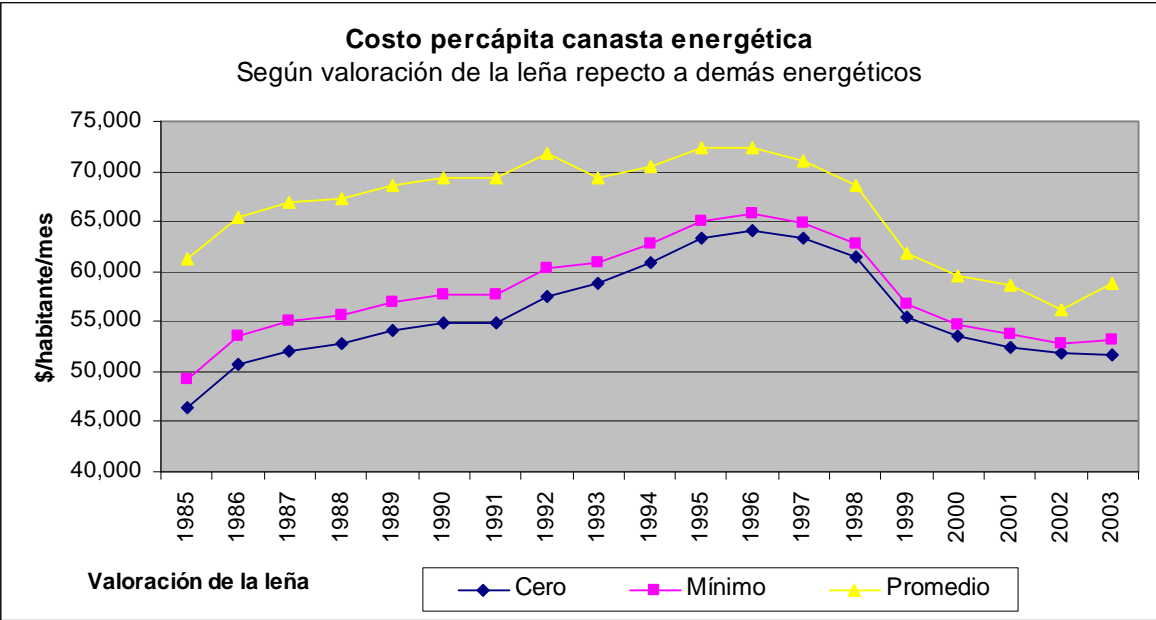
**Gráfica II-14: Evolución del costo unitario promedio de la energía**

Es claro que la valorización de la canasta energética tiene una fuerte dependencia del costo que se le dé a la leña y material vegetal; en caso de que se estime con un costo bajo (cero, o mínimo), la canasta energética nacional tiene una tendencia creciente de precio, ya que al disminuir su participación, esta energía es reemplazada por energéticos más costosos, resultado de un proceso industrial (cadenas de producción, distribución, comercialización), lo que evidentemente tiene un impacto en el costo de la energía. Se observa también que el costo de la canasta presenta una tendencia de crecimiento más marcada a partir de 1992; esto se explica por la corrección que la UPME hizo de los balances a partir de este año, en los cuales se modificó a la baja el valor de consumo de varios energéticos, principalmente la leña y el bagazo.

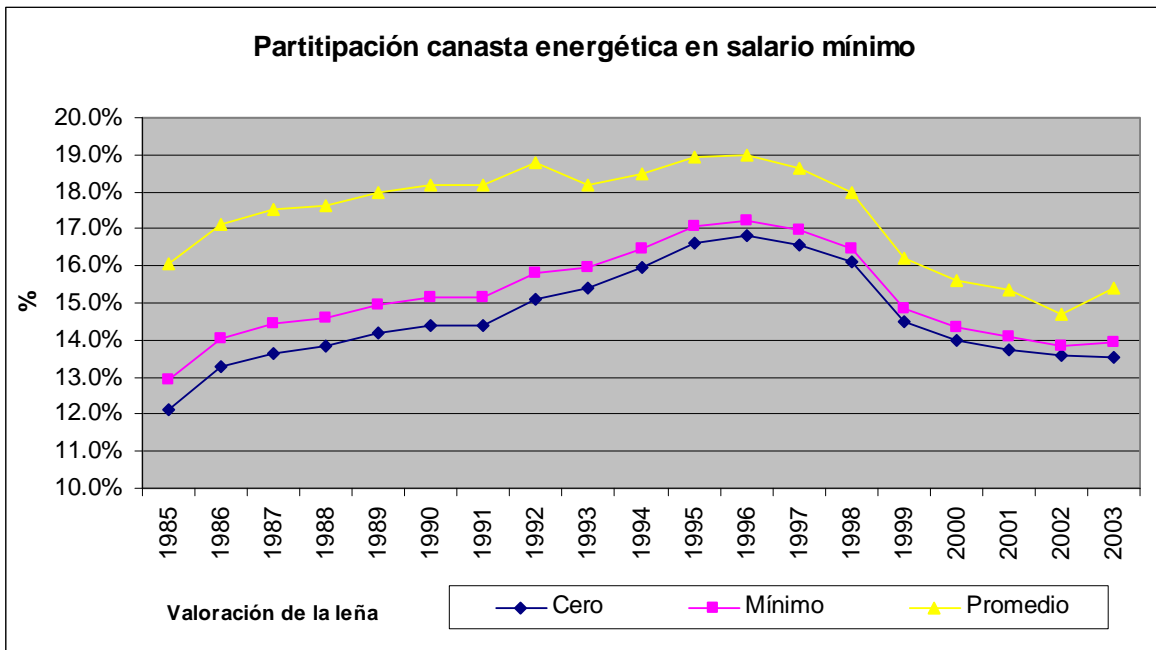
Sin embargo, si la canasta energética se valoriza bajo el criterio de costo de energético promedio, se observa que el valor de la energía se ha mantenido casi constante durante todo el período de análisis a precios de hoy. A criterio de El Consultor, esta valoración sustenta el hecho de que el plan de gas si bien pudo haber aumentando el costo de la energía para algunos sectores de la población (ver capítulo de sustitución de cocinol), en términos globales, para el país, representó un cambio en la estructura de consumo y un crecimiento en el consumo total de energía menor al aumento de la población. En efecto, como se observa en la Tabla II-8, la población creció un 27.5% en el periodo 1990 – 2003, mientras que el consumo total de energía creció 10.6%.



La Gráfica II-15 y la Gráfica II-16 muestran una misma tendencia, al valorizar la canasta en pesos por habitante al mes (costo per cápita) y en porcentaje con relación al salario mínimo. Esta tendencia en la cual (según se valore la leña y material vegetal), la canasta energética venía de un incremento relativamente constante para el período 1985 - 1996, para luego presentar un descenso hasta valores similares a los del inicio del plan de gas; esta inflexión claramente coincide con la entrada masiva del gas en el interior del país en los años 1996 y 1997.



**Gráfica II-15: Costo per capita de la canasta energética**



Gráfica II-16: Participación de la canasta energética como % del salario mínimo

Finalmente, se presenta la Tabla II-8 en donde se resume el contraste 1990 – 1997 – 2003 agrupando el incremento poblacional (tomando 1990 como año base), el aumento de consumo de energía, y el costo per cápita.

Año	Población		Consumo energía		Consumo energía per cápita	
	Habitantes	Incremento %	Tcal	Incremento %	Gcal / hab	Incremento %
1990	34,969,651		202,926		5.8029	
1997	40,064,092	14.6%	234,533	15.6%	5.8539	0.9%
2003	44,583,577	27.5%	224,474	10.6%	5.0349	-13.2%

Tabla II-8: Aumento de población y consumo de energía<sup>3</sup>

Un análisis de estos datos, permiten estimar que si el país no hubiera modificado su patrón de consumo, el incremento en uso de energía hubiera llegado a 258,730 Tcal. Con respecto a los valores reales, el país se ahorró aproximadamente 34,256 Tcal, que valorizadas según los escenarios de costo de leña y vegetales, entre cero y costo promedio, hubieran llegado a costarle al país entre 4.216 y 5.749 billones de pesos lo que representa del orden de 1800 a 2000 Millones USD del 2004, beneficios acumulados en el período 1990 – 2003

<sup>3</sup> DANE. Estudios Censales No.4 Colombia. Proyecciones anuales de población por sexo y edad 1985- 2015.

### **III EL GAS NATURAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL**

#### **III. 1 ANTECEDENTES**

En el sector residencial los objetivos del Plan de Masificación del Gas Combustible se enfocaron hacia la sustitución de energía eléctrica y gas propano por gas natural. El diagnóstico previo que condujo a la formulación de estos objetivos fue claro al señalar que los consumos residenciales de cocción de alimentos y calentamiento de agua se realizaban principalmente con energía eléctrica y gas propano cuyos costos económicos eran muy superiores a los correspondientes al gas natural. Es así como el Informe No. 1 señaló que los costos económicos de la electricidad y el GLP, tomando como ejemplo la ciudad de Bogotá, ascendían a 23.33 y 7.9 USD/Mbtu <sup>4</sup> al tiempo que los precios de los mismos energéticos eran de 6.12 y 3.90 USD/Mbtu. Estas cifras permitían concluir la viabilidad del proceso de sustitución siempre que los precios al público, tanto de la energía eléctrica como del gas propano, iniciaran un proceso de ajuste que los aproximara a los costos económicos.

El presente capítulo examina los resultados de la penetración del gas natural en el sector residencial bajo los siguientes aspectos: 1-) El marco regulatorio en particular en lo referente a la normatividad sobre subsidios, contribuciones y áreas exclusivas. No se hará una descripción exhaustiva de todas las normas aplicables sino una referencia a los principios básicos de las disposiciones sobre el particular, 2-) Los resultados del uso del gas en el sector residencial en términos de cobertura y cubrimientos por estratos y posibilidades futuras de expansión y 3-) Los programas especiales de “Sustitución del Cocinero” y “Gas para el Campo”, los cuales han tenido un impacto muy importante en el consumo residencial y en el balance social del Plan de Gas.

---

<sup>4</sup> FUENTE: INFORME EUCOLERG-

## III. 2 EL MARCO REGULATORIO: SUBSIDIOS, CONTRIBUCIONES Y ÁREAS EXCLUSIVAS

### III. 2. 1 SUBSIDIOS-CONTRIBUCIONES

Si bien las señales de costo económico y precio señalaban la viabilidad de sustituir la energía eléctrica y el GLP por el gas natural en el sector residencial este proceso requería de una regulación precisa que diera las señales adecuadas a los inversionistas en el sentido que los nuevos negocios de distribución de gas combustible estarían enmarcados en reglas de juego claras y estables.

Los dos pilares sobre los cuales descansa la política de masificación de gas a los hogares colombianos son el Régimen Tarifario y de Subsidios y la definición de las Áreas de Servicio Exclusivo. En particular la Constitución Política de 1991, Artículo 365, estableció que el régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios debe tener en cuenta los criterios de costos y de solidaridad y redistribución del ingreso, cuyos principios básicos, se resumen así:

- Eficiencia Económica
- Neutralidad
- Solidaridad
- Redistribución
- Suficiencia Financiera
- Simplicidad
- Transparencia

En lo que respecta a la manera como se aplican los subsidios, la Ley 142 de 1994 determinó lo siguiente:

- Los prestadores de servicios públicos distinguirán en las facturas el valor del servicio y el factor que debe aplicarse a fin de cubrir los subsidios de los estratos bajos.
- Se institucionaliza la creación de los “Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos”.
- El factor de contribución no deberá ser superior al 20% y deberá ser aplicado a las facturas de usuarios de inmuebles residenciales de estratos 5 y 6, así como de los usuarios industriales y comerciales.
- Los prestadores de servicios públicos aplicarán las sumas que resulten de la aplicación de los factores de contribución, al pago de los subsidios según las normas vigentes.
- Si hay superávits, éstos se aplicarán a los “Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos” a fin de que sean utilizados en otras empresas dentro de la misma área territorial y de la misma naturaleza y servicios.

Desarrollos regulatorios posteriores definieron mediante las Resoluciones CREG – 124 de 1996 y 015 de 1997, que el factor de contribución para usuarios residenciales de estratos 5 y 6 es igual al 20% mientras que para usuarios

industriales y comerciales corresponde a 8.9%. Para la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular, el excedente económico a la entrada en vigencia de la ley 142 de 1994, era del cero por ciento (0%). Por tanto, el factor que se aplica a estos usuarios del gas natural por red, por concepto de contribución de solidaridad, es igual a cero.

Puede afirmarse entonces que los criterios de solidaridad y redistribución, tienen su origen en la propia constitución nacional donde se establece la obligación de otorgar subsidios a los usuarios de menores ingresos. Se dispone además que los subsidios podrán ser cubiertos con recursos provenientes del presupuesto de la Nación y de las entidades territoriales o de las contribuciones establecidas por la Ley.

Este mandato quedó claramente establecido en el Artículo 368 de la Constitución Política al señalar que la Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas.

De lo anterior se concluye que:

- Se permite que con recursos públicos se otorguen subsidios.
- Los subsidios se podrán conceder mediante la incorporación de recursos en los presupuestos de la Nación y de las entidades autorizadas para ello.
- Los subsidios sólo se otorgarán a personas de menores ingresos.
- Los subsidios cubrirán sólo necesidades básicas de los usuarios.

### *III. 2. 2      ÁREAS EXCLUSIVAS*

En adición a la normatividad sobre subsidios y contribuciones, la regulación colombiana sentó las bases de las llamadas Áreas de Servicio Exclusivo las cuales constituyen un elemento esencial en la penetración del gas natural en el sector residencial. Los aspectos fundamentales de dicho concepto se encuentran en los Artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994 y en el Capítulo VII de la Resolución 057 de 1996. Algunos de los elementos mas destacados de este concepto son los siguientes:

#### **DEFINICIÓN:**

Por motivos de interés social y con el propósito de que la utilización racional del recurso gas natural, permita la expansión y cobertura del servicio a las personas de menores recursos, por un tiempo de 20 años, contados a partir de la vigencia de esta ley, el Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar las áreas de servicio

exclusivo para la distribución domiciliaria del gas combustible. (Art. 174 - Ley 142/94).

#### EL CONCEPTO DE EXCLUSIVIDAD:

En las áreas de servicio exclusivo podrá acordarse de que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo con respecto al servicio. (Art. 40 – Ley 142/94)

#### OBJETIVO:

- Permitir la masificación y extensión del servicio en municipios cuyos inmuebles residenciales pertenecen a estratos bajos.
- El área definida como concesión exclusiva debe balancear consumidores obligados a pagar la contribución de solidaridad vigente con los pagos de subsidios a los consumidores con derecho a ello.
- No es económicamente viable la prestación del servicio en áreas urbanas con baja densidad poblacional y de estratos bajos (Art. 125- Resolución 057/96)

#### ALCANCE DE LA EXCLUSIVIDAD:

- Únicamente el distribuidor adjudicatario del contrato de concesión especial, podrá prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes de tubería dentro del área geográfica objeto de la exclusividad.
- Los grandes consumidores (100.000 + pcd desde el 1º., de Enero/2005) podrán conectarse libremente a un sistema o subsistema de transporte, pero no podrán conectarse a un sistema de distribución distinto del contratista del área de servicio exclusivo.
- Serán usuarios exclusivos del concesionario los pequeños consumidores y aquellos grandes consumidores que se conecten al sistema de distribución del concesionario.

#### SELECCIÓN DEL CONCESIONARIO

En cada área exclusiva se escogerá al contratista que cumpla con las siguientes condiciones:

- Aceptar los términos del pliego de invitación a concursar.

- Si le es adjudicada la concesión especial, acreditar la contratación de un operador especializado en sistemas de distribución.
- Menor margen de distribución o Dt, durante la vida del proyecto.

Otras obligaciones del concesionario son las siguientes:

Garantizar la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por tubería.

- Garantizar la experiencia en la prestación del servicio
- Garantizar la expansión acordada en el servicio de gas natural
- Ejecutar las tareas de construcción y mantenimiento de redes.
- Aplicación de las tarifas según la regulación vigente
- Administración de las contribuciones y pago de subsidios
- Cumplir las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG sobre calidad del servicio e indicadores de gestión.
- Negociar los contratos de suministro y transporte de gas a fin de asegurar la prestación del servicio en condiciones de calidad, cantidad y cubrimiento.
- Aplicar los Dt's ofrecidos.

Uno de los temas clave en la escogencia de los concesionarios estuvo representado por las exigencias en materia de cobertura y expansión del servicio en las cuales se establecieron compromisos del siguiente estilo:

- Número mínimo de municipios servidos al término de los años 2 a 5 del periodo de ejecución del proyecto.
- Cobertura mínima en términos porcentuales de los usuarios residenciales en todos los municipios al finalizar el 5º año, del contrato.
- Cobertura residencial total mínima en toda el área exclusiva al finalizar el año 8 del periodo del contrato.

Finalmente, como obligaciones del Concedente, en este caso la Nación, se establecían entre otras las siguientes obligaciones:

- Preservar a favor del Concesionario los derechos de exclusividad durante la vigencia del contrato.
- Reestablecer el equilibrio económico contractual a favor del Concesionario según las normas vigentes.
- Certificar la disponibilidad suficiente de gas tanto en oferta como en capacidad de transporte.
- Garantizar el plazo de la concesión por el periodo convenido.
- Contratar a su costo, la interventoría del proceso.

El Anexo 3, presenta la información sobre las características de los diferentes contratos de concesión en cada una de las seis Áreas Exclusivas definidas.

### III. 3 RESULTADOS DEL PLAN DE GAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL

La información obtenida sobre cobertura del sistema de gas natural en el sector residencial a 31 de Diciembre de 2004, permite concluir que la infraestructura de transporte y distribución, ha permitido llevar el servicio de gas natural a un total de 382 municipios de Colombia cuyo detalle se encuentra en el Anexo 2. De ese total, aproximadamente 121 es decir, 32%, corresponden a municipios de concesiones de Áreas Exclusivas.

En términos de cobertura de población y sus correspondientes estratos a 31 de Diciembre de 2004, el Plan de Gas había logrado una cobertura total de 3.508.510 usuarios distribuidos así:

<b>ESTRATO</b>	<b>COBERTURA</b>
1	14.3 %
2	36.8 %
3	33.8 %
4	9.0 %
5	3.7 %
6	2.4 %

Lo anterior quiere decir que la cobertura del gas natural en los estratos más bajos de la población, es decir 1,2 y 3, alcanza un cubrimiento del 85% de los usuarios residenciales a nivel nacional. Este resultado es el producto de una política de Estado en lo que se refiere al Plan de Gas la cual privilegió el suministro de gas a los estratos bajos de la población gracias al diseño de subsidios cruzados con los estratos con mayor capacidad de pago, de manera tal que se han podido atender los estratos bajos con tarifas favorables, sin tener que acudir a erogaciones estatales directas.

En lo que se refiere a las Áreas Exclusivas, la totalidad de la población atendida asciende a 483.522 usuarios residenciales (aproximadamente 13.8%) del consolidado nacional y su composición por estratos es la siguiente:



<b>ESTRATO</b>	<b>COBERTURA</b>
1	12.0 %
2	47.3 %
3	33.3 %
4	5.4 %
5	1.2 %
6	0.8 %

Se observa como el porcentaje de usuarios correspondientes a los estratos 1, 2 y 3 en las Áreas Exclusivas asciende al 92.5% lo que confirma las bondades del Plan de Gas en cuanto a la cobertura de la población de menores ingresos.

El éxito de la penetración del plan de gas en el sector residencial tiene otras explicaciones adicionales a la estructuración de los programas de Áreas Exclusivas, en especial si se tiene en cuenta que de 3.5 millones de usuarios sólo el 13.8% se encuentra en las nuevas áreas de concesión. En efecto, antes de la iniciación formal del Plan de Gas Combustible, el Estado tenía participaciones muy importantes en la mayor parte de las distribuidoras de gas natural y gracias a eso, la política se orientó a buscar la mayor cobertura posible en los estratos bajos de la población.

Se observa por ejemplo que en el caso de Gas Natural Bogotá, el cubrimiento en los estratos bajos es del 84.7% del total de usuarios residenciales conectados, mientras que en Gases del Caribe dicho porcentaje es del 84.5% y en Gasoriente de Bucaramanga es del 95.5%. En el caso de Gas Natural E.S.P., concesionaria no-exclusiva del servicio de gas natural en Bogotá, el Estado a través de ECOPETROL tomó la decisión a comienzos de los 90's de iniciar la prestación de los servicios en la zona sur de la capital, Ciudad Bolívar principalmente, y darle prioridad a las redes de gas natural que permitieran el acceso de usuarios residenciales que utilizaban cocinol, o gasolina, como combustibles de cocina.

Vale la pena anotar que en el documento CONPES de Diciembre de 1991, se indica que: "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". Hoy en día, en gas natural únicamente se tienen aproximadamente 3.5 millones de familias mientras que en GLP el cubrimiento se estima en 3 millones de familias.<sup>5</sup>

Hacia futuro, las perspectivas de una mayor penetración del gas natural en el sector residencial son positivas por las siguientes consideraciones:

---

<sup>5</sup> FUENTE: AGREMGAS. Junio de 2005

- A Diciembre 31 de 2004, en los 382 municipios que cuentan con suministro de gas natural, el registro catastral da un número total de 5.703.955 usuarios de los cuales 4.502.718 (78.9%) cuentan con estructura de anillos en las redes de distribución lo que les permite disponer de la infraestructura de conexión al servicio de gas. Debe anotarse que para el nuevo periodo tarifario de distribución 2003-2007, se esperaba cubrir por parte de todas las distribuidoras del país un total aproximado de 848.884 según información consolidada obtenida de la CREG durante el año 2004. Esta cifra podrá alcanzarse teniendo en cuenta que la infraestructura de distribución ya construida hace posible llegar a estos niveles de cobertura.

Lo anterior quiere decir que desde el punto de vista de precios y de facilidades de nuevos usuarios, el gas natural no enfrenta ninguna clase de obstáculos para continuar su proceso de penetración en el sector residencial.

<b>DESARROLLOS EN DISTRIBUCIÓN DE GAS (2003-2007)</b>	
Inversión total prevista en el sistema de distribución M\$	439.696
Inversión estimada en MUSD	157
Nuevos usuarios en el Quinquenio 2003-2007	848.884
Costo inversión por usuario – USD	185

FUENTE: CREG

Finalmente, es necesario señalar que el aumento considerable en el número de usuarios residenciales conectados a las redes de gas natural, ha sido posible gracias a que los precios de los energéticos objeto de la sustitución, es decir electricidad y gas propano, se fueron ajustando a través del tiempo. En efecto, mientras que dichos precios hacia 1990 eran de 6.12 y 3.90 USD/Mbtu respectivamente, a la fecha sus valores serían de 32.75 y 9.64 para energía eléctrica y GLP en el sector residencial. En concepto de El Consultor, el hecho de que los precios del gas natural, gas propano y electricidad, se definan en la misma instancia, es decir la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, es un factor que debe reconocerse como decisivo en el desarrollo del Plan de Masificación del Gas en el sector residencial.

## IV EL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL

### IV. 1 ANTECEDENTES

Uno de los resultados mas importantes del Plan de Masificación del Gas Combustible es el contenido social del Plan lo cual se refleja en la cobertura del sector residencial particularmente en los estratos bajos de las ciudades grandes, medianas y pequeñas así como en la población rural colombiana. Uno de los programas del Plan de Gas de mayor importancia y cuya realización benefició a un número considerable de familias pobres en el Distrito Capital de Bogotá y en los Departamentos de Cundinamarca y Boyacá, es la Sustitución del Cocinol por Gas Natural y GLP. En efecto, este programa trascendió la mera sustitución de un energético intrínsecamente peligroso como el cocinol por otro mas seguro, sino que adicionalmente trajo grandes beneficios en términos de la calidad de vida de las personas y resolvió uno de los problemas mas delicados en materia de salud pública como era la atención de los quemados por cocinol en particular en la población adulta e infantil.

Este capítulo elabora la evaluación del programa y presenta su esquema de ejecución que permitió que aproximadamente 350.000 familias de las zonas afectadas pudieran utilizar fuentes de energía seguras para atender sus necesidades básicas.

### IV. 2 EL ENTORNO DEL PROGRAMA

El uso del cocinol se remonta a la mitad del siglo pasado cuando *“...su población (de Bogotá) sobrepasó los dos millones de habitantes. Más de la mitad de ellos carecía de energéticos para cocinar sus alimentos, y en su desespero los habitantes más pobres comenzaron a utilizar mayores cantidades de queroseno, que desde los años 50 había reemplazado al carbón como el combustible más popular en la cocción, y a acudir a la peligrosa gasolina de bajo octanaje para uso doméstico que luego se llamó cocinol.”*<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> ARANGO, Leonidas y ZULETA JARAMILLO, Jorge. 50 años del gas propano en Colombia

El Gobierno Nacional decidió darle al cocinol el carácter de “combustible social” y otorgarle un subsidio, previa la carnetización de los usuarios. Es así como en diciembre de 1991 la cifra de usuarios inscritos y carnetizados alcanzó a 339,695, cada uno con derecho a recibir 10 galones al mes, a un precio altamente subsidiado.

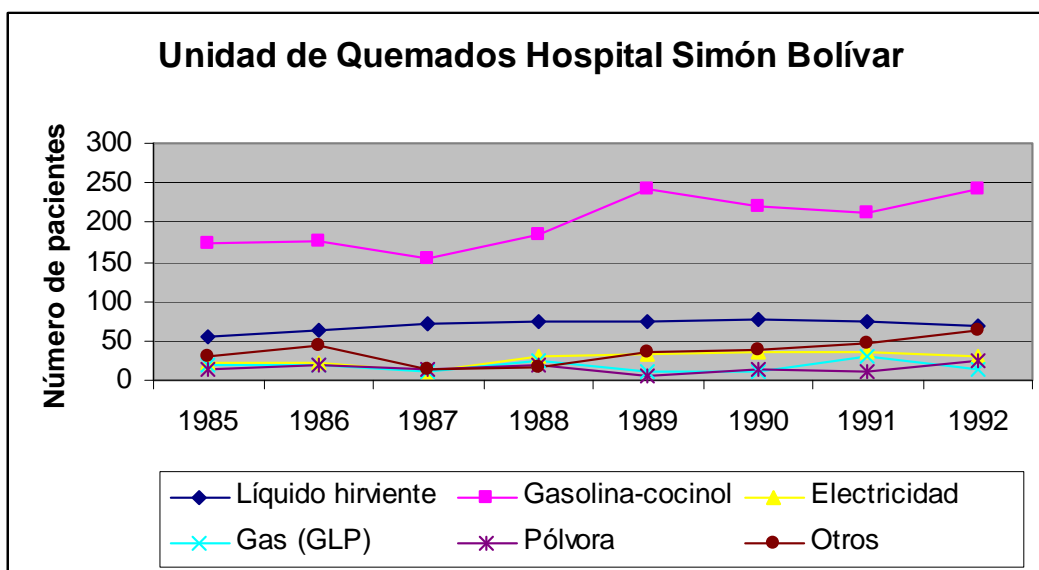
Dado que el cocinol era una gasolina de bajo octanaje el subsidio estaba implícito en la diferencia entre su precio de venta al público y el precio de venta de la gasolina corriente.

Como suele suceder con la mayoría de subsidios lo mismo que con algunos programas de contenido social, la distribución del cocinol tuvo gran acogida por parte de algunos sectores políticos quienes aprovecharon la gran masa de votos cautivos que resultaba del manejo de los cupos a los usuarios del cocinol.

Pero además de las implicaciones electorales, comenzaron a observarse elementos de corrupción que se desataron alrededor del manejo del cocinol tales como: tráfico y venta de cupos, desvío del producto hacia otros usos, venta para mezcla con gasolina, pago de favores; preferencias de los administradores por algunos usuarios entre otros vicios de una larga lista de irregularidades.

Además de los aspectos anteriores es necesario resaltar dos consideraciones adicionales que tienen que ver con el manejo del cocinol y se refieren al tratamiento a los usuarios y las implicaciones sobre el tema de salud pública. El cocinol se distribuía a través de expendios, generalmente manejados por las Juntas de Acción Comunal de los barrios y veredas. Las filas que se formaban alrededor de los expendios eran enormes y muchas veces un ama de casa debía dedicar más de una jornada, al sol y al agua, para recibir el producto. Dadas las características sociales de los sectores usuarios de este energético, era usual encontrar niños haciendo las colas mientras sus padres buscaban el sustento diario.

Pero las consecuencias más graves que tenía el cocinol estaban en las lesiones permanentes que dejaba en los rostros y cuerpos de las personas que tenían la mala fortuna de verse involucradas en un incendio con cocinol. La mayoría de los incendios se producían al derramarse parte del producto al momento de recargar la estufa sobre la mesa que la soportaba o la ropa y el cuerpo de quien hacía la labor. La gran mayoría de accidentes le ocurrieron a personas inexpertas, generalmente niños, quienes eran dejados en su casa al cuidado de los hermanos menores y asumían la responsabilidad por las labores de preparación de los alimentos. En innumerables ocasiones, se dio el caso de familias completas que morían calcinadas o quedaban con profundas cicatrices por las quemaduras recibidas.



Gráfica IV-1 – Causas de ingreso a la Unidad de Quemados del Hospital Simón Bolívar

La Gráfica IV-1 permite observar las principales causas de ingreso de pacientes a la Unidad de Quemados del Hospital Simón Bolívar entre 1985 y 1992. A esta unidad, altamente especializada en este tipo de tratamientos, siendo la principal de Bogotá, son remitidos la mayoría de pacientes con quemaduras de segundo y tercer grado para su tratamiento y recuperación. Si bien las cifras de la gráfica no son absolutas por haber otros centros asistenciales donde se atienden quemados, se puede asegurar que en este centro hospitalario se dispone de las dos terceras partes de la camas disponibles en Bogotá para la atención de este tipo de pacientes y que allí se remiten los enfermos más graves.

Resultaba preocupante para las autoridades la tendencia creciente que traía el ingreso de pacientes con quemaduras ocasionadas por gasolina o cocinol. En 1985 el total de pacientes atendidos en la Unidad de Quemados alcanzó la cifra de 315, de los cuales 174 (el 55%) fueron atendidos por quemaduras con cocinol. En 1982, dicha cifra llegó a 243 pacientes, es decir un incremento de algo más de 10 pacientes por año, a una tasa del 4.3% anual.

La corrupción, los costos de los subsidios y la accidentalidad asociadas al cocinol llegaron a tal punto, que el Gobierno Nacional tomó la decisión política de su erradicación, iniciando un programa de desmonte gradual en la medida que el recién llegado gas natural penetraba en los sectores de usuarios de cocinol. Mediante la Resolución Minminas 076 de marzo de 1990 se le ordenó a Gas Natural recoger el carné de los usuarios de cocinol que accedían a este servicio y a ECOPETROL a reducir consecuentemente los volúmenes mensuales de cocinol.

Dada la lenta penetración inicial del gas natural, el plan de sustitución no avanzó con suficiente velocidad. Para acelerar el proceso, mediante la Resolución 3-2228

de noviembre de 1991, el Ministerio manifestó su intención de “*terminar con la producción y distribución del Cocinol, garantizando previamente el suministro de combustibles sustitutos más seguros, como son el gas natural y el gas propano, GLP;*”, y creó el Comité de Sustitución de Cocinol para vigilar y controlar el proceso de desmonte.

### IV. 3 EL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL

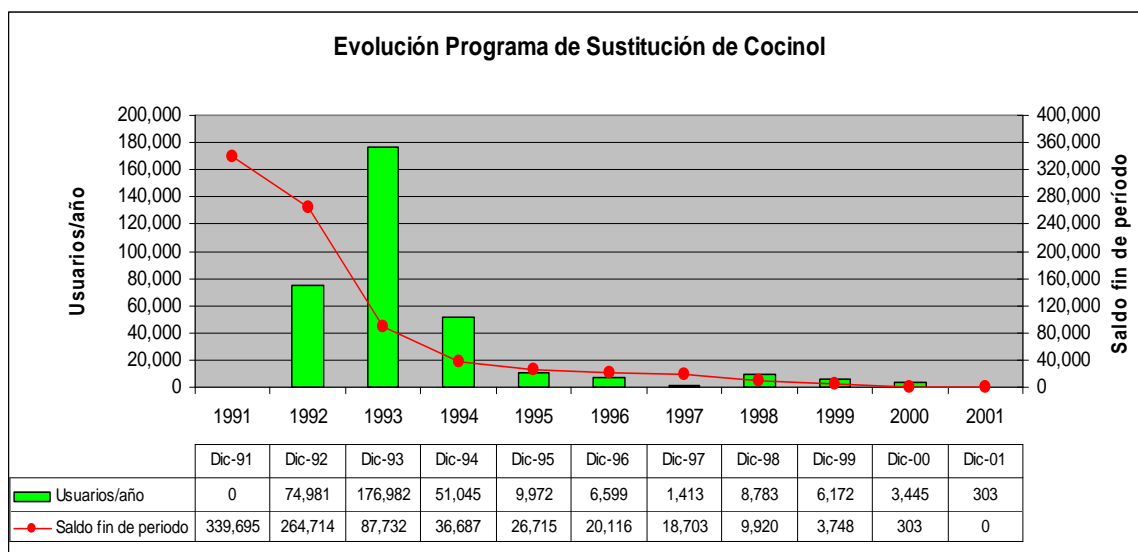
En respuesta a este mandato y ante los altos costos que implicaba el subsidio al producto, ECOPETROL logró la aprobación del Programa de Sustitución de Cocinol, consistente en la entrega de un equipo de cocción con GLP compuesto por la estufa, la manguera y el regulador, un cilindro de 40 libras y dos bonos para cargas adicionales, a cambio de lo cual el usuario entregaba su carné de cocinol. Para quienes se pasaban a gas natural, el incentivo consistía en la entrega de la estufa y un auxilio económico que cubría parcialmente el costo de la acometida de conexión, todo lo anterior con valor similar al equipo completo de GLP. La entrega de los equipos a los usuarios rompía el paradigma de la barrera de acceso al nuevo servicio por los costos de la conversión.

ECOPETROL contrató con varias empresas de distribución de GLP<sup>(7)</sup> la labor de llegar a las comunidades, realizar la sustitución y proveer el GLP de los bonos a medida que los usuarios agotaban las cargas de GLP. En gas natural, el contrato se llevó a cabo con la empresa Gas Natural de la ciudad de Bogotá.

El programa se inició en 1992 con un potencial de sustitución de 339,695 usuarios y fue tal el éxito inicial, que durante el primer año se sustituyeron 74,981 usuarios y en el segundo año 176,982. En los dos primeros años se cubrió el 74% de los usuarios, tal como se puede observar en la Gráfica IV-2.

---

<sup>7</sup> Colgas S.A., Cazugas, Gombel Gas, Surigas, Unigas, Rayotas, Bogotana de Gas y Gas Natural



**Gráfica IV-2 – Evolución Programa de sustitución de Cocinol <sup>(8)</sup>**

Sin embargo, a medida que el programa avanzaba se hacía más difícil la sustitución por cuanto los encargados del manejo del cocinol en la Juntas de Acción Comunal convencían a algunos usuarios para negarse a adelantar el proceso con argumentos tales como la extrema pobreza que impedía consumir y pagar un energético más costoso o la exigencia de que la sustitución fuese con gas natural, aún en zonas imposibles de atender con ese recurso. En el fondo, la causa de la negativa era la pérdida de un negocio muy lucrativo con un alto impacto político.

Es así como a finales de 1996 el programa tuvo que ser suspendido cuando faltaban tan solo 20,116 usuarios por sustituir, menos del 6%, con el fin de replantear los contratos con los distribuidores y diseñar nuevas estrategias para vencer la fuerte resistencia que se generó. Por tratarse del último grupo de usuarios a sustituir, las presiones para continuar suministrando el cocinol eran muy altas entre otras: derechos de petición, tutelas, demandas y acciones de cumplimiento sin contar con numerosas acciones de hecho tales como manifestaciones y bloqueo de vías.

Los reclamantes lograron algunos resultados respecto a las áreas a ser atendidas con gas natural y la aceleración de las obras de tendido de redes y conexión de usuarios. Durante 1997 se lograron 1,413 sustituciones, todas con gas natural.

A partir de 1998 se reinició el programa con algunas variantes tales como el incremento de 2 a 5 bonos para las sustituciones con GLP, lo que aseguraba un mínimo de 6 meses de suministro gratuito. Para las sustituciones con gas natural, el valor del auxilio se elevó a \$120,000, para ser abonados al costo de la instalación interna. Los derechos de conexión debían ser asumidos por los

<sup>8</sup> Fuente: ECOPETROL

usuarios, mediante el pago de contado o financiados por Gas Natural. Entre 1998 y 2001 se realizaron las últimas 18,703 sustituciones.

No obstante que la opción con gas natural resultaba mucho más costosa, tal como se observa en el Anexo 3, los usuarios de cocinol continuaron solicitando la sustitución con gas natural.

#### IV. 4 BENEFICIOS DERIVADOS DEL PROGRAMA DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL

El programa de sustitución de cocinol llevó prácticamente 10 años para su ejecución. De los 339,695 usuarios iniciales, 41,048 se realizaron con gas natural en la ciudad de Bogotá y el resto con GLP. Aunque el costo total aproximado del Programa fue de \$58,037 millones (\$ de diciembre de 2004), los beneficios obtenidos han sido tan importantes que bien vale la pena su análisis.

##### **a. Beneficios sociales**

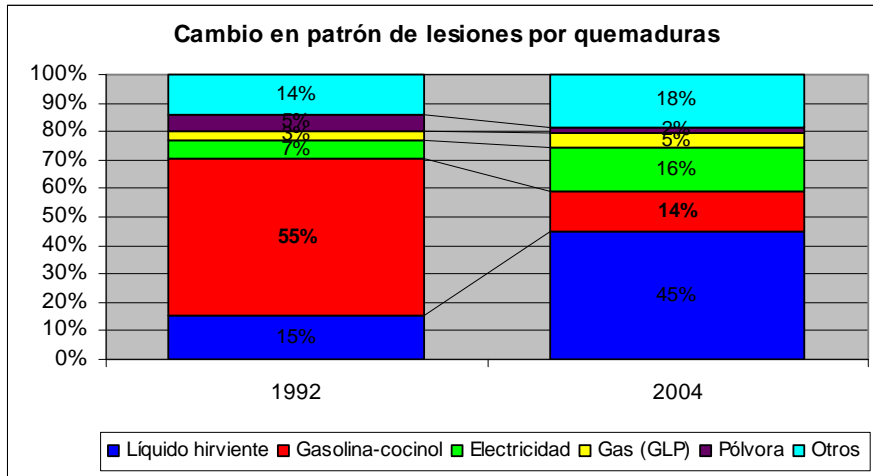
En lo social, el solo hecho de la desaparición de las largas colas, del caos al momento de recibir el combustible, del trabajo de cargar los pesados bidones hasta la vivienda y de la inseguridad generada al momento de llenar la estufa, se convierten en una mejora sustancial en el nivel de vida de las gentes. Si a lo anterior se suma la mejora en el sabor de los alimentos y el hecho que la mayoría de los usuarios son atendidos directamente en su residencia, resulta innegable el impacto positivo generado por el programa.

Esta evaluación de carácter social es eminentemente de carácter cualitativo ante la dificultad de ponerle cifras concretas a beneficios que se traducen en el bienestar de las gentes. Un análisis más sofisticado conllevaría evaluar los mayores ingresos de los usuarios por el hecho de no verse obligados a destinar jornadas de trabajo a la espera de que los procesos de distribución de cocinol llegaran a su barrio.

##### **b. Beneficios en salud pública**

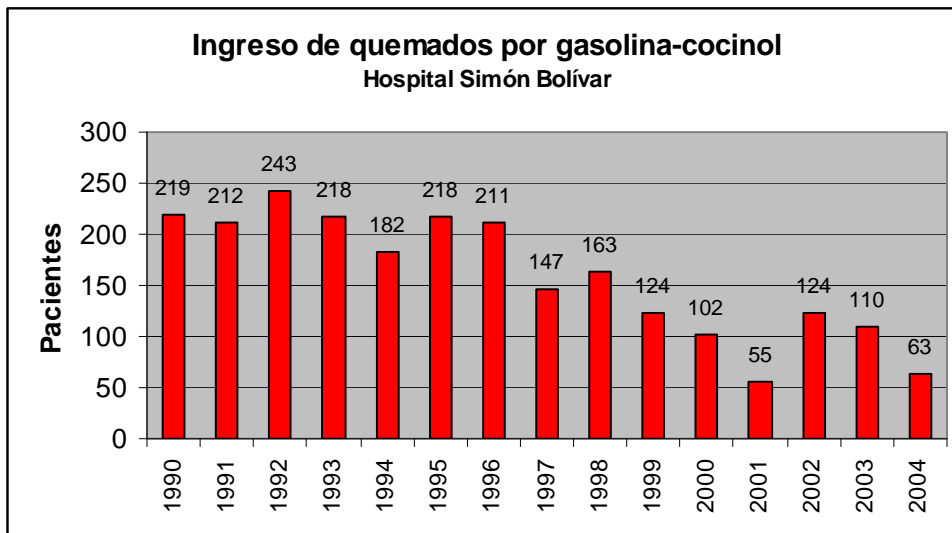
En el campo de la salud pública, el Programa generó un cambio sustancial en el patrón de lesiones por quemaduras, reportado por el Hospital Simón Bolívar.





Gráfica IV-3 – Cambio en el patrón de lesiones por quemaduras

Tal como se observa en la Gráfica IV-3, mientras que en 1992 el 55% de los ingresos por quemaduras a dicho centro hospitalario fueron originados por gasolina o cocinol, en el año 2004 solamente el 14% de los ingresos se originaron por gasolina.

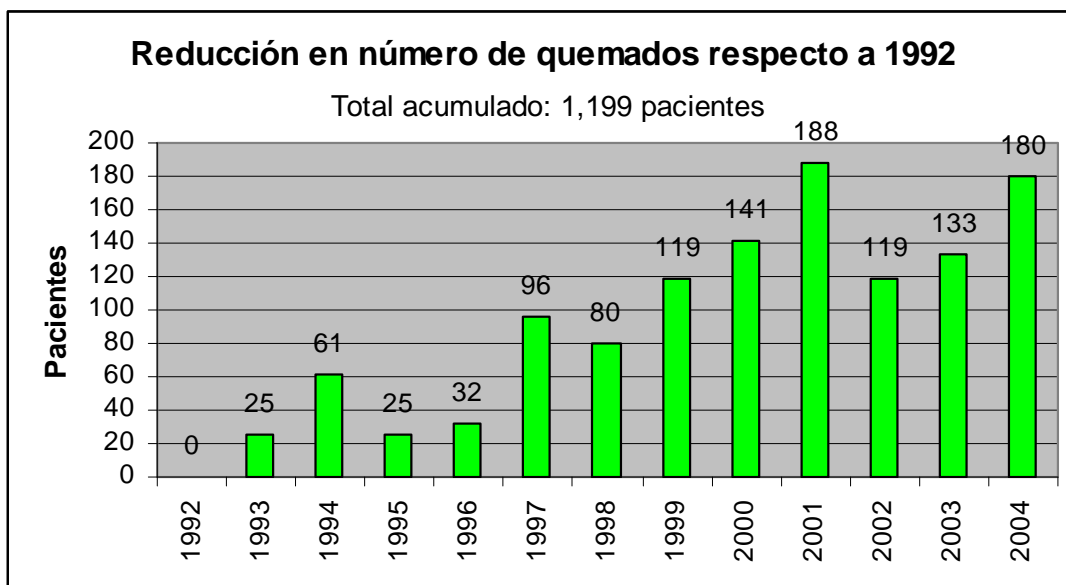


Gráfica IV-4 – Ingreso de quemados por gasolina-cocinol al Hospital Simón Bolívar

En cifras absolutas, los quemados por gasolina se redujeron de un promedio superior a 200 por año en el primer quinquenio a 63 en 2004, tal como es observa en la Gráfica IV-4. Cabe señalar que la tendencia decreciente llega a su nivel mínimo en el año 2001 con 55 pacientes atendidos mientras que en los años siguientes se incrementa nuevamente a niveles del orden de 110 a 124 hasta caer nuevamente a la cifra de 63 antes mencionada. Según informaciones de la Dra. Patricia de Reyes, Directora de la Unidad de Quemados del Hospital Simón

Bolívar, el comportamiento errático de las cifras de quemados obedece al aumento del fenómeno de los desplazados quienes tienen que acudir a cualquier medio para suplir sus necesidades básicas de preparación de alimentos. En este caso no se trata del cocinol como tal, ya que su producción se eliminó, sino de gasolina corriente tal como se entrega en las estaciones de servicio.

Si se tiene en cuenta que un paciente quemado tiene una permanencia promedio de 30 días en hospitalización, que el costo promedio de atención por paciente asciende a unos \$40 millones<sup>(9)</sup>, y que la disminución acumulada de ingresos de pacientes por quemaduras de gasolina-cocinol lograda entre 1992 y 2004 llega a 1,199 pacientes, se puede estimar que el sistema de salud se ha ahorrado cerca de \$48,000 millones, en pesos de hoy, en atención de pacientes quemados por cocinol.



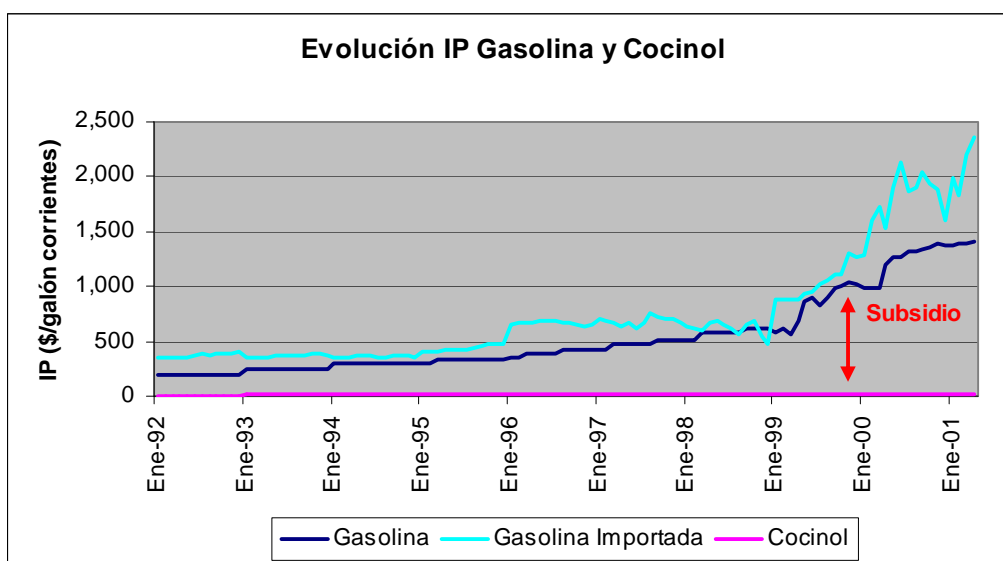
**Gráfica IV-5: en número de quemados por gasolina-cocinol**

**Gráfica IV-6 – Reducción**

### **c. Beneficios económicos**

El subsidio del cocinol se conforma en una primera instancia por ser básicamente una gasolina que se vende a un precio inferior al de ésta.

<sup>9</sup> Cifras suministradas por la Unidad de Quemados del Hospital Simón Bolívar



**Gráfica IV-7 – Evolución de ingresos al productor**

Un cálculo juicioso de este subsidio debe involucrar el costo de oportunidad de la gasolina como base del cálculo, medido como el precio CIF en escenarios de importaciones o el precio FOB en escenarios de exportación, ambos relacionados con los precios del mercado internacional. Inicialmente, se utilizará como referencia el ingreso al productor en el mercado nacional. Para tal efecto, se calcula la diferencia de precios entre gasolina y el cocinol en el mercado nacional y el resultado se multiplica por los volúmenes entregados actualizados a pesos constantes de diciembre de 2004.

Para el periodo comprendido entre enero de 1992 y abril de 2001 (meses de inicio y terminación del programa), se obtuvieron los resultados de la Tabla IV-1, medidos en millones de pesos de diciembre de 2004 <sup>10</sup>:

<b>Sin programa</b>		<b>M\$'dic/04</b>
1	Subsidio al cocinol	-393,345.3
<b>Con programa</b>		
2	Subsidio al cocinol	-64,936.6
3	Ahorro en subsidio (2-1)	328,408.7
4	Costo programa	-58,037.7
5	Beneficio directo del programa (3+4)	270,371.0
6	Ingreso adicional por venta de GLP	194,305.8
7	Beneficio total del programa (5+6)	464,676.8

**Tabla IV-1: Beneficios totales programa sustitución de cocinol**

<sup>10</sup> Los cálculos del presente capítulo están desarrollados en detalle en el Anexo 5 – Cálculos cocinol.xls

Si no se hubiera realizado el programa y el número de usuarios hubiese permanecido constante, ECOPETROL habría que tenido que suministrar un promedio de 3'396,000 galones mensuales de cocinol, es decir unos 80,880 barriles al mes, para un volumen total en el periodo de 9,058,533 barriles, cuyo costo diferencial (gasolina – cocinol) habría ascendido, en pesos de diciembre de 2004, a M\$ 393,345.3 (1).

La ejecución del programa permitió reducir gradualmente las entregas de cocinol, de manera que al final del periodo de análisis se entregaron un total de 1,612,586 barriles con un costo diferencial (gasolina – cocinol) en pesos de diciembre de 2004, de M\$ 64,936.6 (2).

La ejecución del programa generó un ahorro en el subsidio al cocinol (3) de M\$ 328,408.7 (2-1), durante el periodo de análisis, aunque tuvo un costo estimado (4) de M\$ 58,037.7 (costo promedio de \$ 170,000 de diciembre de 2004 por usuario). El ahorro en el subsidio menos el costo del programa generó un beneficio directo total (5) de M\$ 270,371.0 (3+4).

Si a lo anterior se suman los ingresos adicionales por venta de GLP (6) por valor de M\$ 194,305.9 a los 339,695 usuarios sustituidos de cocinol, el beneficio total del programa supera los M\$ 464,600 (5+6).

Si los anteriores cálculos se realizan hasta diciembre de 2004, el beneficio total del programa sería superior a M\$ 816,600.

Si en lugar del ingreso al productor autorizado por el Gobierno para la gasolina – cuyo precio lleva un subsidio considerable agravado por la condición de Colombia como país importador - se utilizan los valores reales de la gasolina importada por ECOPETROL, el beneficio total del programa sería de M\$ 487,341.0 si el análisis cubre el periodo enero de 1992 a abril de 2001. Si el período de análisis se extiende hasta diciembre de 2004, el programa arroja un beneficio neto superior a M\$ 1,026,000 (un billón de pesos).

Los resultados obtenidos demuestran que la decisión de eliminar el consumo de cocinol fue muy acertada, en lo social, en salud pública y en lo económico.

No obstante los resultados tan positivos para ECOPETROL y el país, es importante resaltar que parte de los beneficios han sido cubiertos por los usuarios. En efecto, el cálculo realizado desde la óptica del usuario arroja los resultados presentados en la Tabla IV-2:

Costos por usuario calculados en abr 2001

**Sin Programa**

1	Costo cocinol	-317,838
---	---------------	----------

**Con Programa**

2	Costo cocinol	-57,619
3	Costo GLP	-1,302,863
4	Subsidio equipo	170,852
5	Costo bruto para el usuario	-1,189,630

**Resultado neto**

6	Mayor costo neto para el usuario	-871,792
7	Número de meses	112
8	Costo neto mensual para el usuario	-7,784

**Tabla IV-2: Costos de sustitución por usuario de cocinol (cifras actualizadas a pesos de dic/2004)**

Sin programa, el usuario promedio habría pagado 317 mil pesos por el servicio de cocinol, en el periodo comprendido entre enero de 1992 y abril de 2001, valorados en pesos constantes de diciembre de 2004.

Con el programa, el usuario promedio pagó 57 mil pesos por concepto de cocinol y 1.30 millones por concepto de GLP en el mismo periodo, pero además recibió 171 mil pesos representados por la estufa, el cilindro y las cargas de gas, todo valorado en pesos constantes de diciembre de 2004. El costo bruto del programa para el usuario promedio resultó en 1.19 millones de pesos.

Si se resta el valor del cocinol que dejó de comprar, el resultado neto para el usuario promedio fue un mayor costo de 872 mil pesos durante un periodo de 112 meses, lo que arroja un promedio mensual de 7,784 pesos, en pesos de diciembre de 2004.

Si el anterior análisis se extiende hasta diciembre de 2004, el costo neto para el usuario promedio ascendería a 10,013 pesos mensuales. Estos sobrecostos representan un 2.8% del salario mínimo mensual vigente al 31 de diciembre de 2004.

## V PROGRAMA GAS PARA EL CAMPO

(11)

### V.1 ANTECEDENTES

Una de las mayores preocupaciones del diagnóstico que sobre la situación energética nacional se realizó a comienzos de los 90's y que posteriormente sirvió de base para la estructuración del Plan de Masificación del Gas Combustible, era la alta participación de la leña en la canasta energética de los colombianos. En efecto, como se recuerda del Informe de Avance No. 1, los documentos del Departamento Nacional de Planeación de los años 1991 y 1993, establecían que: “el 62% del consumo residencial se abastece con leña, lo cual exige un gasto de energéticos 5 veces superior al requerido con gas. De esa manera cada año se tiene un impacto en menor área de bosques por aproximadamente 76.400 hectáreas por año”.

El mismo documento señalaba además que el objetivo a largo plazo del Plan de Masificación del Gas es cambiar la composición de la canasta energética de la sociedad colombiana de tal manera que se utilice de manera plena el gas en el sector residencial, industrial y transporte, se reduzca el consumo de leña y además, por la vía de mejoras en la eficiencia, se logre para el año 2005, “atender una demanda total que aumentará en mas del 80% con un incremento inferior al 35% en el volumen de los energéticos”.

Lo anterior explica la razón por la cual la primera estrategia del Plan de Masificación planteó la masificación del consumo de gas propano con el propósito de introducir la cultura del gas en las ciudades y en las zonas rurales y contribuir con esto a combatir la tala de árboles y a preservar las fuentes de agua

La preocupación por los elevados índices de utilización de la leña en la canasta energética nacional a comienzos de los 90's se explica además por el análisis de los Balances de Energía de los cuales se encuentra que en 1990 el 61.2% del consumo de energía residencial era abastecido con leña, cifra que se explica por la ineficiencia inherente a la cocción por medio de este energético (eficiencias cercanas al 7%).

---

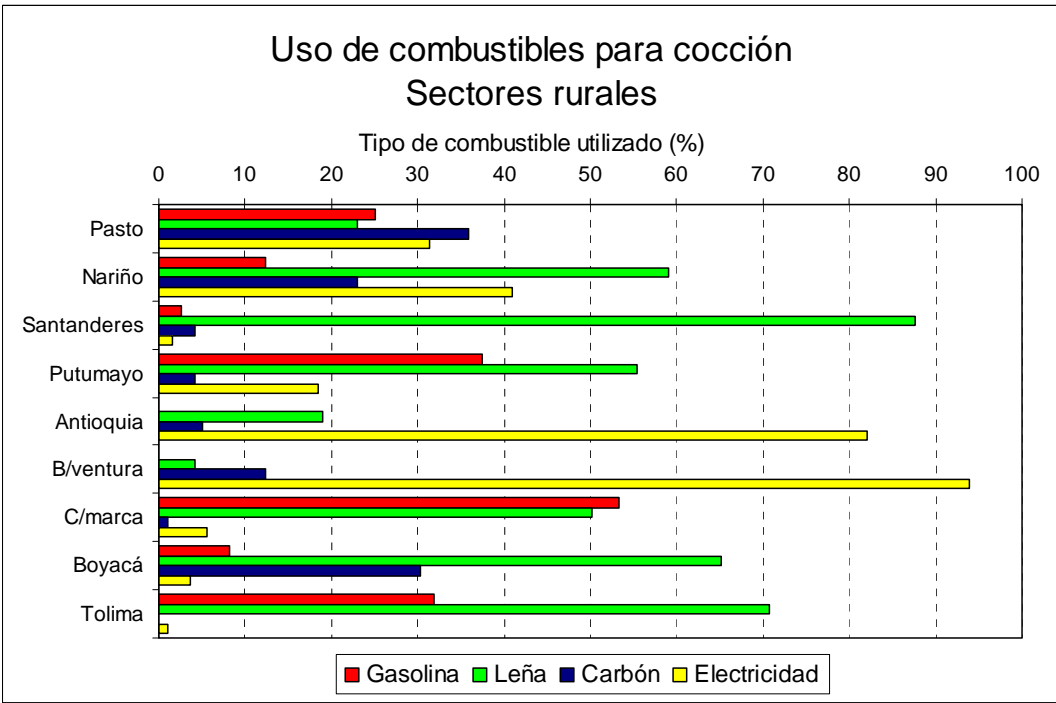
<sup>11</sup> La información consignada en el presente capítulo se obtuvo de los informes de avance y final del Programa Gas para el Campo y de las experiencias directas de los Consultores en el desarrollo del Programa.

Por las consideraciones anteriores, el Consultor consideró necesario en la propuesta metodológica ante la UPME, desarrollar la Evaluación del Programa Gas para el Campo, adelantado por ECOPETROL a través de su Vicepresidencia de Comercio Exterior y Gas Natural entre los años de 1996 y 1999, por considerar que éste ha sido el único programa estructurado en Colombia con el propósito específico de promover el uso del GLP en las zonas rurales y reducir el uso de la leña para las tareas de cocción de alimentos y calentamiento de agua.

V.2 EL ENTORNO DEL PROGRAMA

El CONPES, en su documento 2801 "ESTRATEGIAS Y ACCIONES PARA FOMENTAR EL USO EFICIENTE Y RACIONAL DE ENERGÍA ", del 23 de agosto de 1995, marcó una directriz clara a ECOPETROL para incentivar las sustitución de leña por GLP en el sector rural.

Atendiendo las indicaciones del CONPES, ECOPETROL inició los estudios necesarios para verificar la factibilidad técnica y económica de un programa de utilización del GLP en el campo colombiano. Se contrató a la empresa FCB Puma a fin de adelantar un estudio de mercado de energéticos en el sector rural que permitiera evaluar la posibilidad de sustituir el consumo de leña con GLP.

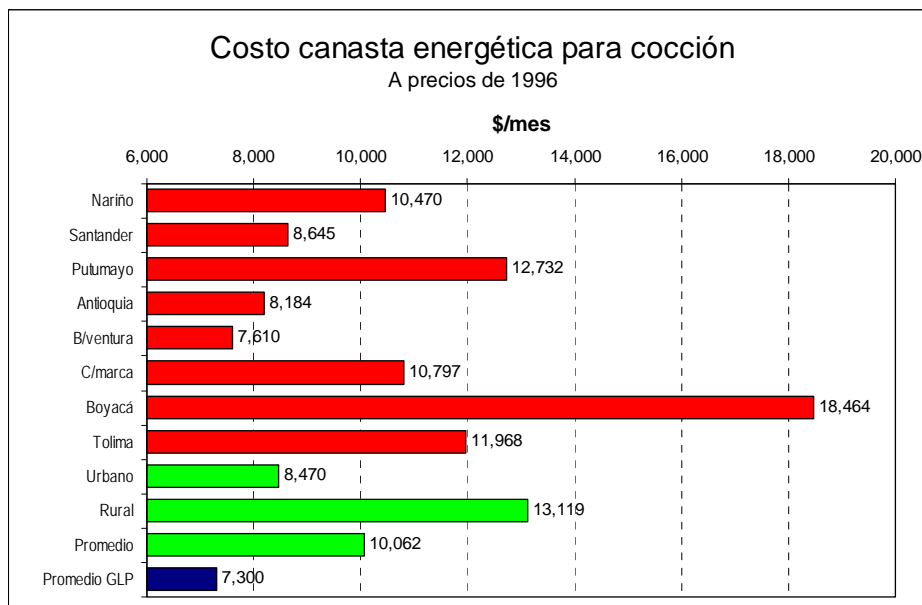


Gráfica V-1 – Estudio FCB Puma. Uso de combustibles para cocción en el sector rural

Los resultados del estudio fueron sorprendentes: Por una parte, la leña continuaba siendo el principal combustible de las zonas rurales y por la otra, se había

convertido en un recurso tan escaso que en algunas regiones la canasta energética campesina satisfecha con leña alcanzaba valores superiores a los \$18,000 mensuales, mientras que con GLP dicho costo no superaba los \$7,300 mensuales, tal como se observa en la Gráfica V-2.

De otra parte, el balance de GLP que se vislumbraba hacia 1996 indicaba un escenario de amplia disponibilidad de este energético por varios años. En efecto, la recién instalada y puesta en operación planta de Craking de la refinería de Barrancabermeja, generó en su momento cerca de cuatro mil barriles por día adicionales de producción de GLP, los cuales junto con la entrada del campo de Opón prevista para comienzos de 1998 con un aporte adicional entre 1,500 y 2,000 barriles diarios, sugerían niveles de producción cercanos a los 24,000 barriles por día.

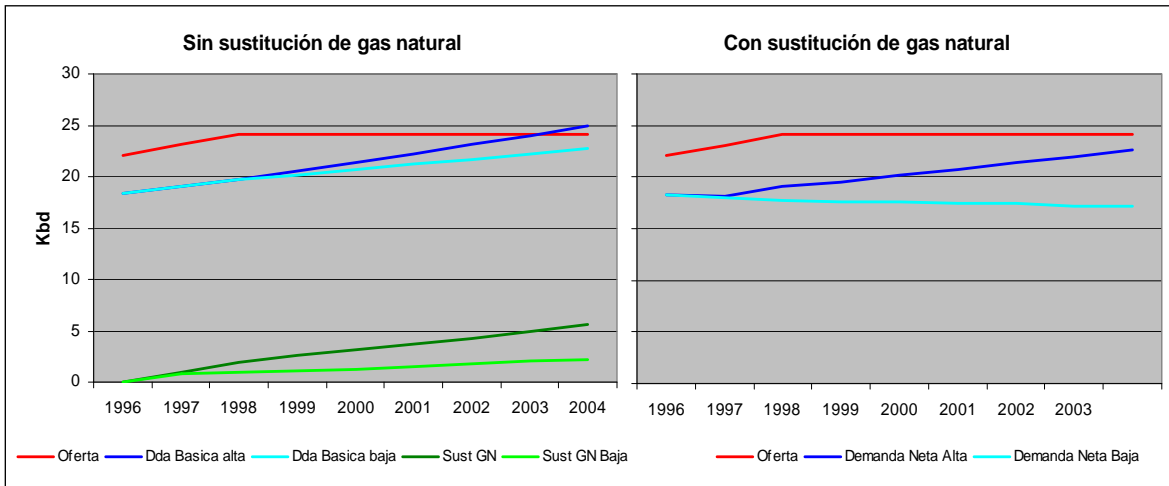


**Gráfica V-2 – Estudio FCB Puma. Costo canasta energética para cocción en 1996**

Por otra parte, la implantación del plan de gas natural en las principales ciudades del país, donde serían desplazados volúmenes importantes de GLP, eran indicativos de la disponibilidad de excedentes importantes de este energético durante los siguientes ocho años.

Así las cosas, aunque la demanda de GLP venía creciendo en forma acelerada como resultado de las políticas definidas por el Plan de Gas llegando a niveles de 18,000 barriles por día, la proyección de su crecimiento, afectada por la penetración del gas natural, indicaba tasas inferiores al 3% anual en el mejor de los casos, con posibilidad de una tendencia decreciente en caso que la penetración del gas natural fuese muy agresiva.





**Gráfica V-3 – Balances de Oferta-Demanda de GLP en 1995**

Estos panoramas, vistos en conjunto, mostraron una banda importante de disponibilidad de GLP que ameritaba el desarrollo de programas de incentivo al consumo, a fin de evitar que dichos excedentes fueran utilizados como combustible en las refinerías o, en el peor de los casos, su desvío hacia las teas, ante las limitadas posibilidades de exportación a los mercados internacionales.

Ante la baja capacidad exportadora del país y un panorama excedentario pleno, se hizo necesario explorar nuevas posibilidades de aprovechamiento de estos volúmenes incrementales, siendo el Programa Gas para el Campo un mecanismo eficaz para incentivar el consumo de GLP, especialmente en los sectores rurales.

### V. 3 ANÁLISIS DE LA RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

A continuación se presenta la Tabla V-1 con algunos análisis de la relación Beneficio/Costo (B/C) que se podría obtener de la realización del Programa, con respecto a los usos alternativos del GLP, los cuales son los siguientes: El desvío a teas<sup>12</sup> como la solución más crítica; el reemplazo de combustóleo que permitiría exportar los volúmenes de combustóleo sustituidos y la exportación directa del GLP.

<sup>12</sup> Práctica operacional en las refinerías que permite quemar corrientes de GLP cuando se tiene alto nivel de inventarios y resulta imposible manejar la producción. Se realiza con el fin de mantener alta la producción de los demás productos.

## **COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GLP**

	DESTINO FINAL DEL GLP		
	A tea	A F.O.	Export
Ingresos de Ecopetrol (\$/galón)			
Con programa	\$372.32	\$372.32	\$372.32
Sin programa	\$0.00	\$204.29	\$340.48
Ingreso diferencial	\$372.32	\$168.03	\$31.84

## **ECONOMIA BASICA PARA ECOPTEROL**

Inversión por usuario \$79,100

		UN USUARIO GENERA		
		A tea	A F.O.	Export
<b>UN USUARIO CONSUME:</b>	En 5 años: <b>600</b> galones	\$223,392	\$100,821	\$19,106
	Relación B/C	2.8	1.3	0.2
	En 10 años: <b>1,200</b> galones	\$446,784	\$201,641	\$38,213
	Relación B/C	5.6	2.5	0.5
	En 20 años: <b>2,400</b> galones	\$893,568	\$403,282	\$76,425
	Relación B/C	11.3	5.1	1.0

**Tabla V-1: Costo de oportunidad del GLP para Ecopetrol vs. distribución interna**

La relación B/C se obtenía al calcular el ingreso diferencial generado por la venta del GLP en el periodo de análisis (venta en mercado nacional – ingreso por disposición en el uso alternativo) para cada usuario, dividido por el costo del equipo a entregar a cada usuario. La relación B/C podía resultar mayor, menor o igual a la unidad. Cuando el resultado era mayor que 1, la opción de venta en el mercado nacional (hacer el programa) resultaba la más atractiva; cuando el resultado era igual a 1, resultaba indiferente vender el GLP en el mercado nacional o disponer del producto en el uso alternativo; si el resultado era menor que 1, era mejor disponer del producto en el uso alternativo que venderlo en el mercado nacional a través del programa.

En las condiciones de mercado vigentes en su momento, las relaciones Beneficio/Costo obtenidas indicaban que en el largo plazo, el aumento en las ventas de GLP en el mercado nacional generaba mayores ingresos para ECOPTEROL que cualquiera de los usos alternativos que se le pudiera dar.

Sin embargo, en el corto y mediano plazo, la opción exportadora aparentaba ser mejor negocio en términos de ingresos, porque presentaba una relación B/C inferior a la unidad, tal como se observa en la tabla anterior, pero tenía implícito unos mayores costos no evaluados de transporte de los excedentes hasta Cartagena y las limitaciones en almacenamiento y puerto que restringirían los

volúmenes a exportar a un máximo de 2,000 barriles diarios. Con excedentes de más de 6,000 barriles, la opción exportadora era apenas una solución parcial.

#### V. 4 BENEFICIOS SOCIALES Y ECOLÓGICOS

Adicional a su aporte económico y de crecimiento del mercado, se encontró que el incentivo al consumo de GLP en el sector rural llevaba consigo una serie de beneficios ecológicos y sociales.

A corto plazo, el hecho de sustituir la leña por GLP en la cocción de alimentos, tendría unas profundas implicaciones en la vida familiar de los campesinos en temas tales como salud, y mejores condiciones de vida para las familias. En efecto, en las zonas rurales, la tarea de búsqueda y recolección de leña casi siempre es desempeñada por la mujer. El trabajo diario de iniciar y mantener permanentemente encendido el fogón, especialmente crítico en épocas de invierno, trae como consecuencia la inhalación de los humos producidos por la combustión de la leña y sufrir la presencia de los olores característicos a hollín y cenizas lo que a su vez afecta también a la población infantil.

La combustión de la leña produce residuos de CO<sub>2</sub>, CO, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub> y partículas y, dependiendo de la madera utilizada incluso metales pesados. La inhalación permanente de los humos de la combustión es la causa de una gran variedad de enfermedades pulmonares en el sector rural, situación que se vuelve crítica especialmente en los climas fríos donde las cocinas se localizan en habitáculos cerrados y la familia se ve expuesta en forma permanente a respirar el aire contaminado por los residuos de la combustión.

Contrario a lo que se piensa, la leña no siempre es el recurso energético más barato para el campesino. Existen regiones completamente deforestadas, donde la leña es tan escasa que ha llegado a convertirse en motivo de disputas entre vecinos o debe ser "importada", con unos costos muy superiores a los del resto de combustibles. En estos casos, el GLP se convierte en la solución más económica para los habitantes de dichas regiones.

En el largo plazo, se esperaba que la sustitución de leña por GLP se tradujera en una menor presión sobre los recursos naturales y que originase su recuperación bien sea natural o artificial, mediante programas de reforestación adelantados por los beneficiarios del programa o por las autoridades locales de cada municipio. Para hacer las cuentas sobre los beneficios del programa en términos de la menor utilización de la leña, se estimó que una familia campesina compuesta por cuatro a cinco personas consume en promedio entre 12 y 15 kilos diarios de leña, equivalentes entre 4.4 y 5.5 toneladas anuales, afectando directamente entre 1/20 y 1/10 de una hectárea. Un caserío pequeño de 500 familias acaba con la vegetación de 50 hectáreas cada año. Es posible que se tomen el trabajo de reforestar pero aquello que se siembra en este año, servirá de combustible dentro de 1 o 2 años.

El análisis de mercado que se realizó para la formulación del programa de Gas para el Campo, arrojó un potencial de usuarios campesinos de 750,000 familias con un consumo total estimado en 6,000 Barriles de GLP por día como se indica en la Gráfica V-4.



**Gráfica V-4 – Beneficios ecológicos del Programa Gas para el Campo**

## V. 5 DISEÑO DEL PROGRAMA

El Programa propuso cubrir con GLP el universo total estimado de 750,000 familias campesinas, en su mayoría consumidoras de leña y que muy difícilmente tendrían acceso a los programas de masificación del gas natural. El impacto ambiental positivo derivado del programa trascendía más allá de cualquier acción realizada hasta la fecha, ya que evitaría la tala de cerca de 50,000 hectáreas anuales de bosques que terminan en los fogones campesinos. Esta acción permitiría adelantar programas paralelos y eficaces de reforestación y recuperación de cuencas hidrográficas, por parte de las entidades encargadas del sector.

El programa, dirigido a aquellos usuarios que cumplieran con algunos requisitos mínimos, contempló la entrega de un equipo básico de cocción conformado por una estufa de dos puestos, un cilindro de GLP de 40 libras, el regulador, la manguera y tres cargas de GLP, a un precio inferior a su valor comercial. Los requisitos que debían cumplir los usuarios beneficiados eran los siguientes:

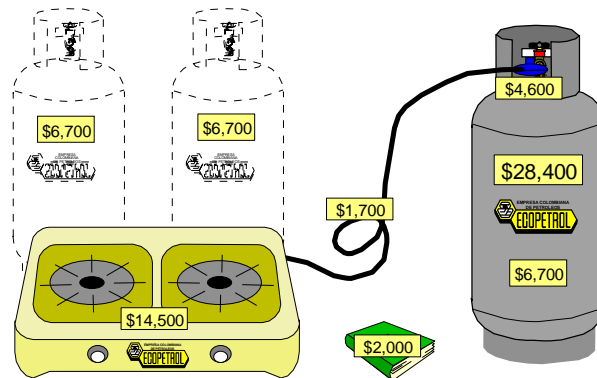
- Que fuesen, preferiblemente, consumidores de leña en la actualidad.

- Que pertenezcan a zonas no cubiertas en la actualidad ni en el futuro inmediato por gas natural.
- Que no estén consumiendo actualmente GLP.
- Que se comprometieran a utilizar el GLP, en forma permanente, para la cocción de sus alimentos.
- Que tuvieran acceso a los medios económicos que les permitieran continuar pagando el valor del gas una vez terminados los bonos.

Estas calidades debían ser verificadas por los distribuidores durante el proceso de inscripciones a fin de garantizar en alguna medida que el nuevo usuario se convirtiera en un nuevo cliente productivo y no en el simple receptor de un regalo.

## El equipo básico de cocción

Presupuesto inicial 1996



Costo del equipo & gas:	\$ 71,300
Gestión de comercialización:	\$ 11,400
Otros costos (Interv., publicid., etc):	\$ 7,800
<b>Valor total:</b>	<b>\$ 90,500</b>
<b>Costo para el usuario:</b>	<b>\$ 11,400</b>
<b>Costo para Ecopetrol:</b>	<b>\$ 79,100</b>

Gráfica V-5 – El equipo básico de cocción

El programa se diseñó para ser ejecutado por fases, y éstas a su vez, por etapas. La primera etapa de la primera fase incluyó los departamentos de Nariño, Tolima, Santander y Casanare y la segunda etapa contemplaba los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Caldas. La primera etapa, que esperaba cubrir cerca de 93,000 usuarios, estaba prevista iniciarse hacia finales de 1996 y la segunda etapa se iniciaría en el primer trimestre del año 1997 con la cual se podría llegar a un cubrimiento de 170,000 nuevos usuarios. La segunda fase, que cubriría otros departamentos, no fue definida inicialmente.

De acuerdo con los estudios de FCB Puma, el uso del GLP en el sector rural generaba para los usuarios unos ahorros mensuales que podían variar entre unos

pocos cientos de pesos en regiones como Buenaventura o Antioquia donde el costo de la canasta energética, cubierta en su mayoría con electricidad subsidiada era muy similar al precio del GLP, hasta varios miles como Boyacá, Tolima y Putumayo, donde el precio del GLP era apenas una fracción del costo vigente de la canasta energética mensual local <sup>(13)</sup>.

Si a lo anterior se sumaba el valor aportado por ECOPETROL, que representó más del 55% del salario mínimo legal del momento, el beneficio económico para los usuarios era indiscutible y permitió romper el círculo vicioso de los distribuidores que no llegaban a algunas zonas porque no había clientes y a su vez no había clientes porque no llegaban distribuidores y por otra parte, la dificultad de los clientes para acceder al servicio por el relativo costo inicial del equipo.

## V. 6 DIMENSIONAMIENTO DEL PROGRAMA

En un comienzo se definieron los departamentos de Nariño, Tolima y Santander con base en el estudio realizado por la empresa FCB Puma. Estando en la etapa preparatoria, la Presidencia de ECOPETROL determinó incluir al departamento de Casanare, sin ninguna restricción, por considerarlo particularmente sensible y estratégico. Es así como se preparó el programa con base en la cifras del Censo de 1993 proyectado a 1996, como lo indica la Tabla V-2:

	<b>Nariño</b>	<b>Tolima</b>	<b>Santander</b>	<b>Casanare</b>	<b>Total</b>
Población total	1,258,020	1,213,140	1,706,206	186,888	4,364,254
Número de viviendas	260,801	274,466	363,719	39,029	938,015
Viviendas con gas <sup>(1)</sup>	260,801	274,466	363,719	39,029	938,015
Mercado potencial <sup>(2)</sup>	59,013	37,507	31,493	10,243	138,256
<b>Objetivo Programa <sup>(3)</sup></b>	<b>33,065</b>	<b>23,599</b>	<b>22,989</b>	<b>10,243</b>	<b>89,896</b>
Cubrimiento Programa	56.0%	62.9%	73.0%	100.0%	65.0%

(1) Cifra estimada con base en los volúmenes de GLP consumidos en cada departamento y los programas de masificación con gas natural.

(2) Usuarios que no usan gas ni están incluidos en los programas de gas natural.

(3) Usuarios restantes que, con mucha probabilidad, son consumidores de leña. El porcentaje de cubrimiento se obtiene con respecto al mercado potencial.

**Tabla V-2: Dimensionamiento preliminar programa gas para el campo**

La Junta Directiva de ECOPETROL, le dio su aprobación al programa en la sesión No. 2140 del 16 de julio de 1996. Sin embargo, dicha aprobación fue mucho más amplia porque se solicitó incluir los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Caldas, dando lugar a una "Segunda Etapa" para su desarrollo posterior, en razón a que los 4 departamentos iniciales ya tenían un cierto grado de avance en su planeación.

<sup>13</sup> El beneficio en Buenaventura era de \$310 mensuales y en Antioquia llegaba a \$884 en promedio, mientras que en Boyacá, Putumayo y Tolima, los beneficios eran de \$11,164, \$5,432 y \$4,668 mensuales respectivamente. Ver Gráfica V-2.

Los cálculos posteriores para los nuevos departamentos arrojaron las siguientes cifras:

	<b>Cundinamarca</b>	<b>Boyacá</b>	<b>Caldas</b>	<b>Total</b>	<b>Fases 1 y 2</b>
Población total	1,700,109	1,183,409	931,636	3,815,154	8,179,408
Número de viviendas	433,402	314,959	226,601	974,962	1,912,977
Viviendas con gas <sup>(1)</sup>	433,402	314,959	226,601	974,962	1,774,721
Mercado potencial <sup>(2)</sup>	116,496	83,335	44,742	244,573	382,829
<b>Objetivo Programa <sup>(3)</sup></b>	<b>83,170</b>	<b>60,305</b>	<b>26,712</b>	<b>170,187</b>	<b>260,083</b>
Cubrimiento Programa	71.4%	72.4%	59.7%	69.6%	67.9%

- (1) Cifra estimada con base en los volúmenes de GLP consumidos en cada departamento y los programas de masificación con gas natural.
- (2) Usuarios que no usan gas ni están incluidos en los programas de gas natural.
- (3) Usuarios restantes que, con mucha probabilidad, son consumidores de leña.

**Tabla V-3: Dimensionamiento fase 2 programa gas para el campo**

El estudio de mercados realizado por los distribuidores de Casanare directamente en el campo arrojó un potencial de 13,405 usuarios de leña, cifra superior a los 10,243 calculados por ECOPETROL, diferencia atribuible a las altas tasas de migración sufridas por el departamento en los años previos a 1996 a raíz del "boom" petrolero, no reflejadas en la cifra del Censo de 1993 ni en las proyecciones. Ante esta situación, ECOPETROL a través de su Vicepresidencia Comercial consideró prudente ajustar el número de usuarios a los resultados del trabajo de campo con el fin de evitar situaciones de tensión en una zona tan sensible, que podrían ocurrir en caso de excluir una parte de la población sin razón aparente.

Finalmente, se incluyó el departamento del Cauca, específicamente la zona de influencia del Macizo Colombiano, por su gran impacto sobre la hidrografía nacional. Estos ajustes generaron las siguientes cifras consideradas como definitivas:

<b>Departamentos</b>	<b>Usuarios</b>
<b>1ª Etapa</b>	
Nariño	33,064
Tolima	23,599
Santander	22,989
Casanare	13,405
<b>Total primera etapa</b>	<b>93,057</b>
<b>2ª Etapa</b>	
Cundinamarca	83,170
Boyacá	60,305
Caldas	26,712
Cauca	38,816
<b>Total segunda etapa</b>	<b>209,003</b>
<b>Total Primera Fase</b>	<b>302,060</b>

**Tabla V-4: Estructuración definitiva gas para el campo**

La primera etapa se previó desarrollar entre 1997 y 1998, y la segunda se llevaría a cabo entre 1998 hasta el año 2000.

Durante la etapa del diseño del programa se definieron algunas estrategias para su desarrollo. En primer lugar se tomó la decisión de invitar a la totalidad de los distribuidores de cada región con el fin de dar una amplia participación a la industria, aunque su aceptación y decisión de participar era completamente voluntaria. Si aceptaban la invitación, las empresas deberían cumplir con algunos requisitos, tales como:

- Ser empresa distribuidora de GLP debidamente registrada.
- Cumplir los requisitos de Ley. La norma vigente exigía la conversión de la empresa a E.S.P.
- Aceptar las condiciones del programa.
- Tener preferiblemente un volumen de ventas comprobadas iguales o superiores a 75,000 galones mensuales de GLP.
- Suscribir los contratos correspondientes.

Con el cumplimiento de los anteriores lineamientos, cada distribuidor procedió a elaborar un estudio a fin de dimensionar el potencial de su mercado y presentar una solicitud formal indicando su plan de trabajo tentativo, las áreas por cubrir, y toda la documentación exigida por el programa.

ECOPETROL enfatizó la importancia de lograr acuerdos entre las empresas antes de presentar los estudios, bien fuera como uniones temporales o consorcios, lo mismo que acuerdos excluyentes de las áreas que cada empresa solicitase con el propósito de evitar superposición de las mismas. Teniendo en cuenta que los acuerdos entre las empresas sobre las áreas pretendidas por cada una podrían darse o no, se diseñó un proceso para la asignación de áreas, donde se podrían tener en cuenta los siguientes factores:

- Tradición comercial del distribuidor en el área.
- Monto de inversiones permanentes en la región.
- Capacidad técnica y financiera para el desarrollo del programa.
- Generación de empleo en la región.
- Organización logística ofrecida para el desarrollo del programa y la posterior atención del mercado.



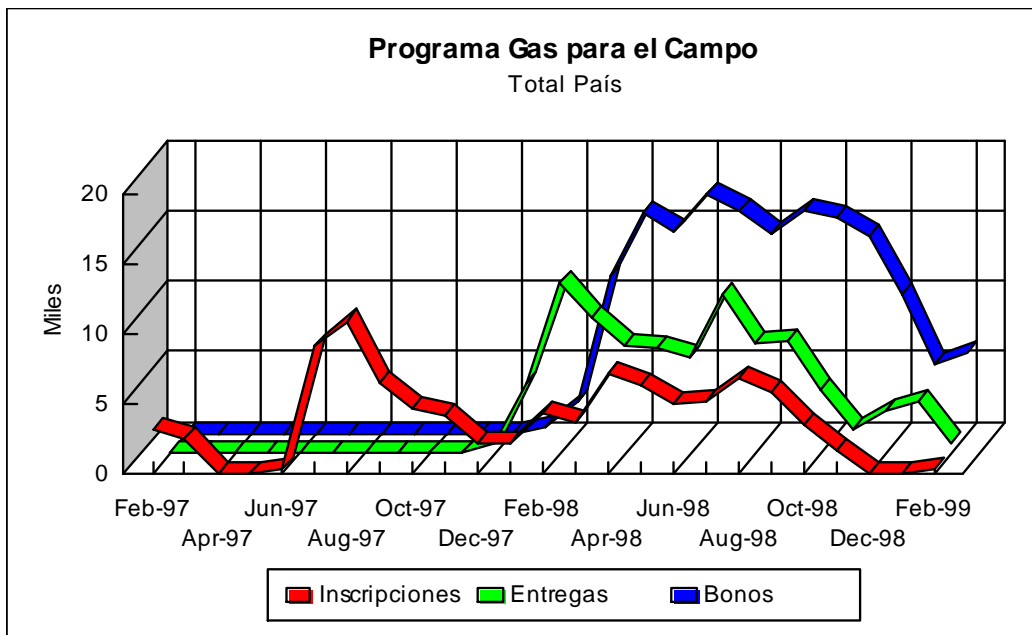
- Tamaño mínimo del mercado objetivo.
- Distancia desde sus instalaciones hasta el área requerida.

Una vez seleccionadas las empresas y asignados los municipios que cada una debía desarrollar en cada departamento, se procedió a la fase de contratación que se inició con la etapa de inscripciones de usuarios por parte de los distribuidores ante ECOPEPETROL.

Una vez completada la inscripción del 20% de los usuarios, sistematizada la información, aprobados los listados correspondientes, elaborado el estudio de antecedentes judiciales y completada la documentación empresarial exigida a los distribuidores, se procedió a la firma de los contratos con cada uno de ellos. Los distribuidores debían allegar las pólizas exigidas en el contrato como requisito previo para la firma del acta de iniciación y el desembolso del anticipo por parte de ECOPEPETROL.

## V. 7 DESEMPEÑO GLOBAL

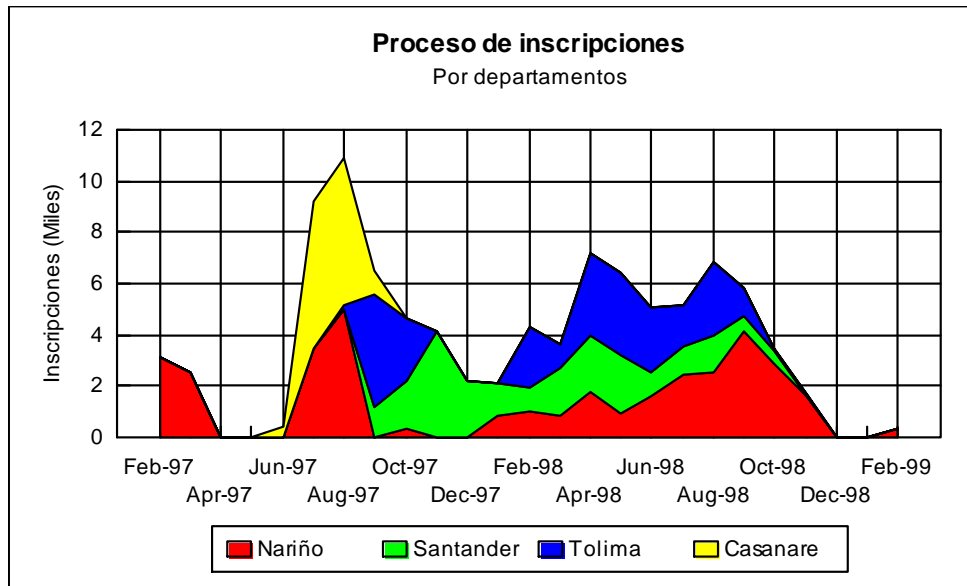
El programa tuvo una duración total de dos años contados a partir del momento en que se hicieron las primeras inscripciones hasta la entrega del último de los equipos, tal como se observa en la Gráfica V-6.



**Gráfica V-6 – Desarrollo Global del Programa**

De acuerdo con la metodología, una vez los distribuidores completaban su proceso precontractual y recibían los formularios de inscripción que les permitía iniciar la labor de campo hasta completar el 20% de las inscripciones, procedían a

firmar los contratos correspondientes a fin de iniciar la labor de entrega de equipos lo cual se desarrollaba en paralelo con las inscripciones restantes hasta cubrir el total de usuarios asignados.



**Gráfica V-7 – Evolución del proceso de inscripciones**

En el desarrollo del Programa se tuvieron algunos tropiezos, por causa de situaciones externas a la propia actividad, que retrasaron la iniciación de los contratos e impidieron que la entrega de los equipos se llevara a cabo según lo programado:

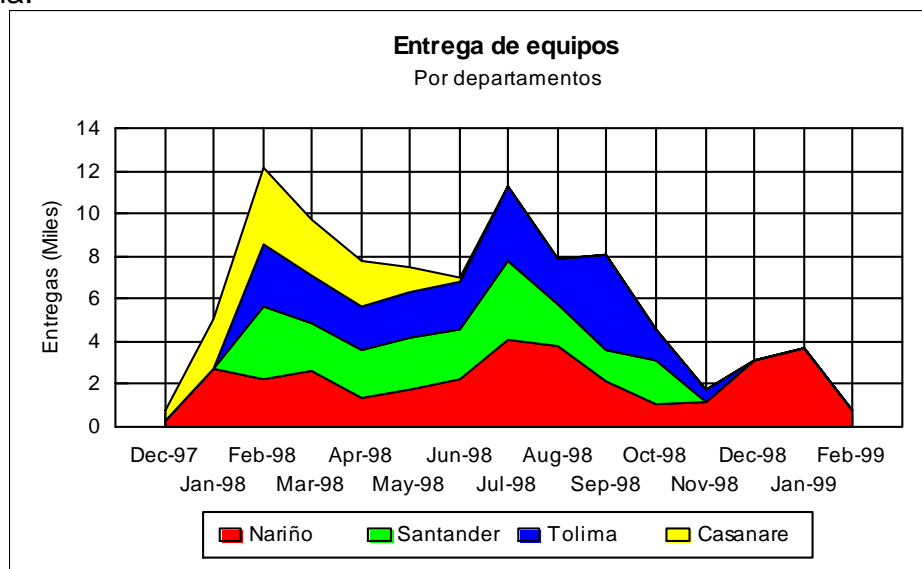
- La Convención Colectiva de Trabajo 1997-1999 entre ECOPETROL y la Unión Sindical Obrera, USO, que se desarrolló durante los últimos meses de 1996 y primeros de 1997, alcanzó a generar tanta incertidumbre sobre el abastecimiento de productos, que ECOPETROL decidió posponer el inicio del programa hasta que estuviese firmado el acuerdo colectivo, hecho que ocurrió a comienzos del mes de abril de 1997.
- En ese mismo mes, la CREG emitió la Resolución 084, cuya aplicación reducía los ingresos de ECOPETROL por concepto de venta de GLP en cerca de 50 millones de dólares anuales razón por la cual, la Empresa presentó recurso de reposición contra la Resolución. Así las cosas ECOPETROL decidió postergar el inicio del programa hasta que se resolviera el recurso lo cual se dio a finales del mes de agosto de 1997 con resultado favorable a ECOPETROL.
- Las elecciones regionales ocurridas a finales del mes de octubre de 1997, las de cuerpos colegiados en marzo de 1998 y las presidenciales de mayo de 1998, tuvieron una fuerte incidencia sobre el desarrollo del proceso ya que algunos políticos regionales e incluso algunos distribuidores, quisieron obtener dividendos electorales con el programa, lo cual obligó a disminuir la actividad de los distribuidores en las semanas previas a los comicios.

Incluso, se llegó al caso extremo de suspender temporalmente el contrato con uno de los distribuidores del departamento de Nariño debido a la gran cantidad de denuncias recibidas por parte diferentes estamentos de la comunidad.

Los eventos mencionados incidieron en el proceso de entrega de equipos, retrasando su iniciación en casi un año lo que a la larga se reflejó en el desarrollo general del programa.

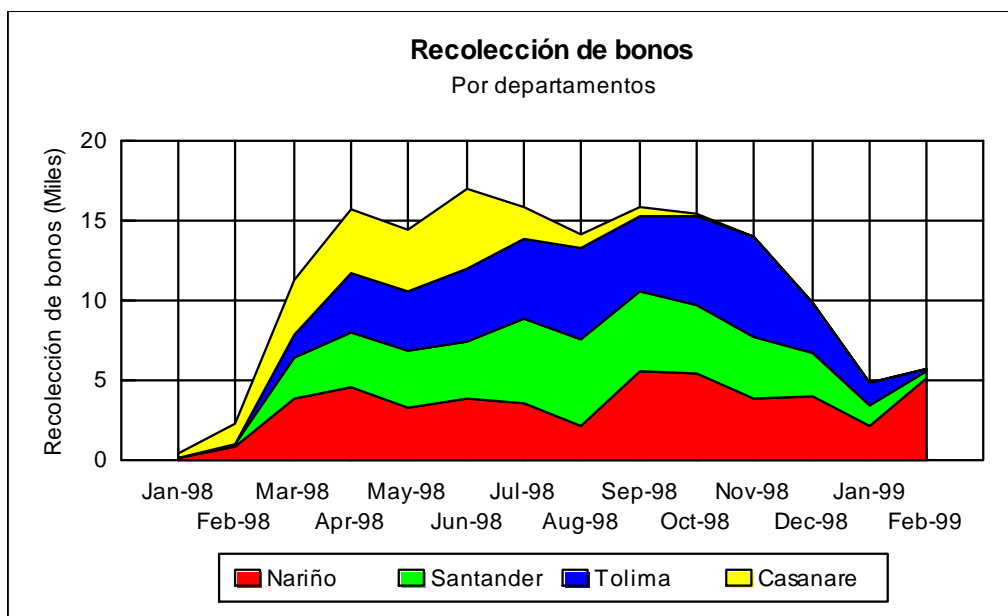
El proceso de entregas se inició tímidamente en el mes de diciembre de 1997 en los departamentos de Casanare y Nariño. En febrero de 1998 entraron Tolima y Santander, logrando el mayor número de entregas del programa con cerca de 12,000 equipos en el mes, para continuar de manera más o menos regular hasta finalizar el programa, tal como se observa en la Gráfica V-8.

Parte de los altibajos se debieron en alguna medida a problemas de suministro de GLP ocurridos a partir del mes de mayo de 1998 que afectaron principalmente a los departamentos de Tolima y Nariño y que la postre, llevaron a la suspensión del Programa.



**Gráfica V-8 – Evolución del proceso de entrega de equipos**

El proceso de recolección de bonos se inició en enero de 1999, presentando desde el comienzo un cierto rezago frente a la "curva teórica" de recolección. Esta curva se basa en el análisis estadístico según el cual el consumo promedio de una familia compuesta por 4 a 5 personas es de un cilindro de 40 libras al mes. Este patrón sugiere que por lo menos el 75% de los primeros bonos se recogerían durante los 30 días siguientes a su entrega y el 25% restante entre los 30 y los 60 días. De igual forma, el 75% de los segundos bonos podrían recogerse a partir de los 60 días siguientes a su entrega y el 25% restante entre los 60 y 90 días.



**Gráfica V-9 – Evolución del proceso de recolección de bonos**

En la práctica se obtuvo que los primeros bonos se recolectaron en promedio a los 53 días y los segundos a los 94 días contados desde la fecha de su entrega al usuario. Su evolución se puede observar en la Gráfica V-9.

Adicionalmente, al comienzo del Programa ECOPETROL buscó un acercamiento con las comunidades, llevando a cabo talleres para buscar la sensibilización de los nuevos usuarios, en particular con los líderes comunitarios e informarles sobre el Programa, su alcance y las obligaciones que se adquirirían. La labor fue realizada por la Dirección de Relaciones Externas a través de 45 talleres en 3 departamentos y más de 3,000 líderes comunitarios y nuevos usuarios potenciales.

## V. 8 RESUMEN DE LOGROS

El Programa finalmente llegó a 90,894 familias distribuidas en 198 municipios (19% de los municipios del país) de los cuatro departamentos, contemplados en la Fase inicial mejorando el nivel de vida de cerca de medio millón de personas, equivalente a la población total del departamento del Quindío. Se considera que su impacto se extendió a unas 9,000 hectáreas anuales que representan algo más del doble del área del archipiélago de San Andrés y Providencia.

Todos y cada uno de los nuevos usuarios recibió capacitación básica sobre el manejo de la estufa y las normas mínimas de seguridad para el uso del gas.

Las inversiones totales del orden de \$9,200 millones en equipos de cocción, compras de GLP y pagos a distribuidores e interventores, requirieron para su

desarrollo unas 320,000 horas-hombre, generando directamente cerca de 500 empleos temporales y 200 permanentes, y alrededor de unos 400 nuevos empleos indirectos en las redes de distribución rural.

En el Anexo 4 se presentan las principales cifras estadísticas del Programa

Vale la pena mencionar que el Programa se apoyó en una campaña de publicidad realizada por las agencias CAMPAÑAS y ZETA PRODUCCIONES y el Departamento de Comunicaciones de ECOPETROL. Se creó el programa radial "LA CAMPANA", de 4.5 minutos de duración que, además de llevar un claro mensaje sobre el uso del gas, sus ventajas, beneficios y aspectos de seguridad, presentó al campesino mensajes de interés como ecología, vida de familia, agricultura, música, costumbres regionales, recetas típicas, etc. A través de las emisoras regionales de la cadena RCN se transmitió el programa durante 3 meses en dos emisiones diarias, logrando gran cubrimiento y amplia recordación por parte de los usuarios. El programa "LA CAMPANA" fue galardonado en el mes de octubre de 1998 por la ANDA, como el programa ecológico de mayor efectividad publicitaria en 1997. El lema de la campaña fue: "No le eche mas leña al fuego".

## V. 9 TERMINACIÓN DEL PROGRAMA

En la introducción del presente documento se hizo mención del entorno de suficiencia en que se encontraba el mercado de GLP cuando se decidió iniciar el Programa Gas para el Campo en 1996. Sin embargo, con el transcurso del tiempo sucedieron cambios en el entorno que poco a poco llevaron a la pérdida de la autosuficiencia en el suministro del GLP con implicaciones severas sobre el suministro nacional del producto lo cual originó la necesidad de importar GLP en el mes de diciembre de 1998 para atender la demanda.

Si bien es cierto que la nueva unidad de Cracking de la Refinería de Barrancabermeja entró en operación y el programa de masificación del gas natural se hizo realidad, sus efectos no fueron de la magnitud prevista. La producción de la nueva Cracking fue absorbida por el mercado en menos de dos años; por su parte el gas natural, que inició su llegada con cerca de un año de retraso, no hizo mella inicialmente en el consumo de GLP en los centros urbanos.

El campo de Opón, considerado como fuente adicional de suministro de GLP, finalmente no logró aportar un solo barril de GLP.

Estos cambios en el panorama originaron el cruce anticipado entre las curvas de oferta y demanda, hasta el punto que desde el mes de mayo de 1998, las entregas de GLP se vieron restringidas por la capacidad de producción y las limitaciones en el sistema de transporte, las cuales a su vez estuvieron disminuidas a causa de las continuas emergencias ocurridas tanto en la refinería de Barrancabermeja como en la refinería de Cartagena y en los poliductos, por problemas operacionales y de orden público.

Ante un escenario deficitario, era previsible que cualquier distribuidor atendiera en primera instancia aquellos mercados que le sean más económicos y posteriormente si llegare a tener algún excedente, lo aplique a los nuevos mercados con mayor dificultad de atención, como los creados por el Programa de Gas para el Campo. De igual manera, los distribuidores mayoristas entregaban el energético prioritariamente a aquellas empresas minoristas donde tenían intereses y posteriormente, los saldos, a las demás empresas. Esta situación se volvió crítica para el Programa Gas para el Campo en todo el país y especialmente en aquellos departamentos como Nariño que, al estar localizados en el extremo del sistema, se vieron seriamente afectados en el suministro.

Las limitaciones del sistema de transporte hicieron imposible que en los cortos períodos en que la producción en las refinerías era suficiente para cumplir los programas, se pudieran recuperar los inventarios. Esta restricción, crítica en el sistema Salgar-Manizales-Yumbo, afectó en gran medida el desarrollo del programa en Nariño, hasta el punto que los distribuidores tuvieron que solicitar ampliaciones de la vigencia de los bonos, en el plazo de ejecución de los contratos y en alguna oportunidad, llegaron a sugerir la suspensión temporal del Programa hasta cuando se normalizara el suministro.

La Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo, consultada sobre el particular, no vislumbró ninguna solución en el corto y mediano plazo y por el contrario, pronosticó una posible reducción de la producción en los siguientes meses, teniendo en cuenta la negociación colectiva con la USO 1999-2001 y el plan de parada de plantas para mantenimiento previsto para 1999.

Ante estas nuevas circunstancias, se consideró prudente suspender la incorporación de nuevos departamentos al Programa, ya que prácticamente desapareció el escenario de superávit que lo originó y en esos momentos ECOPETROL no podía garantizar el normal cubrimiento de la demanda actual y menos comprometerse con los mercados adicionales que se generarían.

Esta decisión generó cierto malestar en los departamentos que seguían en turno, teniendo en cuenta que durante el primer semestre de 1998, cuando aún la crisis de suministro no se había manifestado, ECOPETROL acometió las acciones preliminares para dar inicio al programa y generó altas expectativas entre los distribuidores y la población en general en los departamentos de Cauca, Caldas y Boyacá.

Lamentablemente, la ausencia de perspectivas de suministro adicional en el corto y mediano plazo, ratificó la necesidad de suspender el programa, ya que carecía de sentido adelantar acciones para incentivar el consumo de un combustible cuando no se tiene suficiencia de él. Cualquier acción que se hiciera en lo sucesivo, estaría sujeta a los vaivenes de los eventuales excedentes que, sin lugar a dudas, echarían a pique todos los esfuerzos humanos, técnicos y económicos que pudieran realizarse.

## V. 10 CONCLUSIONES

En escenarios de suficiencia, el Programa Gas para el Campo demostró ser una herramienta valiosa para reactivar e incentivar el mercado de GLP.

Aun cuando su desarrollo se hizo dentro del perfil más bajo posible para no generar expectativas, especialmente en los departamentos considerados en etapas posteriores, su impacto se dejó sentir profundamente a nivel nacional. Decenas de comunicaciones llegadas a ECOPETROL relacionadas con el Programa, procedentes de diversas regiones del país, remitidas por diversos estamentos, desde gobernaciones hasta asociaciones campesinas, así lo demostraron

Los cambios socioculturales que se han venido sucediendo en las regiones que cubrió merecen ser analizados en un futuro cercano para evaluar su real trascendencia.

Los objetivos del programa se lograron gracias a la participación entusiasta y decidida de los distribuidores regionales de GLP. A su vez, el programa se convirtió en el mejor mecanismo para que la mayoría de ellos, dueños de una cultura propia y personal de manejo del negocio y por consiguiente de una visión empresarial *sui generis*, asimilaran rápidamente cambios tecnológicos e incursionaran, así fuera tímidamente, en la cultura de la planeación y el control. Varios de ellos se enfrentaron en la práctica por primera vez con términos como mercadeo, planificación, servicio al cliente, sistematización, redes de distribución, crecimiento acelerado, etc., y .lograron assimilarlos de tal manera que forman parte de su léxico empresarial.

Haber alcanzado un 98% del cubrimiento de usuarios programados y una recolección de bonos del 94%, teniendo en cuenta las enormes dificultades geográficas, sociales, económicas y de orden público reinantes en las regiones atendidas, muestran la formidable labor adelantada por ECOPETROL y los distribuidores y la dinámica que las interventorías supieron imprimirle al programa.

En cuanto a los beneficios económicos, el programa permitió a ECOPETROL colocar en el mercado cerca de 600 barriles diarios de GLP que, en pesos de diciembre de 2004, le han generado más de 65,000 millones de pesos. El programa tuvo un costo total de 8,615 millones de pesos calculados a febrero de 1999 que, traídos a pesos de diciembre de 2004 equivalen a 12,739 millones de pesos, lo cual permite asegurar que el programa ha compensando en más de 5 veces el valor de la inversión.

A finales de 2004, y dado el nuevo escenario de suficiencia debido a la recesión sufrida por el mercado, ECOPETROL inició una nueva fase del Programa, esperando cubrir cerca de 100,000 nuevos usuarios durante 2005.

## **ANEXO 1 – CIFRAS CONSOLIDADAS BALANCES**

A continuación se presentan las tablas con los datos numéricos detallados de:

Consumo final de energéticos en Tcal 1985-2003

Consumo final de energía en Tcal por sectores 1985 – 2003

Cadena de utilización de gas natural



## CONSUMO FINAL (TOTAL PAIS) DE ENERGETICOS (1985 - 2003 )

AÑO	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	EE	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	SUBTOTAL DERIVADOS PT	CQ	CL	GI	TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFECTIVA
1985	8,100	4,684	13,281	35,735	12,022	1,179	75,001	17,067	3,475	40,210	7,022	15,212	1,999	3,421	67,864	180	592	338	89,517	164,518
1986	8,856	5,138	13,904	36,399	11,764	1,270	77,330	19,215	3,508	42,282	6,329	14,859	1,242	12,540	77,253	179	605	384	101,143	178,474
1987	8,813	5,692	15,936	36,940	12,043	1,369	80,792	19,663	3,894	45,094	6,593	16,116	1,568	12,221	81,592	181	617	688	106,635	187,428
1988	9,459	6,263	13,778	37,581	12,009	1,270	80,360	20,379	3,984	47,310	6,544	16,970	1,291	11,911	84,026	183	630	392	109,594	189,954
1989	9,756	6,347	15,751	38,187	11,949	1,312	83,302	22,144	3,934	49,178	6,466	18,019	859	11,609	86,131	183	641	358	113,392	196,694
1990	10,469	6,649	15,372	38,821	12,341	1,561	85,214	23,107	4,629	49,182	6,925	18,172	905	13,794	88,980	189	653	153	117,712	202,926
1991	10,981	6,347	15,839	39,490	12,197	1,584	86,438	23,797	4,831	49,867	6,958	18,217	1,887	14,148	91,078	189	664	192	120,752	207,190
1992	11,304	7,071	16,142	40,260	11,124	2,062	87,964	24,946	5,322	52,835	7,731	21,097	2,262	12,766	96,692	192	3,247	266	130,664	218,628
1993	11,795	7,505	20,505	31,680	6,753	2,637	80,875	27,248	5,650	53,677	7,738	22,468	1,242	11,742	96,867	194	3,309	167	133,435	214,310
1994	12,661	7,807	20,740	28,698	6,767	2,668	79,341	28,697	5,988	55,698	8,529	23,992	767	13,608	102,594	194	3,356	540	141,369	220,710
1995	13,375	7,858	18,105	26,272	6,851	2,698	75,159	29,967	6,001	57,949	8,918	26,070	2,133	17,960	113,030	197	3,387	184	152,766	227,924
1996	14,202	8,390	19,142	23,940	6,834	2,965	75,473	31,137	7,063	58,104	8,731	29,371	1,152	18,426	115,783	197	3,461	180	157,821	233,294
1997	15,028	9,136	19,084	22,121	7,041	2,958	75,368	30,474	7,401	59,925	9,128	29,809	2,276	16,243	117,380	197	3,529	184	159,165	234,533
1998	16,000	8,189	17,336	19,657	7,151	3,226	71,558	29,656	7,970	58,045	8,620	30,234	1,749	18,286	116,935	606	3,660	179	159,006	230,564
1999	17,022	5,673	18,020	17,897	7,109	3,116	68,836	27,565	8,087	51,632	8,496	26,989	1,064	17,376	105,556	370	3,779	136	145,493	214,329
2000	18,037	2,975	17,117	16,762	7,106	2,965	64,962	28,668	8,414	46,129	7,722	30,140	3,447	18,426	105,863	197	2,138	230	145,510	210,473
2001	23,061	830	17,917	16,619	7,843	2,965	69,234	30,264	8,486	41,362	7,803	33,507	4,002	17,432	104,106	197	956	250	144,260	213,494
2002	24,846	635	16,883	12,119	4,265	2,960	61,709	30,711	7,931	41,412	7,741	30,193	4,374	17,316	101,036	206	4,021	300	144,205	205,914
2003	26,305	3,846	18,177	21,816	8,507	2,933	81,584	31,406	7,488	40,061	7,205	33,708	1,702	17,230	99,905	192	3,569	331	142,890	224,474

Consumo final de energéticos en Tcal 1985-2003

	<b>Residencial</b>	<b>Comercial y Público</b>	<b>Industrial</b>	<b>Transporte</b>	<b>Agropecuario y Minero</b>	<b>Construcciones</b>	<b>No Identificado</b>	<b>Total año Tcal</b>
<b>1,985</b>	48,232	6,395	42,234	51,145	10,383	3,256	2,874	<b>164,518</b>
<b>1,986</b>	49,162	7,025	43,048	55,901	11,266	9,322	2,750	<b>178,474</b>
<b>1,987</b>	51,199	5,752	45,622	58,605	11,054	8,643	6,552	<b>187,428</b>
<b>1,988</b>	51,296	5,780	44,189	59,107	13,550	7,897	8,135	<b>189,954</b>
<b>1,989</b>	53,152	7,143	47,022	59,194	14,093	7,490	8,600	<b>196,694</b>
<b>1,990</b>	54,965	7,102	50,868	64,427	13,464	7,549	4,550	<b>202,926</b>
<b>1,991</b>	56,217	7,591	53,717	68,134	12,460	8,187	883	<b>207,190</b>
<b>1,992</b>	48,708	10,665	59,135	68,001	15,553	4,439	12,128	<b>218,628</b>
<b>1,993</b>	46,460	10,677	63,020	68,039	4,628	2,643	18,842	<b>214,310</b>
<b>1,994</b>	44,247	11,416	66,805	67,461	5,700	2,911	22,169	<b>220,710</b>
<b>1,995</b>	42,543	11,937	66,848	79,625	6,166	4,119	16,686	<b>227,924</b>
<b>1,996</b>	41,797	12,688	68,628	81,419	6,847	4,235	17,681	<b>233,294</b>
<b>1,997</b>	40,212	13,267	71,770	84,177	6,802	4,303	14,002	<b>234,533</b>
<b>1,998</b>	36,946	14,416	69,715	82,095	7,527	4,260	15,605	<b>230,564</b>
<b>1,999</b>	35,367	13,976	65,064	73,784	6,248	3,975	15,914	<b>214,329</b>
<b>2,000</b>	33,720	13,654	65,102	71,872	6,834	4,024	15,269	<b>210,473</b>
<b>2,001</b>	35,380	9,788	67,259	75,581	6,782	3,791	14,275	<b>213,494</b>
<b>2,002</b>	35,199	14,330	63,864	67,712	6,793	621	17,395	<b>205,914</b>
<b>2,003</b>	44,865	14,486	66,983	69,138	11,317	3,229	14,456	<b>224,474</b>

**Consumo final de energía en Tcal por sectores 1985 – 2003**

## PRODUCCION Y UTILIZACIÓN GAS NATURAL 1985 - 2003 (Tcal)

AÑO	1_OFERTA INTERNA							A JUSTE	2_DEMANDA INTERNA												
	1.1_Producción	1.2_Importaciones	1.3_Exportaciones	1.4_Variación de Inventarios	1.5_No Aprovechado	1.6_Pérdidas	Total Oferta Interna		Total DEMANDA INTERNA	2.1_Consumo Propio	2.2 Trasnf - Reciclo - Pérdidas Transf					2.3_Consumo Final					
											2.2 Total Transformación	.Centrales Térmicas	.Autoprodutores	.Centros Tratamiento de gas	.Refinerías	2.3 > Total Consumo Final	.Residencial	.Comercial y Público	.Industrial	.Transporte	.No Identificado
1985	41,033	-	-	-	5,353	-	35,680	-395	36,075	3,065	24,910	14,805	-	1,005	9,100	8,100	262	46	7,792	-	-
1986	40,396	-	-	-	4,844	-	35,552	-1,202	36,754	3,658	24,240	14,139	-	1,038	9,063	8,856	390	69	8,397	-	-
1987	39,618	-	-	-	3,152	-	36,466	-470	36,935	3,152	24,970	14,564	-	950	9,456	8,813	505	89	8,193	26	-
1988	39,065	-	-	-	3,089	-	35,976	-1,050	37,026	3,089	24,479	14,609	-	903	8,967	9,459	688	121	8,621	28	-
1989	39,424	-	-	-	3,098	-	36,326	966	35,359	3,098	22,506	13,004	-	879	8,623	9,756	784	138	8,767	67	-
1990	40,779	-	-	-	3,187	-	37,592	652	36,940	3,187	23,284	13,815	-	876	8,593	10,469	1,012	179	9,136	143	-
1991	41,198	-	-	-	3,215	-	37,982	234	37,748	3,215	23,552	14,695	-	855	8,003	10,981	1,356	239	9,166	220	-
1992	40,420	-	-	-	3,159	-	37,261	147	37,114	3,159	22,651	15,170	-	811	6,669	11,304	1,719	303	8,979	303	-
1993	42,906	-	-	-	4,871	-	38,035	-1,060	39,095	3,329	23,972	16,719	-	800	6,453	11,795	1,910	337	8,893	355	300
1994	42,374	-	-	-	3,098	-	39,276	4,444	34,832	0	22,170	15,191	-	865	6,115	12,661	2,192	387	9,710	372	-
1995	43,897	-	-	-	2,821	-	41,077	612	40,465	3,520	23,570	17,049	-	808	5,713	13,375	2,421	427	10,116	411	-
1996	47,585	-	-	-	3,200	-	44,384	314	44,071	4,578	25,291	15,158	-	945	9,188	14,202	2,777	490	10,463	471	-
1997	59,984	-	-	-	4,968	-	55,016	0	55,016	4,506	35,481	24,480	176	807	10,019	15,028	3,506	619	10,293	505	105
1998	66,902	-	-	-	2,925	-	63,977	-7	63,984	10,648	37,335	25,478	178	1,977	9,703	16,000	4,334	765	10,389	515	-
1999	60,104	-	-	-	3,947	-	56,157	19	56,138	10,921	28,195	15,758	132	1,768	10,537	17,022	5,089	898	10,497	538	-
2000	66,767	-	-	-	4,190	-	62,577	-1	62,578	11,126	33,415	20,837	136	1,942	10,500	18,037	5,598	988	10,843	608	-
2001	70,216	-	-	-	4,615	-	65,601	143	65,458	12,558	29,839	19,331	512	1,218	8,779	23,061	5,808	1,025	15,459	769	-
2002	70,216	-	-	-	4,680	-	65,536	108	65,428	12,324	28,258	18,747	530	1,218	7,764	24,846	6,483	1,144	16,330	888	-
2003	66,222	-	-	-	2,691	-	63,531	-35	63,566	11,126	26,134	16,153	133	1,966	7,882	26,305	6,416	1,132	17,606	1,150	-

Cadena de utilización de gas natural

## **ANEXO 2 – COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL Y DESCRIPCIÓN DE ÁREAS EXCLUSIVAS**

A continuación se presenta la siguiente información:

- Resumen de usuarios de las empresas distribuidoras de gas natural
- Información de las Áreas exclusivas: 1. Características 2. Usuarios

## COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL EN EL PAÍS - Diciembre 31 de 2004

EMPRESA DISTRIBUIDORA	MUNICIPIOS ATENDIDOS	CATASTRO	USUARIOS RESIDENCIALES ANILLADOS	USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS POR ESTRATO						TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS	TOTAL USUARIOS COMERCIALES	TOTAL USUARIOS INDUSTRIALES	TOTAL USUARIOS GN	COBERTURA RESIDENCIAL %	
				1	2	3	4	5	6					POTENCIAL	EFFECTIVA
				Alcanos de Colombia (Zona Centro Tolima)	26	212,668	182,681	14,061	60,777					34,336	3,347
Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)	30	153,977	142,660	22,244	51,300	25,824	7,419	1,256	125	108,168	775	46	108,989	92.70%	70.20%
Gasorient	9	164,951	165,965	22,046	34,854	51,387	34,406	3,859	6,011	152,563	5,558	119	158,240	100.60%	92.50%
Gases de Barrancabermeja	4	45,897	44,506	10,889	14,529	8,165	5,081	675	0	39,339	318	1	39,658	97.00%	85.70%
Gases de Occidente	1	467,224	432,226	18,947	78,085	112,195	24,089	19,570	5,078	257,964	6,482	285	264,731	92.50%	55.20%
Gases de La Guajira	23	76,024	58,541	7,682	23,527	11,478	1,889	267	1	44,843	620	22	45,485	77.00%	59.00%
Gases del Caribe	78	579,347	543,501	127,659	155,236	122,837	35,465	20,823	17,890	479,910	8,240	474	488,624	93.80%	82.80%
Gases del Cusiana	5	29,691	25,900	4,312	11,155	4,580	909	16	0	20,972	322	3	21,297	87.20%	70.60%
Gases del Norte del Valle	23	209,976	197,092	19,712	72,510	39,908	4,779	1,333	89	138,331	1,174	107	139,612	93.90%	65.90%
Gases del Oriente	3	142,000	111,202	7,783	33,046	17,523	6,981	461	1	65,795	4	40	65,839	78.30%	46.30%
Gases del Quindío	8	86,595	78,419	7,433	18,367	12,513	1,257	1,190	143	40,903	396	8	41,307	90.60%	47.20%
Gas del Risaralda	7	165,933	108,176	8,906	24,418	20,475	4,152	1,084	594	59,629	638	24	60,291	65.20%	35.90%
Gas Natural	2	1,422,655	1,269,219	85,517	432,390	493,461	116,302	39,898	26,814	1,194,382	17,465	668	1,212,515	89.20%	84.00%
Gas Natural Cundiboyacense	52	188,418	121,899	6,217	38,723	31,678	5,178	359	0	82,781	1,358	26	83,881	64.70%	43.90%
Gas Natural del Centro	5	95,827	71,067	1,552	13,852	21,889	7,306	1,929	2,777	49,305	667	49	50,021	74.20%	51.50%
Distribuidor: Gas Natural del Cesar	14	43,867	29,939	5,528	13,237	3,303	987	2	0	23,057	151	33	23,241	68.20%	52.60%
Empresas Públicas de Medellín	10	881,376	339,140	1,487	29,590	54,708	22,995	22,887	14,707	146,374	1,329	561	148,264	38.50%	16.60%
Llanogás	11	89,451	89,067	8,739	26,211	39,129	7,544	2,513	750	84,886	1,361	19	86,266	99.60%	94.90%
Madigas Ingenieros	2	13,400	9,482	1,672	3,008	807	102	0	0	5,589	82	4	5,675	70.80%	41.70%
Metrogas	1	53,195	50,198	4,176	18,567	17,021	6,925	2,567	687	49,943	345	5	0	94.40%	93.90%
Surtigas	52	568,350	422,379	113,133	140,758	61,548	17,003	8,072	6,768	347,282	3,817	267	351,366	74.30%	61.10%
Gasur	9	6,850	6,000	0	1,450	225	0	0	0	1,675	18	0	1,693	87.60%	24.50%
Espigas	1	2,040	720	4	59	227	44	0	0	334	14	0	348	35.30%	16.40%
Promesa	1	1,250	720	20	149	129	0	0	0	298	5	0	303	57.60%	23.80%
Proviservicios	1	1,008	700	90	184	9	0	0	0	283	5	0	288	69.40%	28.10%
Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios	1	1,861	1,195	581	0	0	0	0	0	581	573	8	1,162	64.20%	31.20%
Servicios Públicos y Gas - SERVIGAS	3	124	124	0	124	0	0	0	0	124	1	0	125	100.00%	100.00%
<b>TOTAL</b>	<b>382</b>	<b>5,703,955</b>	<b>4,502,718</b>	<b>500,390</b>	<b>1,296,106</b>	<b>1,185,355</b>	<b>314,160</b>	<b>129,291</b>	<b>82,583</b>	<b>3,508,510</b>	<b>52,267</b>	<b>2,797</b>	<b>3,563,574</b>	<b>78.94%</b>	<b>61.51%</b>

Información de diciembre 31 de 2004

Fuente: Empresas Distribuidoras de Gas Natural

Consolidó: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía

Número Total de Usuarios Residenciales Conectados por Estrato (E)

E1	E2	E3	E4	E5	E6
500,390	1,296,106	1,185,355	314,160	129,291	82,583

Poblaciones con gas natural:	382
Usuarios residenciales conectados con gas natural:	3,508,510
Usuarios comerciales conectados con gas natural:	52,267
Usuarios industriales conectados con gas natural:	2,797
Usuarios TOTALES conectados con gas natural:	3,563,574

Porcentaje por Estrato (E) de Usuarios Residenciales Conectados

E1	E2	E3	E4	E5	E6
14.3%	36.9%	33.8%	9.0%	3.7%	2.4%

## CONTRATOS DE CONCESIÓN

### ÁREAS EXCLUSIVAS

NOMBRE AREA	VIGENCIA FECHA LIQ.	CONCESIONARIO	USUARIOS AÑO 8o.	DT'S \$/95	PATRIMONIO AÑO 5o. M \$ - 95	RESOLUCION APERTURA	RESOLUCION ADJUDICACION	FIRMA
Valle del Cauca	31/12/2014	Gases del Norte del Valle	100,400	21,31,38,45,52	1472	82031/96	80640. 11/04/97	09/05/1997
Caldas	31/12/2014	Gas Natural del Centro	52,441	26,36,47,58,70	658	82034/96	80643. 11/04/97	26/04/1997
Quindío	31/12/2014	Gases del Quindío	40,405	61,70,79,89,99	663	82032/96	80641. 11/04/97	26/04/1997
Risaralda	31/12/2014	Gas de Risaralda	61,907	24,33,44,55,65	733	82033/96	80642. 11/04/97	26/04/1997
Centro y Tolima	31/12/2014	Gran Colombiana de Gas	52,699	31,48;40,92;53,1 9, 69.14, 89,88	1238	83470/96	81846. 24/07/97	25/08/1997
Altiplano Cundiboyacense	31/12/2014	Gas Natural Cundiboyacense	119,270	23,32;24,48;27,9 2, 31,14;34,23	3098	82821/97		11/06/1998

Total **427,122**

**Características contratos de concesión áreas exclusivas**

## USUARIOS POR ESTRATOS DE ÁREAS EXCLUSIVAS

CONCESIONARIO	EST. 1	EST. 2	EST. 3	EST. 4	EST. 5	EST. 6	TOTAL
Gases del Norte del Valle	19,712	72,510	39,908	4,779	1,333	89	138,331
Gas Natural del Centro	1,552	13,852	21,889	7,306	1,929	2,777	49,305
Gases del Quindío	7,433	18,367	12,513	1,257	1,190	143	40,903
Gas de Risaralda	8,906	24,418	20,475	4,152	1,084	594	59,629
Gran Colombiana de Gas	14,061	60,777	34,336	3,347	530	148	113,199
Gas Natural Cundiboyacense	6,217	38,723	31,678	5,178	359	0	82,155
<b>TOTAL POR ESTRATO</b>	<b>57,881</b>	<b>228,647</b>	<b>160,799</b>	<b>26,019</b>	<b>6,425</b>	<b>3,751</b>	<b>483,522</b>
	<b>12.0%</b>	<b>47.3%</b>	<b>33.3%</b>	<b>5.4%</b>	<b>1.3%</b>	<b>0.8%</b>	<b>100.0%</b>

**USUARIOS EN ESTRATOS 1, 2 Y 3      92.5%**

Información a diciembre de 2004

## ANEXO 3 – COMPARACIÓN DE COSTOS DE SUSTITUCIÓN DE COCINOL

Hoja de cálculo utilizada por ECOPETROL para promocionar el uso de GLP en los procesos de sustitución de cocinol en 1999.

### 1. COSTOS CON GAS NATURAL

	<u>Estrato 1</u>	<u>Estrato 2</u>	<u>Estrato 3</u>
Derecho de Conexión (*)	\$233,852	\$233,852	\$233,852
Instalación interna (1 punto) - Sin ajuste 1999	\$151,000	\$178,000	\$212,400
<b>Total</b>	<b>\$384,852</b>	<b>\$411,852</b>	<b>\$446,252</b>

El derecho de conexión puede financiarse con Gas Natural S.A. a 48 meses para Estrato 1 y a 36 meses para los demás.

(*) Valor cuota mensual financiada	\$10,127	\$11,525	\$11,525
------------------------------------	----------	----------	----------

La instalación interna debe pagarse en efectivo y por adelantado. Ecopetrol reconoce \$120,000 a cambio del carné de cocinol, para abonar a la instalación interna.

Finalmente, las cuentas quedan así:

Cuota Inicial			
Instalación interna (1 punto) - Sin ajuste 1999	\$151,000	\$178,000	\$212,400
-Menos: Abono Ecopetrol	\$120,000	\$120,000	\$120,000
<b>Pago por el usuario, DE CONTADO</b>	<b>\$31,000</b>	<b>\$58,000</b>	<b>\$92,400</b>

Valor promedio servicio de gas			
De 0 a 20 m3	\$110	\$132	\$220
Más de 20 m3	\$220	\$220	\$220
Consumo promedio	m3/mes 23.5	25.5	23.2
<b>Valor consumo de gas</b>	<b>\$/mes \$2,970</b>	<b>\$3,850</b>	<b>\$5,104</b>

### Pagos Mensuales

Valor cuota del derecho de conexión	\$10,127	\$11,525	\$11,525
Cargo fijo	\$2,212	\$2,212	\$2,212
Valor consumo de gas	\$2,970	\$3,850	\$5,104
<b>Valor mensual hasta el año 2002</b>	<b>\$15,309</b>	<b>\$17,587</b>	<b>\$18,841</b>

### 2. COSTOS CON GLP

	<u>Estrato 1</u>	<u>Estrato 2</u>	<u>Estrato 3</u>
Cuota Inicial: GRATIS	\$0	\$0	\$0
Valor próximos 6 mese: GRATIS	\$0	\$0	\$0
<b>Valor mensual después de 6 meses</b>	<b>\$9,500</b>	<b>\$9,500</b>	<b>\$9,500</b>
<b>Ahorro mensual con GLP !!!</b>	<b>\$5,809</b>	<b>\$8,087</b>	<b>\$9,341</b>

Enero 21/99



## **ANEXO 4 – RESULTADOS DEL PROGRAMA GAS PARA EL CAMPO**

	<b>Santander</b>	<b>Casanare</b>	<b>Nariño</b>	<b>Tolima</b>	<b>Suma</b>
Número de distribuidores	5	3	2	1	11
Interventorías	1	1	1	1	4
<b>INSCRIPCIONES</b>					
Usuarios contratados	22,570	13,405	33,064	23,599	92,638
Inscripciones válidas	22,749	12,809	35,349	24,949	95,856
Cumplimiento objetivo	100.8%	95.6%	106.9%	105.7%	103.5%
Duración proceso	1,577	270	1,367	461	3,675
Promedio día calendario	14	47	26	54	26
Días efectivos	568	195	373	285	1,421
Promedio día laborado	40	66	95	88	67
Máximo logrado	176	242	1,024	367	1,808
<b>ENTREGAS</b>					
Inscripciones válidas	22,749	12,809	35,349	24,949	95,856
Entregas válidas	21,809	12,442	33,050	23,593	90,894
Cumplimiento objetivo	95.9%	97.1%	93.5%	94.6%	94.8%
Cumplimiento contrato	96.6%	92.8%	100.0%	100.0%	98.1%
Duración del proceso	743	407	734	304	2,188
Promedio día calendario	29	31	45	78	42
Días efectivos	411	194	291	264	1,160
Promedio día laborado	53	64	114	89	78
Máximo logrado	261.2	179	491	378	1,309
Promedio inscripción-entrega	108	217	170	93	147
<b>RECOLECCIÓN DE BONOS</b>					
Bonos por recolectar	43,618	24,884	66,100	47,186	181,788
Recolectados	41,579	21,739	61,497	46,033	170,848
Cubrimiento mercado	95.3%	87.4%	93.0%	97.6%	94.0%
Pendientes por recoger	2,039	3,145	4,603	1,153	10,940
Vencidos a 28-feb-99	2,039	3,145	1,860	1,153	8,197
Vigentes en el mercado	0	0	2,743	0	2,743
% de vencimiento	4.7%	12.6%	2.8%	2.4%	4.5%
Recolección irregular					
Recogidos el mismo día	284	24	0	28	336
Recogidos simultáneos	1,708	1,290	10	1,646	4,654
% de recolección irregular	4.1%	5.9%	0.0%	3.6%	2.7%
Promedio 1er bono	49	57	62	44	53
Promedio 2º bono	90	92	114	79	94
Promedio entre bonos	41	35	52	35	41
Máximo 1er bono	166	181	208	183	185
Máximo 2ª bono	173	183	243	184	196
Máxima recolección	854	834	1,916	684	4,288
% de recolección máxima	2.1%	3.8%	3.1%	1.5%	2.5%

## **ANEXO 5 – VALORIZACION PROGRAMA COCINOL**

Los beneficios económicos del programa de sustitución de cocinol, encontrados en el Capítulo IV, son calculados en detalle en el anexo en medio magnético “**Anexo 5 - Calculos de Cocinol.xls**”

Por practicidad no se incluyen versiones impresas en este documento, solo el archivo de Excel en medio magnético como memoria de cálculo de dichos valores.